



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA



CNDC

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



Gobierno del Estado Plurinacional de
BOLIVIA

Ministerio de
Energías

MEMORIA ANUAL 2019

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN









MEMORIA ANUAL 2019

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN

ANEXOS







CONTENIDO

PRESENTACIÓN DEL PRESIDENTE DEL CNDC	2
PRESENTACIÓN INSTITUCIONAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA - CNDC	4
EL CNDC	4
CREACIÓN	4
ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES	4
ÓRGANO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DEL CNDC	6
FUNCIONES	6
RECURSOS OPERATIVOS	7
MISIÓN, VISIÓN, PRINCIPIOS y VALORES	8
CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2019	10
CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO	10
CONTRIBUCIONES A MEDIANO Y LARGO PLAZO	11
ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE BOLIVIA 2030	11
PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE BOLIVIA	12
CONSULTORÍA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE DE GENERACIÓN CONSIDERANDO	12
CONSULTORÍA "PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD A MEDIANO PLAZO DE LA PROVINCIA SUD	
LÍPEZ Y LA ZONA ADYACENTE A LA LAGUNA COLORADA"	12
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO EN EL SIN	13
INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL	13
OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES	13
LOGROS OPERATIVOS	14
PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	14
DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL	15
ANÁLISIS OPERATIVO Y CONFIABILIDAD	16
TRANSACCIONES ECONÓMICAS Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM	17
SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL - SMEC	17
INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS	19
INFORME DETERMINACIÓN RESERVA ROTANTE	19
INFORME ÍNDICES DE CALIDAD DE TRANSMISIÓN	19
INFORME DE LA ESTADÍSTICA DE DESEMPEÑO DEL SIN	19
ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO	20
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 30	20
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 11	22
INFORME CUMPLIMIENTO NORMA OPERATIVA N° 13	23
SUPERVISIÓN DE LA INCORPORACIÓN AL SIN DE NUEVAS INSTALACIONES	23
MEJORA EN LA NORMATIVA DEL SECTOR	28
RESOLUCIONES DEL CNDC	29
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	29
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y PROCESOS	30
SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC	31
CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA	32
VISITAS TÉCNICAS Y SUPERVISIONES	33
CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA	34
PARTICIPACIÓN EN ACTIVIDADES DEL SECTOR	34
PLANIFICACIÓN ESTRÁTÉGICA Y LOGROS	35
ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS DEL CNDC	40
INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE	41
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2019	46



PRESENTACIÓN DEL **PRESIDENTE DEL CNDC**

El Comité Nacional de Despacho de Carga - CNDC, en su condición de Operador del Sistema de Potencia Interconectado Nacional Boliviano (SIN), tiene el agrado de presentar los resultados del trabajo realizado durante la gestión 2019.

Nuestras labores como Operadores del SIN, corresponden a la Operación, Administración y participación en la Planificación de la Expansión, velando que la provisión de energía eléctrica sea confiable y realizando un despacho de generación óptimo, a costo mínimo en el territorio nacional y definiendo las transacciones económicas entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano.

Se destacan importantes incorporaciones al Sistema Interconectado Nacional, como ser los Ciclos Combinados de las Plantas Termoeléctrica de Entre Ríos CCERI40 cuya operación comercial dio inicio el 20/12/2019; así también el Ciclo Combinado de la Planta Termoeléctrica de Warnes CCWAR10 cuya operación comercial dio inicio el 05/05/2020, ambas unidades generadoras con una capacidad de potencia adicional de 120 MW cada una.

El 13 de Febrero del 2020, se tuvo la satisfacción de presentar el informe final de la consultoría "Planificación de la Expansión de largo plazo del SIN" Elaborada por la empresa CESI S.p.a. de Itallia, la misma contó con la presencia de distintos representantes de los agentes del MEM, representantes de la Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear, y representantes de Ministerio de energías. Este mismo informe fue remitido al Ministerio de Energías, y servirá para la elaboración del plan de expansión a presentar por la Gerencia de Planificación del CNDC.

La constante evolución de la matriz energética y el compromiso con la mejora continua de nuestro servicio; dio como resultado a gestiones coordinadas con ENDE TRANSMISIÓN para la migración a un nuevo sistema SCADA con nuevas y mejores herramientas de control, de manera que el CNDC pueda ir a la par con las nuevas tecnologías para un operador del sistema. Este nuevo sistema permitirá gestionar de mejor manera el control implementando nuevas herramientas como el AGC el cual está planificado a implementar hasta fines del año en curso.

Como parte de una política de capacitación constante, el CNDC cuenta con personal altamente calificado para el ejercicio de sus funciones, los cuales forman parte de un plan de capacitación anual que les permite desempeñar sus funciones de la mejor manera posible. Tuvimos el agrado de contar en esta oportunidad con la visita de personal de DIGSILENT para celebrar la capacitación al personal en el curso de "Simulación de sistemas HVDC y FACTS con Power Factory".

Estos son algunos de los logros que como CNDC pudimos obtener durante la última gestión, sin perder de vista el objetivo nuestras funciones; el de poder entregar Energía Segura y Confiable Para Todos.



Ing. Javier Granda Vargas
PRESIDENTE

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

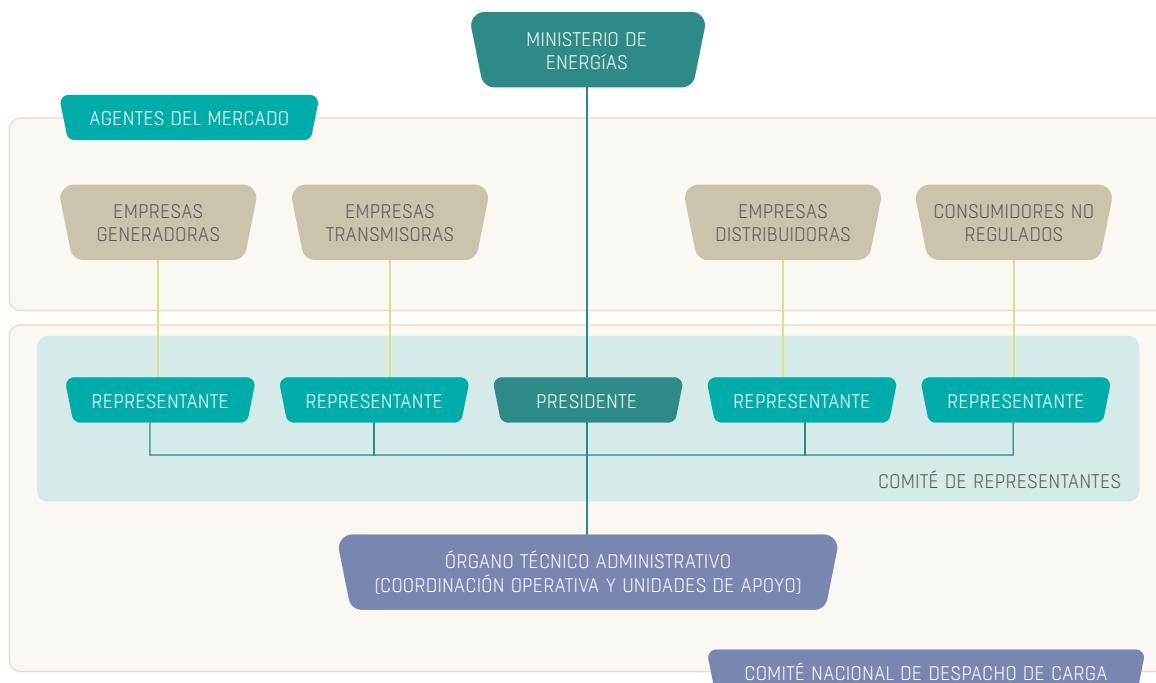
Fue creado según lo dispone el Artículo 18 de la Ley 1604 Ley de Electricidad de 21 de diciembre de 1994.

ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES

Su organización y funciones han sido determinadas mediante el Artículo 19 de la Ley Nº 1604 y Decreto Supremo Nº 29624 "Reglamento de Funciones y Organización del

CNDC" de fecha 02 de julio de 2008, Decreto Supremo Nº 29894 de 07 de Febrero de 2009 y modificado por Disposición Final Segunda del Decreto Supremo Nº 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 Energías según Decreto Supremo 3070 del 09 de febrero de 2017, 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 compuesto por: el Presidente que es nominado por el Ministerio de Energías, un representante de las empresas generadoras, un representante

de las empresas transmisoras, un representante de las empresas distribuidoras y un representante de los consumidores no regulados.



Línea Minero - Aguaí 115 KV - CRE

COMITÉ DE REPRESENTANTES GESTIÓN 2019

Presidente:

Ing. Fernando Ajhuacho
(RM N° 033-17 de 27 de marzo de 2017)
(RM N° 0235-19 de 12 de diciembre de 2019)

Por las Empresas Generadoras enero a diciembre 2019

Titular:

Ing. Ramiro Becerra

Alterno:

Ing. Filiberto Soto

Por las Empresas Transportadoras enero a diciembre 2019

Titular:

Ing. Marcelo Hinojosa

Alterno:

Ing. Javier Villegas

Por las Empresas Distribuidoras enero a diciembre 2019

Titular:

Ing. René Ustáriz

Por los Consumidores No Regulados enero a diciembre 2019

Titular:

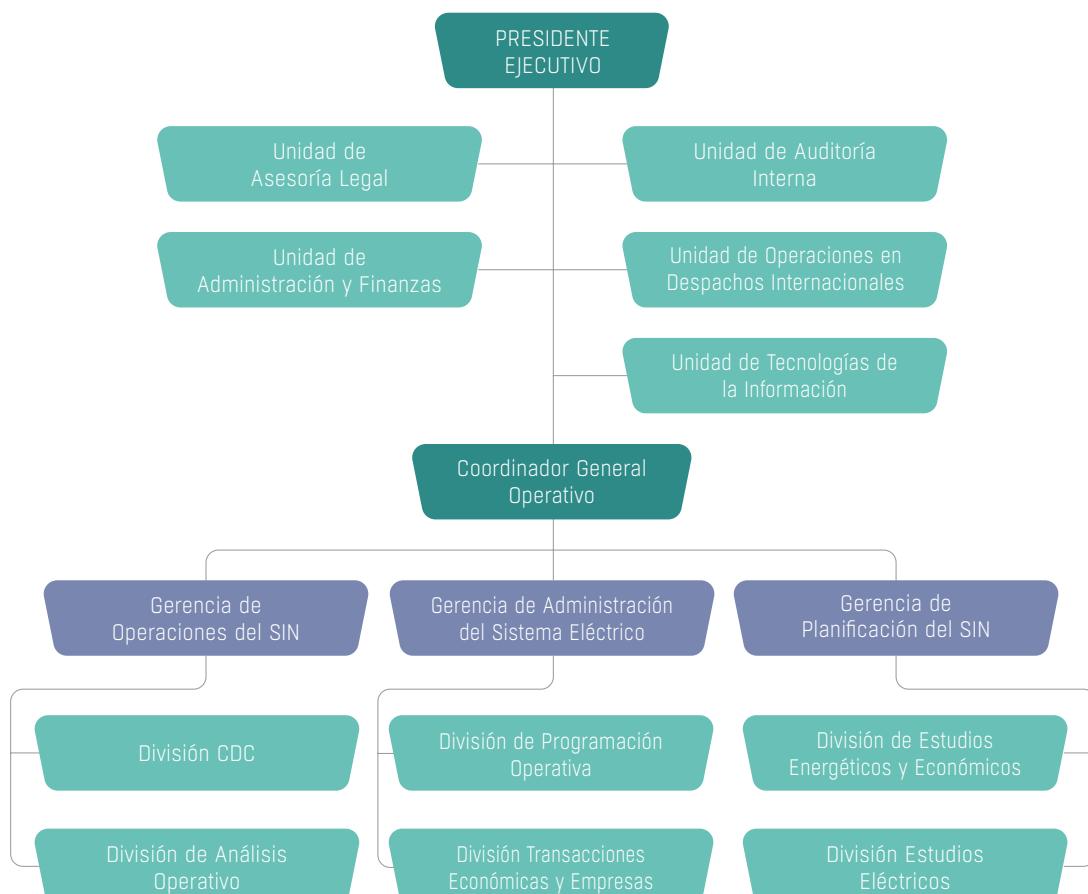
Ing. Fernando Guzmán

Alterno:

Ing. Miguel Aramayo

ÓRGANO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DEL CNDC

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



FUNCIONES

Las principales funciones asignadas al CNDC establecidas en el marco legal son:

- Participar en la planificación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional bajo las directrices del Ministerio de Energías y otras entidades llamadas por Ley.
- Coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional para atender la demanda de energía eléctrica.
- Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista, estableciendo el balance valorado que resulte de la operación.

RECURSOS OPERATIVOS

El CNDC en su conjunto, cuenta y tiene acceso a una infraestructura operativa especializada única en el país, con el fin de cumplir con las funciones asignadas en el marco normativo aplicable, entre los componentes más importantes de dicha infraestructura, podemos citar:

- Acceso al Sistema de Control SCADA de ENDE Transmisión, para la supervisión de la operación en tiempo real del SIN.
- Infraestructura de comunicaciones que cubre todos los nodos de interconexión del SIN.
- Sistema de Medición Comercial para la obtención de datos de forma horaria de inyecciones y retiros aplicables a las transacciones económicas.
- Herramientas Informáticas especializadas para realizar la planificación y programación de la operación, operación en tiempo real y postoperación.
- Equipo OMICRON para la fiscalización de los relés del Esquema de Alivio de Carga.
- Banco de Prueba portátil para ensayo de medidores de energía trifásicos.

Subestación Choquetanga - DELAPAZ



MISIÓN, VISIÓN, PRINCIPIOS Y VALORES

MISIÓN

"Operar y administrar el Sistema Eléctrico Boliviano y participar en la planificación de la expansión del Sistema Interconectado Nacional, con criterios de seguridad, confiabilidad y a costo mínimo; contribuyendo al desarrollo y sostenibilidad de la industria eléctrica, acceso universal al servicio de energía eléctrica, diversificación de la matriz energética y exportación de excedentes".

VISIÓN

"Ser la entidad que impulse el desarrollo del Sistema Interconectado Nacional, el cambio de la matriz energética y la integración eléctrica regional en forma coordinada con el Ministerio de Energías y el Sector Eléctrico".

PRINCIPIOS Y VALORES

Los **principios** que rigen la conducta ética de los funcionarios del CNDC son:

Integridad

Obrar de manera proba, recta y digna con todos los Agentes del Mercado, entidades del Estado y las personas naturales o jurídicas con quienes interactúan.

Lealtad

Asumir el compromiso de fidelidad, actuando siempre en bien de la institución que ha puesto su confianza en él.

Equidad

Otorgar a cada uno lo que es debido, sean estos sus superiores, subordinados o terceras personas.

Independencia

En todas las cuestiones relacionadas con la labor que desempeñen, la independencia de los funcionarios del CNDC no debe verse afectada por intereses personales, políticos o por relaciones personales o financieras que provoquen conflicto de lealtad o de interés.



Imparcialidad

Actuar sin discriminación de raza, religión, edad, sexo o credo político, sin representar ni defender los intereses particulares de las empresas de la industria eléctrica ni de terceros.

Transparencia

Actuar en el marco de permitir que todas las decisiones y acciones que adopte, así como las consecuencias de estas sean conocidas en contenido y en forma oportuna, por quien tenga derecho a ello, en el marco de las normas legales vigentes.

Confidencialidad

Guardar la reserva y el secreto profesional, sin revelar la información que sea de su conocimiento, excepto en los casos y formas exigidas por Ley, de tal manera que no beneficie ilegítimamente a institución o persona alguna.

Responsabilidad

Asumir las labores y tareas asignadas en forma profesional, eficiente y comprometida, dentro los plazos mínimos establecidos, debiendo responder por las consecuencias de sus acciones y decisiones.

Honestidad

Actuar con apego a la verdad, tomando como referencia en todo momento los valores y principios éticos, rechazando toda propuesta o situación que podría condicionar su opinión o criterio en los procesos de toma de decisiones.

Los **valores** que rigen la conducta humana de los funcionarios del CNDC son:

Igualdad

Reconocimiento del pleno derecho en el ejercicio de las funciones, sin ningún tipo de discriminación, otorgando trato equitativo sin distinción de ninguna naturaleza a las personas e instituciones.

Dignidad

Resultado del buen equilibrio emocional que brinda valor inherente al ser humano y se basa en el reconocimiento de respeto sin importar cómo sean los demás, tolerando las diferencias de cada persona.

Inclusión

Integración de los diferentes sectores sociales en el desempeño laboral.

Solidaridad

Identificarse con las necesidades de los demás y responder con efectividad a las mismas.

Trabajo en equipo

Decidida participación de cada persona a fin de alcanzar la consecución de objetivos, que influye de forma positiva permitiendo que haya compañerismo.

Vocación de servicio

Franca actitud para ayudar y colaborar desinteresadamente a los demás, que nos permite ir más allá de nuestro trabajo, demostrando que somos capaces de mejorar aspectos de la vida de nuestros clientes externos e internos.

Adaptación al cambio

Capacidad y versatilidad en el comportamiento, para enfrentarse con flexibilidad a situaciones nuevas y aceptar los cambios del entorno, adaptando nuestra propia conducta para alcanzar objetivos.

CONTRIBUCIONES ANTE LA COYUNTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DURANTE LA GESTIÓN 2019

Durante la gestión 2019, el despacho de carga se realizó cumpliendo los criterios de seguridad, confiabilidad y costo mínimo, establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

CONTRIBUCIONES A CORTO PLAZO

En toda la extensión del Sistema Interconectado Nacional se han reducido los efectos de condiciones críticas de operación, además se contó 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.
- 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), 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 - mensuales, 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 e indisponibilidad forzada 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 proyección de la demanda de energía eléctrica de Bolivia fue actualizada para el periodo 2020 - 2030. Para la proyección se utilizaron declaraciones de grandes consumidores, métodos de abajo para arriba, métodos basados en interpolación de tasas de crecimiento y métodos basados en la evolución del consumo específico por categorías de los distribuidores.

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

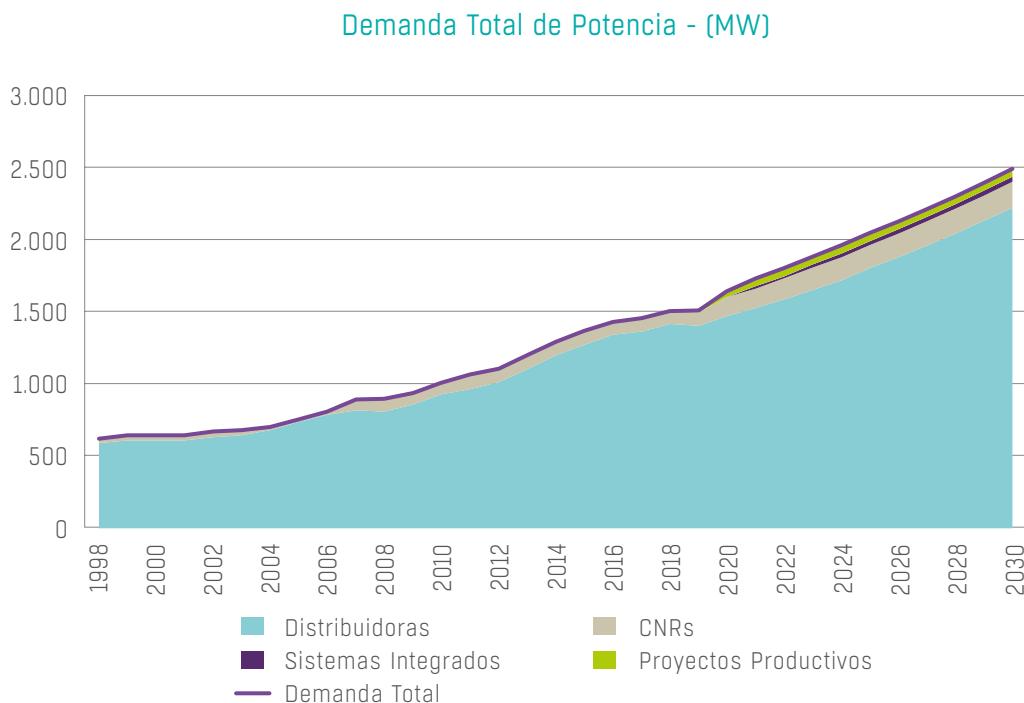
Proyección Demanda de Energía y Potencia Total del SIN

Año	Energía	Potencia
	(GWh)	(MW)
2020	9.758	1.646
2021	10.371	1.737
2022	10.833	1.806
2023	11.326	1.887
2024	11.782	1.966
2025	12.310	2.052
2026	12.816	2.132
2027	13.351	2.218
2028	13.912	2.307
2029	14.503	2.400
2030	15.128	2.499

Ampliación de Capacidad Subestación Este - ENDE DEORURO



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



PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE BOLIVIA

Se ha realizado el estudio de consultoría internacional "Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia", a cargo de la Consultora CESI de Italia. El estudio consiste en realizar la expansión integrada de generación, transmisión y distribución del SIN, a objeto de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica de la demanda interna y de los sistemas aislados a ser integrados, diversificando la matriz energética con fuentes renovables y considerando niveles de confiabilidad adecuados; asimismo se analiza escenarios de exportación a países vecinos.

CONSULTORÍA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE DE GENERACIÓN CONSIDERANDO GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL

Se concluyó la consultoría "Determinación de la reserva rotante de generación considerando generación renovable no convencional", a cargo del consorcio PSR y Tractebel.

CONSULTORÍA "PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD A MEDIANO PLAZO DE LA PROVINCIA SUD LÍPEZ Y LA ZONA ADYACENTE A LA LAGUNA COLORADA"

Se contrató la consultora U-CON S.R.L para determinar la demanda potencial de electricidad en la provincia Sud Lípez y la zona circundante a Laguna Colorada, ubicada en la región sudoeste del departamento de Potosí. La consultoría fue concluida y los resultados fueron presentados tanto al CNDC como a ENDE.

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. Particularmente, entre los meses de octubre y noviembre, se tuvo una coordinación estrecha entre los sectores de electricidad y gas al registrarse daños severos ocasionados por terceros en el Gasoducto Carrasco - Cochabamba.

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

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

- Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) 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).

OTRAS CONTRIBUCIONES Y PARTICIPACIONES

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

- Participación en los proyectos de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER): CIER19 - Portal de mercados, CIER20 - SIGER ATLAS.
- Participación en la consultoría “Análisis, revisión y diagnóstico de la Norma Operativa N° 6 e Instructivos de Restitución”.

Subestación Lucianita - ENDE DEORURO



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 2019 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 3,22 %, la demanda máxima coincidental anual registrada fue inferior a la prevista en 4,81 %.

En general, los resultados permiten concluir que, en el año 2019, en lo que respecta al margen de reserva, el sistema operó cumpliendo las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas en la Normativa vigente. También, en el 2019 ingresaron en operación comercial las siguientes unidades:

El 4 de febrero de 2019 la unidad MOS17 (1,46 MW). El 8 de febrero de 2019 las unidades MOS18 (1,6 MW) y MOS19 (0,4 MW). El 13 de febrero de 2019 la unidad MOS20 (1,6 MW). El 9 de abril de 2019 la Central Hidroeléctrica San José 2 (69 MW). El 15 de mayo de 2019

la unidad CCSUR30 (131,6 MW). Desde el 14 de junio de 2019 nueva potencia efectiva de Central Hidroeléctrica Corani (65,24 MW). El 29 de junio de 2019 la unidad CCSUR40 (131,6 MW). El 6 de julio de 2019 los excedentes del Autoproductor AGUAÍ (6 MW). El 25 de julio de 2019 la unidad CCWAR40 (134,6 MW). El 30 de agosto de 2019 la unidad SB002 (0,6 MW). El 2 de septiembre de 2019 la unidad SIM01 (0,35 MW). El 8 de septiembre de 2019 la unidad CCERI30 (136,4 MW). El 19 de septiembre de 2019 la Central Solar Oruro (50,01 MW). El 8 de octubre de 2019 la unidad CCWAR30 (134,6 MW). El 19 de octubre de 2019 la unidad MOS21 (1,20 MW). El 24 de octubre de 2019 la unidad MOS22 (1,80 MW). El 20 de diciembre de 2019 la unidad CCERI40 (136,4 MW).

En el 2019 se retiraron del parque de generación las siguientes unidades: el 28 de octubre de 2019 las unidades MOS17 y MOS18 según Resolución AE N° 390/2019, MOS19 y MOS20 según Resolución AE N° 401/2019 y MOS22 según Resolución AETN N°869/2019. El 1º de noviembre de 2019 las unidades KEN01 (9,35 MW) y KEN02 (9,35 MW).

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 2019 fue del orden del -3,2%.

Ampliación de Capacidad Subestación Sud - ENDE DEORURO



DESPACHO DE CARGA EN TIEMPO REAL

La coordinación de la operación y el despacho de carga en tiempo real durante la gestión 2019, ha sido realizada de forma adecuada y oportuna, 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 no prevista de unidades generadoras o líneas de transmisión, como ser:

- La indisponibilidad forzada de la unidad ALTO2, debido a cambio de rodamiento principal.
- La indisponibilidad forzada de la unidad ERI32 por falla eléctrica en el generador.
- La indisponibilidad de la unidad KAR, debido a la presencia de alimaña en aceite de turbina.
- La indisponibilidad programada de la unidad GCH12, debido a la implementación de la regulación primaria, inspección condensador, mantenimiento unidad de disparo.
- La indisponibilidad de las unidades de ciclo combinado bloques 30 y 40 de central Termoeléctrica del Sur, debido a falta de insumos químicos.

Ampliación de Capacidad Subestación Sud - ENDE DEORURO



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 2019 se destacan las acciones siguientes:

- Análisis de Operación de los Ciclos Combinados en la Central Termoeléctrica del Sur.
- Análisis de un Esquema DAC para el Área Norte.
- Análisis de Operación de los Ciclos Combinados en la Central Termoeléctrica Entre Ríos.
- Análisis de Regulación de Tensión del Área Sucre.
- Análisis de Operación del Área Oriental.
- Análisis del Flujo por la Línea Kenko - Alto Achachicala 115 kV.
- Análisis de la Limitación de Transferencia por las Líneas Carrasco - Santiváñez y Carrasco - Chimoré 230 kV.
- Investigación Sobre el Arco Secundario en Líneas de 500 kV.
- Esquema DAG de la Central Termoeléctrica del Sur.
- Análisis de Sobretensiones ante Demanda Mínima del Sistema.
- Capacitación en Protección de Sistemas de Potencia e Introducción a la Teoría de Ondas Viajeras.
- Fiscalización del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) a todos los agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados.
- Participación en la Revisión de la Norma Operativa N°11.
- Participación en grupo de análisis del Área Sur.
- En coordinación estrecha entre ENDE TRANSMISIÓN S.A. y el CNDC, se logró la migración (upgrade) del Sistema SCADA, Sinaut Spectrum V3.4 a V7, a fines del mes de agosto.

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 ha realizado el seguimiento de las Normas Operativas, en virtud a las condiciones requeridas por el sistema y la adecuación a las disposiciones legales vigentes.

SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL - SMEC

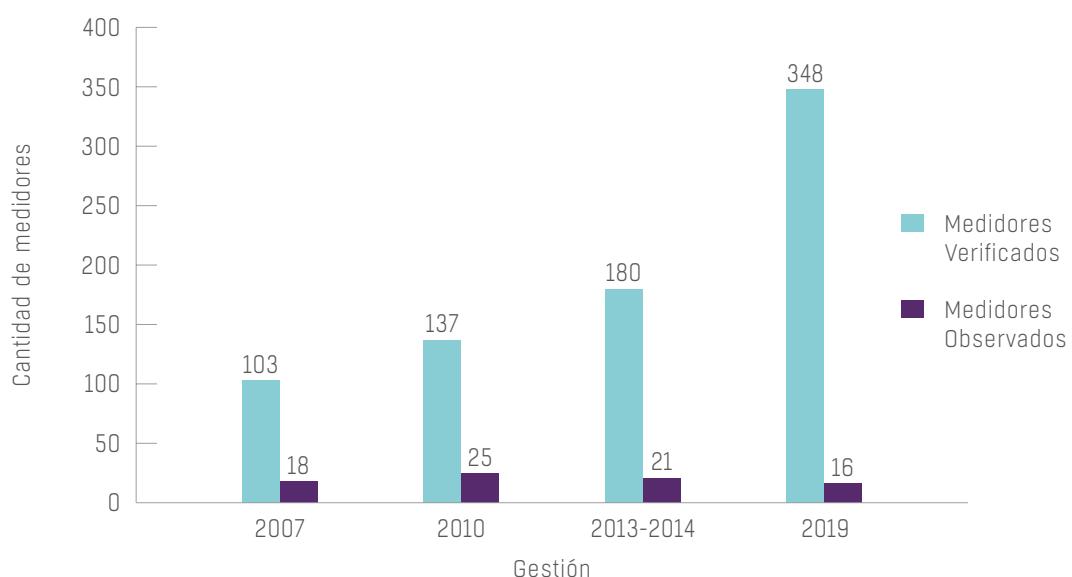
Este sistema constituye una parte fundamental dentro del proceso de elaboración de las transacciones económicas del MEM, puesto que permite obtener los registros de medición de energía, potencia, y otros parámetros eléctricos en intervalos de 15 minutos, de los equipos de medición instalados por los 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 Sistema de Medición Comercial - SMEC durante la gestión 2019, 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 305 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.

Asimismo, es importante señalar que dentro de las actividades del CNDC como Administrador del MEM, se ha iniciado el proceso de revisión y verificación de los equipos de medición que forman parte del SMEC en una primera fase. Este proceso fue realizado por el CNDC con su personal técnico y con el equipamiento correspondiente (Banco de Calibración Portátil marca MTE modelo PTS 400.3 clase 0.02%), en dicho proceso se verificaron 348 medidores del SMEC, entre medidores principales y de respaldo. Dicha actividad fue ejecutada y supervisada satisfactoriamente por el CNDC durante los meses de abril, mayo, junio y julio de 2019, el desarrollo de los trabajos de revisión y verificación metrológica, consideró la aplicación de los márgenes establecidos en el Anexo 2 - Procedimiento de Revisión y Calibración de los Medidores de Energía Eléctrica del Sistema de Medición Comercial de la Norma Operativa Nº 8 "Sistema de Medición Comercial" y los mismos fueron realizados en coordinación con los Agentes del MEM propietarios de dichos equipos de medición en instalaciones de las subestaciones y/o centrales donde se encontraban instalados dichos medidores.

Verificación y Revisión del SMEC



Los resultados obtenidos se encuentran plasmados en el Informe Nº CNDC 76/2019, mismo que fue aprobado mediante Resolución CNDC 422/2019-5 por el Comité de Representantes al CNDC en la Sesión Ordinaria Nº 422 de fecha 16 de diciembre de 2019.

INFORMES TÉCNICOS Y DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Se realizaron las siguientes evaluaciones económicas:

- Informe CNDC 42/19, que corresponde a la evaluación económica - Interconexión 230 kV Santa Cruz - Beni, aprobado mediante Resolución CNDC 416/2019-4.
- Informe CNDC 54/19, que corresponde a la evaluación económica - Conexión ECEBOL Potosí 115 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 419/2019-1.

Ciclos Combinados Central Termoeléctrica Warnes - ENDE ANDINA



INFORME DETERMINACIÓN RESERVA ROTANTE

Informe CNDC 41/19, que corresponde a la “Determinación de la Reserva Rotante para el Periodo noviembre 2019 - octubre 2020”, que consiste en la determinación de la reserva rotante optima del SIN considerando criterios técnico-económico, mediante estudios energéticos y eléctricos para tres alternativas de reserva para el sistema.

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 2018 - octubre 2019, mismo que fue aprobado por el Comité de Representantes mediante Resolución CNDC 421/2019-8 y enviado a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

INFORME DE LA ESTADÍSTICA DE DESEMPEÑO DEL SIN

Se elaboró el informe “Estadística de desempeño del SIN - año 2019”, que contiene: indicadores estadísticos del sistema e indicadores estadísticos de componentes de generación y transmisión del SIN, de acuerdo al modelo estadístico desarrollado por la CIER.

ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

Se elaboraron los Informes del análisis eléctrico de los resultados de la programación de mediano plazo para los períodos mayo 2019 - abril 2023 y noviembre 2019 - octubre 2023, a objeto de verificar que la operación del sistema cumple los requerimientos de las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN (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, transmisión y grandes consumidores", se presentaron al Comité de Representantes los siguientes documentos:

Ciclo Combinado CCERI30 - ENDE ANDINA



- Informe CNDC Nº 02/19 "Línea Tarija - La Angostura 115 kV", consiste en la construcción de la línea de transmisión en 115 kV entre la subestación Tarija y la nueva subestación Angostura, aprobado mediante Resolución CNDC 407/2019-4.
- Informe CNDC Nº 20/19 "Línea Brechas - El Dorado 230 kV", consiste en la construcción de la línea de transmisión en 230 kV entre la subestación Brechas y la nueva subestación El Dorado, aprobado mediante Resolución CNDC 412/2019-8.
- Informe CNDC Nº 24/19 "Construcción Planta Solar Fotovoltaica Oruro", consiste en la construcción de una Planta de Generación Fotovoltaica de 50 MW, aprobado mediante Resolución CNDC 413/2019-5.
- Informe CNDC Nº 30/19 "Conexión ECEBOL Potosí 115 kV al SIN", consiste en la construcción de la nueva subestación eléctrica ECEBOL Potosí que dividirá a la línea de transmisión La Plata - Potosí 115 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 414/2019-6.
- Informe CNDC Nº 32/19 "Interconexión 230 kV Santa Cruz - Beni", consiste en la instalación de la segunda terna Bélgica - Troncos 230 kV, construcción de la Línea Troncos - Guarayos 230 kV, Guarayos - Paraíso 230 kV y Paraíso - Trinidad, instalación de un reactor trifásico de barra de 21 MVA en subestación Troncos 230 kV, un reactor trifásico de barra de 12 MVA en subestación Guarayos 230 kV, instalación de un banco de autotransformadores monofásicos 3x50 MVA_230/115 kV en subestación Paraíso y la instalación de un Compensador Estático de Potencia Reactiva STATCOM (± 50 MVA) en subestación Paraíso 115 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 414/2019-8.
- Informe CNDC Nº 63/19 "Adecuación Barras 230 kV Warnes", consiste en dividir longitudinalmente las barras existentes de 230 kV, en dos tramos de barras acopladas mediante interruptores, aprobado mediante Resolución CNDC 421/2019-1.
- Informe CNDC Nº 68/19 "Línea de Transmisión Carrasco - Santiváñez en 500 kV y subestaciones asociadas", que consiste en la ampliación de la actual subestación Santiváñez 230 kV, construcción de la nueva subestación Santiváñez II en 230 kV, la instalación de dos líneas para interconectar a estas dos subestaciones en 230 kV, ampliación de la subestación Carrasco con instalación de 2 autotransformadores 450 MVA_500/230 kV, instalación de bancos de reactores variables en la barra de 500 kV de la S/E Carrasco, construcción de la Línea Carrasco - Santiváñez 500 kV, instalación 2 autotransformadores 450 MVA_500/230 kV y la instalación de banco de reactores variables en la barra de 500 kV de la S/E Santiváñez, aprobado mediante Resolución CNDC 421/2019-6.
- Informe CNDC Nº 69/19 "Línea de Transmisión 132 kV Juana Azurduy de Padilla", que consiste en la ampliación de la subestación Yaguacua en los niveles de tensión 230 kV y 132 kV y la construcción de la Línea doble terna Yaguacua - Nodo Frontera en 132 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 421/2019-7.
- Informe CNDC Nº 71/19 "Ampliación de barra 115 kV Subestación La Plata", que consiste en ampliar la barra 115 kV de la subestación La Plata, aprobado mediante Resolución CNDC 421/2019-9.
- Informe CNDC Nº 72/19 "Adecuación Segunda Terna Línea Pagador - Solar Oruro en 115 kV", que consiste en independizar los circuitos de las dos ternas de la línea de transmisión Pagador - Solar Oruro 115 kV, aprobado mediante Resolución CNDC 422/2019-1.



Subestación Feria Exposición - CRE

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:

- Repotenciamiento Línea Santiváñez - Vinto 230 kV.
- Transformador 150 MVA_230/115 kV subestación Urubó.
- Línea de Transmisión Urubó - Feria Exposición 115 kV y Transformador de potencia 50 MVA en subestación Feria Exposición.
- Anillo Energético del Sur - Etapa 3, subestación eléctrica Las Carreras.
- Conexión al STI de las subestaciones Entre Ríos y Entre Ríos II.
- Anillo energético del Sur - Etapa 4.
- Ampliación de capacidad subestaciones Sud, Este y Norte - etapa 1. Reemplazo transformador Sud.
- Transformador 5,2 MVA_69/24,9 kV en subestación Choquetanga.
- Línea subterránea Tap Tembladerani - Alto La Paz.
- Central Hidroeléctrica San José II (SJE).
- Remplazo transformadores en subestación Tarapacá.
- Adecuación Línea 230 kV Warnes - Urubó y ampliación barra 230 kV de subestación Warnes.

- Ampliación de capacidad de subestaciones Sud, Este y Norte etapa 2 - traslado transformador de Sud a Este.
- Ciclos combinados central termoeléctrica Entre Ríos - Etapa I. Energización de transformadores.
- Ciclos Combinados CCWAR30 y CCWAR40 en Central Warnes.
- Ampliación de barras 115 kV en subestación Sucre.
- Transformador de potencia 50 MVA (T13) en subestación Sucre.
- Ciclos combinados central termoeléctrica Entre Ríos Etapa 3 - Ciclo CCERI30.
- Conexión Planta Solar Oruro al SIN.
- Ciclos combinados central termoeléctrica Entre Ríos Etapa 3 - Ciclo CCERI40.
- Planta Solar Fotovoltaica Oruro.
- Subestación Pampahasi (2da unidad).
- Transformador de potencia 21AT1 en subestación Plan Tres Mil.
- Reemplazo transformador TRKEN06901 en subestación Kenko.
- Ciclos combinados central termoeléctrica Entre Ríos Etapa 3 - Ciclo CCERI50.
- Línea de transmisión 115 kV Contorno Bajo – Viacha Pueblo (Tramo I) y subestaciones asociadas.
- Subestación Yapacaní 230/115 kV - Etapa I.
- Transformador de potencia 26AT1 en subestación Yapacaní.
- Línea de transmisión 115 kV Contorno Bajo – Viacha Pueblo (Tramo II) y subestaciones asociadas.
- Ciclos Combinados CCWAR10 en Planta Termoeléctrica Warnes.
- Subestación San Julián 230/115 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 para el siguiente proyecto:

- Conexión del Autoprodutor AGUAÍ a subestación Aguaí en 115 kV.

SUPERVISIÓN DE PUESTA EN MARCHA DE NUEVAS INSTALACIONES EN EL SIN

El CNDC ha realizado el análisis técnico y económico de las nuevas instalaciones que los Agentes del MEM conectaron al sistema en la gestión 2019; 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; de acuerdo a siguiente detalle:

- Anillo Energético del Sur - Segunda etapa - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 407/2019-1 de fecha 30/01/2019 (Operación comercial desde el 16/12/2018)

- Equipo Transformador de 50 MVA y Bahía de Transformación Trinidad - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 407/2019-2 de fecha 30/01/2019 (Operación comercial desde el 16/12/2018)
- Ampliación de Barras 230 kV Subestación Yaguacua - Etapa 2 - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 407/2019-3 de fecha 30/01/2019 (Operación comercial desde el 20/12/2018)
- Incorporación de Generación de Emergencia en Central Moxos (MOS17) - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 408/2019-1 de fecha 27/02/2019 (Operación comercial desde el 04/02/2019)
- Incorporación de Generación de Emergencia en Central Moxos (MOS18) - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 408/2019-2 de fecha 27/02/2019 (Operación comercial desde el 08/02/2019)
- Incorporación de Generación de Emergencia en Central Moxos (MOS19) - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 408/2019-3 de fecha 27/02/2019 (Operación comercial desde el 08/02/2019)
- Incorporación de Generación de Emergencia en Central Moxos (MOS20) - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 408/2019-4 de fecha 27/02/2019 (Operación comercial desde el 13/02/2019)
- Variante Litio T358 - Etapa Final - San Cristóbal TESA. Aprobado mediante Resolución CNDC 408/2019-5 de fecha 27/02/2019 (Operación comercial desde el 11/02/2019)
- Repotenciamiento Línea 230 kV Vinto - Santiváñez - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 408/2019-6 de fecha 27/02/2019 (Operación comercial desde el 11/02/2019)
- Transformador 230/115 kV Urubó - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante

Transformador de Potencia 50 MVA Subestación Feria Exposición - CRE





Línea Minero - Aguáí 115 kV - CRE

Resolución CNDC 412/2019-3 de fecha 24/04/2019 (Operación comercial desde el 08/03/2019)

- Anillo Energético del Sur - Etapa 3 Subestación Las Carreras - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 412/2019-4 de fecha 24/04/2019 (Operación comercial desde el 28/02/2019)
- Subestación Viacha Pueblo 115 kV - Etapa 1 - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 412/2019-5 de fecha 24/04/2019 (Operación comercial desde el 01/03/2019)
- Conexión al STI de Subestaciones Entre Ríos y Entre Ríos II - Etapa 1 - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 412/2019-6 de fecha 24/04/2019 (Operación comercial desde el 17/03/2019)
- Proyecto Hidroeléctrico San José - Central San José II - ENDE CORANI S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 412/2019-7 de fecha 24/04/2019 (Operación comercial desde el 09/04/2019)
- Línea Urubó Feria Exposición 115 kV y Transformador de Potencia 50 MVA en Subestación Feria Exposición - CRE R.L. Aprobado mediante Resolución CNDC 413/2019-1 de fecha 20/05/2019 (Operación comercial desde el 22/03/2019)
- Conexión al STI de Subestaciones Entre Ríos y Entre Ríos II - Etapa 2 - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 413/2019-2 de fecha 20/05/2019 (Operación comercial desde el 24/03/2019)
- Línea Subterránea Tap Tembladerani - Alto La Paz - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 413/2019-3 de fecha 20/05/2019 (Operación comercial desde el 13/04/2019)
- Adecuación Línea 230 kV Warnes-Urubó y Ampliación Barras 230 kV Subestación Warnes - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 413/2019-4 de fecha 20/05/2019 (Operación comercial desde el 14/04/2019)

- Ciclos Combinados Planta Termoeléctrica del Sur - Ciclo CCSUR30 - ENDE ANDINA S.A.M. Aprobado mediante Resolución CNDC 414/2019-1 de fecha 14/06/2019 [Operación comercial desde el 15/05/2019]
- Anillo Energético del Sur - Cuarta Etapa - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 414/2019-2 de fecha 14/06/2019 [Operación comercial desde fechas 30/03/2019 y 02/04/2019]
- Reemplazo de Transformadores de Subestación Tarapacá - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 414/2019-3 de fecha 14/06/2019 [Operación comercial desde fechas 16/04/2019 y 18/04/2019]
- Suministro Eléctrico en 115 kV a Planta ECEBOL ORURO - ENDE DEORURO S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 414/2019-4 de fecha 14/06/2019 [Operación comercial desde el 03/05/2019]
- Ampliación de Barras 115 kV Subestación Sucre - ISA BOLIVIA. Aprobado mediante Resolución CNDC 414/2019-5 de fecha 14/06/2019 [Operación comercial desde el 29/05/2019]
- Ciclos Combinados Planta Termoeléctrica del Sur - Ciclo CCSUR40 - ENDE ANDINA S.A.M. Aprobado mediante Resolución CNDC 415/2019-1 de fecha 15/07/2019 [Operación comercial desde el 29/06/2019]
- Línea 115 kV Mineros - Aguaí - CRE R.L. Aprobado mediante Resolución CNDC 415/2019-2 de fecha 15/07/2019 [Operación comercial desde el 31/05/2019]
- Conexión Planta Solar Oruro al SIN - Etapa 1 - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 415/2019-4 de fecha 15/07/2019 [Operación comercial desde fechas 19/06/2019 y 28/06/2019]
- Anillo Energético del Sur - Quinta etapa - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 415/2019-5 de fecha 15/07/2019 [Operación comercial desde fecha 27/06/2019]
- Ciclos Combinados Planta Termoeléctrica de Warnes - Ciclo CCWAR40 - ENDE ANDINA S.A.M. Aprobado mediante Resolución CNDC 416/2019-1 de fecha 12/08/2019 [Operación comercial desde el 25/07/2019]
- Ampliación de Capacidad Subestaciones Sud, Este y Norte - ENDE DEORURO S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 416/2019-2 de fecha 12/08/2019 [Operación comercial desde fechas 02/04/2019, 28/04/2019, 30/04/2019 y 19/05/2019]
- Conexión Planta Solar Oruro al SIN - Etapa 2 - ENDE TRANSMISIÓN S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 418/2019-2 de fecha 27/09/2019 [Operación comercial desde el 24/08/2019]
- Ciclos Combinados Planta Termoeléctrica de Entre Ríos - Ciclo CCERI30 - ENDE ANDINA S.A.M. Aprobado mediante Resolución CNDC 418/2019-5 de fecha 27/09/2019 [Operación comercial desde el 08/09/2019]
- Planta Termoeléctrica de San Ignacio de Moxos - Unidad N° 1 - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 418/2019-6 de fecha 27/09/2019 [Operación comercial desde el 02/09/2019]
- Nuevo Punto de Retiro Subestación Lucianita - ENDE DEORURO S.A. Aprobado mediante Resolución CNDC 418/2019-7 de fecha 27/09/2019 [Operación comercial desde el 01/06/2019]
- Planta Termoeléctrica de San Borja - Unidad N° 2 - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 418/2019-8 de fecha 27/09/2019 [Operación comercial desde el 30/08/2019]

- Planta Solar Fotovoltaica Oruro - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 418/2019-9 de fecha 27/09/2019 (Operación comercial desde el 19/09/2019)
- Transformador de Potencia 21AT1 en Subestación Plan Tres Mil - CRE R.L. Aprobado mediante Resolución CNDC 420/2019-2 de fecha 24/10/2019 (Operación comercial desde el 12/09/2019)
- Subestación Pampahasi (2da Unidad) - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 420/2019-3 de fecha 24/10/2019 (Operación comercial desde el 12/09/2019)
- Reemplazo Transformador de Potencia TRKEN06901 en subestación Kenko - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 420/2019-4 de fecha 24/10/2019 (Operación comercial desde el 19/09/2019)
- Ciclos Combinados Planta Termoeléctrica de Warnes - Ciclo CCWAR30 - ENDE ANDINA S.A.M. Aprobado mediante Resolución CNDC 420/2019-5 de fecha 24/10/2019 (Operación comercial desde el 08/10/2019)
- Transformador de Potencia 50 MVA (T13) en Subestación Sucre - CESSA. Aprobado mediante Resolución CNDC 420/2019-6 de fecha 24/10/2019 (Operación comercial desde el 19/09/2019)
- Línea 115 kV Contorno Bajo Viacha Pueblo y Subestaciones Asociadas - Línea 115 kV Contorno Bajo - Viacha

Equipo Transformador 50 MVA y Bahía de Transformación Trinidad - ENDE



Pueblo (Tramo I) y Elevación de Tensión 69 kV - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 420/2019-7 de fecha 24/10/2019 (Operación comercial desde el 04/10/2019)

- Subestación Contorno Bajo 115/24,9 kV - 2da y 3ra Etapa - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 420/2019-8 de fecha 24/10/2019 (Operación comercial desde fechas 29/09/2019 y 04/10/2019)
- Incorporación de Generación de Emergencia en Central Moxos (MOS21) - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 421/2019-2 de fecha 26/11/2019 (Operación comercial desde el 19/10/2019)
- Incorporación de Generación de Emergencia en Central Moxos (MOS22) - ENDE. Aprobado mediante Resolución CNDC 421/2019-3 de fecha 26/11/2019 (Operación comercial desde el 24/10/2019)
- Subestación Choquetanga 69/24,9 kV - DELAPAZ. Aprobado mediante

Resolución CNDC 421/2019-5 de fecha 26/11/2019 (Operación comercial desde el 18/10/2019)

- Línea 115 kV Contorno Bajo - Viacha Pueblo y Subestaciones Asociadas - Línea 115 kV Viacha - Viacha Pueblo y Subestación Viacha Pueblo 115 kV - DELAPAZ. Aprobado mediante Resolución CNDC 422/2019-6 de fecha 16/12/2019 (Operación comercial desde el 01/12/2019)

MEJORA EN LA NORMATIVA DEL SECTOR

La Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico, ha realizado el correspondiente seguimiento y mejora de normas del sector eléctrico, destacándose lo siguiente:

- Mediante Resolución CNDC 421/2019-4 de fecha 26 de noviembre de 2019, se aprobó el Informe N° CNDC 66/19 que contiene las propuestas de modificación de la Norma Operativa N° 11 - "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN". Asimismo, mediante Resolución AETN N° 25/2020 de fecha 17 de enero de 2020, la AETN aprobó la modificación de la norma citada.



RESOLUCIONES DEL CNDC

Durante la gestión 2019, el Comité de Representantes al CNDC llevó a cabo 14 Sesiones Ordinarias y 2 Sesiones Extraordinarias, donde se emitieron 85 Resoluciones de cumplimiento obligatorio para todos los Agentes del MEM, ejerciendo de esta forma su función de Administrador del MEM.

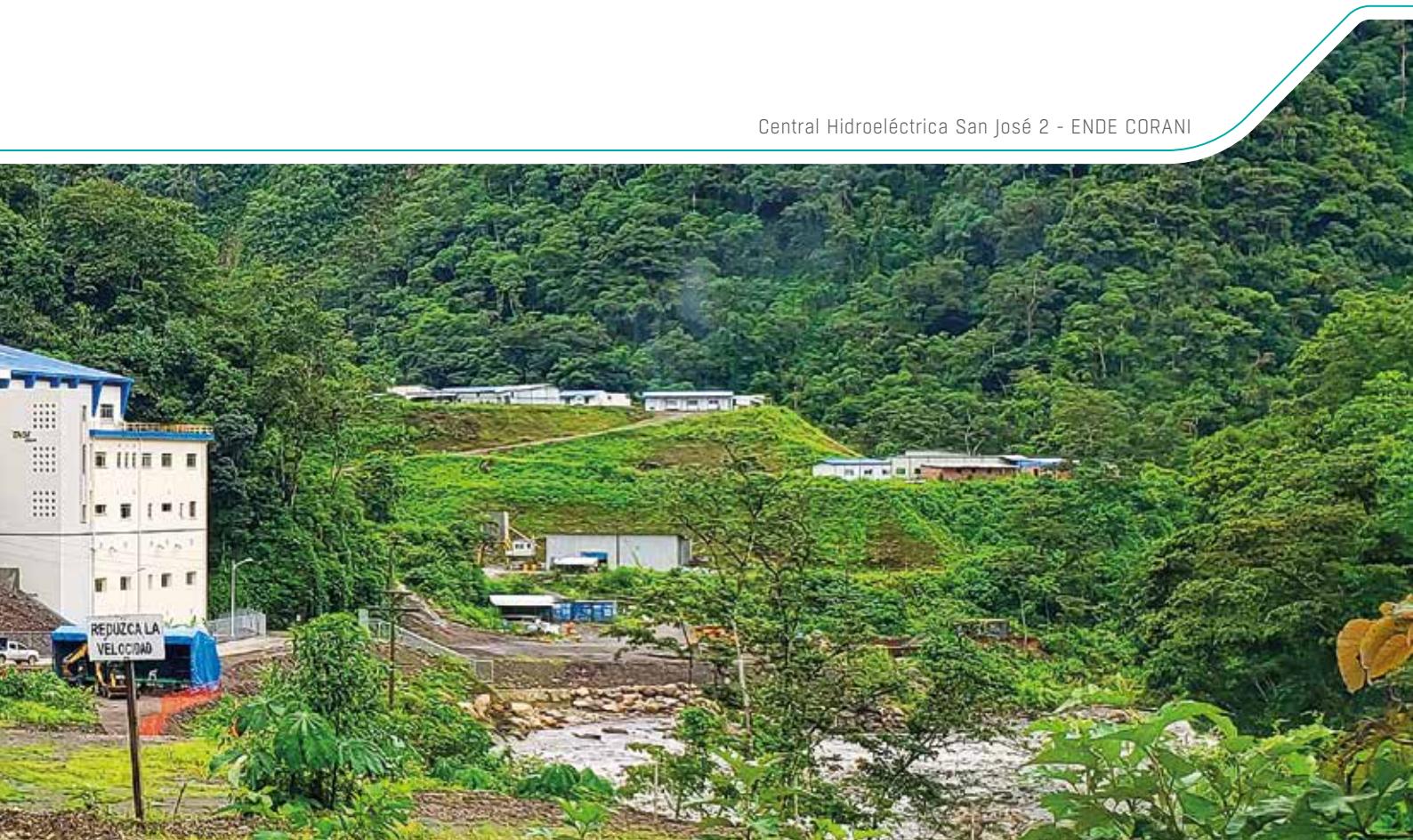
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

El CNDC cuenta con una estructura organizacional acorde a las necesidades y objetivos empresariales, conforme a los lineamientos establecidos en el D.S. N° 29624, norma marco que regula su funcionamiento. Su constitución 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 de acuerdo a su participación.

En la gestión 2019, la Unidad de Administración y Finanzas ha gestionado la contratación de personal, necesario tanto en las áreas técnicas, como administrativas; habiendo considerado la suscripción de contratos a plazo fijo a fin de contar con un periodo de prueba y adaptación más sólido y validar la necesidad de efectuar la contratación de los profesionales por tiempo indefinido. De acuerdo a lo previsto en el POA y Presupuesto 2019, se ha efectuado la gestión de 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.

Con el propósito de contribuir con el fortalecimiento del talento, competencias y conocimientos del personal, se ha elaborado y ejecutado el Plan Anual de Capacitación Gestión 2019, gestionando la participación del personal en cursos, talleres, seminarios y otros relacionados con las funciones de la empresa y el cargo que desempeñan.

Central Hidroeléctrica San José 2 - ENDE CORANI



En el marco de la Política Nacional de Transparencia en el ámbito preventivo y de lucha contra la corrupción, el CNDC ha participado en la Audiencia de Rendición Pública de Cuentas inicial organizada por el Ministerio de Energías, con la participación de todas las empresas del Sector Energético.

En lo relacionado al manejo de los recursos económico - financieros, en la gestión 2019 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. De acuerdo a Instructivo del Ministerio de Energías MEN/DESP/INS-0002/2018 de 26/03/2018, se ha remitido la información de los procesos de contratación programados por el CNDC en el Programa Anual de Contrataciones de la gestión 2019, comunicando a la Unidad de Transparencia y Lucha contra la corrupción las fechas de apertura de sobres de los procesos de contratación de bienes y servicios en el marco de los procedimientos internos del CNDC.

En lo referido a la Planificación Estratégica y Operativa, en coordinación con todas las áreas de la empresa se ha elaborado el Plan Operativo Anual y Presupuesto para la gestión 2020, que incluye las actividades Planificadas en la Planificación Estratégica quinquenal 2019-2023, correspondiente a la gestión 2020.

TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN

Todas las actividades del CNDC tienen como componente importante la información, es por tanto que la cantidad y calidad de información que gestiona y administra el CNDC conlleva a contar con una infraestructura tecnológica moderna y confiable tanto en el ámbito del hardware como del software y comunicaciones, por lo que la Unidad de Tecnologías de la Información(UTI) ha estado trabajando por mantener actualizada esta infraestructura con actividades como la mejora tecnológica del Centro de Datos, adquisición de Servidores de virtualización para crear entornos de respaldo de los sistemas en producción, actualización de software y desarrollo de aplicativos que permitan una interacción mucho más uniforme y controlada con los Agentes del MEM.

Subestación Viacha 115 KV - DELAPAZ



Así mismo, con la finalidad de transparentar la información generada por el CNDC, la UTI, tiene como principal actividad, difundir la misma mediante el sitio Web de la institución, el cual cuenta con dos ámbitos o áreas; el público, orientado a la difusión de la información general y de dominio público; y el área reservada o privada, donde es publicada la información técnica confidencial, dirigida a los Agentes del MEM y Autoridades del Sector.

SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD - SGC

Actualmente, ante los nuevos desafíos del Sector Eléctrico, se hace imperativo contar con herramientas que contribuyan a una gestión empresarial eficiente que se encuentre al nivel de países vecinos. Por ello, durante la gestión 2019 se ha efectuado el seguimiento para mantener el certificado del Sistema de Gestión de la Calidad con la Norma Internacional ISO 9001:2015, a fin de brindar a las diferentes entidades del Sector Eléctrico Boliviano, un servicio de calidad, sostenible en el tiempo y de mejora continua.



The image shows a formal IQNet certificate. At the top is the IQNet logo with the tagline 'THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK'. Below it is the word 'CERTIFICATE' in large letters. A sub-section title reads 'IQNET has issued an IQNet recognised certificate that the organization:'. The main organization name is 'COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA'. Address details follow: 'Calle Colomita No. 0 - 749 Cochabamba, Cochabamba, Bolivia'. The certificate states that the organization has implemented and maintains a 'Quality Management System' for the following scope: 'Participación en la planificación de la expansión y operación del sistema Interconectado nacional y la administración del mercado Eléctrico mayorista' and 'Participation in the planning of the expansion and operation of the national Interconnected system and the market management electric Wholesale'. It notes that this fulfills the requirements of ISO 9001:2015. The document is dated 'Issued on: 2019-01-30' and 'Expires on: 2022-01-29'. A note says 'This abstraction is directly linked to the IQNet Partner's original certificate and shall not be used as a stand-alone document'. The registration number 'CO-SC-CER63421' is listed. The IQNet logo is at the bottom left, and the INACERT logo is at the bottom right.

CAPACITACIÓN TÉCNICA RECIBIDA

El CNDC, en la gestión 2019 se ha enfocado el potenciamiento del talento humano, a través de la aplicación de un plan de capacitación y entrenamiento 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
Capacitación procesos de licitaciones y adquisiciones AFD	AGENCIA FRANCESA DE DESARROLLO
Conceptos de Project Finance y contratos de compra-venta de energía	BOCIER
EST-104 Simulación de Montecarlo y análisis de riesgos con Crystal Ball	COGNOS
Modelo Eviews (5 módulos webinar)	IHS MARKIT
19º Seminario Internacional de Regulación de Servicios Públicos	QUANTUM
Seminario sobre Planificación y Desarrollo del Sector Hidroeléctrico para Bolivia 2019	MINISTERIO DE COMERCIO DE CHINA
Despacho de generación en el SADI en un entorno creciente de aportes renovables	CACIER
Capacitación Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en sistemas de potencia	ESTUDIOS ELÉCTRICOS
Pruebas eléctricas de fabrica a autotransformadores en 500 kV	SIEMENS - JUNDI
XI Simposio Internacional sobre Seguridad Eléctrica	CIER
Seminario taller para el Diseño de Planes de Acción y Generación de Datos para el Monitoreo del Objetivo de Desarrollo Sostenible N°. 7 de Energía	MEN, CEPAL, OLADE, ADF
Proyecto del Observatorio Regional de Energías Sostenibles (ROSE)	
Enfrentando los desafíos de la próxima generación de sistematización y control de redes eléctricos y control	SURVALENT
Protección de Sistemas de Potencia e Introducción a la Tecnología de Ondas Viajeras	SEL - SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES
Seminario tecnológico 2019 protección, control y comunicaciones para mejorar la confiabilidad, seguridad y estabilidad de los sistemas de potencia	SEL - SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES
Curso avanzado en tecnología, regulación y financiación de energías renovables	CIER
PSS/E: Introducción al Flujo de Potencia y Simulación Dinámica	SIEMENS S.A. MN
Operación del SIN en condiciones de emergencia y restitución foro BOCIER	BOCIER
Tecnologías de medición en centrales & instrumentación de vanguardia de centrales hidroeléctricas	Endress+Hauser Instrument International e Isotek S.R.L.
HVDC & Facts at Digsilent Power Factory	DIGSILENT

CAPACITACIÓN GENERAL

NOMBRE DEL EVENTO	ORGANIZADOR
Taller y Participación Encuentro Nacional de Difusión e Integración Somos ENDE	ENDE
Sistema de Facturación Electrónica – SFE	COLEGIO DEPARTAMENTAL DE AUDITORES
Curso Oficial ISTQB Foundation Level 2018	TEKHNE S.R.L.
Formación Auditor Interno en Sistemas Integrados de Gestión Normas ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 y 4500:2018	CÁMARA DEPARTAMENTAL DE LA INDUSTRIA
La Comunicación Escrita en el Siglo XXI Redacción Empresarial	BOCIER
RC-IVA Agentes de Retención (Envío Planilla Tributaria por Aplicativo)	GRACO COCHABAMBA
Primeros Auxilios	CÁMARA DE COMERCIO Y SERVICIOS
Determinación de Carga de Fuego Según NB 58005	IBNORCA
Capacitación para Desarrollo Móvil	ITEAM S.R.L.
Evento Corporativo de Mejora Continua y Desarrollo de Competencias	KAIZEN
Curso en Administración de Base de Datos Oracle	ITEAM S.R.L.

VISITAS TÉCNICAS Y SUPERVISIONES

El personal de las Gerencias Operativas del CNDC, como parte del plan de capacitación de la gestión 2019, ha realizado visitas técnicas y ha participado de pruebas y supervisiones en las distintas instalaciones de Sistema Interconectado Nacional.

VISITAS TÉCNICAS Y PARTICIPACIÓN EN SUPERVISIONES

- Laboratorio de Aceites y Taller de Transformadores de CRE
- Prueba a Ciclo Combinado Unidad TG41 en Central Termoeléctrica de Entre Ríos
- Subestación Tarapacá
- Central Termoeléctrica Warnes Proyecto Ciclo Combinado WAR40
- Subestación Sud
- Programa de Pruebas del Proyecto Conexión de Transformador Provisional Unidad SIS005
- Pruebas de Ciclo Combinado Bloque 30 PTER en Central Termoeléctrica de Entre Ríos
- Supervisión de Puesta en Servicio de Proyecto Conexión Planta Solar Oruro al SIN
- Pruebas del Regulador de Velocidad de la Unidad CHJ de Central Chojlla
- Pruebas eléctricas de fábrica a autotransformadores en 500 kV - SIEMENS JUNDIAI
- Visita Técnica - COES Perú

CAPACITACIÓN TÉCNICA IMPARTIDA

El CNDC, ha impartido conocimientos atendiendo invitaciones para participar con profesionales de la empresa en los siguientes eventos:

- Proyecto de Fortalecimiento de Capacidades en la Gestión de la Información de Electricidad y Energías Alternativas a través de la Agencia Uruguaya de Cooperación Internacional, con la presentación sobre el manejo de información energética en el CNDC.
- Seminario Taller sobre temas del Sector Eléctrico, desarrollado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA).



Reemplazo de Transformador de Potencia TRKEN06901 en Subestación Kenko - DELAPAZ

Participación en Actividades del Sector

Durante la gestión 2019, el CNDC ha formado parte en actividades que contribuyen al intercambio de conocimientos y experiencias a nivel nacional e internacional, la planificación de la expansión del SIN a largo plazo, la integración energética internacional y el intercambio de experiencias con diferentes entidades como ser:

- Ministerio de Energías ME.
- Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas VMEEA
- Empresa Nacional de Electricidad ENDE.
- Agencia Francesa de Desarrollo AFD.
- CIER.
- BOCIER.
- COCIER.
- Banco Interamericano de Desarrollo BID.
- Reuniones cooperación de la GIZ.
- UPADI.
- Sociedad de Ingenieros de Bolivia SIB.
- PNUD- UN- DESA- UDAPE.
- Consultor POYRY.

PLANIFICACIÓN ESTRÁTÉGICA Y LOGROS

Con el propósito de desempeñar de forma eficiente y planificada con las funciones asignadas en el marco legal vigente aplicable y contribuir en el cumplimiento de las directrices del Ministerio de Energías, el CNDC establece el Plan Estratégico Institucional cuyos objetivos estratégicos tuvieron los siguientes resultados en la gestión 2019:

Plan 1: Operar el SIN con seguridad, confiabilidad y costo mínimo.

En la gestión 2019:

- Fortalecer el grupo humano de la división del Centro de Despacho de Carga, con el fin de continuar atendiendo la operación del sistema, considerando la expansión del SIN.
- Se continúa con el acceso del servicio del Sistema SCADA, actualización y upgrade del mismo.
- En fechas 29 y 30 de abril se realizaron pruebas SAT de las funcionalidades TNA y RM, con personal de SIEMENS y ENDE TRANSMISIÓN.
- De fecha 21 de agosto a horas 18:18, al 23 de agosto a horas 19:16, ENDE TRANSMISIÓN en coordinación con el CNDC realizó la migración de datos del SCADA del SP3 al SP7.
- Se prepararon esquemas de capacitación interna para el personal de puesta en servicio de nuevas instalaciones en sistemas de potencia, flujos de carga y cortocircuitos.
- Se prepararon esquemas de capacitación para personal de planificación en protecciones.

Subestación Contorno Bajo 115/24,9 kV - DELAPAZ



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

En la gestión 2019 se ha conseguido:

- Revisar las recomendaciones de cambio a las normas técnicas actuales, realizadas por las consultorías de Reserva Rotante, Planificación de largo plazo y Análisis de incorporación de proyectos de Energías Alternativas al SIN realizadas por PSR, CESI y DigSilent respectivamente.
- Revisar e identificar temas a ser actualizados en las normas técnicas.
- Realizar investigaciones de normativas de puesta en servicio y protecciones de países vecinos.
- Concluir la consultoría denominada "Actualización de la Norma Operativa Nº 19 - Determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta" elaborada por EEC, según consta en el Memorándum CNDC-1472/19.

Plan 3: Participar en la planificación de la expansión de largo plazo del SIN, en coordinación con el Ministerio de Energías.

En la gestión 2019:

- Se han realizado 5 cursos de Eviews modalidad Online, relacionados a la versión 10.0 del programa (Mínimos cuadrados, Ecuaciones simples y Sistemas de ecuaciones, Variables dependientes limitadas y Objeto Modelo).
- Se realizó la visita técnica al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) del Perú, consiguiendo importantes conceptos y experiencias sobre las metodologías de planificación que realiza el COES cada 2 años.



Plan 4: Impulsar y coadyuvar en la integración energética internacional y el intercambio de energía eléctrica.

En la gestión 2019 se ha conseguido:

- Elaborar una metodología para la determinación de Excedentes de Generación Exportables.
- Contribuir con la adecuación de la Reglamentación del Sector Eléctrico referente a la Interconexión entre el Estado Plurinacional de Bolivia y la República de Argentina.
- Realizar capacitación en estrategias, conceptos, análisis, simulaciones respecto a las Interconexiones Internacionales.
- Tomar conocimiento del Mercado Eléctrico argentino (Convenio I).
- La Gerencia de Administración del Sistema Eléctrico ha participado en actividades asociadas con el análisis de la Interconexión Argentina - Bolivia.
- Participar en reuniones y capacitaciones relacionadas sobre normativa del Sector nacional e internacional en temas de exportación y energías no convencionales (nuevas tecnologías) por la Unidad de Asesoría Legal.
- Participación de proyectos CIER:
 - Nº 19 portal de Mercados
 - Nº 20 SIGER ATLAS
- Capacitación y taller en Energías Renovables y Eficiencia Energética, organizada por la GIZ.
- Capacitación y Fortalecimiento de capacidades en la gestión de la información de electricidad y energías alternativas, organizado por la AUCI

Subestación Planta Solar Oruro - ENDE



Plan 5: Emplear eficientemente nuevas tecnologías.

En la gestión 2019:

- Se ha elaborado una Base de Datos de observaciones de mediciones y registros de despacho de centrales Eólicas y Solares, que se irán actualizando con información de postdespacho y proyectos de ENDE.
- Se han revisado las recomendaciones de mejoras en la metodología de cálculo de la reserva rotante, efectuadas por las consultorías de Determinación de Reserva Rotante considerando ERNC y Planificación de largo plazo del SIN (Capítulo ERNC) realizadas por PSR & TRACTEBEL y CESI respectivamente.
- Se obtuvo bibliografía referente a pruebas de interruptores, seccionadores, CT's, PT's, pararrayos, cables de potencia, transformadores y reactores en 500 kV y equipos SVC y STATCOM.
- Se elaboró el documento "Investigación sobre Pruebas a Equipos de Subestaciones en 500 kV, que incluye las pruebas a interruptores, seccionadores, CT's, PT's, pararrayos, cables de potencia, transformadores y reactores en 500 kV y equipos SVC y STATCOM.
- Se participó de las pruebas de fábrica de los autotransformadores 500/230 kV en la fábrica SIEMENS Jundai en Sao Paulo - Brasil.
- Personal de las áreas de Análisis de Sistemas de Potencia, Protecciones y Supervisión de Puesta en Servicio de Nuevas Instalaciones de la DAO y personal del CDC, visitaron el taller de transformadores y laboratorio de aceites dieléctricos de ENDE TRANSMISIÓN y el laboratorio de aceites dieléctricos de CRE.



- A través del Módulo de Declaraciones se logró obtener información prevista correspondiente a las indisponibilidades declaradas por los Agentes Generadores para la elaboración del Informe de la Programación de Mediano Plazo, misma que se encuentra en producción y es empleada por los Agentes del MEM para efectuar su declaración semestral.
- Se concluyó satisfactoriamente la sistematización del proceso de cálculo de los Anexos 8 y 12 del Informe de Precios de Nodo, a través de la Consultoría "Evaluación de las aplicaciones empleadas en el análisis de datos y resultados de la Programación de la Operación de Mediano Plazo".
- Se presentó el Informe Nº CNDC 46/19, mismo que fue aprobado por el Comité de Representantes al CNDC mediante Resolución CNDC 418/2019-3, autorizando la adquisición de una licencia del sistema PLEXOS.
- Se adquirió un Servidor y se tienen balanceados los Servidores de Virtualización, con una copia de los servicios principales en alta disponibilidad. Se cuenta con el software VCenter encargado de realizar esta función.
- Se realizó el mantenimiento del acceso al sistema SCADA, a fines del mes de agosto ENDE TRANSMISIÓN en coordinación con el CNDC realizó la migración del Sinaut Spectrum V3.4 a V7, actualmente se encuentra en proceso de revisión y verificación de los aplicativos del sistema SCADA, AGC y OTS.

Plan 6: Posicionar al CNDC como referente técnico en el sector energético del país.

Como resultado del cumplimiento de los principales objetivos estratégicos definidos en el CNDC, se le permite mantener un lugar de referencia en el sector eléctrico boliviano.

Subestación Planta Solar Oruro - ENDE



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 Ordinaria N° 405 de fecha 26 de noviembre de 2018, mediante Resolución CNDC N° 405/2018-11, aprueba el Plan Operativo Anual y el Presupuesto para la gestión 2019, cuyo importe asciende a Bs51.987.914.

**COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
ESTADO DE EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA
POR EL EJERCICIO COMPRENDIDO ENTRE EL 1º DE ENERO 2019
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019
(Expresado en bolívianos)**

EGRESOS	PRESUPUESTO APROBADO Bs	PRESUPUESTO NETO Bs	EJECUCIÓN Bs	SALDO NETO Bs
Salarios	27.272.559	27.272.559	22.089.099	5.183.460
Alquileres	6.748.422	5.872.419	5.794.236	78.183
Consultoría y asesoramiento	2.802.440	2.763.558	1.517.121	1.246.437
Capacitación	1.491.404	1.406.331	392.147	1.014.184
Servicios	3.831.987	3.530.000	3.049.544	480.455
Gastos del CNDC	303.726	285.739	198.827	86.912
Materiales	242.679	211.157	178.568	32.589
Gastos varios	345.178	301.944	164.419	137.526
Inversiones	2.315.209	2.014.232	1.620.382	393.850
SUB TOTAL	45.353.604	43.657.940	35.004.343	8.653.597
Impuestos no compensados	6.634.310	6.634.310	5.747.228	887.081
TOTALES	51.987.914	50.292.249	40.751.571	9.540.678



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
CDA-00-H75 / CAUB - 4682
CONTADOR



Lic. Aud. Martha Azeja Alvarez
EFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS



Ing. Javier Granda Vargas
PRESIDENTE

DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE



A los Señores

Presidente y Representantes del:

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA "CNDC"

Cochabamba - Bolivia

Opinión

Hemos auditado los Estados Financieros adjuntos del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA "CNDC" que comprenden el estado de situación patrimonial al 31 de diciembre de 2019, el estado de actividades, el estado de evolución en el patrimonio neto y el estado de flujos de efectivo correspondiente al ejercicio terminado en esa fecha, así como las notas explicativas del 1 a 15 de los Estados Financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los Estados Financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA "CNDC" al 31 de diciembre de 2019, así como sus resultados y flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con Normas de Auditoria Generalmente Aceptadas en Bolivia (NAGA). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los Estados Financieros de nuestro informe. Somos independientes de la Institución de conformidad con el Código de ética para profesionales de la contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para contadores junto con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestra auditoría de los Estados Financieros en Bolivia, hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Los Estados Financieros del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA "CNDC" correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre del 2018 fueron auditados por otros auditores, cuyo informe de fecha 26 de marzo de 2019 presenta una opinión sin salvedades.

Responsabilidad de la Dirección y de los responsables del gobierno corporativo de la Institución en relación con los Estados Financieros

La Dirección es responsable de la preparación y presentación razonable de los Estados Financieros adjuntos de conformidad con las Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en Bolivia, y del control interno que la Dirección considere necesario para permitir la preparación de Estados Financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error.

En la preparación de los Estados Financieros, la Dirección es responsable de evaluar la capacidad del COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA “CNDC” de continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la empresa en marcha y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento, excepto si la Dirección tiene intención de liquidar la Institución o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Los responsables de gobierno corporativo de la Institución son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de la Institución.

Responsabilidad del auditor en relación con la auditoría de los Estados Financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los Estados Financieros en su conjunto están libres de errores significativos, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Bolivia siempre detectara una incorrección material en caso de existir. Las incorrecciones pueden surgir debido a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los Estados Financieros.

Una descripción más detallada de las representaciones de auditor en relación con la auditoría de los Estados Financieros se encuentra adjunta a este informe. Este Anexo es parte integrante de nuestro informe de auditoría.

Legal Accounting Services S.R.L.



(Socio)

Lic. Aud. Riurik Brayan Vargas Almaraz
Mat. Prof. CAUB N° 19466
Mat. Prof. CDA N° 14-LL60
NIT: 263730024

Cochabamba, 24 de marzo de 2020

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL
PRACTICADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 Y 2018
(Expresado en bolivianos)

	2019 Bs	2018 (Reexpresado) Bs
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Disponible	13.586.299	13.572.428
Disponible comprometido	3.912.198	3.718.689
Cuentas por cobrar agentes	4.811.964	4.480.693
Anticipo impuestos	3.306	5.999
Anticipo a proveedores	1.009.138	1.027.248
Cuentas por cobrar al personal	7.426	23.830
Cuentas por cobrar varios	127.159	66.002
Total activo corriente	23.457.490	22.894.889
ACTIVO NO CORRIENTE		
Activo fijo (neto depreciación)	5.315.249	5.199.580
Inversiones	52.200	53.137
Material en tránsito	283.040	208.472
Activo intangible	814.651	299.797
Otros activos	839.081	1.025.147
Total activo no corriente	7.304.221	6.786.133
TOTAL ACTIVO	30.761.711	29.681.022
PASIVO Y PATRIMONIO		
PASIVO CORRIENTE		
Proveedores	3.693.061	3.986.974
Cuentas por pagar varios	-	33.059
Obligaciones tributarias	358.236	625.932
Obligaciones sociales y del personal	1.914.285	1.668.103
Deudores acreedores varios	-	46
Total pasivo corriente	5.965.582	6.314.114
PASIVO NO CORRIENTE		
Previsión para obligaciones varias	159.501	710.841
Previsión para indemnizaciones	4.605.581	5.406.393
Total pasivo corriente	4.765.082	6.117.234
TOTAL PASIVO	10.730.664	12.431.348
PATRIMONIO		
Reserva patrimonial	1.000.000	1.000.000
Ajuste de capital	809.129	809.129
Reserva por resultado de inversiones	3.844.967	4.402.841
Reserva por revalúo técnico	135.392	135.392
Ajuste de reservas patrimoniales	3.032.715	3.042.726
Resultado del ejercicio	11.208.844	7.859.586
TOTAL PATRIMONIO	20.031.047	17.249.674
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	30.761.711	29.681.022



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
 CDA-00-H75 / CAUB - 4682
 CONTADOR



Lic. Aud. Martha Azevedo Álvarez
 JEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS



Ing. Javier Granda Vargas
 PRESIDENTE

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
ESTADO DE ACTIVIDADES
POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE
DE 2019 Y 2018
(Expresado en bolivianos)

	2019 Bs	2018 (Reexpresado) Bs
Cuotas ordinarias agentes	38.026.845	41.269.444
Total ingresos	38.026.845	41.269.444
Costos operacionales	(35.650.546)	(38.449.140)
Total egresos de operación	(35.650.546)	(38.449.140)
Resultado operativo	2.376.299	2.820.304
Otros ingresos y egresos		
Ingresos varios	7.757	2.834
Ingreso gestiones anteriores	500.814	8.282
Excedentes presupuestarios	8.278.897	5.016.968
Rendimientos financieros	97.767	92.287
Diferencia de cambio	(800)	(2.277)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(51.890)	(78.812)
Total otros ingresos y egresos	8.832.545	5.039.282
RESULTADO DEL EJERCICIO	11.208.844	7.859.586



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
 CDA-00-H75 / CAUB - 4682
 CONTADOR



Lic. Aud. Martha Azeja Álvarez
 EFE UNIDAD ADM. FINANZAS



Ing. Javier Granda Vargas
 PRESIDENTE

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA
ESTADO DE FLUJO EFECTIVO
POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE
DE 2019 Y 2018
(Expresado en bolivianos)

	2019 Bs	2018 (Reexpresado) Bs
FONDOS PROVENIENTES DE LAS OPERACIONES		
Resultado del ejercicio	11.208.844	7.859.586
Ajustes para reconciliar la utilidad neta a los fondos provistos por las operaciones		
Depreciación activo fijo	593.445	727.616
Material en transito	71.797	-
Amortización activo intangible	324.861	203.022
Previsión para indemnizaciones	1.958.100	1.529.409
Ajuste por reserva resultado de inversión	(8.278.897)	(5.016.968)
Ajuste por inflación y tenencia de bienes	(246.902)	(176.418)
Total fondos provenientes de las operaciones	5.631.248	5.126.247
Cambios en activos y pasivos que originan movimiento de fondos		
Disminución (incremento) en activos		
Cuentas por cobrar agentes	(331.271)	(533.290)
IVA crédito fiscal	-	18.719
Anticipo a proveedores	18.110	(5.999)
Anticipo a impuestos	2.693	24.716
Anticipo al personal	-	(21.671)
Cuentas por cobrar al personal	16.404	12.015
Cuentas por cobrar varios	(61.157)	-
Servicios pagados por anticipado	-	268.491
Inversiones	937	-
Incremento (disminución) pasivos y patrimonio		
Pago de beneficios sociales	(2.663.600)	(1.374.935)
Proveedores	(293.913)	744.098
Cuentas por pagar varios	(33.059)	11.792
Obligaciones tributarias	(267.696)	135.480
Obligaciones sociales y del personal	246.182	185.966
Deudores acreedores varios	(46)	36
Previsión para obligaciones varias	(551.340)	-
Total fondos provenientes de las operaciones	(3.917.756)	(534.582)
FONDOS APLICADOS A ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adiciones de activos fijos	(705.784)	(467.254)
Adiciones activo intangible	(836.354)	(132.051)
Material en tránsito	(150.040)	-
Otros activos	186.066	-
Total fondos aplicados a actividades de inversión	(1.506.112)	(599.305)
Incremento (disminución) de fondos durante el periodo	207.380	3.992.360
Disponible al inicio del ejercicio	17.291.117	13.298.757
DISPONIBILIDAD AL CIERRE DEL EJERCICIO	17.498.497	17.291.117



Lic. Aud. Selma Barrientos Nauls
 CDA-00-H75 / CAUB - 4682
 CONTADOR



Lic. Aud. Martha Azevedo Alvarez
 JEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS



Ing. Javier Granda Vargas
 PRESIDENTE

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS A DICIEMBRE 31, 2019

Nota 1. Naturaleza y objeto

El Comité Nacional de Despacho de carga (CNDC) es una Institución 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 (ahora Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) en el marco del Decreto Supremo Nº 3892 de 01 de mayo de 2019), 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.



Variante Litio T358 Etapa Final - San Cristóbal TESA

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 S.A. (ENDE S.A.), en representación del Estado Plurinacional de Bolivia el paquete accionario en las Sociedades 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 S.A. para que en representación del Estado Plurinacional de Bolivia realice las acciones suficientes y necesarias para cumplir con el objeto.

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 S.A. (ENDE S.A.), en representación del Estado Plurinacional de Bolivia, el paquete accionario que posee la Sociedad Red Eléctrica Internacional S.A.U. en la Sociedad 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 S.A. en representación del Estado Plurinacional de Bolivia, la totalidad de los paquetes accionarios que posee la Sociedad IBERBOLIVIA DE INVERSIONES S.A., en las empresas Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ S.A.) y Empresa Luz y Fuerza de Oruro S.A. (ELFEO S.A.).

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

Nota 2. Políticas y prácticas contables

Los estados financieros del Comité Nacional de Despacho de Carga, fueron preparados de acuerdo a Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas 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 ejercicio para este tipo de Instituciones 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 2019 y 2018.

Tubería Forzada Central Hidroeléctrica San José 2 - ENDE CORANI



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

De conformidad con la Resolución CTNAC 01/2008 de fecha 11 de enero de 2008, del Consejo Técnico Nacional de Auditoria y Contabilidad, el Comité procedió a efectuar el ajuste por inflación de los rubros no monetarios del Estado de Situación Patrimonial en el ejercicio 2019 y 2018, en base a la aplicación de la variación de la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV). Las cifras del estado de actividades han sido mantenidas a sus valores históricos, originando una distorsión no significativa en los saldos, pero no en el resultado neto del ejercicio.

El tipo de cambio aplicado para la realización de los ajustes de reexpresión al 31 de diciembre del 2019, es de Bs2,33187 por UFV y al 31 de diciembre de 2018 es de Bs2,29076 por UFV.

Las cifras incluidas en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018, fueron reexpresados a moneda del 31 de diciembre de 2019 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 Nº 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 Nº 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 2019 y 2018 (Bs6,96 por 1 USD). Las diferencias de cambio correspondientes se contabilizan en el resultado del ejercicio.

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 (con excepción de los Equipos de Protección), 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 2019 y 2018.

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 para los Activos Revalorizados y los nuevos activos se deprecian porcentualmente.

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 ejercicio.

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 ejercicio, con efecto al ingreso del ejercicio siguiente.

j. Ingresos y gastos

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

Planta Solar Fotovoltaica Oruro - ENDE



NOTA 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.

NOTA 4. HECHOS POSTERIORES

No se ha producido con posterioridad al 31 de diciembre de 2019 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. Selma Barrientos Nauls
CDA-00-H75 / CAUB - 4682
CONTADOR



Lic. Aud. Martha Azedo Álvarez
IEFE UNIDAD ADM. Y FINANZAS



Ing. Javier Granda Vargas
PRESIDENTE

Ciclos Combinados Central Termoeléctrica Warnes - ENDE ANDINA





CNDC

COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SIN







CONTENIDO

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2019	2
PRESENTACIÓN	2
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	4
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	5
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	6
DEMANDA DE POTENCIA	7
OFERTA DE GENERACIÓN	10
CAPACIDAD DE GENERACIÓN	10
OFERTA DE TRANSMISIÓN	14
DESPACHO DE CARGA	17
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
DESEMPEÑO DEL SISTEMA	29
PRECIOS EN EL MERCADO SPOT	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
TRANSACCIONES ECONÓMICAS	40
VENTAS EN EL MEM	40
COMPRAS EN EL MEM	41
FONDOS DE ESTABILIZACIÓN	41
ESTADÍSTICAS DEL PERÍODO 1996 - 2019	44

RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - GESTIÓN 2019

PRESENTACIÓN

Durante la gestión 2019, 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 2019 alcanzó el valor más alto, registrándose 9.079 GWh, que representa un incremento de 257,3 GWh ó el 2,92% respecto al año anterior; los Consumidores No Regulados demandaron el 5,34 % 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 1,06 MW (0,07 % de incremento respecto al año 2018; habiéndose registrado el valor máximo de 1.512,27 MW el día 19 de septiembre del 2019.

La oferta de capacidad de generación tuvo un incremento neto de 913,23 MW, debido principalmente a la puesta en servicio de la Central Hidroeléctrica San José 2 del Agente Empresa ENDE CORANI, el ingreso de la Planta Solar ORURO del Agente ENDE, y el ingreso de los Ciclos Combinados de las termoeléctricas DEL SUR, WARNES y ENTRE RÍOS de la Empresa Ende Andina.

La producción de energía fue de 9.242,2 GWh; de la cual, 3.179,98 GWh (34,4%) corresponden a producción hidroeléctrica, 5.815,19 GWh (62,9%) a producción termoeléctrica, 68,79 GWh (0,74%) a producción eólica y 178,28 GWh (1,9%) a generación solar.

La energía no servida correspondió al 0,0018 % del consumo anual de energía registrado para la gestión 2019; para el 2018 fue de 0,0048 %.

Las ventas valorizadas en el Mercado Spot fueron de 530,2 millones de dólares, monto que corresponde a un incremento del 8,5 % respecto a las ventas realizadas el año anterior.

El promedio ponderado del costo marginal de generación durante este año fue de 18,84 US\$/MWh, superior en 12,2 % con relación al del año 2018.

La oferta de capacidad de transmisión tuvo un incremento de 496,6 km de líneas de transmisión (95,1 km en 69 kV, 40,9 km en 115 kV y 360,6 km en 230 kV) y 375 MVA en autotransformadores, según el siguiente detalle:

- Subestación Pagador 230 kV, autotransformador 150 MVA_230/115 kV, división línea de transmisión Santiváñez - Vinto 230 kV en Santiváñez - Pagador y Pagador - Vinto; así mismo la construcción de la línea Solar Oruro - Pagador en 115 kV, para posibilitar la inyección de la generación de energía eléctrica de la Planta Solar Oruro.
- Subestación Yapacaní 230 kV que divide la línea Carrasco - Bélgica 230 kV en Carrasco - Yapacaní y Yapacaní - Bélgica. Así mismo posibilita un nuevo punto de retiro para la empresa CRE y mejora la confiabilidad de suministro a las poblaciones de Yapacaní.
- Línea Tarija - Las Carreras, Las Carreras - Torre Huayco, Torre huayco - Litio en 230 kV, Autotransformador 75 MVA_230/69 kV e incorporación al STI de las líneas Atocha - Telamayu, Telamayu - Portugalete, Chilcobia - Torre Huayco como parte del proyecto Anillo Energético del Sur con el fin de mejorar la confiabilidad del área Sur.
- Líneas Entre Ríos I - Carrasco, Entre Ríos II - Carrasco y Entre Ríos II - Entre Ríos I 230 kV para posibilitar la inyección de los ciclos combinados de la Central Termoeléctrica Entre Ríos.
- Un autotransformador en subestación Urubó de 150 MVA_230/115 kV, para mejorar el suministro a la ciudad de Santa Cruz.
- La línea independiente Warnes - Urubó en 230 kV y habilitación de la segunda terna Warnes - Bélgica para mejorar la confiabilidad del área Oriental.

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 2019, han sido extractados de la información difundida mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.

Transformador de Potencia 21AT1 Subestación Plan Tres Mil - CRE



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 es aproximadamente el 97% de la demanda total del país.

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) 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



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 2019, fueron: CRE y EMDEECRUZ en Santa Cruz, DELAPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ENDE DEORURO 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 2019, fueron: Empresa Metalúrgica Vinto, COBOCE, Empresa Minera San Cristóbal, y Yacimientos de Litio Bolivianos.

Consumo de Energía Eléctrica

Durante el año 2019, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista presentó un crecimiento de 2,92 % con relación al consumo de energía registrado el año 2018; como se muestra en el Cuadro 1, el consumo de energía registrado en la gestión 2019, alcanzó el valor de 9.079 GWh.

CUADRO 1
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - (GWh)

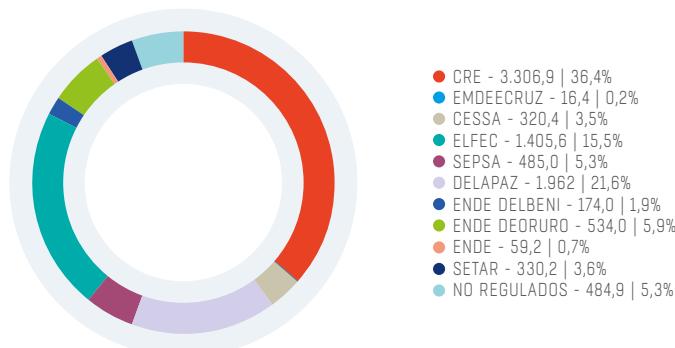
Consumidores	Gestión		Variación %
	2019	2018	
CRE	3.306,9	3.193,0	3,6
EMDEECRUZ	16,4	9,0	82,3
CESSA	320,4	315,1	1,7
ELFEC	1.405,6	1.363,4	3,1
SEPSA	485,0	503,4	[3,7]
DELAPAZ	1.962,4	1.927,5	1,8
ENDE DELBENI	174,0	163,0	6,8
ENDE DEORURO	534,0	504,2	5,9
ENDE	59,2	57,4	3,1
SETAR	330,2	318,3	3,8
NO REGULADOS	484,9	467,4	3,7
Total	9.079,0	8.821,7	2,9

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

El consumo de energía en el SIN, está distribuido principalmente en las áreas Oriental (Santa Cruz) con el 36,6%, Norte con el 23,5% (La Paz 21,6% y Beni 1,9%) y el resto del SIN con el 39,9 %. Asimismo, respecto a la gestión anterior, se observa un crecimiento importante en el consumo de energía en EMDEECRUZ; observándose un decrecimiento en SEPSA.

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 2019.

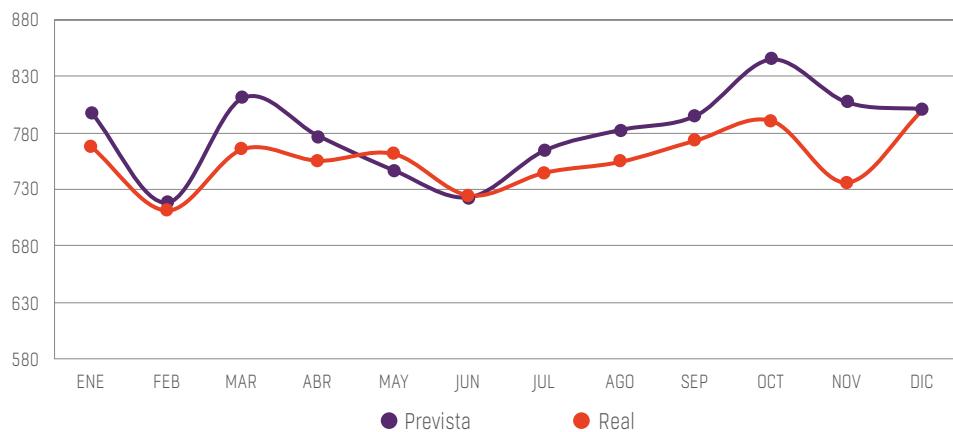
GRÁFICO 1
COMPRAS DE ENERGÍA EN EL MEM (GWh) - AÑO 2019



De acuerdo con la información de mediano plazo, el consumo de energía en el SIN previsto para el año 2019 debía ser de 9.371,38 GWh, que, en comparación con el consumo real registrado de 9.079 GWh, refleja una desviación de 3,22%.

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 2019



Demanda de Potencia

La demanda máxima de potencia del MEM en la gestión 2019, registrada por el Sistema de Medición Comercial en nodos de retiro del STI, alcanzó los 1.512,3 MW; la misma, ocurrió el día jueves 19 de septiembre a horas 19:45, presentando un incremento del 0,1 % respecto a la registrada en la gestión 2018.

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

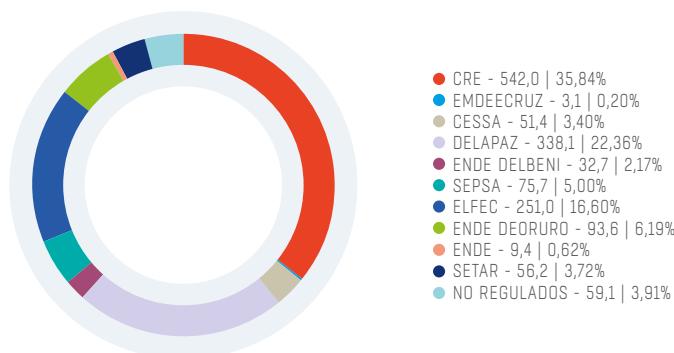
CUADRO 2
DEMANDAS MÁXIMAS (MW)

Consumidores	Gestión		Variación %
	2019	2018	
Santa Cruz	661,8	618,2	7,1
La Paz	354,1	345,9	2,4
Cochabamba	255,6	239,5	6,7
Oruro	97,0	89,3	8,6
Sucre	55,6	55,3	0,4
Potosí	81,4	77,1	5,6
Punutuma - Tupiza	13,2	14,4	(8,2)
Beni	31,8	31,4	1,3
Tarija	38,3	37,8	1,1
Villamontes	7,6	7,2	6,2
Yacuiba	17,3	16,1	7,8
No Regulados	60,3	69,5	(13,2)
Otros(*)	10,4	9,6	8,1
Sistema	1.512,3	1.511,2	0,1

(*) Mariaca, Las Carreras, Uyuni y Tazna

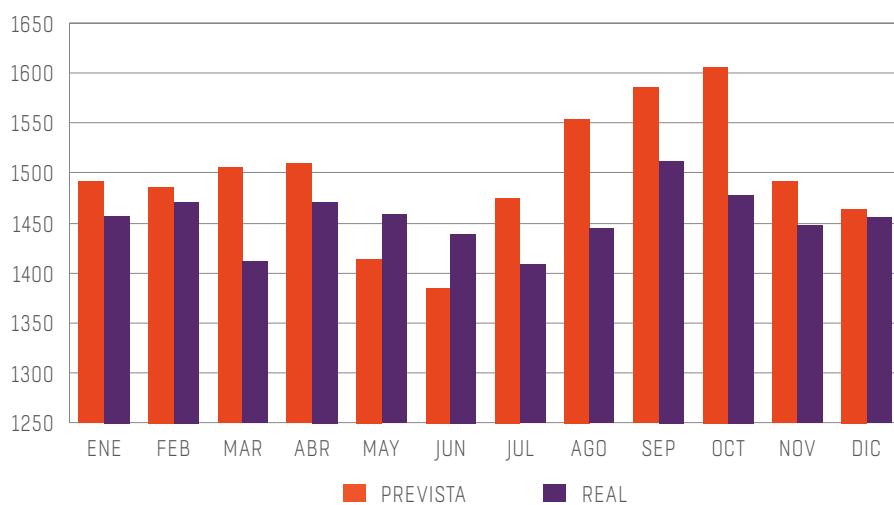
La participación de los diferentes consumidores en la demanda máxima anual del SIN se presenta en el Gráfico 3:

GRÁFICO 3
PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2019



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

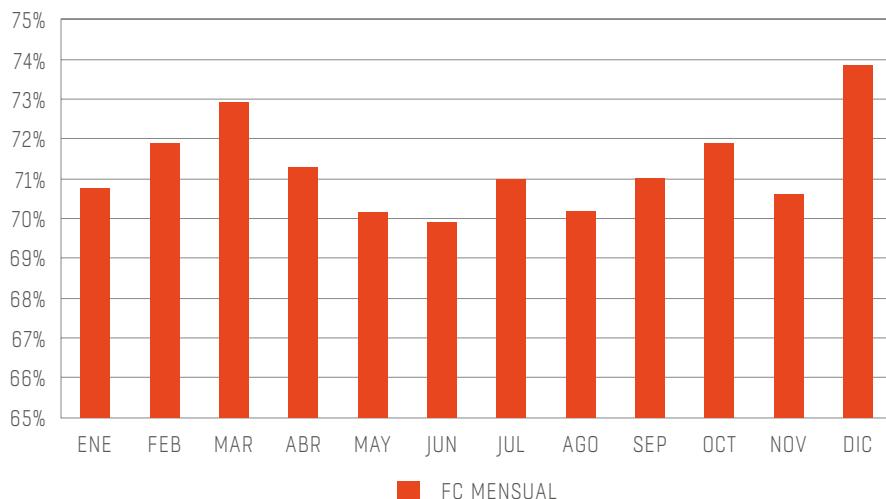
GRÁFICO 4
DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA PREVISTA Y REAL (MW) - AÑO 2019



El factor de carga anual de los consumos fue de 68,5 %, considerando la demanda máxima de 1.512,3 MW y el consumo de energía de 9.079 GWh para el período de un año (8.760 horas).

Como se observa en el gráfico 5, el factor de carga mensual de los consumos varió entre 68,5 % y 73,8 %.

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



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

Para efectos de remuneración, la demanda máxima registrada en el SIN para el año eléctrico 2019, se dio el día jueves 19 de septiembre a horas 19:45 con un valor de 1.512,3 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 2018 - octubre 2019 y noviembre 2017 - octubre 2018.

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

Consumidores	Gestión		Variación %
	2019	2018	
CRE	542,0	572,5	[5,3]
DELAPAZ	338,1	329,1	2,7
ELFEC	251,0	237,7	5,6
ENDE DEORURO	93,6	86,4	8,3
CESSA	51,4	51,2	0,4
SEPSA	75,7	82,5	[8,3]
ENDE	9,4	8,3	13,2
SETAR	56,2	58,0	[3,0]
ENDE DELBENI	32,7	30,9	6,0
EMDEECRUZ	3,1	2,9	4,9
NO REGULADOS	59,1	51,6	14,5
Total Coincidencial	1.512,3	1.511,2	0,1

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

OFERTA DE GENERACIÓN

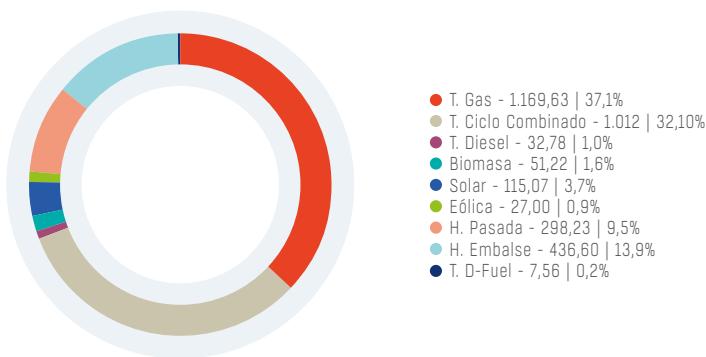
Capacidad de Generación

El parque hidroeléctrico está compuesto sistemas hídricos con centrales de pasada (Zongo, Taquesi, Yura y Quehata), y sistemas hídricos con centrales con embalse (Corani, Miguillas, San Jacinto y Misicuni) 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 diésel oíl, una turbina a vapor de ciclo combinado que aprovecha los gases de escape de 2 turbinas a gas natural en la Central Guaracachi, unidades de ciclo combinado en las centrales Entre Ríos, Warnes y Termoeléctrica del Sur, motores a diésel oíl en la Central Moxos y unidades de respaldo de Beni, aerogeneradores en la Central Eólica Qollpana y paneles fotovoltaicos en las centrales Yunchará, Uyuni y Oruro.

En el Gráfico 6 se ha desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2019 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.

GRÁFICO 6
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (MW) - AÑO 2019



La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2019 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 3.150,12 MW considerando la potencia efectiva a la temperatura media en las centrales termoeléctricas; de los cuales 734,83 MW (23,3%) corresponden a centrales hidroeléctricas, 2.222 MW (70,54%) a centrales termoeléctricas, 27 MW (0,86%) corresponden a centrales eólicas, 51,22 MW (1,63%) corresponden a centrales que operan con biomasa y 115,07 MW (3,65%) corresponden a las centrales solares, tal como se muestra en el Cuadro 4. Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de temperatura media del sitio.

CUADRO 4
CAPACIDAD DE GENERACIÓN A FINES DE 2019

Hidroeléctricas	Capacidad (MW)	Termoeléctricas	Capacidad Tº Med. (MW)	Capacidad Tº Max. (MW)	Biomasa	Capacidad (MW)
Sistema Corani	280,35	Guaracachi (26°C/37°C)	345,95	319,64	Guabirá	21,00
Sistema Zongo	188,04	Santa Cruz (26°C/37°C)	41,95	38,07	Unagro	14,22
Sistema Miguillas	21,11	Warnes (26°C/37°C)	490,7	443,7	San Buenaventura	5,00
Sistema Taquesi	89,19	Aranjuez (15°C/26°C)	35,2	33,8	IAGSA	5,00
Kanata	7,54	Karachipampa (9°C/19°C)	11,3	10,3	Aguai	6,00
Sistema Yura	19,04	Valle Hermoso (18°C/28°C)	116,6	107,7	Eólicas	Capacidad (MW)
Sistema Quehata	1,97	Carrasco (26°C/37°C)	133,4	122,9		
San Jacinto	7,60	Bulo Bulo (26°C/37°C)	138,7	135,4	Qolpana	27,0
Misicuni	120,00	Entre Ríos (26°C/37°C)	387,1	356,5	Solar	Capacidad (MW)
		Del Sur (22°C/38°C)	438,6	379,9		
		El Alto (10°C/18°C)	49,9	46,2	Yunchará	5,00
		Moxos	26,48	26,48	Uyuni	60,06
		Unidades Respaldo Beni	6,30	6,30	Oruro	50,01
Subtotal	734.831	Subtotal	2.222,0	2.026,8	Subtotal	193,3
Capacidad Total a Tº Media: 3.150,12 MW Capacidad Total a Tº Máxima: 2.954,88 MW						

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

En el año 2019, el parque de generación se modificó de la siguiente manera:

El 4 de enero de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad MOS17 (1,46 MW).

El 8 de febrero 2019 ingresaron en Operación Comercial las unidades MOS18 (1,6 MW) y MOS19 (0,4 MW).

El 13 de febrero de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad MOS20 (1,6 MW).

El 9 de abril de 2019 ingresó en Operación Comercial la Central Hidroeléctrica San José 2 (69 MW).

El 15 de mayo de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad CCSUR30 (131,6 MW).

Desde el 14 de junio de 2019 ingresó en Operación Comercial la nueva potencia efectiva de la Central Hidroeléctrica Corani (65,24 MW).

El 29 de junio de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad CCSUR40 (131,6 MW).

El 6 de julio de 2019 ingresaron en Operación Comercial los excedentes del Autoproductor AGUAÍ (6 MW).

El 25 de julio de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad CCWAR40 (134,6 MW).

El 30 de agosto de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad SB002 (0,6 MW).

El 2 de septiembre de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad SIM01 (0,35 MW).

El 8 de septiembre de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad CCERI30 (136,4 MW).

El 19 de septiembre de 2019 ingresó en Operación Comercial la Central Solar Oruro (50,01 MW).

El 8 de octubre de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad CCWAR30 (134,6 MW).

El 19 de octubre de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad MOS21 (1,20 MW).

El 24 de octubre de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad MOS22 (1,80 MW).

El 20 de diciembre de 2019 ingresó en Operación Comercial la unidad CCERI40 (136,4 MW).

En el 2019 se retiraron del parque de generación las siguientes unidades: el 28 de octubre de 2019 las unidades MOS17 y MOS18 según Resolución AE Nº 390/2019, MOS19 y MOS20 según Resolución AE Nº 401/2019 y MOS22 según Resolución AETN Nº 869/2019.

El 1º de noviembre de 2019 se retiraron las unidades KEN01 (9,35 MW) y KEN02 (9,35 MW).

La capacidad total en el sistema a fines de la gestión 2019 fue de 3.150,12 MW, considerada para la temperatura media en la hora de

punta, en las centrales termoeléctricas que corresponde a 26 °C en Guaracachi, 26 °C en Santa Cruz, 26 °C en Carrasco, 26 °C en Bulo Bulo, 26 °C en Entre Ríos, 18 °C en Valle Hermoso, 15 °C en Aranjuez, 10 °C en El Alto, 9 °C en Karachipampa, 22 °C en Termoeléctrica Del Sur y 26 °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) - 2019

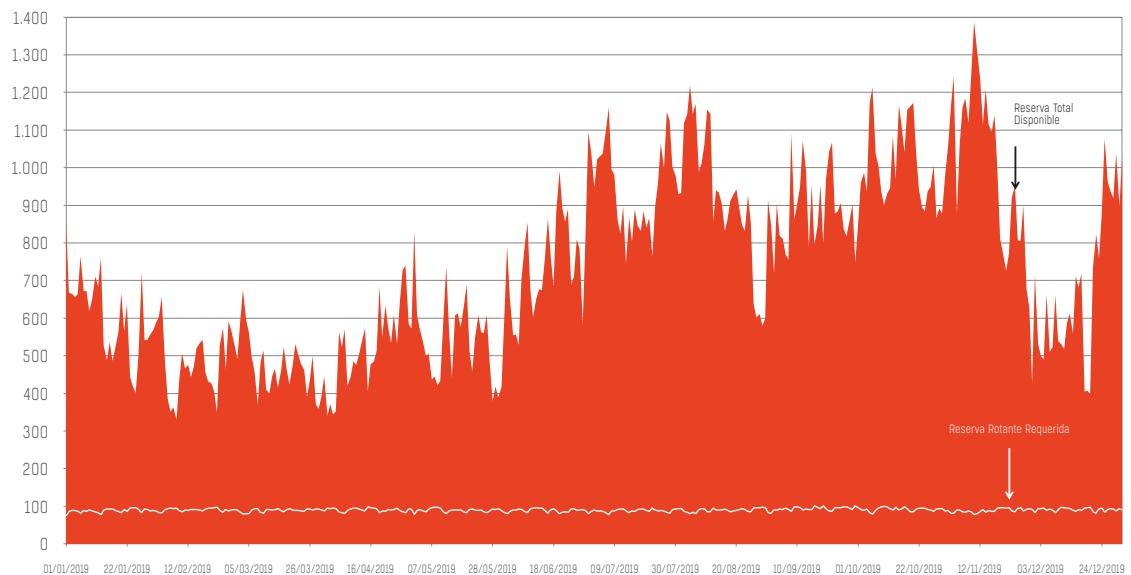
MES	Capacidad Bruta					Potencia Indisponible				Potencia	Potencia	Potencia	Capacidad Total Disponible	Demanda Máxima		Margen de Reserva		
	Termoeléctrica	Biomasa	Hidroeléctrica	Eólica	Solar	Total	Térmica	Biomasa	Hidro	Solar	Limitada Térmica	Limitada Biomasa	Limitada Hidro	Bornes	Retiros	MW	% (*)	
ENERO	1.365,33	45,57	664,91	27,00	65,06	2.167,88	85,57	31,00	31,9	65,06	12,5	0,0	0,0	1.941,8	1.513,9	1.457,2	427,9	22,0
FEBRERO (1),(2),(3)	1.384,55	45,57	664,91	27,00	65,06	2.187,10	107,87	45,57	39,5	65,06	19,9	0,0	0,0	1.909,2	1.532,5	1.471,4	376,7	19,7
MARZO	1.396,24	45,57	664,91	27,00	65,06	2.198,79	169,24	45,57	27,8	65,06	22,5	0,0	0,0	1.868,7	1.471,8	1.411,0	396,8	21,2
ABRIL (4)	1.387,72	45,57	733,91	27,00	65,06	2.259,26	133,83	45,57	31,4	65,06	14,1	0,0	0,0	1.969,3	1.536,9	1.471,4	432,4	22,0
MAYO (5)	1.417,79	45,00	733,91	27,00	65,06	2.288,76	150,18	45,57	24,0	65,06	15,8	0,0	0,0	1.988,1	1.516,3	1.458,0	471,7	23,7
JUNIO (6),(7)	1.535,83	45,00	733,91	27,00	65,06	2.406,80	110,88	24,57	5,7	65,06	14,2	0,0	0,0	2.186,4	1.506,5	1.439,1	679,9	31,1
JULIO (8),(9)	1.705,46	51,00	734,84	27,00	65,06	2.583,37	108,63	10,00	63,6	65,06	67,3	0,0	0,0	2.268,9	1.477,6	1.409,2	791,3	34,9
AGOSTO (10)	1.752,43	51,00	734,84	27,00	65,06	2.630,34	363,88	5,00	15,1	65,06	53,6	1,0	0,0	2.126,7	1.519,6	1.444,1	607,1	28,5
SEPTIEMBRE (11),(12),(13)	1.871,11	51,00	734,84	27,00	115,07	2.799,02	249,70	5,00	13,5	115,07	7,0	0,8	0,0	2.407,9	1.582,3	1.512,3	825,6	34,3
OCTUBRE (14),(15),(16),(17)	1.985,61	51,00	734,84	27,00	115,07	2.913,53	294,85	10,00	0,0	115,07	7,5	0,0	0,0	2.486,1	1.558,2	1.478,0	927,9	37,3
NOVIEMBRE (18)	1.993,00	51,22	734,84	27,00	115,07	2.921,14	442,17	10,00	19,8	115,07	22,0	12,5	0,0	2.299,6	1.506,5	1.447,1	793,0	34,5
DICIEMBRE (19)	2.005,98	51,22	734,84	27,00	115,07	2.934,11	613,24	45,22	10,5	115,07	72,0	0,0	0,0	2.078,0	1.521,0	1.455,7	557,1	26,8

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

- (1) El 04/02/2019 operación comercial de MOS17 (1,46 MW).
- (2) El 08/02/2019 operación comercial de MOS18 (1,60 MW) y MOS19 (0,40 MW).
- (3) El 13/02/2019 operación comercial de MOS20 (1,60 MW).
- (4) El 09/04/2019 operación comercial de la Central San José 2 (69 MW).
- (5) El 15/05/2019 operación comercial de CCSUR30 (131,6 MW).
- (6) El 14/06/2019 nueva potencia efectiva de Central Hidroeléctrica Corani (65,24 MW).
- (7) El 29/06/2019 operación comercial de CCSUR40 (131,6 MW).
- (8) El 06/07/2019 operación comercial de AGUÁÍ (6 MW).
- (9) El 25/07/2019 operación comercial de CCWAR40 (134,6 MW).
- (10) El 30/08/2019 operación comercial de SB002 (0,6 MW).
- (11) El 02/09/2019 operación comercial de SIM01 (0,35 MW).
- (12) El 08/09/2019 operación comercial de CCERI30 (136,4 MW).
- (13) El 19/09/2019 operación comercial de Central Solar Oruro (50,01 MW).
- (14) El 08/10/2019 operación comercial de CCWAR30 (134,6 MW).
- (15) El 19/10/2019 operación comercial de MOS21 (1,20 MW).
- (16) El 24/10/2019 operación comercial de MOS22 (1,80 MW).
- (17) El 28/10/2019 retiro de unidades: MOS17 y MOS18 según Resolución AE Nº 390/2019, MOS19 y MOS20 según Resolución AE Nº 401/2019 y MOS22 según Resolución AETN Nº 869/2019.
- (18) El 01/11/2019 retiro de las unidades KEN01 (9,35 MW) y KEN02 (9,35 MW).
- (19) El 20/12/2019 operación comercial de CCERI40 (136,4 MW).

Como se observa en el Gráfico 7, durante la gestión 2019 se ha operado el parque generador con un margen de reserva superior al establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo - CDM.

**GRÁFICO 7
MARGEN DE RESERVA - GESTIÓN 2019**



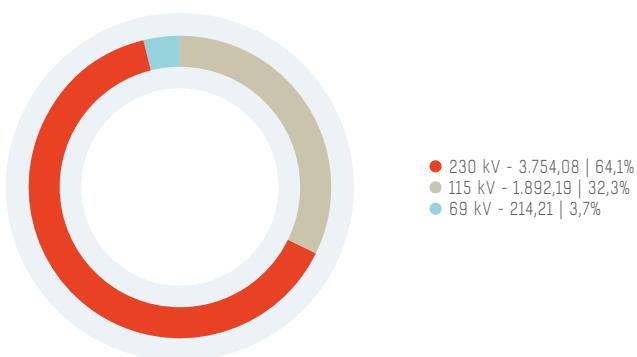
Línea 115 kV Contorno Bajo - Viacha Pueblo (Tramo 1) y Elevación de tensión 69 kV - DELAPAZ



OFERTA DE TRANSMISIÓN

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2019 está compuesto por 3.754,08 km de líneas en 230 kV; 1.892,19 km de líneas en 115 kV y 214,21 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 5.860,48 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 del sistema es de 3.670 MVA. En los Cuadros 6, 7 y 8 se presentan algunas características de líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores del STI.

Línea 115 kV Viacha - Viacha Pueblo y Subestación Viacha Pueblo 115 kV - DELAPAZ



CUADRO 6
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI

Tensión	Tramo	Longitud [Km]
230 KV	Bélgica - Guaracachi	34,57
	Bélgica - Troncos	98,78
	Carrasco - Yápacaní	74,75
	Yápacaní - Bélgica	70,78
	Carrasco - Chimoré	75,33
	Carrasco - Santiváñez	225,60
	Chimoré - Villa Tunari	33,62
	Entre Ríos II - Carrasco	1,85
	Entre Ríos I - Entre Ríos I	0,48
	Entre Ríos I - Carrasco	1,36
	Las Carreras - Tarija II	82,90
	Las Carreras - Torre Huayco	82,00
	Mazocruz-Vinto Capacitor	193,57
	Miguelito - Santiváñez I	79,01
	Miguelito - Santiváñez II	79,01
	Palca - Mazocruz I	36,00
	Palca - Mazocruz II	36,00
	San José - Valle Hermoso	59,57
	San José - Miguelito	3,36
	Santiváñez - Pagador	115,04
	Pagador - Vinto	24,79
	Torre Huayco - Lito	157,10
	Valle Hermoso - Santiváñez	22,65
	Villa Tunari - San José	45,83
	Warnes - Bélgica I	16,54
	Warnes - Bélgica II	16,54
	Warnes - Brechas I	119,20
	Warnes - Brechas II	119,20
	Warnes - Urubó	39,40
	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
	Uyuni - Solar Uyuni	4,60
	Arboleada - Urubó	62,00
	Carrasco - Arboleada	102,00
	Santiváñez - Sucre	246,00
	Sucre - Punutuma	177,00
	Punutuma - Uyuni	91,74
	Uyuni - Lito	75,54
	Subtotal	3.754,08
115 KV	Arocagua - Valle Hermoso I	5,39
	Arocagua - Valle Hermoso II	5,39
	Caranavi - Chusipata	63,89
	Caihuasi - Jeruyo	45,59
	Caihuasi - Vinto	29,58
	Catavi - Ocuri	97,81
	Catavi - Sacaca	43,38
	Cataricagua - Catavi	33,50
	Chusipata - Cumbre	45,03
	Corani - Arocagua	38,11
	Corani - Santa Isabel	6,39
	Hueji - Caranavi	74,45
	Kenko - Senkata I	6,28
	Kenko - Senkata II	7,95
	Ocuri - Potosí	84,36
	Potosí - Punutuma	73,21
	Paracaya - Qolpana	67,69
	Pagador - Solar Oruro	40,92
	La Plata - Potosí	18,03
	Lito - Salar	81,39
	Punutuma - Atocha	104,42
	Sacaba - Arocagua	14,94
	Sacaba - Paracaya	24,11
	Santa Isabel - Sacaba	31,37
	Santa Isabel - San José	8,93
	Senkata - Mazocruz	7,76
	Sucre - La Plata	88,18
	Irrpa Irrpa - Sacaca	43,23
	Valle Hermoso - Irrpa Irrpa	46,47
	Valle Hermoso - Caihuasi	120,12
	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
	Subtotal	1.892,19
69 KV	Aranjuez - Mariaca	42,85
	Aranjuez - Sucre	12,01
	Atocha - Telamayu	1,57
	Don Diego - Karachipampa	15,99
	Don Diego - Mariaca	31,24
	Karachipampa - Potosí	10,02
	La Plata - Karachipampa	7,00
	Telamayu - Portugalete	27,48
	Portugalete - Chilcobia	29,49
	Torre Huayco - Chilcobia	36,56
	Subtotal	214,21
	Total	5.860,48

CUADRO 7
TRANSFORMADORES EN EL STI

Tipo	Subestación	MVA
Transformación 230/115 KV	Brechas (*)	150,00
	Litio (*)	150,00
	Mazocruz (*)	150,00
	Punutuma (*)	100,00
	Pagador (*)	150,00
	San José (*)	75,00
	Santiváñez (*)	150,00
	Urubó (*)	150,00
	Valle Hermoso (*)	150,00
	Vinto (*)	100,00
	Warnes (*)	150,00
	Cumbre (*)	150,00
	Palca (*)	150,00
	Tarija (*)	150,00
	Troncos (*)	150,00
	Arboleada (*)	100,00
	Sucre (*)	100,00
	Subtotal	2.275,00
Transformación 230/69 KV	Brechas (*)	150,00
	Guaracachi (*)	150,00
	Yaguacua (*)	75,00
	Punutuma (*)	60,00
	Sucre (*)	60,00
	Torre Huayco (*)	75,00
	Urubó (*)	300,00
	Subtotal	870,00
	Atocha	25,00
	Catavi	50,00
Transformación 115/69 KV	Plata	50,00
	Potosí	50,00
	Vinto	100,00
	Subtotal	275,00
	Lucianita	50,00
115/10 KV	Subtotal	50,00
	Trinidad	25,00
Transformación 115/24.9 KV	Salar	100,00
	Subtotal	125,00
	San Borja	25,00
Transformación 115/34.5 KV	San Ignacio de Moxos	12,50
	Yucumo	25,00
	Subtotal	62,50
Transformación 230/24.9 KV	Las Carreras	12,50
	Subtotal	12,50
	Total	3.670,00

(*) 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
	Irpa Irpa	115	12,00
	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			126,60
Capacitor serie	Vinto	230	54,85
	Subtotal		54,85
Reactores de línea/barra	Brechas	230	21,00
	Carrasco	230	1 x 12,0 + 1 x 21,0
	Santiváñez	230	1x15,6+1x12,0 + 2x18 + 2x9,0
	Vinto	230	21,00
	San Ignacio de Moxos	115	9,00
	Yucumo	115	5,00
	Las Carreras	230	1x21 + 3x12
	Litio	230	15,00
	Uyuni	230	15,00
	Salar	115	9,00
	Palca	230	2 x 12,0
	Torre Huayco	230	24,00
	Yaguacua	230	2 x 15
	Punutuma	230	2 x 12,0
	Sucre	230	2 x 12,0
	Urubó	230	12,00
Subtotal			404,60

Reemplazo de Transformadores Subestación Tarapacá - DELAPAZ



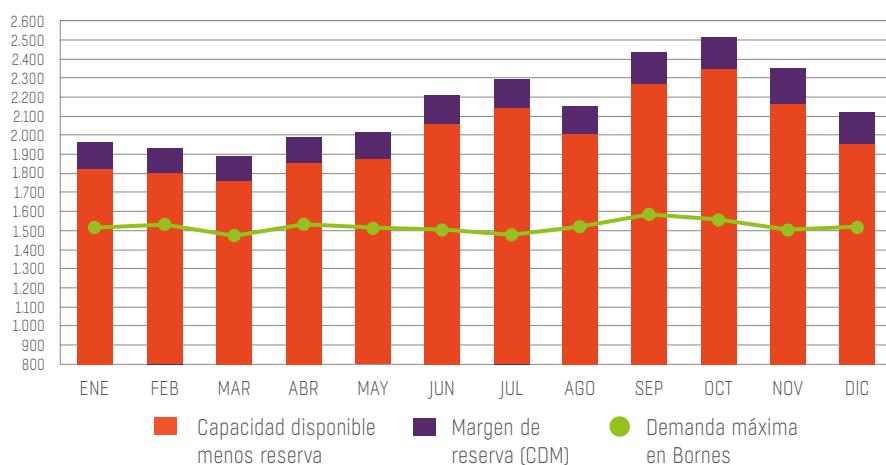
DESPACHO DE CARGA

Durante la gestión 2019 se realizó el despacho de carga procurando en todo momento mantener la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, no obstante, se registró la presencia de algunos eventos importantes, como ser la indisponibilidad de las unidades ARJ08 (52,43 días), GCH12 (32,33 días), KAR (365 días), ALTO2 (235,25 días), SIS05 (100,84 Días), ERI02 (278,23 Días), ERI03 (278,22 Días), CCSUR30 (32 días) y CCSUR40 (42 días), principalmente.

Durante la operación del Sistema Interconectado Nacional, en todo momento se atendió toda la demanda del SIN.

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 violeta 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 roja 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)**



Ejecución de la programación del despacho de carga

Las desviaciones entre el despacho de carga programado y el realizado, muestran una diferencia anual de -0,20% (19,2 GWh); estas desviaciones se ilustran en el Cuadro 9 y en el Gráfico 10.

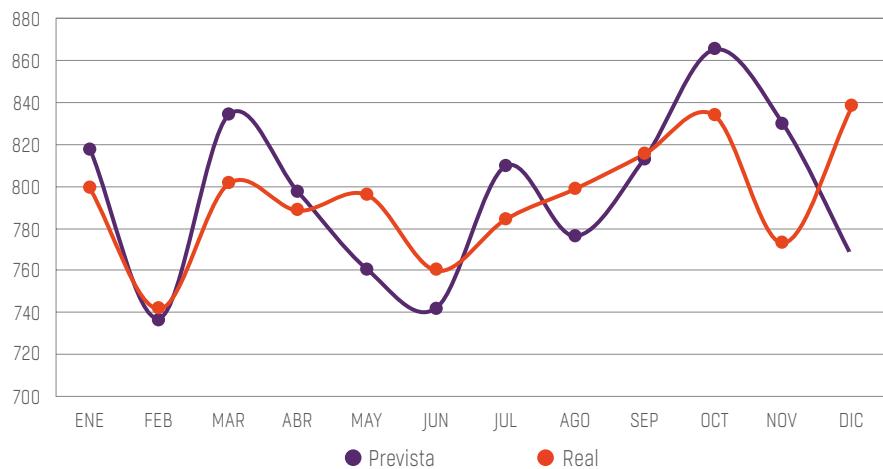
CUADRO 9
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL [GWh] - 2019

Central	Despacho Programado	Despacho Realizado	Diferencia
Hidroeléctricas			
Sistema Zongo	949,5	905,1	(44,4)
Sistema Corani	1.488,3	1.632,9	144,6
Sistema Taquesi	333,0	363,3	30,3
Sistema Yura	70,5	75,4	4,9
Sistema Miguillas	100,7	112,6	11,9
Kanata	19,3	17,7	(1,5)
Sistema Quehata	8,8	7,3	(1,5)
San Jacinto	24,6	25,3	0,6
Misicuni	184,9	105,2	(79,7)
Subtotal	3.179,6	3.244,8	65,2
Eólicas			
Sistema Qollpana	57,0	70,2	13,2
Subtotal	57,0	70,2	13,2
Solar			
Sistema Yunchará	10,5	11,8	1,3
Sistema Uyuni	163,9	141,9	(22,0)
Sistema Oruro	71,3	27,5	(43,8)
Subtotal	245,7	181,2	(64,5)
Biomasa			
Guabirá	51,0	67,0	16,0
Unagro	60,4	58,3	(2,1)
Aquaí	3,6	20,8	17,2
San Buenaventura	2,3	4,2	1,8
IAGSA	0,6	0,0	(0,6)
Subtotal	117,9	150,3	32,4
Termoeléctricas			
Guaracachi	1.300,9	1.474,2	173,3
Santa Cruz	38,8	50,7	11,9
Carrasco	134,0	269,7	135,7
Bulo Bulo	590,5	581,9	(8,6)
Valle Hermoso	344,5	332,2	(12,4)
Aranjuez	112,4	131,2	18,8
El Alto	166,0	104,9	(61,1)
Kenko	1,8	8,2	6,4
Karachipampa	0,1	0,0	(0,1)
Entre Ríos	346,3	312,5	(33,9)
Del Sur	1.574,9	1.241,8	(333,1)
Warnes	1.256,4	1.289,5	33,1
Moxos	83,1	87,4	4,3
Ende (respaldo Beni)	0,0	0,2	0,2
Subtotal	5.949,7	5.884,3	(65,4)
Total	9.549,965	9.530,763	(19,2)

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

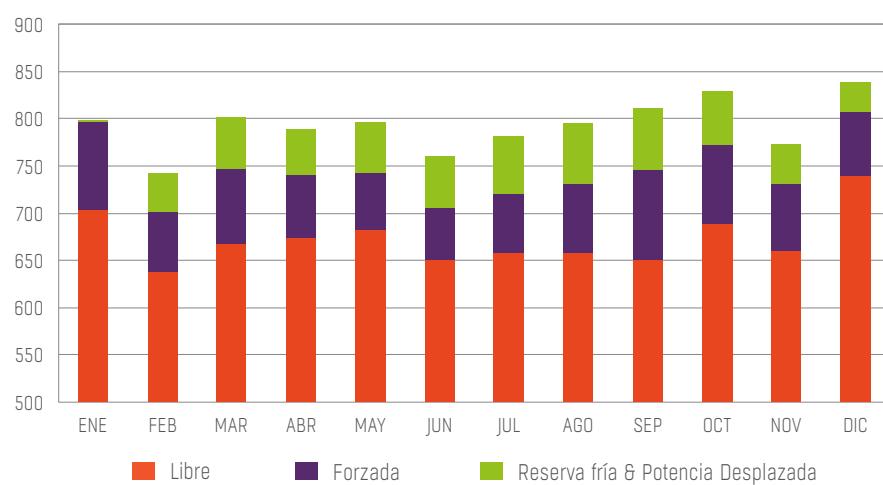
Se observa que el despacho de unidades termoeléctricas fue menor al previsto en 1,11 % (65,4 GWh), asimismo se observa que la producción de energía realizada por unidades hidroeléctricas tuvo un incremento de 2,01% (65,2 GWh).

GRÁFICO 10
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA PREVISTA Y REAL (GWh) - AÑO 2019



En el despacho de carga realizado, del total de energía despachada en el año 2019, el 84,9 % corresponde a generación libre, el 9,1 % corresponde a la generación forzada y el 6 % corresponde unidades de Reserva Fría y Potencia Desplazada, según se ilustra en el Gráfico 11.

GRÁFICO 11
COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN (GWh) - AÑO 2019



Producción de energía

En el año 2019, la producción bruta de energía de las centrales que operan en el MEM fue de 9.530,8 GWh; este valor es 3,3 % mayor que la producción del año 2018. Asimismo, en el Cuadro 10 se observa que la producción hidroeléctrica participó con el 34 % del total, la producción termoeléctrica con el 61,7 %, la producción eólica con el 0,7 %, biomasa con el 1,6 % y la solar con el 1,9 %.

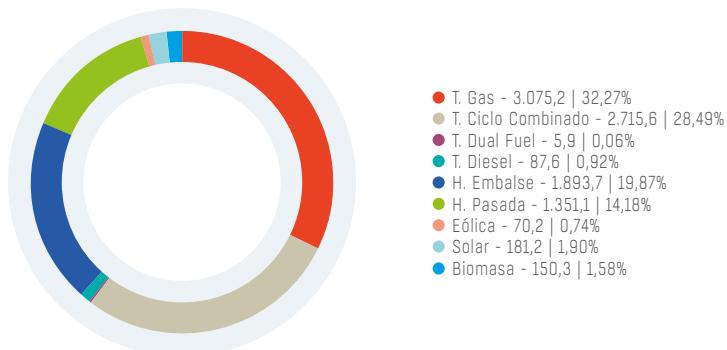
CUADRO 10
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA - (GWh)

Centrales	Gestión		Variación %
	2019	2018	
Hidroeléctricas	34,0%	27,3%	
Sistema Zongo	905,1	820,3	10,3
Sistema Corani	1.632,9	1.132,9	44,1
Sistema Taquesí	363,3	325,8	11,5
Sistema Yura	75,4	75,6	(0,2)
Sistema Miguillas	112,6	109,0	3,3
Sistema Kanata	17,7	13,1	35,3
Quehata	7,3	7,3	0,0
San Jacinto	25,3	24,1	5,0
Misicuni	105,2	97,8	7,6
Subtotal	3.244,8	2.605,8	24,5
Eólicas	0,7%	0,6%	
Sistema Qollpana	70,2	58,8	19,3
Subtotal	70,2	58,8	19,3
Solar	1,9%	1,3%	
Uyuni	141,9	111,5	27,3
Yunchará	11,8	10,6	11,6
Solar Oruro	27,5		N/A
Subtotal	181,2	122,1	48,5
Biomasa	1,6%	0,8%	
Guabirá	67,0	57,9	15,8
Unagro	58,3	17,1	240,6
Aguáí	20,8		N/A
San Buenaventura	4,2	2,2	91,8
Subtotal	150,3	77,2	94,7
Termoeléctricas	61,7%	66,8%	
Guaracachi	1.474,2	1.437,8	2,5
Santa Cruz	50,7	61,9	(18,0)
Carrasco	269,7	547,5	(50,7)
Bulo Bulo	581,9	683,5	(14,9)
Valle Hermoso	332,2	411,3	(19,2)
Aranjuez	131,2	142,4	(7,8)
El Alto	104,9	86,7	21,0
Kenko	8,2	16,7	(51,1)
Karachipampa	0,0	5,3	(100,0)
Entre Ríos	10,7	76,2	(85,9)
Entre Ríos CC	301,7		N/A
Moxos	87,4	91,6	(4,6)
San Borja	0,02	0,02	22,3
Rurrenabaque	0,01	0,02	(26,4)
Yucumo	0,00	0,00	338,3
S.A. Yacuma	0,15	0,21	(25,3)
S.I. Moxos	0,02	0,00	467,9
Del Sur	1.241,8	1.222,3	1,6
Warnes	1.289,5	1.582,9	(18,5)
Subtotal	5.884,3	6.366,3	(7,6)
Total	9.530,8	9.230,2	3,3

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

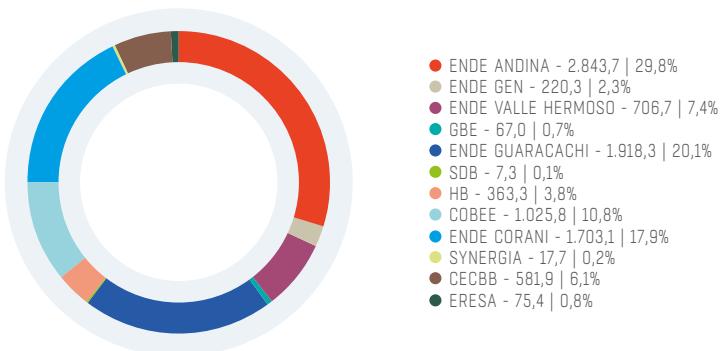
El Gráfico 12 presenta la Producción Bruta de Energía, clasificada según el tipo de central: centrales Termoeléctricas a Gas, a Diesel, Biomasa, Dual Fuel, Ciclo Combinado, Solar, centrales Hidroeléctricas de Embalse y de Pasada y la generación eólica.

GRÁFICO 12
GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE CENTRAL (GWh) - 2019



El Gráfico 13 ilustra la participación de los Agentes Generadores que operan en el MEM, en la Generación Bruta durante la Gestión 2019.

GRÁFICO 13
PARTICIPACIÓN DE LOS AGENTES EN LA GENERACIÓN BRUTA (GWh) - 2019



Durante el año 2019, 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 2019



Reemplazo de Transformadores Subestación Tarapacá - DELAPAZ



Inyecciones de Energía

En el año 2019, el Sistema de Medición Comercial registró 9.242,2 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 2,6 % más que en el año 2018.

CUADRO 11
INYECCIONES DE ENERGÍA AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN (GWh) - 2019

Centrales	Gestión		Variación %
	2019	2018	
Sistemas Zongo, Corani, Taquesí, Miguillas, Yura, Kanata, Quehata, San Jacinto, Misicuni			
Sistema Zongo	886,0	798,0	11,0
Sistema Corani	1.618,0	1.125,7	43,7
Sistema Taquesí	351,3	316,1	11,1
Sistema Miguillas	108,0	104,6	3,3
Sistema Yura	71,9	71,9	(0,1)
Kanata	17,2	12,7	35,2
Sistema Quehata	6,9	6,9	(0,9)
San Jacinto	24,6	23,0	6,9
Misicuni	103,8	96,6	7,4
Subtotal	3.187,6	2.555,5	24,7
Eólicas			
Sistema Qollpana	68,8	57,9	18,8
Subtotal	68,8	57,9	18,8
Biomasa			
Guabirá	65,8	56,9	15,7
Unagro	58,1	17,1	239,8
Aguáí	20,7		N/A
San Buenaventura	4,1	2,2	90,5
Subtotal	148,8	76,2	95,4
Solar			
Yunchará	10,5	9,6	9,5
Uyuni	140,4	110,4	27,2
Solar Oruro	27,3		N/A
Subtotal	178,3	120,0	(90,5)
Termoeléctricas			
Guaracachi	1.402,0	1.359,9	3,1
Santa Cruz	55,8	68,0	(18,0)
Carrasco	168,5	529,9	(68,2)
Bulo Bulo	562,5	661,1	(14,9)
Valle Hermoso	419,2	410,3	2,1
Aranjuez	130,0	140,8	(7,7)
El Alto	103,2	85,0	21,5
Kenko	0,0	16,0	(100,0)
Karachipampa	(0,2)	4,9	(104,7)
Entre Ríos	2,5	71,7	(96,6)
Entre Ríos CC	223,5		N/A
Moxos	83,5	87,2	(4,3)
San Borja	0,02	0,02	26,4
Rurrenabaque	0,01	0,01	(16,2)
Yucumo	0,00	0,00	301,3
Santa Ana de Yacuma	0,16	0,20	(22,8)
San Ignacio de Moxos	0,02	0,00	299,3
Del Sur	1.258,5	1.203,0	4,6
Warnes	1.249,6	1.563,3	(20,1)
Subtotal	5.658,7	6.201,4	(8,8)
Total	9.242,2	9.011,0	2,6

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 2019

Componente	Capacidad MW	Flujo MW	Componente	Capacidad MW	Flujo MW			
Líneas de Transmisión								
Arboleda - Urubó	142,5	97,6	Santiváñez - Valle Hermoso	130,0	74,0			
Arboleda - Carrasco	142,5	65,2	Santiváñez - Vinto	130,0	104,3			
Arocagua - V. Hermoso	74	35,2	Santiváñez - Miguelito I	219,5	2,8			
Arocagua - V. Hermoso II	74	37,4	Santiváñez - Miguelito II	219,5	3,1			
Bélgica - Carrasco	130	105,3	Solar Uyuni - Uyuni	215,7	60,2			
Bélgica - Guaracachi	142,5	113,8	Sucre - Punutuma	142,5	64,4			
Bélgica - Warnes I	275	59,3	Sucre - Santiváñez	142,5	94,0			
Bélgica - Warnes II	275	91,4	Sucre - La Plata	38,0	26,5			
Bélgica - Yapacaní	130	87,2	Tarija - Las Carreras I	150	199,2			
Brechas - Warnes I	163,4	0,0	Tarija - Las Carreras II	185,3	109,1			
Brechas - Warnes II	163,4	0,0	Tarija - Yaguacua	160	0,0			
Carrasco - Arboleda	142,5	143,2	Tarija - Yaguacua II	160	0,0			
Carrasco - Chimoré	130	157,2	Torre Huayco - Las Carreras	175,8	0,0			
Carrasco - Santiváñez	130	132,5	Torre Huayco - Lítio	155,8	77,6			
Carrasco - Bélgica	130	141,2	Urubó - Arboleda	142,5	71,0			
Carrasco - Yapacaní	130	86,6	Urubó - Warnes	230	15,1			
Chané - Warnes	164,3	15,6	Uyuni - Lítio	140	59,8			
Chimoré - Carrasco	130	106,8	Uyuni - Punutuma	140	84,2			
Chimoré - Villa Tunari	130	151,0	Uyuni - San Cristóbal	140	53,7			
Corani - Arocagua	74	77,3	V. Hermoso - Arocagua	74	30,4			
Cumbre - Palca	155,9	78,2	V. Hermoso - Arocagua II	74	33,0			
Guaracachi - Bélgica	142,5	44,5	V. Hermoso - San José	130	3,1			
Huaji - Caranavi	90	75,0	V. Hermoso - Santiváñez	130	130,0			
Karachipampa - La Plata	31,8	2,6	Villa Tunari - Chimoré	130	114,8			
Kenko - Mazocruz	130	50,7	Villa Tunari - San José	130	145,9			
La Plata - Karachipampa	31,83	15,4	Vinto - Mazocruz	130	100,0			
La Plata - Potosí	38	20,0	Vinto - Pagador	219,5	0,2			
La Plata - Sucre	38	10,4	Vinto - Santiváñez	130	7,4			
Las Carreras - Punutuma	150	151,0	Warnes - Chané	164,3	46,0			
Las Carreras - Tarija I	150	7,0	Warnes - Bélgica I	275	65,3			
Las Carreras - Tarija II	185,3	0,0	Warnes - Bélgica II	275	68,4			
Las Carreras - Torre Huayco	175,8	93,9	Warnes - Brechas	163,4	56,1			
Lítio - Salar	54,4	4,4	Warnes - Brechas II	163,4	54,9			
Lítio - San Cristóbal	140	52,2	Warnes - Urubó	230	107,9			
Lítio - Uyuni	140	55,1	Yaguacua - Tarija	160	158,6			
Lítio - Torre Huayco	155,8	50,1	Yaguacua - Tarija II	160	149,9			
Mazocruz - Kenko	130	114,7	Yapacani - Bélgica	130	79,2			
Mazocruz-Palca	189,05	31,9	Yapacani - Carrasco	130	86,4			
Mazocruz - Vinto	130	41,1	Transformadores					
Miguelito - San José	333,8	101,9	Arboleda 230/115	90	51,1			
Miguelito - Santiváñez I	219,5	115,8	Brechas 230/115	142,5	63,4			
Miguelito - Santiváñez II	219,5	115,4	Brechas 230/69	142,5	88,6			
Palca - Cumbre	155,9	129,2	Catavi 115/69-01	23,75	19,9			
Palca - Mazocruz	189,05	91,6	Catavi 115/69-02	23,75	17,9			
Palca - Santiváñez I	155,9	49,1	Cumbre 230/115	142,5	129,2			
Palca - Santiváñez II	155,9	76,7	Guaracachi 230/69 - 01	71	60,3			
Potosí - Punutuma	74	13,5	Guaracachi 230/69 - 02	71	56,4			
Potosí - La Plata	38	13,8	Mazocruz 230/115	142,5	114,8			
Punutuma - Las Carreras	150	28,4	Plata 115/69	47,5	15,4			
Punutuma - Potosí	74	70,3	Potosí 115/69	47,5	17,6			
Punutuma - Sucre	142,5	120,1	Punutuma 230/115	95	74,5			
Punutuma - Uyuni	140,0	57,5	Punutuma 230/69	57	15,5			
S. Isabel - Sacaba	74,0	67,3	Sucre 230/69	57	43,8			
S. Isabel - San José	74,0	62,6	Sucre 230/115	95	34,5			
San José - S. Isabel	74,0	40,0	Torre Huayco 230/69	142,5	18,0			
San José - V. Hermoso	130,0	131,6	Urubó 230/69 - 01	142,5	87,1			
San José - Miguelito	333,8	93,8	Urubó 230/69 - 02	142,5	88,4			
San José - Villa Tunari	130,0	120,1	V. Hermoso 230/115	142,5	109,8			
Santiváñez - Carrasco	130,0	109,1	Vinto 115/69 - 01	48	29,8			
Santiváñez - Pagador	219,5	109,2	Vinto 115/69 - 02	48	29,3			
Santiváñez - Palca	155,9	126,1	Vinto 230/115	95	59,7			
Santiváñez - Palca II	155,9	122,8	Warnes 230/115	142,5	84,4			
Santiváñez - Sucre	142,5	123,9						

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 2019 se encuentra estimada, y la definitiva será determinada cuando se registre la potencia de punta en el periodo noviembre 2019 - octubre 2020.

En el marco de lo establecido en las Resoluciones AE N° 81/2014 de fecha 17 de febrero de 2014, AE N° 317/2015 de fecha 23 de junio de 2015, que modifica la Norma Operativa N° 2 - "Determinación de la Potencia Firme" y AE N° 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:

- Del 01/01/2019 al 05/01/2019, Ampliación de barras 230 kV subestación Yaguacua.
- Del 06/01/2019 al 08/01/2019, Disponibilidad de la unidad ALTO2.
- Del 09/01/2019 al 31/01/2019, Disponibilidad de la unidad MOS06.
- Del 01/02/2019 al 03/02/2019, Indisponibilidad de UNAGRO.
- Del 04/02/2019 al 05/02/2019, Operación Comercial de la unidad MOS17.
- Del 06/02/2019 al 06/02/2019, Indisponibilidad de la unidad SIS05.
- Del 07/02/2019 al 07/02/2019, Disponibilidad de la unidad MOS05. Indisponibilidad de la unidad MOA07.
- Del 08/02/2019 al 10/02/2019, Operación Comercial de las unidades MOS18 y MOS19. Indisponibilidad de la unidad RRE01.
- Del 11/02/2019 al 12/02/2019, Operación Comercial: Repotenciamiento Línea Santiváñez - Vinto 230 kV y Proyecto Variante Litio (etapa final: división de la línea Uyuni - San Cristóbal 230 kV en las nuevas líneas Uyuni - Litio 230 kV y Litio - San Cristóbal 230 kV y la instalación de un reactor en barra 2 en la subestación Litio 230 kV).
- Del 13/02/2019 al 21/02/2019, Operación Comercial de la unidad MOS20.
- Del 22/02/2019 al 27/02/2019, Disponibilidad de la unidad LAN01.
- Del 28/02/2019 al 06/03/2019, Operación comercial ampliación de barras de subestación Las Carreras 230 kV (reactor de barra en 230 kV, bahía de unión de barras con las barras existentes y bahía de acople de las nuevas barras).
- Del 07/03/2019 al 07/03/2019, Indisponibilidad de la unidad MOS09.
- Del 08/03/2019 al 16/03/2019, Operación Comercial del Transformador Urubó 230/115 kV (incluye ampliación de barras de la subestación Urubó, instalación de una bahía de transferencia en 230 kV y la instalación de un sistema de barras en 115 kV).
- Del 17/03/2019 al 23/03/2019, Operación Comercial de las líneas Carrasco - Entre Ríos II 230 kV y la barra 1 de la subestación Entre Ríos II, línea Entre Ríos - Entre Ríos II 230 kV.
- Del 24/03/2019 al 28/03/2019, Indisponibilidad de la unidad MOS05. Disponibilidad de la unidad SAY01, repotenciamiento línea Carrasco - Entre Ríos 230 kV (nuevos parámetros) y cambio de barras flexibles en subestación Entre Ríos.

- Del 29/03/2019 al 29/03/2019, Indisponibilidad de las unidades ERI02 y ERI03.
- Del 30/03/2019 al 30/03/2019, Operación Comercial de las líneas de Las Carreras -Torre Huayco 230 kV y Litio - Torre Huayco 230 kV. Reactor de línea en subestación Las Carreras (línea Las Carreras - Torre Huayco 230 kV) y Reactor de línea en subestación Torre Huayco (Línea Torre Huayco - Litio 230 kV).
- Del 31/03/2019 al 01/04/2019, Operación Comercial del Autotransformador Torre Huayco 230/69 kV (demanda en Torre Huayco 69 kV) y de la bahía de línea en 69 kV Torre Huayco - Villazón en Torre Huayco.
- Del 02/04/2019 al 08/04/2019, Operación comercial Bahía de línea de transmisión Torre Huayco - Telamayu 69 kV en Torre Huayco. Ingresaron los nodos de retiro: Telamayu 69 kV, Portugalete 69 kV y Chilcobia 69 kV.
- Del 09/04/2019 al 13/04/2019, Operación Comercial de la Central San José II y la línea Central San José I - Central San José II 230 kV.
- Del 14/04/2019 al 25/04/2019, Operación comercial ampliación de barras 230 kV Subestación Warnes, adecuación de la línea en 230 kV Warnes - Urubó (línea Warnes - Bélgica I 230 kV circuito independiente) y la habilitación del segundo circuito de la línea doble terna Warnes - Bélgica 230 kV WAR230BEL(2). Bahía de línea Warnes - Urubó en Warnes y Bahía de línea Warnes - Bélgica 1 en Bélgica.
- Del 26/04/2019 al 30/04/2019, Indisponibilidad de la unidad MOS04.
- Del 01/05/2019 al 02/05/2019, Inicio de periodo. Indisponibilidad de las unidades: GBE01, IAG01, UNA01, SBU01, ARJ13, ARJ14, KAR01, ERI02, ERI03, MOS05, MOS09, MOA07, RRE01, SIS05, MOS04.
- Del 03/05/2019 al 08/05/2019, Operación Comercial del nuevo punto de retiro Jeruyo 115 kV (Planta ECEBOL Oruro).
- Del 09/05/2019 al 10/05/2019, Indisponibilidad de la unidad MOS11.
- Del 11/05/2019 al 14/05/2019, Indisponibilidad de la unidad ALT02.
- Del 15/05/2019 al 16/05/2019, Operación Comercial del ciclo combinado CCSUR30.
- Del 17/05/2019 al 28/05/2019, Disponibilidad de la unidad SIS05.
- Del 29/05/2019 al 31/05/2019, Ampliación de Barras 115 kV Subestación Sucre.
- Del 01/06/2019 al 05/06/2019, Operación Comercial del nuevo Punto de Retiro Subestación Lucianita (LUC-115 kV, demanda de Lucianita).
- Del 06/06/2019 al 10/06/2019, Disponibilidad de la unidad GBE01.
- Del 11/06/2019 al 13/06/2019, Disponibilidad de la unidad MOS09.
- Del 14/06/2019 al 14/06/2019, Nueva Potencia Efectiva de la central Corani.
- Del 15/06/2019 al 18/06/2019, Disponibilidad de la unidad UNA01.
- Del 19/06/2019 al 26/06/2019, Operación Comercial de las líneas: Vinto - Pagador 230 kV y Pagador - Santiváñez 230 kV (se retira Vinto - Santiváñez 230 kV).
- Del 27/06/2019 al 27/06/2019, Operación Comercial de la línea Las Carreras - Tarija II 230 kV y Reactor de línea Subestación Las Carreras.
- Del 28/06/2019 al 28/06/2019, Operación Comercial del autotransformador Pagador 230/115 kV.
- Del 29/06/2019 al 05/07/2019, Operación Comercial del ciclo combinado CCSUR40.
- Del 06/07/2019 al 12/07/2019, Operación Comercial de la unidad AGU01.
- Del 13/07/2019 al 24/07/2019, Disponibilidad de las unidades ARJ13 y ARJ14.

- Del 25/07/2019 al 28/07/2019, Operación Comercial del ciclo combinado CCWAR40.
- Del 29/07/2019 al 31/07/2019, Indisponibilidad de la unidad MOS12.
- Del 01/08/2019 al 01/08/2019, Disponibilidad de la unidad SBU01.
- Del 02/08/2019 al 14/08/2019, Disponibilidad de la unidad MOS04.
- Del 15/08/2019 al 23/08/2019, Disponibilidad de la unidad RRE01.
- Del 24/08/2019 al 29/08/2019, Operación Comercial de: Línea Pagador - Solar Oruro 115 kV.
- Del 30/08/2019 al 01/09/2019, Operación Comercial de la unidad SB002.
- Del 02/09/2019 al 07/09/2019, Operación Comercial de la unidad SIM01.
- Del 08/09/2019 al 18/09/2019, Operación Comercial del ciclo combinado CCERI30.
- Del 19/09/2019 al 22/09/2019, Operación Comercial Planta Solar Oruro, comienza la remuneración de la Línea Pagador - Solar Oruro 115 kV según Resolución AE Nº 823/2018. Transferencia de carga en CESSA a SUC115.
- Del 23/09/2019 al 30/09/2019, Disponibilidad de la unidad MOS05.
- Del 01/10/2019 al 07/10/2019, Indisponibilidad de la unidad SBU01.
- Del 08/10/2019 al 17/10/2019, Operación Comercial del ciclo combinado CCWAR30.
- Del 18/10/2019 al 18/10/2019, Operación Comercial de nueva demanda de DELAPAZ en el nodo VIN69 (Subestación Choquetanga).
- Del 19/10/2019 al 23/10/2019, Operación Comercial de la unidad MOS21.
- Del 24/10/2019 al 25/10/2019, Operación Comercial de la unidad MOS22.
- Del 26/10/2019 al 27/10/2019, Disponibilidad de la unidad MOS11.
- Del 28/10/2019 al 31/10/2019, Retiro de unidades: MOS17 y MOS18 según Resolución AE Nº 390/2019, MOS19 y MOS20 según Resolución AE Nº 401/2019, MOS22 según Resolución AETN Nº869/2019.
- Del 01/11/2019 al 02/11/2019, Inicio de periodo y la indisponibilidad de las unidades IAG01, SBU01, KAR01, ERI02, ERI03, MOS12, MOA07 y ALTO2.
- Del 03/11/2019 al 03/11/2019 Indisponibilidad de la unidad MOS01.
- Del 04/11/2019 al 25/11/2019 Indisponibilidad de la unidad MOS014.
- Del 26/11/2019 al 01/12/2019 Indisponibilidad de la unidad GBE01.
- Del 02/12/2019 al 14/12/2019 Indisponibilidad de la unidad UNA01.
- Del 15/12/2019 al 15/12/2019 Disponibilidad de las unidades MOS01 y MOS12.
- Del 16/12/2019 al 16/12/2019 Indisponibilidad de las unidades MOS01 y AGU01.
- Del 17/12/2019 al 17/12/2019 Ingreso de las líneas Carrasco - Yapacaní 230 kV, Yapacaní - Bélgica 230 kV y el retiro de la Línea Carrasco - Bélgica 230 kV.
- Del 18/12/2019 al 19/12/2019 Indisponibilidad de la unidad BUL01.
- Del 20/12/2019 al 20/12/2019 Ingreso en operación comercial del Ciclo Combinado CCERI40 de ENDE ANDINA e ingreso del Autotransformador Yapacaní 230/115 kV.
- Del 21/12/2019 al 22/12/2019 Disponibilidad de la unidad BUL01.
- Del 23/12/2019 al 31/12/2019 Indisponibilidad de las unidades RRE01 y SB001.

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

Periodo	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Biomasa	Reserva Fría y Potencia Desplazada	Potencia de Punta Generada
Del 01/01/2019 al 05/01/2019	620,8	895,3	12,0	41,4	0,0
Del 06/01/2019 al 08/01/2019	620,9	894,1	12,0	63,4	0,0
Del 09/01/2019 al 31/01/2019	620,9	894,1	12,0	64,5	0,0
Del 01/02/2019 al 03/02/2019	620,9	906,1	0,0	56,1	0,0
Del 04/02/2019 al 05/02/2019	620,9	906,1	0,0	57,3	0,0
Del 06/02/2019 al 06/02/2019	599,4	927,5	0,0	57,3	0,0
Del 07/02/2019 al 07/02/2019	599,4	927,5	0,0	57,6	0,0
Del 08/02/2019 al 10/02/2019	599,4	927,5	0,0	58,2	0,0
Del 11/02/2019 al 12/02/2019	599,4	927,3	0,0	58,2	0,0
Del 13/02/2019 al 21/02/2019	599,4	927,3	0,0	59,5	0,0
Del 22/02/2019 al 27/02/2019	600,8	925,8	0,0	60,7	0,0
Del 28/02/2019 al 06/03/2019	600,8	925,8	0,0	60,7	0,0
Del 07/03/2019 al 07/03/2019	600,8	925,8	0,0	59,6	0,0
Del 08/03/2019 al 16/03/2019	600,8	925,8	0,0	59,6	0,0
Del 17/03/2019 al 23/03/2019	600,8	925,8	0,0	59,6	0,0
Del 24/03/2019 al 28/03/2019	600,8	925,7	0,0	59,4	0,0
Del 29/03/2019 al 29/03/2019	600,9	924,6	0,0	52,5	0,0
Del 30/03/2019 al 30/03/2019	600,9	923,7	0,0	52,5	0,0
Del 31/03/2019 al 01/04/2019	600,9	923,5	0,0	19,5	0,0
Del 02/04/2019 al 08/04/2019	600,9	923,5	0,0	19,5	0,0
Del 09/04/2019 al 13/04/2019	668,4	856,3	0,0	79,5	0,0
Del 14/04/2019 al 25/04/2019	668,4	856,3	0,0	79,5	0,0
Del 26/04/2019 al 30/04/2019	668,4	856,4	0,0	78,7	0,0
Del 01/05/2019 al 02/05/2019	668,6	855,1	0,0	121,5	0,0
Del 03/05/2019 al 08/05/2019	668,6	861,0	0,0	88,2	0,0
Del 09/05/2019 al 10/05/2019	668,6	861,0	0,0	108,9	0,0
Del 11/05/2019 al 14/05/2019	668,5	862,4	0,0	86,0	0,0
Del 15/05/2019 al 16/05/2019	668,5	864,0	0,0	180,6	0,0
Del 17/05/2019 al 28/05/2019	690,0	842,4	0,0	200,6	0,0
Del 29/05/2019 al 31/05/2019	690,0	842,4	0,0	200,6	0,0
Del 01/06/2019 al 05/06/2019	690,0	847,1	0,0	194,2	0,0
Del 06/06/2019 al 10/06/2019	690,0	844,7	0,0	213,1	0,0
Del 11/06/2019 al 13/06/2019	690,0	844,7	0,0	214,2	0,0
Del 14/06/2019 al 14/06/2019	690,8	843,8	0,0	214,2	0,0
Del 15/06/2019 al 18/06/2019	690,8	832,2	11,7	227,6	0,0
Del 19/06/2019 al 26/06/2019	690,8	832,3	11,7	227,6	0,0
Del 27/06/2019 al 27/06/2019	690,8	831,7	11,7	227,6	0,0
Del 28/06/2019 al 28/06/2019	690,8	831,7	11,7	227,6	0,0
Del 29/06/2019 al 05/07/2019	690,8	834,3	11,8	309,1	0,0
Del 06/07/2019 al 12/07/2019	690,8	828,6	16,9	309,9	0,0
Del 13/07/2019 al 24/07/2019	690,8	828,6	16,9	309,9	0,0
Del 25/07/2019 al 28/07/2019	690,8	828,8	17,1	305,9	40,8
Del 29/07/2019 al 31/07/2019	690,8	828,8	17,1	306,0	40,8
Del 01/08/2019 al 01/08/2019	690,8	823,9	21,4	309,8	40,8
Del 02/08/2019 al 14/08/2019	690,8	823,9	21,4	309,7	40,8
Del 15/08/2019 al 23/08/2019	690,8	823,9	21,4	309,7	40,8
Del 24/08/2019 al 29/08/2019	690,8	823,9	21,4	309,7	40,8
Del 30/08/2019 al 01/09/2019	690,8	823,9	21,4	309,7	40,8
Del 02/09/2019 al 07/09/2019	690,8	823,9	21,4	309,7	40,8
Del 08/09/2019 al 18/09/2019	690,7	825,0	21,6	307,8	164,9
Del 19/09/2019 al 22/09/2019	690,7	825,0	21,6	307,8	164,9
Del 23/09/2019 al 30/09/2019	690,7	825,0	21,6	307,5	164,9
Del 01/10/2019 al 07/10/2019	690,8	829,6	17,3	310,8	164,9
Del 08/10/2019 al 17/10/2019	690,8	828,2	17,4	306,2	289,6
Del 18/10/2019 al 18/10/2019	690,8	828,2	17,4	306,2	289,6
Del 19/10/2019 al 23/10/2019	690,8	828,2	17,4	306,1	289,6
Del 24/10/2019 al 25/10/2019	690,8	828,2	17,4	306,1	289,7
Del 26/10/2019 al 27/10/2019	690,8	828,2	17,4	306,1	289,7
Del 28/10/2019 al 31/10/2019	690,8	828,2	17,4	306,1	289,6
Del 01/11/2019 al 02/11/2019 (p)	691,9	941,0	17,7	385,4	150,8
Del 03/11/2019 al 03/11/2019 (p)	691,9	941,0	17,7	385,6	150,8
Del 04/11/2019 al 25/11/2019 (p)	691,9	941,0	17,7	385,7	150,8
Del 26/11/2019 al 01/12/2019 (p)	691,9	941,5	17,7	383,6	127,9
Del 02/12/2019 al 14/12/2019 (p)	692,0	953,6	5,3	381,2	113,7
Del 15/12/2019 al 15/12/2019 (p)	692,0	953,6	5,3	381,1	127,9
Del 16/12/2019 al 16/12/2019 (p)	692,0	958,3	0,0	386,6	113,7
Del 17/12/2019 al 17/12/2019 (p)	692,0	958,3	0,0	386,6	113,7
Del 18/12/2019 al 19/12/2019 (p)	692,0	958,3	0,0	386,6	71,0
Del 20/12/2019 al 20/12/2019 (p)	692,0	980,6	0,0	386,3	188,8
Del 21/12/2019 al 22/12/2019 (p)	692,0	960,6	0,0	386,3	220,9
Del 23/12/2019 al 31/12/2019 (p)	692,0	960,6	0,0	386,3	220,9

(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 2019, de acuerdo al tipo de instalaciones se presenta en el siguiente cuadro:

**CUADRO 14
DISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES - 2019**

Instalaciones	Disponibilidad (%)
Unidades Hidroeléctricas	95,6
Unidades Termoeléctricas	85,1
Unidades Biomasa	43,7
Unidades Eólicas	98,5
Unidades Solar Fotovoltaica	94,6
Transmisión (STI)	97,2

En el año 2019, el tiempo total de interrupción del suministro fue de 6,7 minutos (expresado como el cociente entre la energía no servida y la potencia de punta) y el cuadro 15 presenta el tiempo total de interrupción de acuerdo al origen en minutos.

**CUADRO 15
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO - 2019**

Origen	Minutos
Fallas en Generación	1,8
Fallas en Transmisión	4,4
Problemas en la oferta de generación y requerimiento operativo	0,5
Total	6,7

Subestación Contorno Bajo 115/24,9 kV - DELAPAZ



Durante el año 2019, la energía interrumpida fue de 167 MWh. El siguiente cuadro presenta la energía interrumpida por Agente afectado.

CUADRO 16
ENERGÍA INTERRUMPIDA - 2019

Consumidor	MWh
CRE	5,2
DELAPAZ	7,4
ENDE DISTRIBUCIÓN	0,2
ENDE DELBENI	24,7
ELFEC	4,8
SEPSA	23,4
SETAR	62,2
CESSA	1,5
ENDE DEORURO	5,0
EMDEECRUZ	0,3
COBOCE	2,5
EMSC	29,8
EMVINTO	0,2
Total	167,0

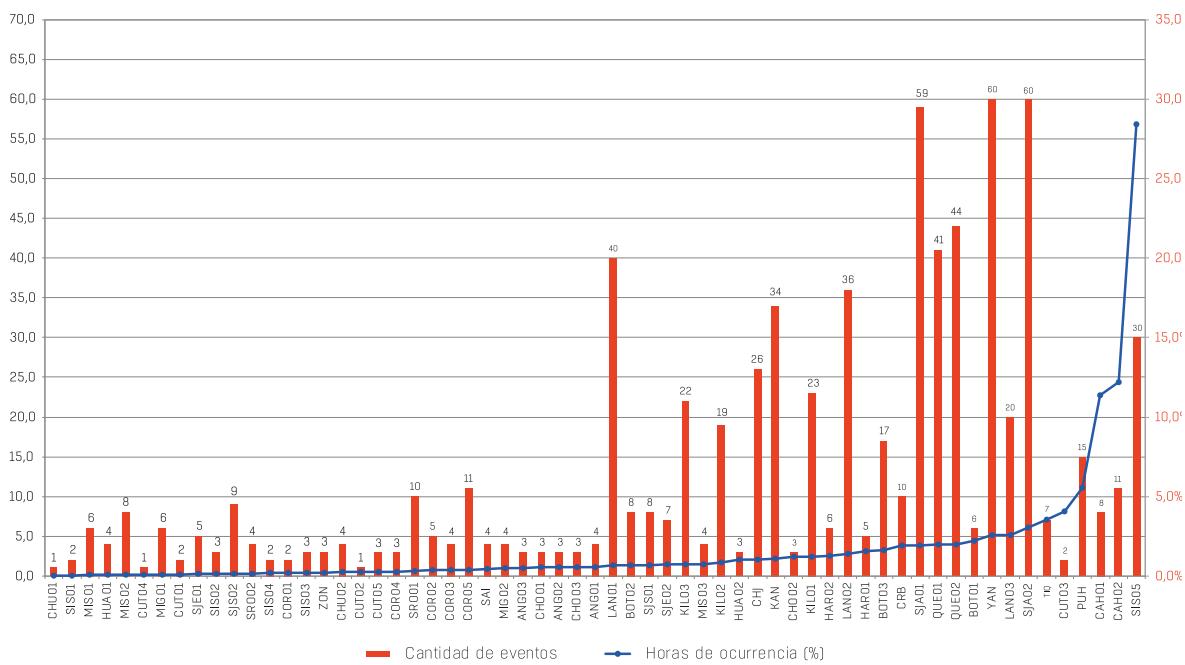
A continuación, en el Cuadro Nº 17, se presentan las indisponibilidades más pronunciadas de unidades generadoras, por períodos mayores a 30 días, las que repercutieron significativamente en el despacho de carga.

CUADRO 17
INDISPONIBILIDADES MAYORES A 30 DÍAS

UNIDAD GENERADORA	DÍAS	UNIDAD GENERADORA	DÍAS
ARJ13	193,4	ALTO2	235,3
ARJ14	193,7	MOS12	139,4
GBE01	156,4	WAR01	64,0
IAG01	365,0	GCH01	56,1
KAR	365,0	WAR02	66,0
LAN01	52,8	MOS20	49,4
MOS05	37,5	BUL01	94,5
SAY01	82,5	SB001	99,8
SBU01	212,0	RRE01	99,0
YUC01	30,6	SBU01	93,0
CAH01	36,7	BUL02	77,8
CAH02	38,6	ORU10	43,4
ARJ08	52,4	ORU17	42,7
UNA01	134,9	ORU02	43,0
SIS05	100,8	MOS01	43,4
MOA07	328,7	MOS14	58,0
RRE01	188,8	SUR02	40,2
WAR04	44,0	SUR40	42,0
MOS09	97,5	SUR41	42,0
GCH12	32,3	SUR42	41,9
MOS05	183,7	ERI32	39,6
ERI02	278,2	GBE01	36,6
ERI03	278,2	SUR30	32,0
MOS04	99,4	SUR31	32,0
MOS11	170,9	SUR32	32,0
		UNA01	30,7

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 2019.

**GRÁFICO 15
INDISPONIBILIDAD FORZADA DE UNIDADES HIDROELÉCTRICAS**



Los Gráficos anteriores muestran la cantidad de eventos ocurridos (en rojo) y el porcentaje de tiempo acumulado en horas (en azul) que han durado dichos eventos con indisponibilidad forzada para las distintas unidades del parque hidroeléctrico y termoeléctrico durante la gestión 2019. De los anteriores gráficos se puede observar que en las unidades SJA01, YAN y SJA02 se han registrado 59, 60 y 60 eventos respectivamente, lo cual representan 1,93 %, 2,56 % y 3,07 % respectivamente en relación al total de las horas del año. Por otro lado, en la unidad ARJ09 se han registrado 83 eventos que representan el 4,54 % respecto al total de las horas del año. Asimismo, las unidades ARJ11 y UNA01, han tenido un total de 52 y 46 eventos respectivamente, los cuales representan el 6,53 % y 7,74 % respectivamente en relación de las horas totales de la gestión 2019.

Ciclos Combinados Central Termoeléctrica del Sur - ENDE ANDINA



PRECIOS EN EL MERCADO SPOT

Costos Marginales de Generación

El costo marginal promedio anual del año 2019 fue 18,84 US\$/MWh (sin impuestos), con un promedio mensual mínimo de 15,67 US\$/MWh y un promedio mensual máximo de 22,62 US\$/MWh.

En el Cuadro 18 se puede observar que, durante el año 2019, el costo marginal promedio real de generación fue similar al costo marginal promedio previsto. Esto debido a que, en el cálculo de los costos marginales previstos en los Informes de Precios de Nodo, adicionalmente se ha considerado el efecto de las indisponibilidades para representar las potencias limitadas de las unidades de generación, lo cual ha repercutido en la menor desviación de los costos previstos respecto a los reales.

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 0,54 % mayor respecto a lo programado (ver Cuadro 18).

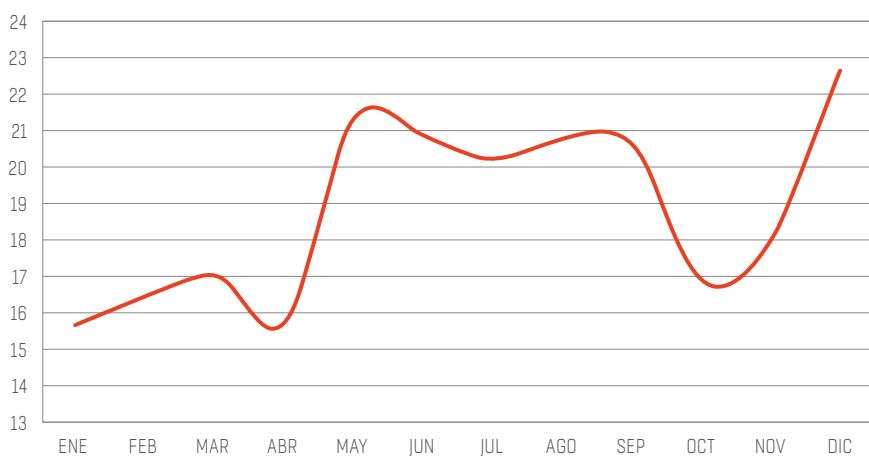
CUADRO 18
COSTO MARGINAL DE GENERACIÓN (US\$/MWh) - AÑO 2019 (Sin IVA)

	Previsto	Real	Diferencia
Enero	17,37	15,67	(1,69)
Febrero	15,91	16,39	0,48
Marzo	15,85	17,02	1,17
Abril	15,45	15,71	0,26
Mayo	23,72	21,33	(2,39)
Junio	19,86	20,86	1,00
Julio	20,19	20,21	0,01
Agosto	18,96	20,75	1,79
Septiembre	18,78	20,66	1,87
Octubre	18,15	16,88	(1,27)
Noviembre	18,25	17,98	(0,27)
Diciembre	17,12	22,62	5,50
Promedio	18,30	18,84	0,54

El costo marginal promedio anual de generación resultante del despacho de carga realizado en la gestión 2019 (18,84 US\$/MWh), resultó ser 12,2 % superior al costo marginal promedio del año 2018 (16,79 US\$/MWh).

En el Gráfico 17 se presentan los costos marginales promedio mensuales, registrados durante la gestión 2019; se puede observar que en el mes de diciembre se registró el costo marginal más elevado, debido a la indisponibilidad de importantes unidades del parque generador para el mes de referencia.

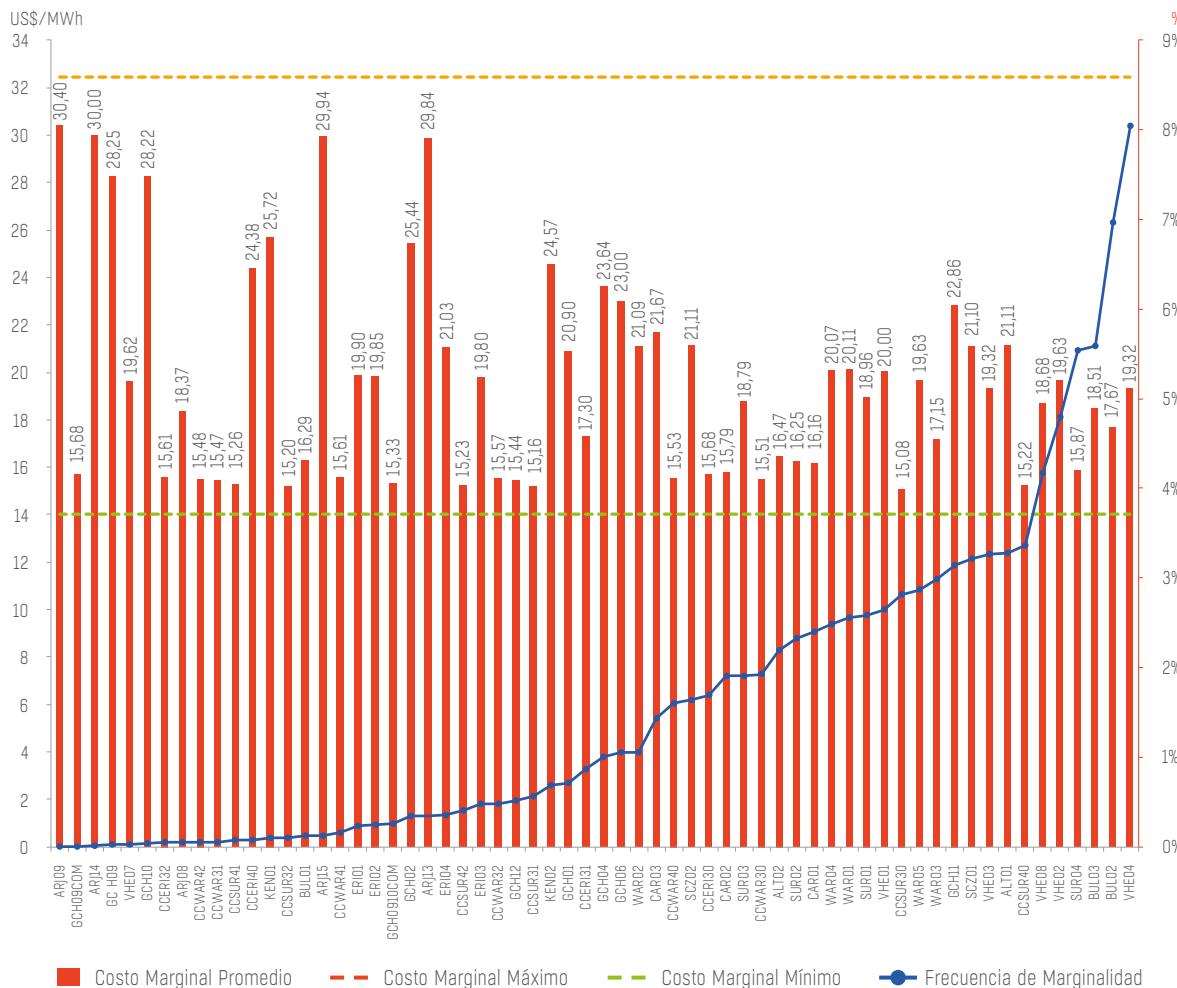
GRÁFICO 17
COSTOS MARGINALES REALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh)



Durante la Gestión 2019, 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 2019. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 32,44 US\$/MWh y 14,02 US\$/MWh respectivamente.

GRÁFICO 18
UNIDAD MARGINAL, COSTO MARGINAL PROMEDIO Y FRECUENCIA DE MARGINALIDAD - 2019

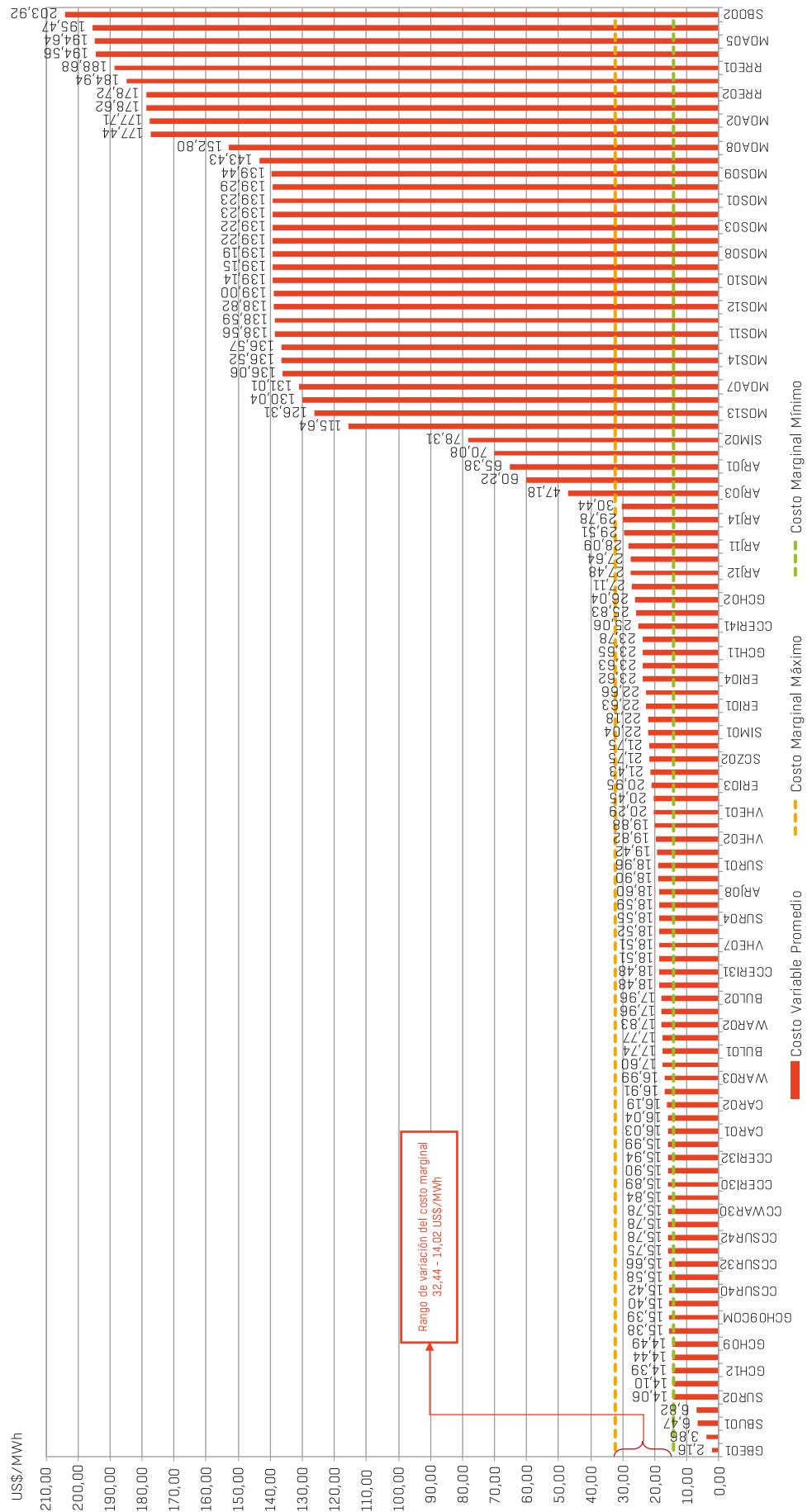


Costo Variable de Generación

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 HeatRate, 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 2019. De la misma manera se presenta el rango de variación del costo marginal, cuyo valor máximo y mínimo fue de 32,44 y 14,02 US\$/MWh respectivamente.

GRÁFICO 19
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN PROMEDIO ANUAL - 2019

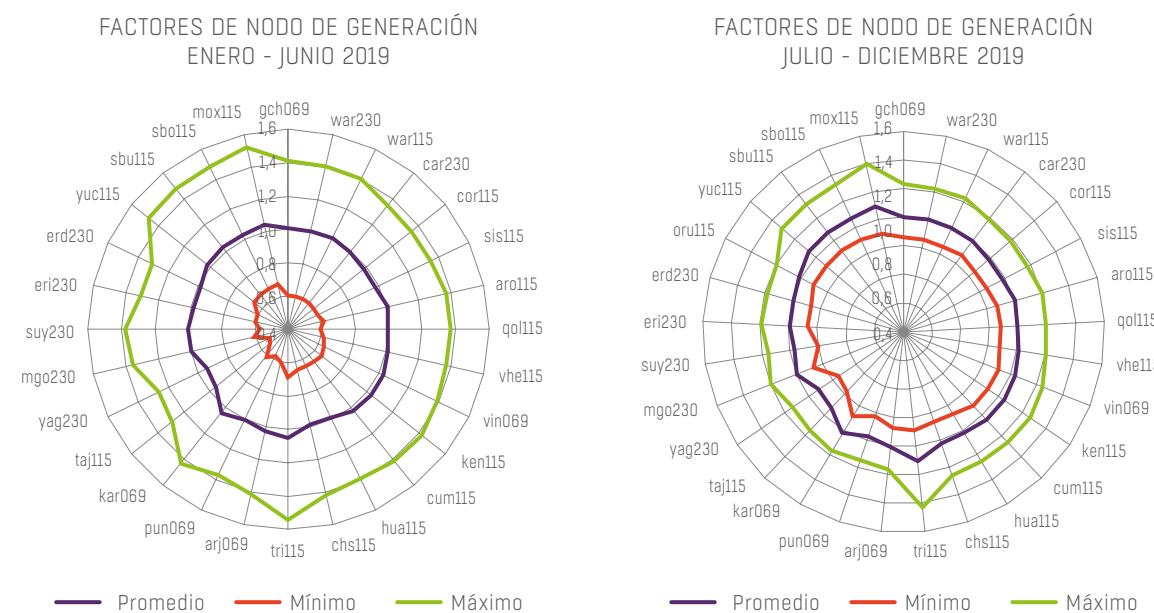


Nota:- No se presentan los costos de las unidades IAG, CCER140, CCER142 debido a que dichas unidades se encontraban con indisponibilidad forzada, programada o no fueron despachadas.

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 2019, 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



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 segundo semestre han sido ligeramente mayores a los registrados en el primer semestre; esto se debe a que en el segundo semestre se registró la demanda máxima de la gestión 2019.

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 2019. 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 2019 (SIN IVA)**

Agente	Nodo	US\$/MWh
CRE	VARIOS	19,09
DELAPAZ	VARIOS	19,72
ELFEC	VARIOS	19,13
ENDE DEORURO S.A.	VARIOS	19,59
SEPSA	VARIOS	19,92
CESSA	VARIOS	19,78
ENDE	VARIOS	18,82
SETAR	TAJ, YAG	18,35
ENDE DELBENI S.A.M.	VARIOS	20,43
EMDEECRUZ	WAR	19,23
EMVINTO	VIN69	19,20
COBOCE R.L.	IRP	19,46
MINERA SAN CRISTÓBAL S.A.	LIT	19,04
RETIROS ENDE PARA YLB	SAL	19,43
Promedio		19,33

Precios de Potencia en el Mercado Spot

El precio básico de potencia, de enero a abril de la gestión de 2019, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 50,5 MW ISO, con un costo total de 717,57 US\$ por kW de potencia efectiva in situ; mientras que, de mayo a octubre de la gestión 2019 ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 62,09 MW ISO, con un costo total de 711,34 US\$ por kW de potencia efectiva in situ; asimismo, de noviembre a diciembre de la gestión 2019, ha sido determinado sobre la base de una turbina a gas de 57 MW ISO, con un costo total de 632,13 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 2018 y octubre 2019; en el período noviembre 2018 - abril 2019, el precio básico de la potencia fue de 10,133 US\$/

kW-mes y en el periodo mayo - octubre 2019, el precio básico de la potencia fue de 10,091 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 2019 los precios medios en nodos, que son detallados por Agente en el Cuadro 20:

CUADRO 20
PRECIOS SPOT DE POTENCIA - AÑO 2019 (SIN IVA)

Agente	Nodo	US\$/KW - mes
CRE	VARIOS	9,91
DELAPAZ	VARIOS	10,20
ELFEC	VARIOS	9,82
ENDE DEORURO S.A.	VARIOS	10,22
SEPSA	VARIOS	10,41
CESSA	VARIOS	10,22
ENDE	VARIOS	9,83
SETAR	TAJ, YAG	9,56
ENDE DELBENI S.A.M.	VARIOS	11,52
EMDEECRUZ	WAR	9,91
EMVINTO	VIN69	10,23
COBOCE R.L.	IRP	10,03
MINERA SAN CRISTÓBAL S.A.	LIT	10,08
Retiros ENDE para YLB	SAL	9,72
Promedio		10,04

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.

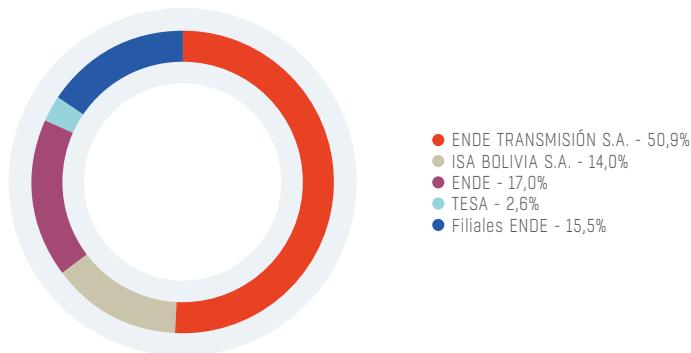
El peaje promedio anual en la gestión 2019 para los consumidores, fue de 7,346 US\$/kW-mes, 12,5% mayor que en el 2018. Este valor incluye el peaje correspondiente a líneas de transmisión del Sistema Larecaja y del Sistema Sur, que no forman parte del Sistema Troncal de Interconexión (STI) y la incorporación 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, Carrasco - Bélgica 230 kV y Bélgica - Guaracachi 230 kV, Bélgica - Warnes 230 kV, Valle Hermoso - Caihuasi 115 kV y Caihuasi - Vinto 115 kV, Caihuasi - Jeruyo 115 kV, Villa Tunari - San José 230 kV y Villa Tunari - Chimoré , San José - Miguelito 230 kV, Warnes - Urubó 230 kV, Miguelito - Santiváñez 230 kV (doble terna), Huají - Caranavi 230 kV, Planta Solar Uyuni - Subestación Uyuni 230 kV, Bélgica - Los Troncos 230 kV, Carreras - Torre Huayco 230 kV, Litio - Torre huayco 230 kV, Vinto - Pagador 115 kV, Pagador - Santiváñez 115 kV, Carreras - Tarija II 230 kV, Pagador - Solar Oruro 115 kV, entre otros.

Asimismo, en el Cuadro 21 se presenta la composición de la remuneración de la transmisión correspondiente a la gestión 2019. 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 - 2019

AGENTE	INGRESO TARIFARIO (MUS\$)	PEAJE (MUS\$)	TOTAL (MUS\$)	PARTICIPACIÓN (%)
ENDE TRANSMISIÓN S.A.	2.429,37	88.215,77	90.645,14	50,9%
ISA BOLIVIA S.A.	271,53	24.587,17	24.858,70	14,0%
ENDE	1.189,83	29.165,25	30.355,08	17,0%
TESA	16,39	4.571,78	4.588,17	2,6%
Filiales ENDE	0,00	27.684,10	27.684,10	15,5%
TOTAL	3.907,12	174.224,07	178.131,19	100%
PARTICIPACIÓN (%)	2,2%	97,8%	100%	

GRÁFICO 22
COMPOSICIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN - 2019



Precios Medios Monómicos

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

CUADRO 22
PRECIOS MEDIOS MONÓMICOS EN EL MERCADO SPOT (U\$S/MWh) - 2019 (Sin IVA)

Consumidor	Nodo	Cargo por Energía	Cargo por Energía Renovable	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Total
CRE	VARIOS	19,09	1,05	21,58	15,26	56,97
DELAPAZ	VARIOS	19,72	1,03	22,85	15,73	59,33
ELFEC	VARIOS	19,13	1,00	22,64	16,15	58,92
ENDE DEORURO S.A.	VARIOS	19,59	0,96	22,54	15,51	58,60
SEPSA	VARIOS	19,92	0,96	21,23	14,34	56,46
CESSA	VARIOS	19,78	0,98	22,22	15,28	58,25
ENDE	VARIOS	18,82	0,96	20,76	14,79	55,33
SETAR	TAJ, YAG	18,35	0,98	21,37	15,62	56,31
ENDE DELBENI S.A.M.	VARIOS	20,43	1,01	28,35	17,43	67,22
EMDEECRUZ	WAR	19,23	1,09	24,20	17,12	61,64
EMVINTO - COMIBOL	VIN 69	19,20	0,98	18,79	12,89	51,86
COBOCE	IRP	19,46	0,98	8,79	6,15	35,39
SAN CRISTÓBAL S.A.	LIT	19,04	0,97	16,63	11,58	48,23
TOTAL MEM		19,33	1,02	21,91	15,31	57,57

TRANSACCIONES ECONÓMICAS

Durante la gestión 2019 se emitieron 15 Documentos de Transacciones Económicas correspondientes a las transacciones de cada mes, ajuste de transacciones, 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 2019 ascienden a 530,2 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\$) - 2019

Concepto	Miles US\$	Participación (%)
Generación		
Inyecciones de Energía	173.658	
Inyecciones de Energía Renovable	9.227	
Inyecciones de Potencia	196.865	
Subtotal Ventas de Generadores	379.750	72
Transmisión		
Peaje de Generadores	7.559	
Peaje de Consumidores	138.981	
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	3.908	
Subtotal Ventas de Transmisores	150.447	28
Total Venta	530.198	100

Los contratos de compra venta de energía durante el año 2019 fueron:

- Contrato de abastecimiento del consumo de Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB) con ENDE CORPORACIÓN.

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\$) - 2019

Concepto	Consumidores	Generadores	Total
Retiros de Energía	175.498		175.498
Adicional por Energía Renovable	9.227		9.227
Retiros de Potencia	198.932		198.932
Peaje para Consumidores	138.981		138.981
Subtotal compras por Consumos	522.639		522.639
Peaje para Generadores		7.559	7.559
Total Compras	522.639	7.559	530.198

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 de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) y las transacciones con Precios Spot resultantes del despacho de carga. Al finalizar la gestión 2019, el monto acumulado en el Fondo fue de 298,08 millones de Bs.

Conexión Planta Solar Oruro al SIN - ENDE TRANSMISIÓN



Las variaciones de los Fondos de Estabilización entre las gestiones 2018 y 2019, 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 - 2019.

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

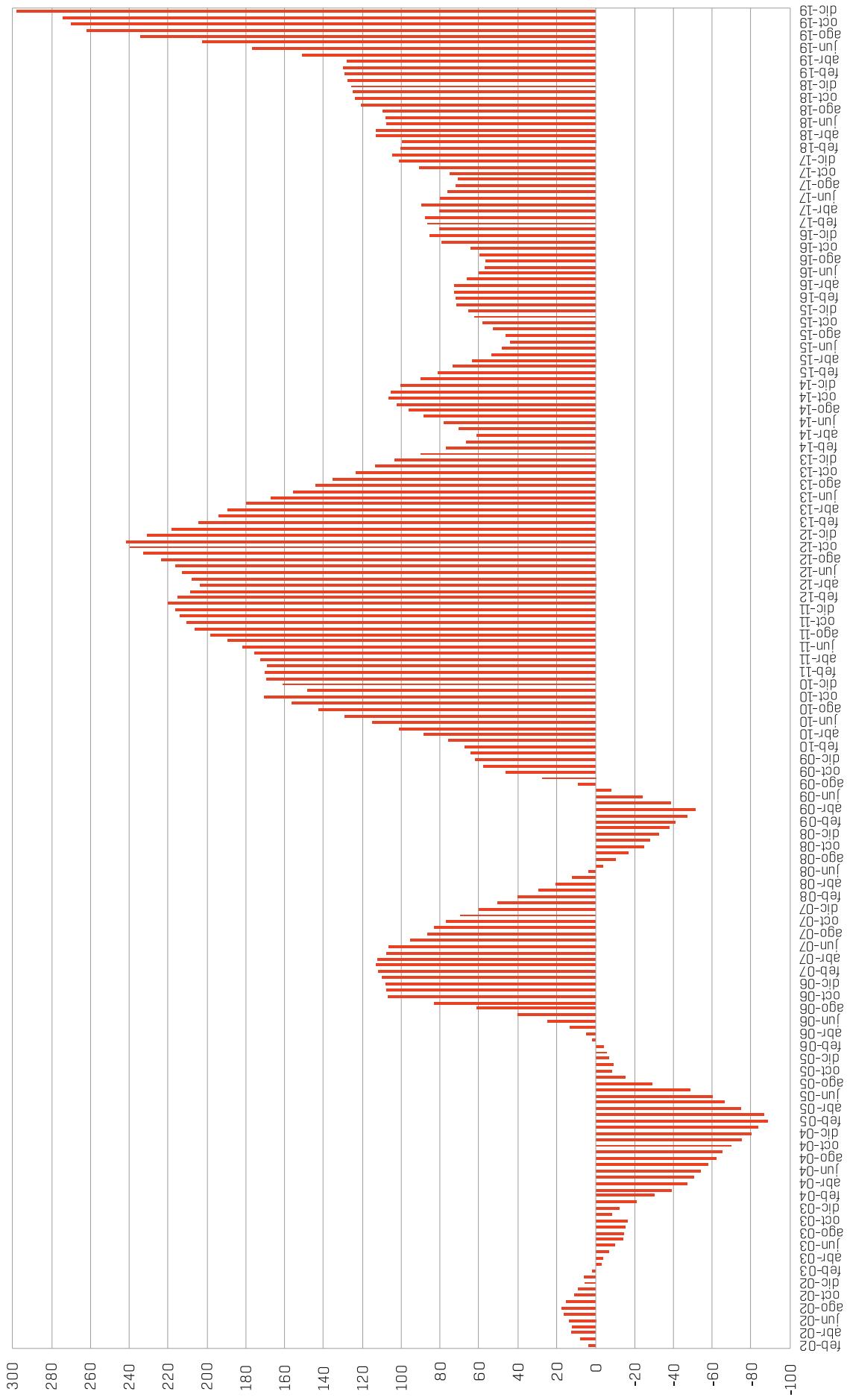
Generador / Transmisor	Saldo a Dic. 2018	Variación en 2019	Saldo a Dic. 2019
ENDE CORANI S.A.	18.508	25.022	43.530
ENDE GUARACACHI S.A.	24.300	27.687	51.988
ENDE VALLE HERMOSO S.A.	30.253	15.076	45.329
COBEE BPCo	(3.452)	21.113	17.661
CECBB	11.463	9.936	21.398
RIOELEC S.A.	1.011	1.396	2.407
HB	1.445	6.620	8.065
SYNERGIA	276	478	754
GBE	1.960	548	2.509
SDB	44	172	216
ENDE ANDINA S.A.M.	34.200	45.292	79.492
ENDE GEN.	4.507	16.888	21.395
ENDE TRANSMISIÓN S.A. (Ingreso Tarifario)	1.015	952	1.966
ISA BOLIVIA S.A. (Ingreso Tarifario)	118	108	227
ENDE (Ingreso Tarifario)	503	629	1.132
TESA (Ingreso Tarifario)	9	2	11
Total	126.160	171.920	298.080

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

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

Distribuidor	Saldo a Dic. 2018	Variación en 2019	Saldo a Dic. 2019
CRE	(80.844)	87.491	6.647
CRE (Las Misiones)	60	510	570
DELAPAZ	104.396	42.118	146.515
ELFEC	109.771	8.872	118.643
ENDE DEORURO S.A.	26.360	7.445	33.805
SEPSA	(54.958)	187	(54.771)
CESSA	14.259	3.557	17.816
ENDE DIST.	2.504	1.651	4.155
SETAR	(6.024)	197	(5.827)
SETAR VILLAMONTES	(964)	135	(828)
SETAR YACUIBA	(2.077)	295	(1.782)
ENDE DELBENI S.A.M.	13.731	19.182	32.913
EMDEECRUZ	(55)	281	225
Total	126.160	171.920	298.080

GRÁFICO 23
FONDO DE ESTABILIZACIÓN ACUMULADO (M M Bs.) 2002 - 2019



ESTADÍSTICA DEL PERÍODO 1996 - 2019

CUADRO 27
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2019

ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
1996	VHE	Termo	CAR01, CAR02	111,9
1997	COBEE	Hidro	TIQ, ZON, SR003	18,3
1998	COBEE	Hidro	CUT05, BOTO3	16,2
	HB	Hidro	CHJ01	0,9
1999	EGSA	Termo	GCH09, GCH10	119,5
	COBEE	Hidro	HUA01, HUA02	30,0
	SYNERGIA	Hidro	KAN	7,5
2000	CECBB	Termo	BUL01, BUL02	87,5
2001	ERESA	Hidro	KILO3, LAN01, LAN03 (Se incorpora toda la Capacidad del Yura)	18,5
2002	HB	Hidro	CHJ02, YAN	89,6
2003	VHE	Termo	Incremento en la declaración de VHE	18,6
2004	CORANI	Hidro	SIS05	17,1
	VHE	Termo	Incremento en la declaración de VHE	37,1
2006	EGSA	Termo	ARJ09, ARJ10, ARJ11 y ARJ12	7,1
	COBEE	Hidro	SR001, SR002	19,6
2007	EGSA	Termo	GCH11	63,3
	GBE	Termo	GBE01	16,6
	SDB	Hidro	QUE01, QUE02	1,9
2008	CORANI	Hidro	COR01, COR02, COR03 (Repotenciamiento)	2,9
	EGSA	Termo	ARJ13, ARJ14 y ARJ15	4,8
	COBEE	Hidro	ANG03	3,0
2009	COBEE	Termo	Incremento en Capacidad de KENO1 y KENO2	0,6
	GBE	Termo	Repotenciamiento de GBE01	5,0
2010	CORANI	Hidro	*Central Corani	0,9
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	0,4
	COBEE	Hidro	*Sistema Migullas	0,2
	EGSA	Termo	*Central Karachipampa	0,5
	COBEE	Termo	*Central Kenko	0,1
	VHE	Termo	*Central Valle Hermoso	0,1
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso de la Central Entre Ríos	107,1
2011	SDB	Hidro	Ingreso de la Central Chiñata	0,3
	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	1,6
	ENDE GENERACIÓN	Termo	** Ingreso de Centrales Moxos y Trinidad	27,7
	VHE	Termo	**Ingreso de la unidad CAR03	24,5
2012	SDB	Hidro	Incremento en capacidad unidad CHT01	0,1
	EGSA	Termo	Ingreso del Ciclo Combinado unidad GCH12 de Central Guaracachi	76,6
	VHE	Termo	***Ingreso de la unidad ALTO1 de Central El Alto	16,2
	VHE	Termo	***Ingreso de las unidades VHE05, VHE06, VHE07, VHE08 de Central Valle Hermoso	39,2
2013	VHE	Termo	***Ingreso de la unidad ALTO2 de Central El Alto	30,0
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Incremento en capacidad Centrales Moxos y Trinidad	8,6
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi (Unidad GCH12)	3,8
2014	CORANI	Eólico	Ingreso del Parque Eólico Qollpana 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
	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

CUADRO 27
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2019 (Continuación)

ADICIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
2015	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
2016	CORANI	Eólico	Ingreso del Parque Eólico Qolpana Fase II	24,0
	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
2017	ENDE GENERACIÓN	Hidro	Ingreso Central Misicuni	120,0
	ENDE GUARACACHI	Solar	Ingreso Central Yunchará	2,0
	GBE	Termo	Ingreso de excedentes Central IAGSA	5,0
	ENDE GUARACACHI	Termo	San Buenaventura	9,0
	ENDE ANDINA	Termo	Central SUR	1,2
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Unidad MOA06	0,02
2018	ENDE CORANI	Hidro	Ingreso Central San José	55,0
	ENDE CORANI	Hidro	Ingreso Unidad COR05	6,7
	ENDE GUARACACHI	Solar	Ingreso Central Uyuni	60,1
	ENDE GUARACACHI	Solar	Repotenciamiento de Central Yunchará	3,0
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Ingreso de la Central San Borja	1,2
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Ingreso de la Central Rurrenabaque	1,8
	ENDE GUARACACHI	Termo	Ingreso de la Central Yucumo	0,4
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Ingreso de los excedentes de energía de UNAGRO al SIN	8,6
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Ingreso de la Central Santa Ana de Yacuma	1,6
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Ingreso de la Central San Ignacio de Moxos	0,4
2019	ENDE CORANI	Hidro	Central Corani (En base a las pruebas de Potencia Efectiva Realizadas)	0,9
	ENDE CORANI	Hidro	Ingreso Central San José II	69,0
	ENDE	Solar	Ingreso Central Solar Oruro	50,0
	ENDE GUARACACHI	Termo	Ingreso de los excedentes de energía de AGUAÍ al SIN	6,0
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso del Ciclo Combinado CCERI30 y CCERI40 de Central Entre Ríos	272,8
	ENDE	Termo	Ingreso de la Unidad MOS21	1,2
	ENDE	Termo	Sistema Trinidad	1,0
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso del Ciclo Combinado CCSUR30 y CCSUR40 de Central Del Sur	263,2
	ENDE ANDINA	Termo	Ingreso del Ciclo Combinado CCWAR30 y CCWAR40 de Central Warnes	269,2
				499,0
				2.077,6
				27,0
				115,1

CUADRO 27
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR 1996 – 2019 (Continuación)

REDUCCIONES DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN				
Año	Empresa	Tipo	Unidad Generadora	Capacidad (MW)
2000	EGSA	Termo	ARJ04, ARJ07	(5,4)
2001	EGSA	Termo	GCH05	(19,2)
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(37,1)
2002	EGSA	Termo	GCH03	(19,1)
	VHE	Termo	Reducción en la declaración de VHE	(18,6)
2003	COBEE	Hidro	ACH, SRO	(16,5)
2009	EGSA	Termo	GCH01	(2,9)
	COBEE	Hidro	ANG01, ANG02, ANG03	(0,2)
2010	CORANI	Hidro	*Central Santa Isabel	(2,1)
	HB	Hidro	*Sistema Taquesí	(1,1)
	SYNERGIA	Hidro	*Kanata	(0,1)
	ERESA	Hidro	*Sistema Yura	(0,0)
	EGSA	Termo	*Central Guaracachi	(3,3)
	EGSA	Termo	*Central Santa Cruz	(1,0)
	EGSA	Termo	*Central Aranjuez	(6,5)
	VHE	Termo	*Central Carrasco	(2,1)
2011	COBEE	Hidro	*Sistema Zongo	(2,3)
2012	EGSA	Termo	Central Guaracachi (temperatura máxima)	(2,2)
	EGSA	Termo	Central Santa Cruz (temperatura máxima)	(0,4)
	COBEE	Termo	Central Kenko (temperatura máxima)	(0,1)
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Reducción de capacidad Centrales Moxos y Trinidad	(0,4)
2013	EGSA	Termo	*Central Guaracachi (Unidades GCH09, GCH10, GCH11)	(3,3)
	EGSA	Termo	Central Karachipampa (temperatura máxima)	(0,1)
	ENDE ANDINA	Termo	*Central Entre Ríos	(0,6)
	SDB	Hidro	Retiro de la unidad CHT01	(0,4)
2014	ENDE GENERACIÓN	Termo	MOA10, MOA11, MOA14, MOA15, MOA16, MOA17	(6,2)
	ENDE GENERACIÓN	Termo	TRD02, TRD05, TRD07, TRD10, TRD11, TRD12, TRD19, TRD20	(2,9)
	SDB	Hidro	QUE03	(0,3)
	COBEE	Hidro	Inundación Central Sainani	(10,5)
2015	EGSA	Termo	Central UNAGRO	(0,5)
	EGSA	Termo	Central Aranjuez (retiro unidad AR10)	(1,5)
2016	HB	Hidro	CJL01, CJL02	(0,9)
	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Guaracachi (temperatura máxima)	(2,4)
	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)
2017	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Guaracachi (temperatura media)	(5,0)
	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Santa Cruz (temperatura media)	(0,4)
	ENDE GUARACACHI	Termo	Central Karachipampa	(3,5)
	ENDE ANDINA	Termo	Central Warnes (temperatura media)	(1,7)
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Central Moxos (temperatura media)	(3,3)
2018	ENDE GUARACACHI	Termo	San Buenaventura (Según declaración del Agente)	(6,0)
	ENDE GENERACIÓN	Termo	Retiro de las unidades MOS15 y MOS16	(2,9)
2019	EGSA	Termo	Unagro (Según declaración del Agente)	(0,4)
	EGSA	Termo	San Buenaventura (Según declaración del Agente)	(1,0)
	COBEE	Termo	Kenko	(18,7)
				(34,3)
				(182,6)

(*) 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 hasta la gestión 2016 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. A partir de la gestión 2017 se considera nuevamente la capacidad de generación a temperatura media anual.

GRÁFICO 24
CAMBIOS EN EL PARQUE GENERADOR (MW) - 1996 - 2019

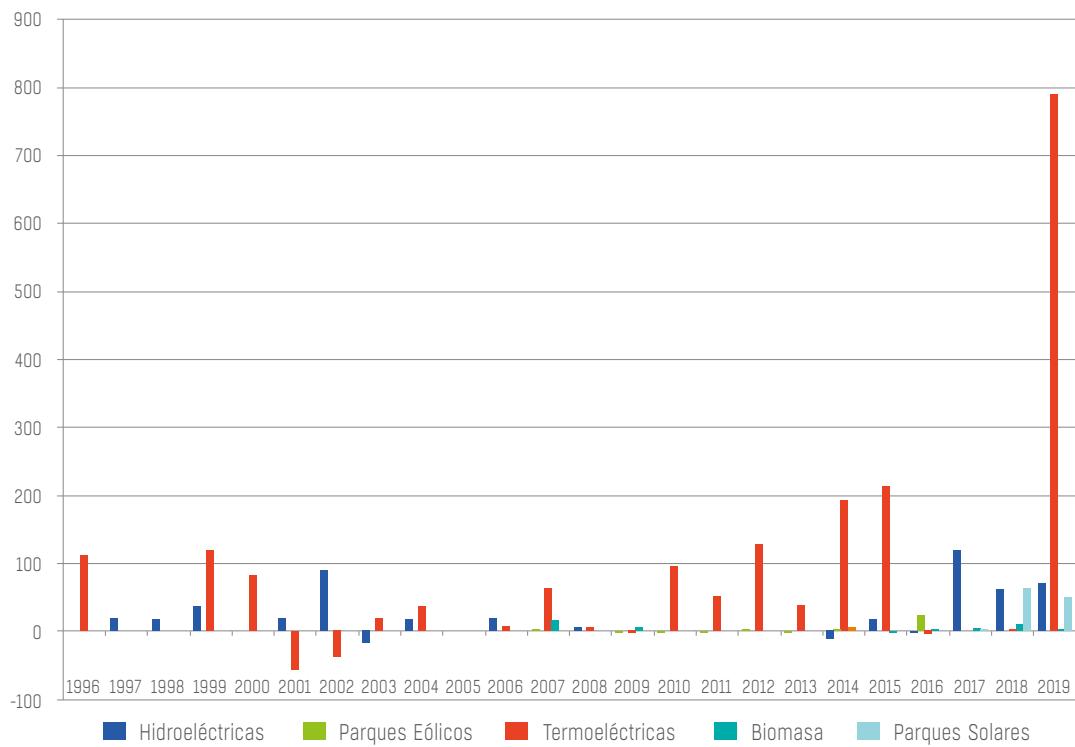


GRÁFICO 25
DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA DEL SIN (GWh) - 1996 - 2019

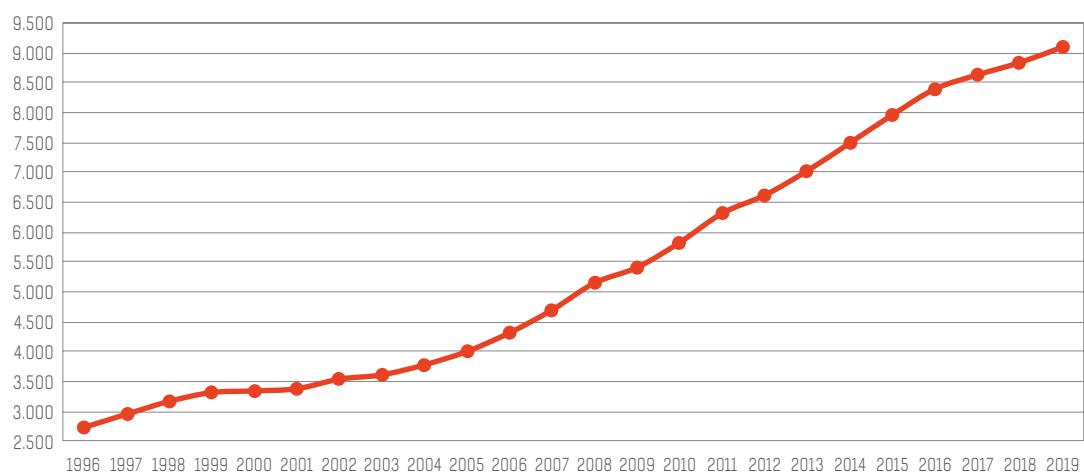


GRÁFICO 26
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 1996 - 2019

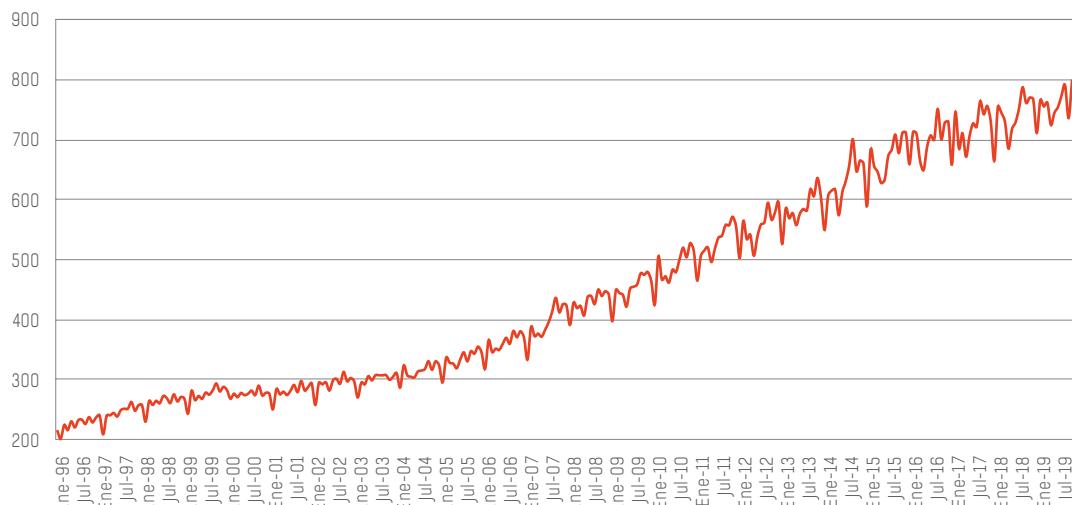


GRÁFICO 27
CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) - 2006 - 2019

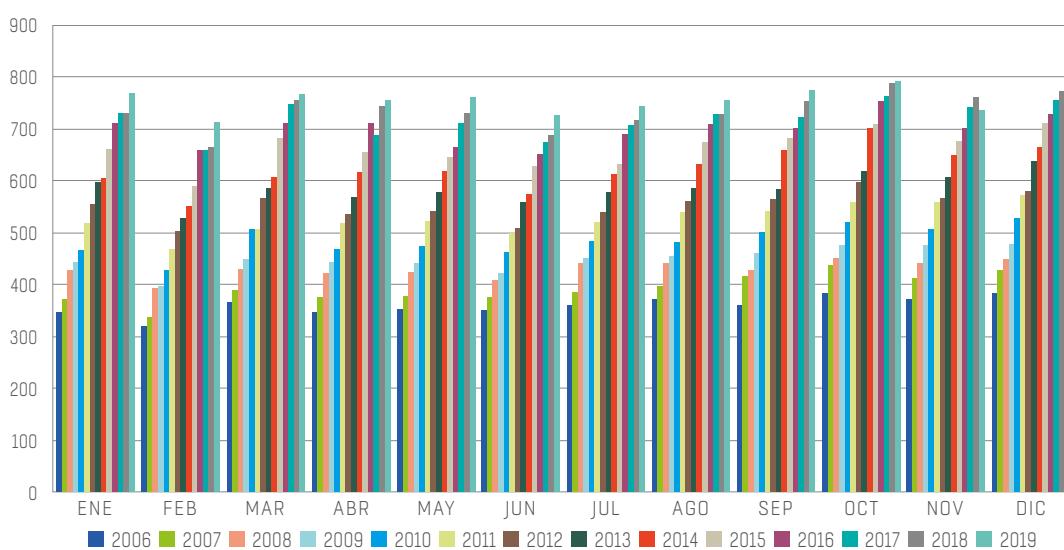


GRÁFICO 28
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS DEL SIN (GWh)

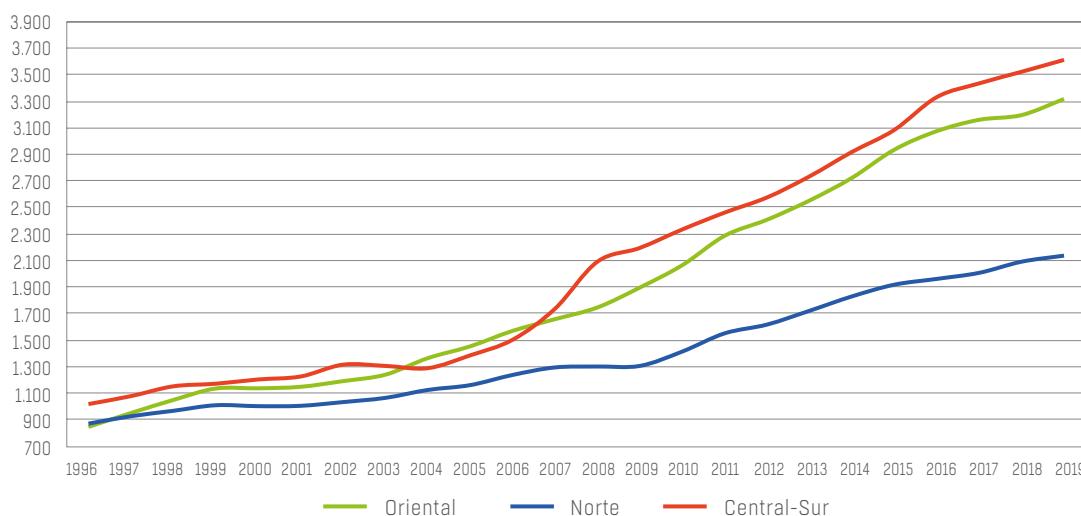


GRÁFICO 29
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)

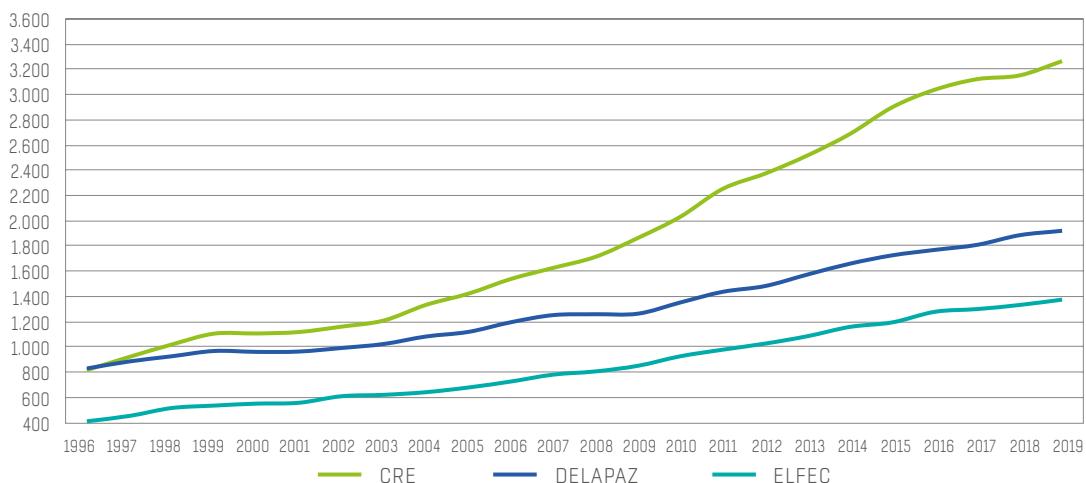
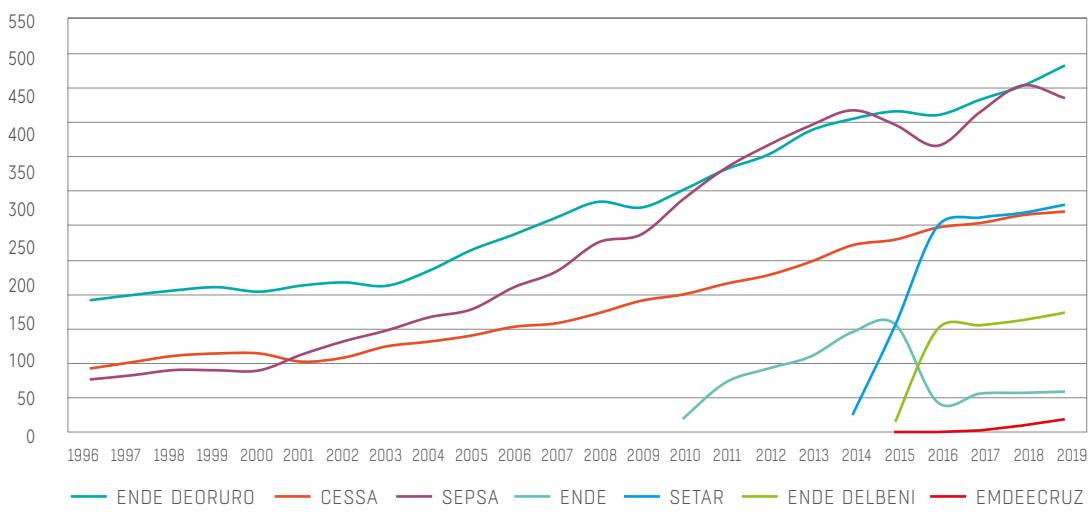
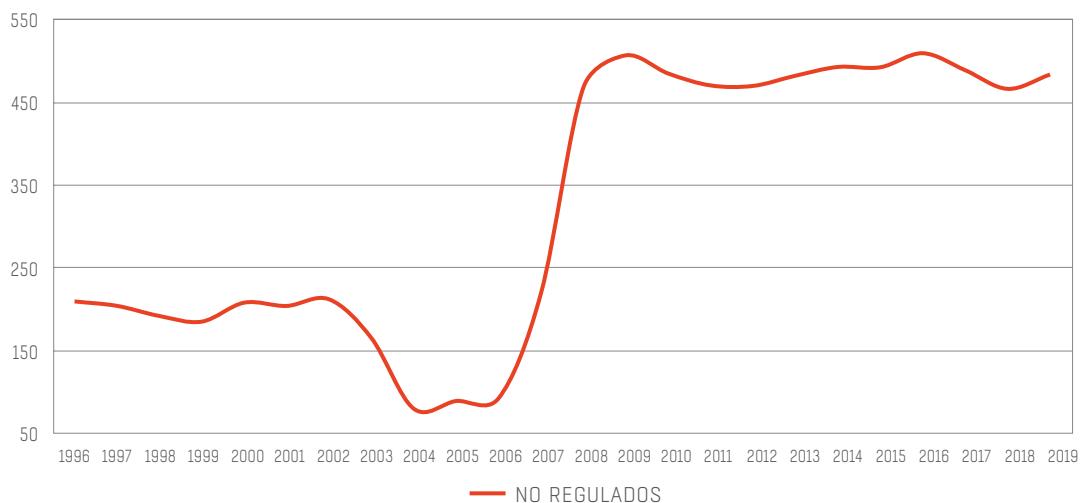


GRÁFICO 30
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (GWh)



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
2017	8.613,7	1.458,5	2,8	1,7
2018	8.821,7	1.511,2	2,4	3,6
2019	9.079,0	1.512,3	2,9	0,1

GRÁFICO 32
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (GWh)

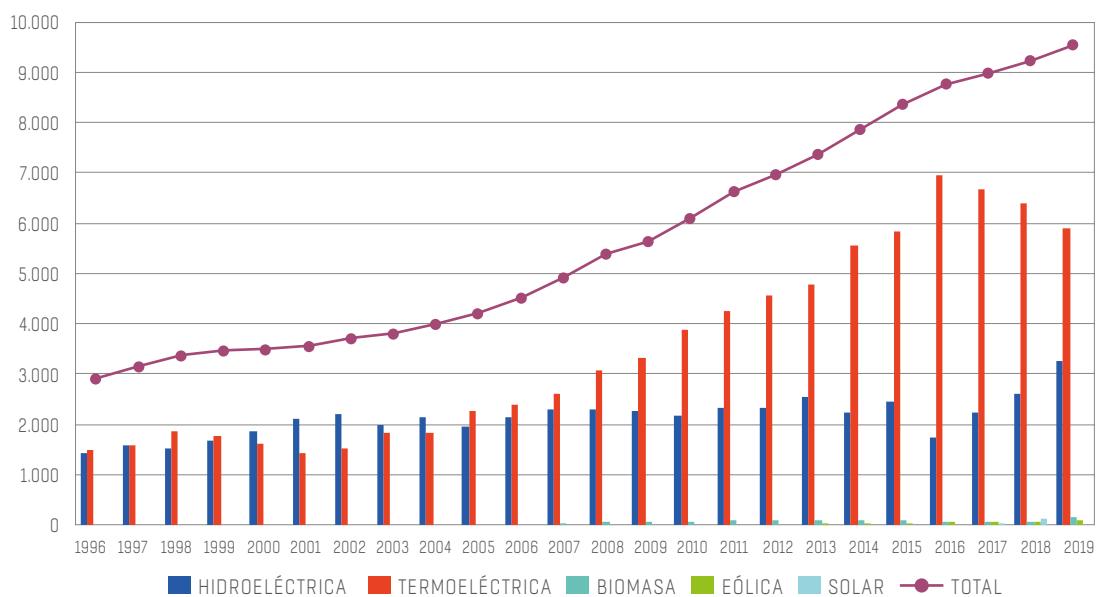


GRÁFICO 33
PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)
TEMPERATURA MEDIA

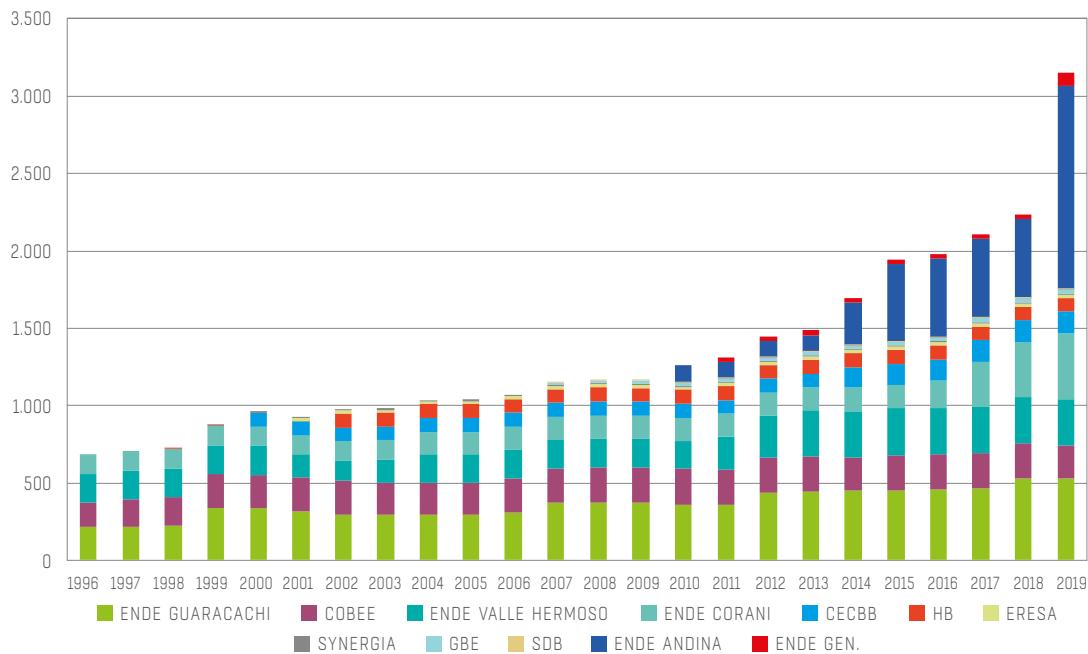


GRÁFICO 34
PARTICIPACIÓN ANUAL DE CAPACIDAD EFECTIVA POR EMPRESA (MW)
TEMPERATURA MÁXIMA

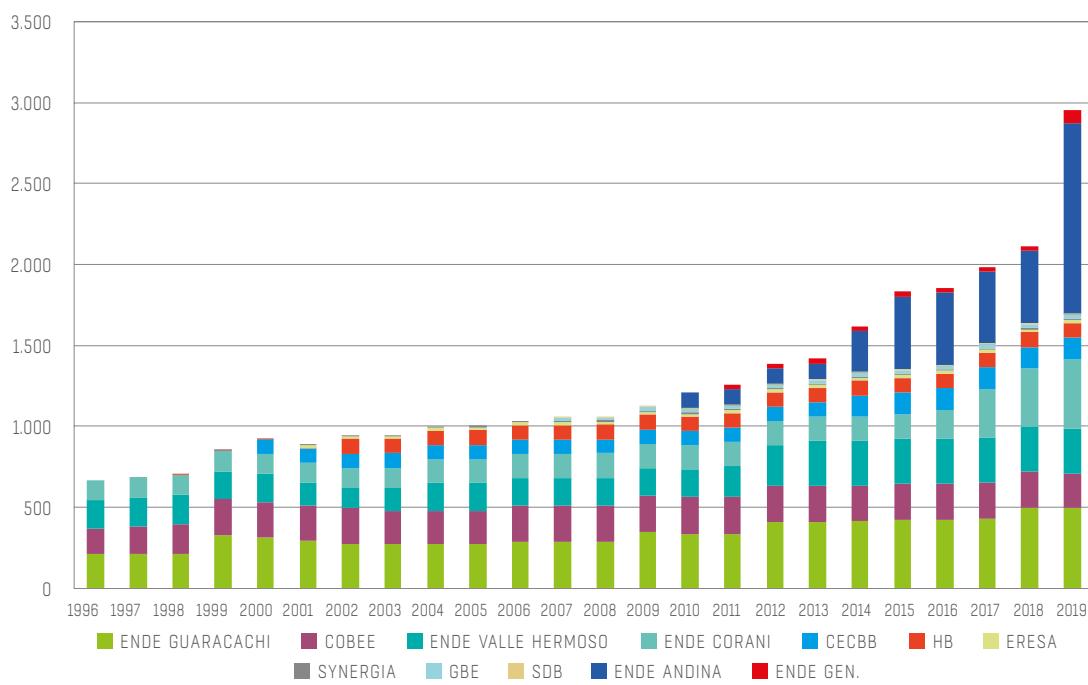
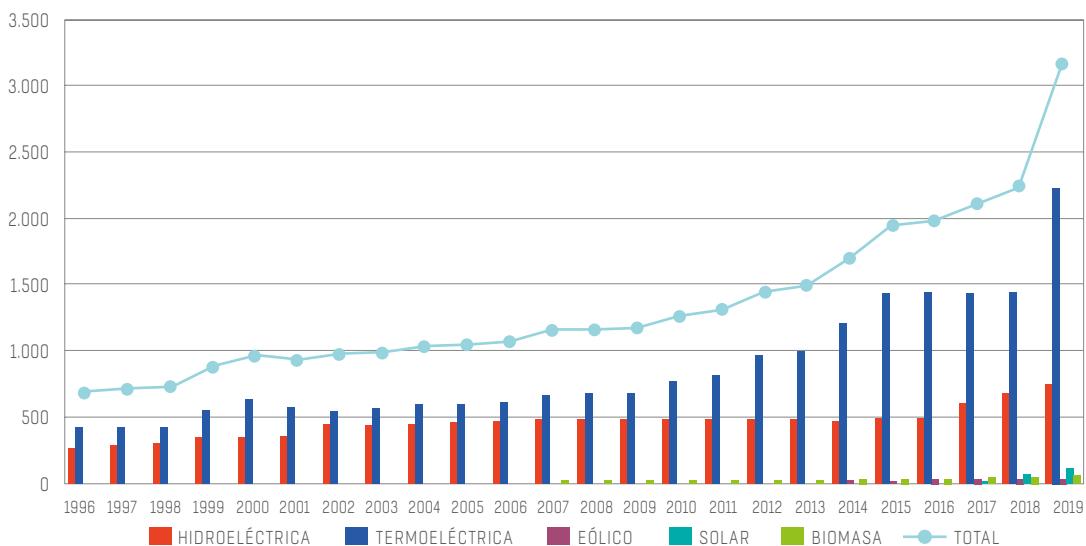


GRÁFICO 35
CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)



Nota.- Desde la gestión 2011 hasta la gestión 2016, se considera la capacidad de generación a temperatura máxima probable, a partir de la gestión 2017 se considera la capacidad de generación a temperatura media.

GRÁFICO 36
PARTICIPACIÓN ANUAL DE GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA (GWh)

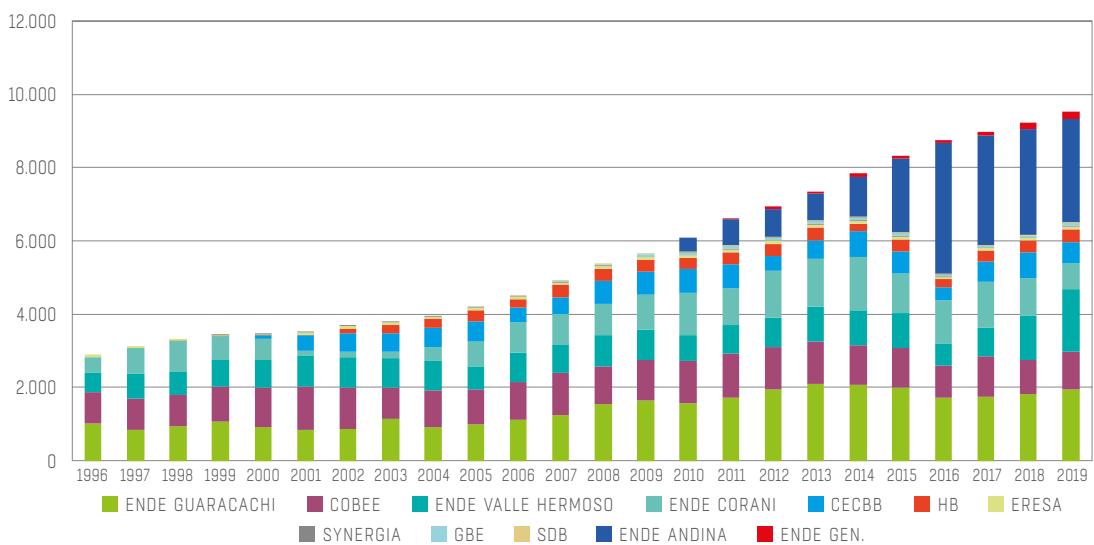


GRÁFICO 37
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN

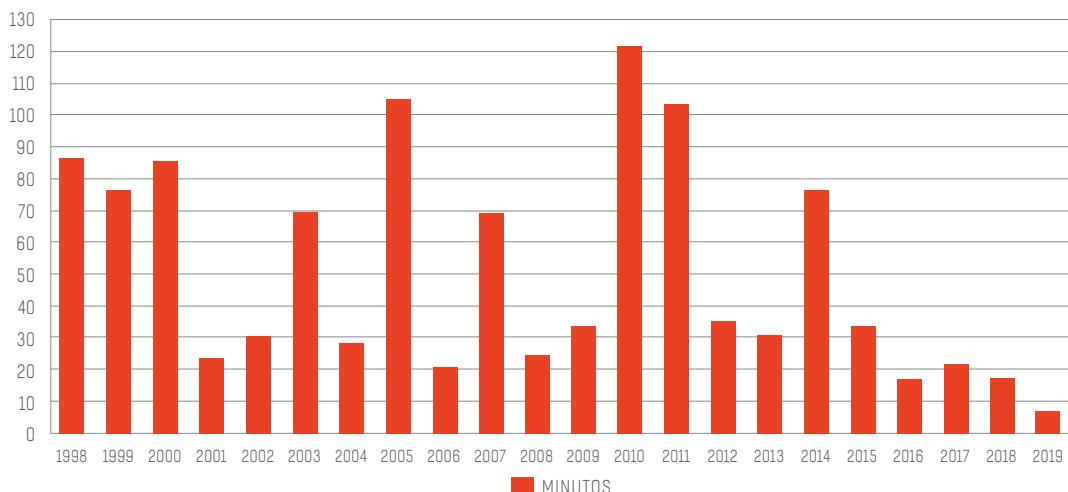


GRÁFICO 38
COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS SPOT DE ENERGÍA (US\$/MWh) (Sin IVA)

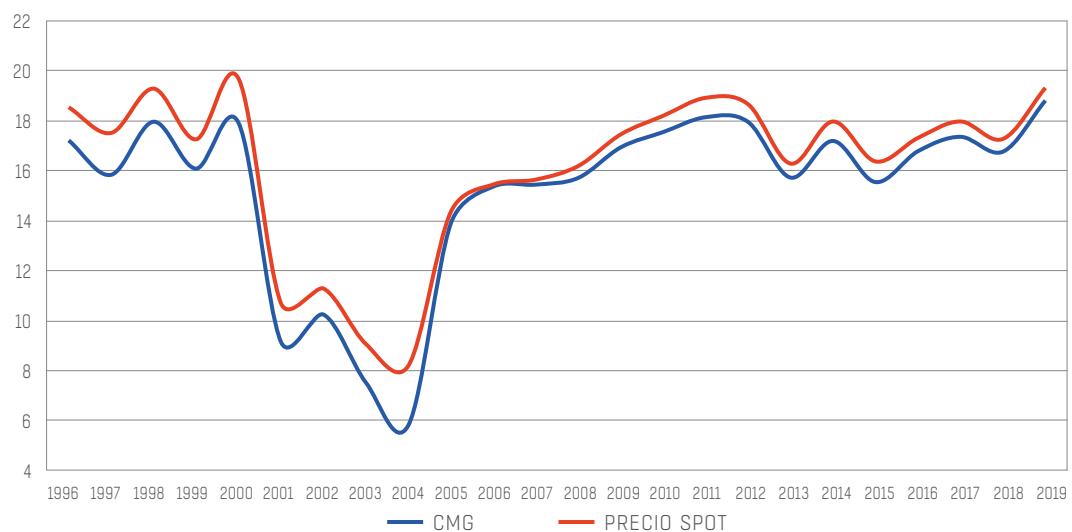
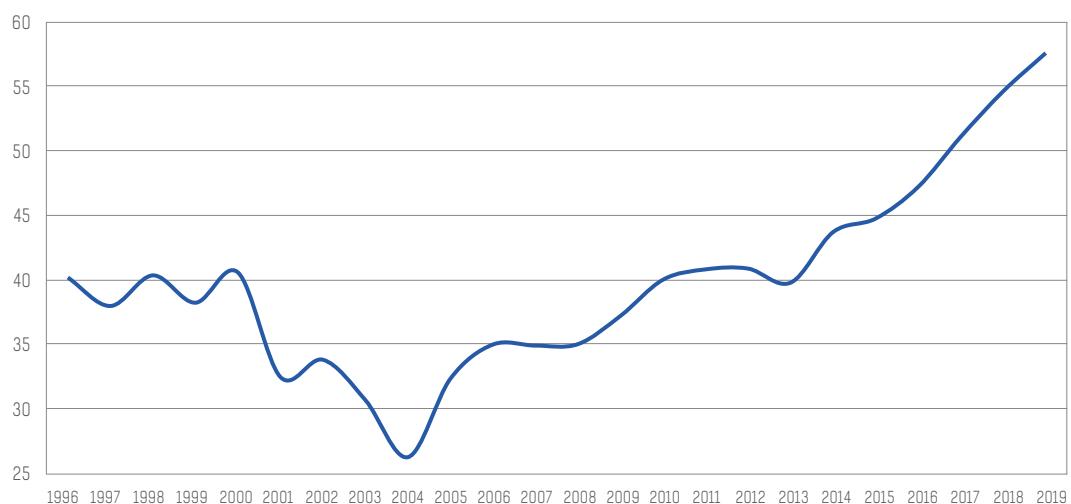


GRÁFICO 39
PRECIOS MONÓMICOS (US\$/MWh) (Sin IVA)





ANEXOS







CONTENIDO

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2019	2
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2019	2
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2019	3
OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2019	4
OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2019	4
PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2019	5
INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2019	6
RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2019	6
POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2019	8
POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2019	10
CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW) - JUEVES 19 DE SEPTIEMBRE DE 2019	12
POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2019	13
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2019	15
INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN (hrs) - AÑO 2019	16
POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2019	17
FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AÑO 2019	25
COSTOS MARGINARES DE GENERACIÓN (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2019	26
PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2019	27
PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2019	28
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (CON IVA) EN US\$/MPC - AÑO 2019	29
PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA) EN US\$/MMBTU - AÑO 2019	29
CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS - PERÍODO 2008 - 2019	30
CONSUMO DE DIESEL EN LITROS - PERÍODO 2012 - 2019	32
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2019 - CORANI	32
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2019 - ZONGO	33
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2019 TIQUIMANI - SAN JACINTO - MISICUNI - MIGUILLES	34
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm ³) AÑO 2019 ANGOSTURA - CHOJLLA	35
EVOLUCIÓN DE CAUDALES SEMANALES AL EMBALSE CORANI (m ³ /s) - PERÍODO 2002- 2019	35
DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) PERÍODO 1996 - 2019	36
DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) PERÍODO 1996 - 2019	36
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2019	36
DEMANDA MÁXIMA ANUAL (MW) PERÍODO 1996 - 2019	36
CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2019	37
PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERÍODO 1996 - 2019	39
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2019	40
OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2019	40
OFERTA (T ^º MEDIA) Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2019	40
COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERÍODO 1998 - 2019	41
COSTOS MARGINARES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2019	42
PRECIOS SPOT SIN IVA PERÍODO 1996 - 2019	42
PRECIOS SEMESTRALES PERÍODO 1996 - 2019	43
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2019	44
AGENTES DEL MEM - GESTIÓN 2019	47
INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2019	48
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ACTUALIZADO AL 31 DE DICIEMBRE 2019	49

CAPACIDAD DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A FINES DEL 2019

Agente	Central	Número de Unidades	Capacidad Efectiva (MW)	Agente	Central	Unidad	Capacidad Efectiva (MW) Tº Media	Capacidad Efectiva (MW) Tº Máxima	Agente	Central	Unidad	Capacidad Efectiva (MW) Tº Media	Capacidad Efectiva (MW) Tº Máxima
ENDE CORANI	CORANI	5	65,24	ENDE GUARACACHI (26°C/37°C)	GCH01	18,62	16,84		ENDE MOXOS	MOA02	1,28	1,28	
	SANTA ISABEL	5	91,11		GCH02	17,62	15,99			MOA05	1,10	1,10	
	SAN JOSÉ 1	2	55,00		GCH04	19,95	18,10			MOA06	1,12	1,12	
	SAN JOSÉ 2	2	69,00		GCH06	20,71	18,79			MOA07	1,10	1,10	
	Subtotal	14	280,35		GCH09 (I)	61,26	57,14			MOA08	1,10	1,10	
	ZONGO	1	11,04		GCH10 (I)	60	55,97	Subtotal			5,70	5,70	
COBEE	TIQUIMANI	1	9,72		GCH11	62,22	57,00			MOS01	1,39	1,39	
	BOTIJACÁ	3	6,81		GCH12 (I)	85,57	79,81			MOS02	1,43	1,43	
	CUTICUCHO	5	22,97	Subtotal		345,95	319,64			MOS03	1,40	1,40	
	SANTA ROSA BC	1	6,90	SANTA CRUZ (26°C/37°C)	SCZ01	20,76	18,84			MOS04	1,42	1,42	
	SANTA ROSA AC	1	10,69	SCZ02	21,19	19,23			MOS05	1,39	1,39		
	SAINANI	1	10,50	UNAGRO (Biomasa)	UNA01	14,22	14,22			MOS06	1,40	1,40	
COBEE	CHURURÁQUI	2	25,39	SAN BUENAVENTURA (Biomasa)	SBU01	5,00	5,00	ENDE MOXOS	MOS07	1,41	1,41		
	HARCA	2	25,85	AGUAJ (Biomasa)	AGU01	6,00	6,00		MOS08	1,38	1,38		
	CAHUA	2	28,02	Subtotal		67,17	63,29		MOS09	1,40	1,40		
	HUAJÍ	2	30,15	ARJ01	2,7	2,7	MOS10	1,41	1,41				
	Subtotal	21	168,04	ARJ02	2,24	2,24	MOS11	1,39	1,39				
	MIGUILLA	2	2,55	ARJ03	2,62	2,62	MOS12	1,40	1,40				
COBEE	ANGOSTURA	3	6,23	ARJ08	18,39	16,96	MOS13	1,38	1,38				
	CHOQUETANGA	3	6,20	ARJ09	1,49	1,49	MOS14	1,38	1,38				
	CARABUCÓ	1	6,13	ARJ11	1,49	1,49	Subtotal		19,58	19,58			
	Subtotal	9	21,11	ARJ12	1,6	1,6	ENDE MOXOS	MOS21	1,20	1,20			
	CHÓJLLA	1	38,40	ARJ13	1,55	1,55	RURRENABAQUE	RRE01	1,20	1,20			
	HB	YANACACHI	1	50,79	ARJ14	1,51	1,51	RRE02	0,60	0,60			
SYNERGIA	Subtotal	2	89,19	ARJ15	1,6	1,6	SAN BORJA	SB001	1,20	1,20			
	KANATA	1	7,54	VHE01	18,52	17,10	SB002	0,60	0,60				
	KILPANI	3	11,49	VHE02	18,81	17,34	YUCUMO	YUC01	0,35	0,35			
	RIO ELÉCTRICO	3	5,15	VHE03	18,32	16,88	SANTA ANA	SAY01	1,00	1,00			
	PUNUTUMA	1	2,40	VHE04	18,63	17,17	YACUMA	SAY02	0,62	0,62			
	Subtotal	7	19,04	VHE05	10,58	9,79	SAN IGNACIO	DIM01	0,35	0,35			
SDB	QUEHATA	2	1,97	VHE06	10,58	9,79	Subtotal	MOXOS	SIM02	0,38	0,38		
	ENDE GUARACACHI	SAN JACINTO	2	7,60	VHE07	10,58	9,79	SURRENABAQUE	SUR01	6,30	6,30		
	MISICUNI	3	120,00	Subtotal	VHE08	10,58	9,79	SUR02	43,31	36,44			
	ENDE CORANI	DOLLPANA (2) (Eólico)	10	27,00	CAR01	53,65	49,76	SUR03	44,16	37,16			
	ENDE GUARACACHI	YUNCHARÁ (3) (Solar)	2	5,00	CAR02	55,39	51,37	SUR04	44,06	37,07			
	ENDE GUARACACHI	UYUNI (4) (Solar)	21	60,06	Subtotal	133,36	122,94	TERMO DEL SUR	CCSUR30	131,60	116,16		
ENDE	Subtotal	61	734,83	EL ALTO	17,5	16,19	CCSUR31	65,68	57,82				
	ENDE ANDINA	ENTRE RÍOS	102	27,00	ALT01	32,35	30,00	CCSUR32	65,68	57,82			
	Subtotal	42	115,07	ALT02	49,85	46,19	CCSUR40	131,60	116,16				
	Subtotal	102	2,273,22	BUL01	44,82	43,23	CCSUR41	65,68	57,82				
	Subtotal	19	50,01	BUL02	44,82	43,23	CCSUR42	65,68	57,82				
	Subtotal	1	50,01	BUL03	49,02	48,95	TOTAL	102	2,273,22	2,077,98			
CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN A FINES DEL 2019 A TEMPERATURA MEDIA: 3.150,12 MW CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN A FINES DEL 2019 A TEMPERATURA MÁXIMA: 2.954,88 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 operación conjunta como Ciclo Combinado.

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

(3) Se presenta la capacidad de la Central Solar Fotovoltaica Yunchará.

(4) Se presenta la capacidad de la Central Solar Fotovoltaica Uyuni.

(5) Se presenta la capacidad de la Central Solar Fotovoltaica Oruro.

EMPRESAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2019

EMPRESAS DE TRANSMISIÓN	TENSIÓN (KV)	LONGITUD (KM)
ENDE TRANSMISIÓN S.A.	230	1.949,43
ISA BOLIVIA	115	1.401,14
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD	69	214,21
TESA	230	587,00
Total STI	387,13	1.050,37
	356,53	167,28
	GBE	5.860,48
	GUABIRÁ (Biomasa)	
	GBE01	
	IAGSA (Biomasa)	
	IAGO1	
	490,66	443,66
	21,00	21,00
	49,85	48,95
	115	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.401,14
	230	1.949,43
	230	587,00
	230	167,28
	230	443,66
	230	21,00
	230	491,05
	230	1.40

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2019

OFERTA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN EN EL STI A DICIEMBRE 2019

Tipos	Empresa	Subestación	MVA
Transformadores 230/115 kV	ENDE	Brechas (*) Litio (*) Mazatán (*) Puquiuma (*) Pajador (*) San José (*) Santillán (*) Urribó (*) Tarija (*) Troncos (*) Valle Hermoso (*) Vinto (*) Warries (*) Cumbre (*) Pájaro (*) Tarija (*) Arbolada (*) Sucre (*)	3 x 50 3 x 50 3 x 50 3 x 50 3 x 50 3 x 25 3 x 50 3 x 25 3 x 33.3 3 x 50 3 x 50 3 x 50 3 x 50 3 x 25 3 x 33.3 3 x 25 3 x 33.3 3 x 33.3
Subtotal			2,275,0
Transformadores 230/69 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Brechas (*) Guaracachi (*) Torre Huayco (*) Urribó (*) Yaguacua (*) Puquiuma (*) Sucré (*) Urribó (*)	3 x 50 6 x 25 3 x 25 3 x 50 3 x 25 3 x 20 3 x 20 870,0
Subtotal			2,275,0
Transformadores 115/10 kV	ENDE	Atocha Caaví Plata Potosi Vinto	25,0 2 x 25 50,0 50,0 2 x 50
Subtotal			50,0
Transformadores 115/24.9 kV	ENDE TRANSMISIÓN	Luzianita	2 x 25
Subtotal			50,0
Transformadores 115/34.5 kV	ENDE	Salar Trinidad	2 x 50 25,0
Subtotal			125,0
Transformadores	ENDE	San Boja San Gracío de Moxos Yucumo	25,0 12,5 25,0
Subtotal			62,5
	ENDE	Loreto Coopercor	12,5

230/24,9 kV

OFERTA DE CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL STI A DICIEMBRE 2019

Capacitores en derivación	ENDE TRANSMISIÓN	Empresa	Subestación	Tensión KV	MVA
		Areníuez		69	7.2
		Atocha		69	7.2
		Cataví		69	7.2
		Cerro La Pava		115	12.0
		Kenko		69	12.0
		Areníuez		115	12.0
		Pata		115	12.0
		Ponosí		69	$1 \times 2 + 1 \times 12.0$
		Viento		69	$1 \times 7.5 + 1 \times 6.6$
		Viento		115	2×12.0
	Total				1286
		ENDE TRANSMISIÓN	Viento	230	54.9
		Total			54.9
		Buchas		230	21.0
		Dárrasco		230	$1 \times 21.0 + 1 \times 21.0$
		Las Carreras		230	3×12
		Santibáñez		230	$1 \times 15.6 + 1 \times 2 \times 9$
		Torre Huayco		230	24.0
		Viento		230	21.0
		Sálar		115	9.0
		San Ignacio de Moyos		115	9.0
		Yucumío		115	5.0
		Las Carreras		230	21.0
		Palca		230	2x12
		Santibáñez		230	2×18
		Yaguacua		230	2×15
		Punutuma		230	2×12
		Surcire		230	2×12
		Urubó		230	12.0
		Utitío		230	15.0
	TESA	Uyuni		230	404.6
	Total				

PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA (MWh) - AÑO 2019

EMPRESA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Hidroeléctrica													
Zongo	100,690	86,350	108,328	86,317	65,800	45,323	42,599	34,735	49,266	75,573	89,228	110,543	905,051
Ende Coraní	130,358	109,181	127,289	150,233	155,653	146,491	143,744	134,678	114,290	140,004	130,963	150,017	1632,981
Taquesí	HB	53,988	50,984	50,923	36,607	16,893	10,091	7,814	7,677	19,948	29,736	31,916	46,725
Miguiillas	CDEE	10,149	10,457	7,484	8,021	8,170	8,551	10,093	10,207	10,940	10,595	9,433	8,795
Jura	ERSA	6,234	6,947	7,585	6,800	6,185	6,330	6,568	6,098	5,794	5,281	5,612	5,879
Kanata	SYNEGLIA	1,106	3,726	1,457	1,185	1,415	1,298	1,290	1,249	1,240	1,204	1,268	1,298
Quenita	SDB	554	567	1,291	1,061	756	493	461	394	552	420	381	371
San Jacinto	ENDE GUARACACHI	4,985	4,666	4,228	4,104	4,148	788	693	721	805	752	900	1,209
Misicuri	ENDE GENERACIÓN	6,882	8,737	5,046	5,193	7,241	7,473	9,126	11,244	10,924	10,412	11,325	10,175
Subtotal		314,946	281,616	313,641	309,541	283,530	226,808	222,388	207,005	213,359	275,267	280,413	336,763
													3,244,777
Edílica													
Qolipana (Fase I)	ENDE CORANÍ	1239	483	934	975	1,322	1,244	1,238	1,401	1,563	1,476	679	1,316
Qolipana (Fase II)	ENDE CORANÍ	5,187	1,658	3,826	3,447	5,276	4,679	4,345	5,823	9,254	7,544	2,504	56,903
Subtotal		6,427	2,141	4,759	4,422	6,598	5,823	6,184	7,224	10,817	9,020	3,183	70,229
Solar													
Yuncherá	ENDE GUARACACHI	987	877	937	1,051	1,114	1,038	944	896	851	1,089	958	1,058
Uyuni	ENDE GUARACACHI	10,345	9,558	12,983	12,019	12,408	11,208	11,673	12,941	12,426	13,136	11,427	11,799
Solar Oruro (1)	ENDE GENERACIÓN	0	0	0	0	0	0	0	0	3,221	8,715	7,698	141,667
Subtotal		11,332	10,435	13,920	13,070	13,522	12,246	12,617	13,836	16,487	22,940	20,083	181,196
Biomasa													
Guabirá	GBE	0	0	0	0	0	0	10,678	12,761	14,128	13,363	11,228	0
Unegro	ENDE GUARACACHI	8,347	0	0	0	0	0	3,720	8,768	9,745	10,988	7,919	95
AESBA	ENDE GUARACACHI	0	0	0	0	0	0	0	1,752	2,411	0	0	4,163
Ajial (2)	ENDE GUARACACHI	0	0	0	0	0	0	0	3,438	3,912	3,991	3,689	1,845
Subtotal		8,347	0	0	0	0	0	14,398	24,967	29,508	29,010	25,616	15,940
													150,554
Termoeléctrica													
Gueracachi	ENDE GUARACACHI	133,202	104,901	46,820	95,751	154,649	143,902	136,159	132,900	114,059	133,554	129,744	147,627
Santa Cruz	ENDE GUARACACHI	2,191	5,952	10,560	2,556	6,783	3,256	72	1,699	4,079	270	2,243	10,069
Builo Builo	DECB	64,143	60,768	67,279	80,805	74,548	71,491	55,736	44,195	66,675	65,050	55,019	50,730
Caracato	ENDE VALLE HERMOSO	30,638	40,768	58,184	42,086	41,818	53	17,871	24,164	20,788	24,240	16,272	26,9370
Arañíez - TS	ENDE GUARACACHI	7,411	0	6,910	11,829	11,829	12,039	12,452	11,268	11,370	10,605	10,778	11,044
Arañíez - MG	ENDE GUARACACHI	1,347	3,365	1,381	25	345	106	9	534	1	0	65	586
Karachapampa	ENDE GUARACACHI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kenko	CODEL	0	0	110	80	1,698	792	1,301	3,245	847	0	0	8,173
El Alto	ENDE VALLE HERMOSO	5,095	12,357	16,363	13,662	15,180	9,724	10,705	7,565	8,999	2,322	1,745	10,417
Valle Hermoso	ENDE VALLE HERMOSO	10,431	18,512	24,011	15,158	56,225	52,335	39,974	36,126	25,708	11,666	4,009	38,8007
Arañíez - DF	ENDE GUARACACHI	1,331	2,391	876	3	211	106	0	346	0	193	81	402
Entre Ríos	ENDE ANDINA	298	1,224	5,845	1,847	781	0	0	520	0	0	98	107
Entre Ríos II (5)	ENDE ANDINA	0	0	0	0	0	0	118	75	4,412	26,316	73,516	88,443
Del Sur (3)	ENDE ANDINA	82,593	83,425	111,437	96,893	105,366	105,922	122,075	129,950	135,483	118,997	87,279	62,431
Wenes (4)	ENDE ANDINA	128,499	111,694	113,835	106,101	69,313	94,637	103,777	97,779	104,637	116,980	128,372	127,928
Moxos	ENDE GENERACIÓN	8,510	8,916	8,455	8,220	7,555	6,991	7,109	7,149	8,375	9,012	3,430	3,443
San Borja	ENDE GENERACIÓN	0	18	0	0	0	0	3	0	0	2	0	23
Rurrenabaque	ENDE GENERACIÓN	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Yucumo	ENDE GENERACIÓN	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
S.A. Yacuma	ENDE GENERACIÓN	9	10	23	12	3	0	4	0	0	22	27	33
S.I. Moyos	ENDE GENERACIÓN	0	12	0	0	0	0	1	0	0	7	0	3
Subtotal		457,959	447,700	469,009	461,501	512,276	500,651	518,270	541,955	545,708	501,078	452,996	475,671
		799,000	741,693	801,238	798,533	795,265	790,027	794,265	805,592	823,022	773,343	832,295	9,530,653

(1) Ingreso en operación comercial de la Planta Solar Oruro (Septiembre 2019).
 (2) Ingreso en operación comercial de los excedentes de Central Agua (Julio 2019).
 (3) Ingreso en operación comercial del Ciclo Combinado CSUR30 (Mayo 2019).
 (3) Ingreso en operación comercial del Ciclo Combinado CSUR40 (Junio 2019).

(4) Ingreso en operación comercial del Ciclo Combinado CCWAR30 (Julio 2019).
 (5) Ingreso en operación comercial del Ciclo Combinado CCR30 (Octubre 2019).
 (5) Ingreso en operación comercial del Ciclo Combinado CCR30 (Septiembre 2019).
 (5) Ingreso en operación comercial del Ciclo Combinado CCR40 (Diciembre 2019).

INYECCIONES DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2019

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH069	126.853	99.434	42.988	87.587	148.645	138.147	130.438	126.015	109.760	126.945	123.456	141.698	1.401.965
SANTA CRUZ	GCH069	2.567	6.422	11.947	6.000	6.663	3.194	11	1.674	3.987	210	2.826	10.259	55.761
UNAGRO	WAR115	8.193	0	0	0	0	3.717	8.763	9.740	9.320	10.393	7.914	83	58.124
AGUAÍ (1)	WAR115	0	0	0	0	0	0	3.437	3.881	3.911	3.989	3.688	1.844	20.750
EASBA	SBU115	0	0	0	0	0	0	0	1.749	2.384	0	0	0	4133
ARANJUEZ	ARJ069	9.873	5.560	8.864	11.592	12.042	11.905	12.136	11.968	11.670	11.335	11.422	11.664	130.030
KARACHIPAMPA	KAR069	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(20)	(234)
SAN JACINTO	TAJ115	4.754	4.571	4.142	4.022	3.389	768	676	703	786	734	880	1.184	24.611
YUNCHARÁ	TAJ115	883	784	832	933	990	923	838	796	758	972	858	949	10.517
UYUNI	SUY230	10.278	9.453	12.864	11.918	12.277	11.059	11.517	12.794	12.312	13.023	11.317	11.636	140.446
TOTAL ENDE GUARACACHI		163.384	126.206	81.618	122.034	181.986	169.694	167.795	169.297	154.869	167.582	162.342	179.297	1.846.102
ZONGO	KEN115	74.293	64.813	77.787	69.088	42.378	35.635	33.208	27.901	40.189	56.166	61.026	76.890	659.373
KENKO	KEW115	(38)	(35)	72	44	1.627	735	1.230	3.225	788	(11)	0	0	7.636
HUAJI	HUA115	1.745	811	2.731	4.787	15.340	6.302	6.592	5.191	4.211	5.573	9.407	7.008	69.696
CUMBRE	CUM115	21.518	18.028	24.286	19.444	6.472	2.205	1.684	676	3.544	11.684	16.551	23.188	149.279
MIGUILLAS	VIN069	9.747	10.044	7.169	7.684	7.813	8.185	9.670	9.781	10.204	10.180	9.076	8.476	108.029
TOTAL COBEE		107.265	93.661	112.044	101.047	73.630	53.062	52.384	46.773	58.935	83.591	96.060	115.562	994.013
CORANI	COR115	35.365	30.421	40.415	36.202	35.448	36.788	36.509	34.906	29.485	32.828	31.745	30.345	410.457
SANTA ISABEL	SIS115	59.963	44.613	48.719	48.175	50.849	52.338	51.800	49.751	42.079	48.954	46.061	47.806	591.109
SAN JOSE I	MGO230	33.953	33.015	36.796	34.880	32.524	26.931	25.162	22.706	19.493	27.506	24.034	33.284	350.282
SAN JOSE II (2)	MGO230	0	0	0	29.470	36.194	28.919	28.809	26.076	22.428	29.344	27.813	37.102	266.154
QOLLPANA (FASE I)	ARO115	1.212	468	910	947	1.293	1.215	1.208	1.367	1.527	1.442	657	737	12.983
QOLLPANA (FASE II)	ARO115	5.094	1.598	3.741	3.376	5.181	4.594	4.854	5.719	9.105	7.419	2.435	2.687	55.805
TOTAL ENDE CORANI		135.587	110.115	130.581	153.051	161.489	150.785	148.342	140.525	124.118	147.493	132.744	151.961	1.686.791
CARRASCO	CAR230	29.401	39.332	56.231	40.624	1.088	(215)	(165)	744	496	(146)	403	755	168.549
VALLE HERMOSO	VHE115	10.231	18.305	23.791	14.950	55.974	52.180	56.952	58.165	44.792	13.645	17.584	52.579	419.151
C. EL ALTO	KEN115	4.947	12.148	16.117	13.439	14.975	9.582	10.559	7.431	8.269	2.227	1.827	1.714	103.234
TOTAL ENDE V. HERMOSO		44.579	69.785	96.140	69.013	72.038	61.547	67.346	66.340	53.557	15.725	19.815	55.048	690.933
BULO BULO	CAR230	44.535	52.382	62.047	65.246	78.813	72.404	69.146	53.902	42.413	6.138	501	14.972	562.498
TAQUESI	CHS115	52.222	49.286	49.328	35.452	16.321	9.733	7.458	7.275	19.295	28.839	30.816	45.234	351.261
YURA	PUN069	5.961	6.637	7.256	6.487	5.879	6.011	6.255	5.788	5.511	5.029	5.344	5.707	71.865
KANATA	ARO115	0	0	0	207	0	0	0	0	0	0	0	0	207
KANATA	VHE115	1.071	3.611	1.413	942	1.372	1.258	1.251	1.211	1.200	1.167	1.230	1.259	16.984
TOTAL KANATA		1.071	3.611	1.413	1.149	1.372	1.258	1.251	1.211	1.200	1.167	1.230	1.259	17.191
GUABIRÁ	WAR115	0	0	0	0	0	10.497	12.545	13.897	13.135	11.026	4.735	0	65.835
QUEHATA	VIN069	529	550	1230	1029	717	470	428	360	513	373	339	334	6.871
ENTRE RÍOS (3)	CAR230	(8)	957	2.653	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.602
ENTRE RÍOS (3)	ERI230	0	0	2.775	1.559	130	(727)	(1.017)	(1.094)	(1.047)	(1.587)	(43)	(83)	(1.133)
ENTRE RÍOS CC (4)	ERD230	0	0	0	0	0	0	0	0	60.814	68.952	57.007	36.755	223.528
DEL SUR	YAG230	80.525	81.035	106.220	82.672	93.399	105.794	142.886	152.015	143.805	123.517	84.937	61.686	1258.489
WARNES	WAR230	126.453	109.589	112.339	114.588	74.331	83.982	69.819	97.264	90.603	117.575	131.670	121.391	1249.605
TOTAL ENDE ANDINA		206.969	191.582	223.987	198.818	167.861	189.049	211.687	248.185	294.175	308.458	273.572	219.749	2.734.092
MOXOS	TRI115	8.110	8.504	8.062	7.851	7.228	6.692	6.809	6.863	8.188	8.633	3.257	3.259	83.454
MISICUNI	VHE115	0	0	0	770	0	0	0	0	0	0	0	0	770
MISICUNI	ARO115	6.766	8.629	4.964	4.337	7.140	7.373	9.009	11.107	10.690	11.552	10.284	11.185	103.037
SAN BORJA	SB0115	0	18	0	0	0	2	0	0	0	0	2	0	22
RURRENABAQUE	SBU115	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	11
YUCUMO	YUC115	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
SANTA ANA DE YACUMA	MOX115	8	16	22	12	3	0	4	0	9	22	27	33	156
SAN IGNACIO DE MOXOS	MOX115	0	6	0	0	0	0	0	0	0	7	0	3	16
Solar Oruro (5)	ORU115	0	0	0	0	0	0	0	0	3.160	8.657	7.650	7.849	27.318
TOTAL ENDE GENERACIÓN		14.884	17.186	13.047	12.970	14.371	14.066	15.822	17.970	22.047	28.874	21.219	22.331	214.788
TOTAL INYECCIONES		776.986	721.001	778.690	766.296	774.477	738.575	760.459	771.522	789.768	804.295	748.718	811.454	9.242.240

RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2019

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
GUARACACHI	GCH069	158.339	140.456	112.078	125.305	158.322	146.264	143.241	144.422	140.577	148.181	149.894	168.635	1.735.715
URUBÓ	URU069	43.017	47.835	74.036	46.857	16.303	13.692	22.173	26.380	38.539	31.389	33.104	26.841	420.166
URUBÓ (6)	URU115	0	0	1.499	10.771	5.167	7.078	7.119	8.728	10.144	7.676	8.129	7.676	73.987
ARBOLEDA	ARB115	12.217	16.939	22.022	19.574	15.680	6.340	3.997	5.632	9.107	8.564	10.393	15.657	146.121
WARNES	WAR115	43.173	36.652	38.076	36.985	36.981	39.471	47.456	48.502	51.965	54.797	51.273	46.793	532.124
BRECHAS	BRE069	15.352	15.812	22.085	16.758	5.409	8.561	9.108	11.249	13.506	11.954	11.947	9.246	150.988
BRECHAS	BRE115	16.188	15.452	15.777	15.983	16.418	13.026	13.616	14.564	15.759	18.216	18.560	19.264	192.822
LOS TRONCOS	TRN115	2.812	2.881	3.502	3.110	2.882	1.741	0	3.130	3.336	3.356	2.845	2.792	32.386
LOS TRONCOS - LAS MISIONES	TRN115	1.902	1.834	2.095	1.981	1.855	1.051	0	2.059	2.255	2.295	2.197	2.395	21.919
YAPACANÍ (7)	YAP230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	649	649
Total CRE		293.001	277.860	291.170	277.323	259.015	237.225	246.710	264.665	285.189	286.428	288.343	299.948	3.306.878

RETIROS DE ENERGÍA EN EL STI (MWh) - AÑO 2019 (Continuación)

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
KENKO	KEN115	102.576	96.204	110.403	106.583	104.156	99.592	104.234	106.188	103.894	95.538	85.451	94.864	1209.682
CUMBRE	CUM115	47.062	44.535	42.122	45.068	54.830	53.914	54.938	54.691	55.480	52.933	43.832	43.251	592.657
CHUSPIPATA	CHS115	1.856	1.607	1.807	1.754	1.810	1.781	1.845	1.871	1.863	2.029	1.917	1.918	22.056
CARANAVI	CRN115	4.358	3.947	4.487	4.371	4.553	4.451	4.608	4.697	4.725	5.004	4.874	4.825	54.900
PALCA	PCA115	242	223	240	256	259	248	276	275	271	342	303	314	3.248
SAN BUENAVENTURA	SBU115	532	492	564	536	537	503	621	563	477	760	611	542	6.738
CONTORNO BAJO	MAZ230	2.700	2.411	2.681	2.815	3.065	3.035	3.212	3.228	3.074	15.541	8.808	22.469	73.038
CHOQUETANGA (8)	VIN069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	30	35	83
TOTAL DELAPAZ		159.326	149.418	162.303	161.382	169.209	163.524	169.734	171.513	169.784	172.164	145.827	168.218	1962.404
AROCAGUA	ARD115	49.256	44.983	49.531	50.979	50.511	48.702	51.816	49.813	48.115	50.119	49.536	55.591	598.953
VALLE HERMOSO	VHE115	46.003	42.736	46.809	45.221	49.449	46.491	48.491	49.858	49.880	50.731	39.686	45.394	560.749
IRPA IRPA	IRP115	1.441	1.329	1.530	1.530	1.557	1.518	1.489	1.847	1.726	1.537	1.425	1.583	18.311
CHIMORÉ	CHI230	3.791	3.842	3.909	3.694	3.879	3.699	3.845	4.059	4.086	4.497	3.790	3.957	47.048
SAN JOSÉ	SJ0115	13	26	62	54	74	84	99	101	134	124	48	58	878
PARACAYA	PAY115	6.068	4.903	6.106	5.944	6.506	6.524	7.194	7.391	7.629	7.734	6.776	7.425	80.198
CARRASCO	CAR230	2.949	2.521	2.743	2.542	2.616	2.513	2.485	2.625	2.804	3.093	2.366	2.436	31.694
QOLPPANA	QOL115	1.627	1.512	1.691	1.545	1.744	1.716	1.689	1.793	1.815	1.925	1.736	1.664	20.458
VILLA TUNARI	VTU230	2.372	2.203	2.788	3.095	2.544	2.377	2.432	2.500	2.779	2.787	2.354	2.357	30.588
SANTIVÁÑEZ	SAN115	1.202	1.173	1.350	1.434	1.548	1.454	1.613	1.602	1.493	1.504	940	1.397	16.710
Total ELFEC		114.722	105.227	116.521	116.038	120.429	115.078	121.152	121.389	120.461	124.051	108.657	121.862	1405.587
VINTO	VIN069	30.243	28.249	28.676	29.409	31.096	30.745	31.714	30.314	29.537	31.695	29.028	31.585	362.292
VINTO	VIN115	738	833	1.181	2.380	5.377	544	557	1.169	83	80	65	66	13.073
CATAVI	CAT069	11.127	10.150	10.721	12.111	12.604	11.982	12.459	12.870	11.597	11.596	10.115	9.580	136.910
JERUYO (10)	JER115	0	0	0	0	0	4.020	862	4.428	2.084	2.144	540	1.014	15.093
LUCIANITA (11)	LUC115	0	0	0	0	0	0	0	0	1.718	2.153	1.873	898	6.642
Total ENDE DEORURO		42.108	39.232	40.577	43.899	49.077	47.292	45.591	48.780	45.018	47.668	41.622	43.144	534.009
OCURÍ	OCU115	639	637	685	696	770	736	742	737	716	797	744	680	8.580
POTOSÍ	POT069	8.629	7.666	8.458	8.196	9.519	8.592	9.227	9.289	8.639	8.789	6.755	8.805	102.566
POTOSÍ	POT115	16.599	15.786	17.433	18.100	19.239	19.816	20.433	19.290	18.483	18.138	15.674	18.685	217.676
PUNUTUMA	PUN069	2.886	2.399	2.695	2.654	2.727	2.533	2.490	2.485	2.360	2.628	2.278	2.492	30.627
ATOCHA	ATO069	6.767	6.343	6.790	3.439	3.628	0	0	0	0	0	0	0	26.968
DON DIEGO	DDI069	2.487	2.259	2.600	2.644	2.699	2.569	2.365	2.454	2.436	2.742	2.443	2.700	30.400
SACACA	SAC115	340	342	398	450	451	468	461	493	487	491	452	417	5.249
KARACHIPAMPA	KAR069	190	163	140	189	200	147	156	184	148	175	93	106	1.891
LÍPEZ	LIT230	312	288	370	359	390	432	413	429	437	425	372	377	4.602
TORRE HUAYCO (9)	THU069	0	0	33	3.338	3.491	3.431	3.580	3.467	3.505	3.540	3.377	3.578	31.338
PORTUALETE (10)	POR069	0	0	0	0	0	2.180	2.326	2.351	2.181	2.097	2.055	2.076	15.267
CHILCOBJA (10)	CHL069	0	0	0	0	0	206	323	337	363	187	331	333	2.081
TELAMAYU (10)	TEL069	0	0	0	0	0	1.133	1.189	1.088	1.070	1.111	1.119	1.076	7.786
Total SEPSA		38.849	35.882	39.602	40.064	43.113	42.243	43.706	42.606	40.826	41.121	35.693	41.325	485.030
ARANJUEZ	ARJ069	15.727	14.348	15.803	15.636	16.333	15.990	16.557	16.584	15.006	14.007	12.641	13.195	181.826
MARIACA	MAR069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUCRE	SUC069	7.999	8.393	8.129	7.501	8.477	9.222	6.828	7.193	8.635	6.836	7.951	8.828	95.993
SUCRE115	SUC115	2.324	2.090	2.312	2.209	2.584	2.724	2.714	2.734	4.176	6.219	6.086	6.432	42.604
Total CESSA		26.050	24.831	26.243	25.346	27.394	27.936	26.098	26.510	27.817	27.063	26.679	28.455	320.423
LAS CARRERAS	LCA230	3.465	3.120	3.469	2.826	3.431	3.464	3.600	3.520	3.610	3.687	3.547	3.693	41.432
TAZNA	PUN069	128	137	117	123	143	130	139	134	114	136	139	130	1.571
UYUNI	UYU230	1.416	1.098	1.291	1.301	1.514	1.512	1.735	1.592	1.197	1.219	1.124	1.169	16.171
Total ENDE		5.009	4.356	4.877	4.251	5.089	5.106	5.474	5.245	4.921	5.043	4.810	4.993	59.173
TARIJA	TAJ115	18.583	16.718	18.359	17.561	17.974	17.562	18.498	18.494	18.219	19.147	18.615	18.998	218.729
VILLAMONTES	YAG069	3.334	2.899	2.753	2.534	2.420	2.298	2.326	2.405	2.548	3.036	3.586	3.353	33.492
YACUIBA	YAG069	7.472	6.565	6.443	5.854	5.850	5.671	5.871	5.928	5.999	7.007	7.703	7.660	78.023
Total SETAR		29.389	26.183	27.555	25.948	26.244	25.530	26.696	26.828	26.767	29.190	29.905	30.010	330.244
YUCUMO	YUC115	294	264	308	307	281	309	293	299	315	389	320	320	3.700
SAN BORJA	SBO115	995	901	1.019	952	952	865	876	911	1.060	1.061	1.139	1.005	11.739
SAN IGNACIO DE MOXOS	MOX115	1.213	1.103	1.200	1.188	1.153	1.086	1.116	1.112	1.301	1.311	1.299	1.239	14.320
TRINIDAD	TRI115	11.304	10.045	11.253	11.040	10.329	9.492	9.563	9.733	12.166	12.341	10.539	11.247	129.052
SAN BUENAVENTURA	SBU115	1.268	1.120	1.247	1.243	1.226	1.134	1.176	1.236	1.405	1.421	1.404	1.331	15.213
Total ENDE DELBENI		15.075	13.433	15.028	14.730	13.942	12.887	13.024	13.292	16.247	16.522	14.702	15.142	174.024
EMDEECRUZ	WAR115	1.219	1.261	1.294	1.395	1.383	1.125	1.159	1.695	1.520	1.080	1.462	1.780	16.373
EMVINTO	VIN069	3.497	2.667	3.532	4.674	3.793	3.698	3.502	3.133	3.930	3.682	3.408	3.796	43.310
COBOCE	IRP115	5.667	5.274	3.341	6.078	6.956	8.046	5.663	6.603	5.508	6.592	4.367	7.663	71.759
EMSC	LIT230	30.896	23.265	31.458	31.725	32.775	32.463	33.699	19.506	22.735	27.754	28.978	30.407	345.661
RETIROS ENDE PARA YLB	SAL115	2.071	1.863	1.636	2.019	2.508	1.979	2.111	2.076	2.084	1.888	1.105	2.782	24.123
TOTAL RETIROS		766.879	710.751	765.138	754.872	760.926	724.132	744.318	753.843	772.807	790.247	735.555	799.525	9.078.997

(1) Ingreso en operación comercial de los excedentes de Central Aquái (Julio 2019).

(2) Ingreso en operación comercial de Central Hidroeléctrica San José II (Abril 2019).

(3) Ingreso en operación comercial de las líneas Carrasco - Entre Ríos II 230 kV y Entre Rí

POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2019

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
Guaracachi	GCH069	231,9	223,6	210,1	207,7	309,5	284,1	238,5	240,3	276,2	268,9	295,3	307,5	309,5
Santa Cruz	GCH069	38,1	38,9	40,0	40,7	41,2	40,2	19,3	37,7	39,0	36,1	38,1	39,9	41,2
Santa Cruz (UNAGRO)	WAR115	14,2	-	-	-	-	15,4	16,3	16,2	16,8	17,3	16,6	14,7	17,3
Aguafí (1)	WAR115	-	-	-	-	-	-	7,4	6,2	5,5	5,6	5,4	5,4	7,4
Santa Cruz (EASBA)	SBU115	-	-	-	-	-	-	-	6,1	7,2	-	-	-	7,2
Aranjuez	ARJ069	22,1	10,4	22,9	21,3	22,2	27,8	22,2	26,0	18,1	18,6	24,0	25,4	27,8
Karachipampa	KAR069	-	-	-	-	-	(0,0)	(0,0)	-	-	(0,0)	-	(0,0)	-
San Jacinto	TAJ115	6,8	7,2	7,5	7,5	6,9	6,9	6,9	7,2	6,8	6,9	6,7	6,8	7,5
Yunchará	TAJ115	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,6	5,0	4,6	4,6	4,5	5,0
Uyuni	SUY230	57,9	57,2	59,0	59,7	58,4	56,9	58,1	58,8	59,6	59,3	56,2	58,6	59,7
Sistema Zongo	KEN115	127,7	127,3	129,0	126,9	110,2	114,0	108,1	102,6	108,5	122,0	119,5	123,4	129,0
Kenko	KEN115	(0,0)	(0,0)	13,8	16,5	16,3	16,3	16,3	16,5	16,2	-	-	-	16,5
Huaji	HUA115	20,0	12,4	18,6	18,7	94,8	19,9	17,2	17,4	16,4	21,9	29,1	25,5	94,8
Cumbre	CUM115	41,3	53,0	46,5	42,5	29,2	23,2	26,7	19,5	26,4	37,2	38,7	41,9	53,0
Sistema Miguillas	VIN069	19,0	19,2	18,7	19,3	18,9	18,7	19,5	18,7	18,8	18,9	19,1	18,7	19,5
Corani	COR115	66,8	64,2	63,6	64,2	64,6	64,1	71,3	63,5	67,4	65,1	64,6	61,2	71,3
Santa Isabel	SIS115	92,6	89,7	72,4	73,9	88,1	83,9	83,5	84,0	85,0	87,5	84,2	84,4	92,6
San José I	MGO230	55,3	53,9	53,4	118,7	58,6	52,3	52,2	54,0	52,1	54,2	53,2	53,4	118,7
San José II (2)	MGO230	-	-	-	64,8	67,1	64,1	64,2	67,1	67,5	66,2	65,8	66,4	67,5
Qollpana (Fase I)	ARO115	3,0	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,2	3,1	3,2	3,2	3,2	3,1	3,2
Qollpana (Fase II)	ARO115	24,3	23,4	23,6	21,8	23,6	23,3	23,7	23,8	24,1	24,1	23,0	23,9	24,3
Carrasco	CAR230	117,4	120,4	119,1	122,0	53,6	22,4	15,5	89,6	22,6	22,0	22,9	52,5	122,0
Valle Hermoso	VHE115	69,5	78,0	106,7	92,5	113,9	117,4	115,4	111,4	108,7	105,8	108,1	111,3	117,4
El Alto	KEN115	47,3	47,8	48,5	48,5	49,0	16,6	16,6	16,6	17,5	16,4	18,2	16,4	49,0
Bulo Bulo	CAR230	115,7	115,8	114,6	114,9	119,0	117,8	121,2	119,2	118,0	68,6	37,0	108,8	121,2
Sistema Taquesi	CHS115	83,2	84,6	82,5	83,4	82,2	80,4	64,1	78,3	80,5	85,3	80,6	80,8	85,3
Sistema Yura	PUN069	15,6	16,6	17,2	17,1	17,1	17,1	17,2	17,0	17,1	16,6	16,8	17,0	17,2
Kanata	ARO115	-	-	-	6,9	-	-	-	-	-	-	-	-	6,9
Kanata	VHE115	7,0	7,0	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,8	6,9	6,9	7,0
Guabirá Energía	WAR115	-	-	-	-	-	20,4	20,4	20,5	20,4	20,4	10,4	-	20,5
Quehata	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	1,9
Entre Ríos	CAR230	31,1	66,6	101,3	51,4	52,4	(0,6)	(0,5)	47,9	-	-	-	-	101,3
Entre Ríos (3)	ERI230	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,3)	(0,2)	45,8	23,6	45,8
Entre Ríos (4)	ERD230	-	-	-	-	-	-	-	-	137,4	143,8	125,1	82,2	143,8
Del Sur	YAG230	160,5	163,5	167,6	168,1	171,6	243,7	261,5	248,5	250,6	246,6	235,1	121,7	261,5
Warnes	WAR230	211,5	198,7	166,6	206,7	208,3	203,0	239,7	233,3	242,7	250,4	307,6	269,0	307,6
Moxos	TRI115	17,0	22,1	20,7	15,5	15,6	14,8	15,0	16,5	18,8	22,5	8,9	17,9	22,5
San Borja	SBO115	-	1,1	-	-	-	1,2	-	-	-	0,5	-	-	1,2
Rurrenabaque	SBU115	-	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	1,0
Yucumo	YUC115	-	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3
Santa Ana de Yacuma	MOX115	0,6	0,9	0,9	1,1	0,9	-	0,8	-	1,3	1,3	1,2	1,4	1,4
San Ignacio de Moxos	MOX115	-	0,4	-	-	-	0,4	-	-	-	0,7	-	0,6	0,7
Misicuni	ARO115	-	-	-	107,1	-	-	-	-	-	-	-	-	107,1
Misicuni	VHE115	108,1	107,2	107,7	107,7	109,0	109,5	109,3	109,2	108,9	108,7	108,2	108,2	109,5
Solar Oruro (5)	ORU115	-	-	-	-	-	-	-	-	40,7	44,1	43,8	48,3	48,3
RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
CRE - Guaracachi	GCH069	328,24	324,80	306,35	291,86	330,43	309,43	256,81	278,85	330,63	324,58	359,11	342,41	359,11
CRE - Urubó	URU069	135,22	152,60	143,82	173,99	81,13	67,92	78,02	102,73	121,50	117,58	145,96	109,59	173,99
CRE - Urubó (6)	URU115	0,00	0,00	11,98	35,83	25,46	20,03	17,38	30,49	29,02	21,09	23,20	25,49	35,83
CRE - Arboleda	ARB115	34,74	44,72	43,83	49,56	35,18	21,85	19,84	28,82	36,96	27,44	35,91	38,18	49,56
CRE - Warnes	WAR115	74,18	70,84	72,34	68,39	71,83	77,11	87,81	95,27	95,24	93,40	103,72	86,88	103,72
CRE - Brechas	BRE069	41,72	45,12	41,74	88,03	28,21	37,84	31,30	42,28	39,26	38,45	45,80	35,29	88,03
CRE - Brechas	BRE115	42,34	32,08	30,08	31,02	63,60	30,68	25,43	52,67	35,11	35,19	37,58	38,53	63,60
CRE - Los Troncos - 115	TRN115	6,35	7,22	7,19	6,82	7,10	5,91	0,00	7,50	7,88	8,10	6,66	6,71	8,10
CRE - Los Troncos Las Misiones - 115	TRN115	3,88	4,14	4,14	4,13	4,09	3,80	0,00	4,35	4,64	4,88	4,44	4,69	4,88
CRE - Yapacaní (7)	YAP230	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,12	7,12
DELAPAZ - Kenko	KEN115	205,46	202,31	218,36	221,38	210,09	210,37	213,80	213,58	243,47	202,66	185,04	184,78	243,47
DELAPAZ - Cumbre	CUM115	110,88	113,41	104,55	116,44	119,69	121,35	116,46	119,50	125,10	116,31	109,33	105,85	125,10
DELAPAZ - Chusipata	CHS115	4,29	4,14	4,28	4,42	4,17	4,67	4,25	4,33	4,35	4,58	4,54	4,68	4,68
DELAPAZ - Caranavi	CRN115	9,41	9,67	9,55	9,41	9,74	9,73	9,98	10,03	10,59	10,98	10,63	9,94	10,98
DELAPAZ - Palca	PCA115	0,63	0,59	0,67	0,76	0,72	0,74	0,74	0,77	0,78	0,86	0,88	0,88	0,88
DELAPAZ - San Buenaventura	SBU115	1,16	1,25	1,18	1,18	1,17	1,12	2,52	2,56	2,34	1,87	1,44	1,15	2,56

POTENCIAS MÁXIMAS EN NODOS DEL STI (MW) - AÑO 2019 (Continuación)

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
DELAPAZ - Contorno Bajo	MAZ230	6,44	6,51	6,82	7,49	7,43	7,94	7,87	7,73	7,65	29,92	26,53	38,30	38,30
DELAPAZ - Choquetanga (8)	VIN069	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,11	0,12	0,12
ELFEC - Arocagua	ARO115	93,04	93,76	95,32	143,80	105,19	115,10	101,68	101,53	96,95	96,11	104,14	105,20	143,80
ELFEC - Valle Hermoso	VHE115	99,79	96,84	96,63	124,89	104,15	100,91	103,80	107,16	119,97	136,30	124,20	137,47	137,47
ELFEC - Coboco	CBC115	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
ELFEC - Irpa Irpa	IRP115	3,40	3,57	3,63	3,69	3,70	3,94	3,80	4,21	4,66	4,25	3,81	3,98	4,66
ELFEC - Chimoré	CHI230	8,74	9,24	8,93	14,08	11,27	8,83	8,48	9,47	9,67	10,28	9,57	8,35	14,08
ELFEC - San José	SJO115	0,25	0,43	0,56	0,47	0,37	0,57	0,72	0,66	0,79	0,70	0,59	0,51	0,79
ELFEC - Paracaya	PAY115	14,09	12,86	14,46	17,05	14,30	14,74	15,95	15,23	16,35	16,77	16,09	17,15	17,15
ELFEC - Carrasco	CAR230	6,57	5,69	7,30	5,43	5,55	5,34	5,05	5,44	6,95	6,49	5,73	5,49	7,30
ELFEC - Gollpana	QOLL115	3,96	4,51	4,02	4,23	4,33	4,24	4,70	4,35	4,67	4,65	4,78	4,11	4,78
ELFEC - Villa Tunari	VTU230	5,34	5,44	6,88	6,99	6,62	5,42	5,31	5,65	6,82	6,04	5,61	4,96	6,99
ELFEC - Santiváñez	SANI115	3,15	3,03	3,32	8,15	7,33	5,27	8,72	3,53	3,52	3,47	2,63	3,36	8,72
ENDE DEORURO - Vinto	VIN069	61,09	60,42	61,08	62,23	63,84	67,16	66,92	64,42	63,13	62,83	61,17	63,13	67,16
ENDE DEORURO - Vinto	VIN115	6,60	6,02	5,32	11,12	16,65	2,80	4,42	3,74	0,20	0,18	0,19	0,18	16,65
ENDE DEORURO - Catavi	CAT069	22,53	22,28	21,50	25,33	23,41	23,56	23,88	24,70	23,25	23,76	22,34	20,58	25,33
ENDE DEORURO - Jeruyo (9)	JER115	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,73	6,02	12,10	6,16	6,20	5,54	5,88	13,73
ENDE DEORURO - Lucianita (10)	LUC115	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,15	5,82	5,92	3,53	5,92
CESSA - Aranjuez	ARJ069	33,00	33,21	33,02	33,28	34,56	34,59	34,41	34,43	34,34	34,60	27,73	29,15	34,60
CESSA - Mariaca	MAR069	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
CESSA - Sucre - Fancesa	SUC069	15,70	15,53	15,66	15,46	15,65	15,65	15,46	15,29	15,44	14,94	15,19	15,76	15,76
CESSA - Sucre 115	SUC115	5,30	5,51	5,49	5,53	5,95	6,16	6,46	6,47	13,39	13,85	13,25	14,35	14,35
SEPSA - Potosí	POT069	14,95	15,10	14,67	14,95	17,13	16,27	16,79	15,57	15,31	14,45	15,28	14,93	17,13
SEPSA - Potosí	POT115	32,40	33,28	33,45	34,62	35,65	38,45	37,75	35,94	35,91	34,23	34,40	35,65	38,45
SEPSA - Punutuma	PUN069	5,29	5,50	5,64	5,43	5,22	5,14	4,86	5,04	4,93	5,18	5,09	4,96	5,64
SEPSA - Atocha	ATO069	12,68	13,14	13,20	6,70	7,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,20
SEPSA - Don Diego	DDI069	5,56	5,71	5,88	5,80	5,98	5,89	5,74	5,93	6,14	5,98	5,90	5,79	6,14
SEPSA - Ocurí	OCU115	1,67	1,91	1,94	2,02	2,19	2,08	2,12	2,02	2,13	2,24	2,12	1,99	2,24
SEPSA - Sacaca	SAC115	1,14	1,19	1,40	1,45	1,44	1,49	1,53	1,54	1,51	1,55	1,48	1,34	1,55
SEPSA - Karachipampa	KAR069	0,41	0,40	0,32	0,36	0,38	0,37	0,38	0,36	0,45	0,33	0,32	0,29	0,45
SEPSA - Lípez	PUN230	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
SEPSA - Lípez	UYU230	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
SEPSA - Lípez	LIT230	0,84	0,83	0,88	0,81	0,86	1,01	1,12	1,05	1,13	1,01	0,94	0,95	1,13
SEPSA - Torre Huayco (11)	THU69	0,00	0,00	6,42	7,83	7,69	8,13	8,01	7,98	8,01	7,99	8,12	7,45	8,13
SEPSA - Portugalete (9)	PDR69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,92	3,92	4,05	3,93	3,76	3,82	3,61	4,05
SEPSA - Chilcobia (9)	CHL69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,73	0,98	1,06	1,04	0,87	1,06	1,08	1,08
SEPSA - Telamayu (9)	TEL69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69	2,84	2,51	2,68	2,65	2,89	2,70	2,89
ENDE - Las Carreras	LCA230	6,37	6,39	6,40	6,36	6,46	6,60	6,55	6,64	6,74	6,69	6,68	6,77	6,77
ENDE - Tazna	PUN069	1,05	1,91	0,92	0,86	0,98	0,87	0,96	2,36	0,70	0,89	1,00	1,03	2,36
ENDE - Uyuni	PUN230	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
ENDE - Uyuni	UYU230	3,14	2,93	2,93	3,01	3,50	3,50	3,74	3,81	2,94	2,77	2,76	2,91	3,81
SETAR - Tarija	TAJ115	37,48	36,56	37,99	36,13	36,60	36,91	38,26	37,69	38,11	37,79	38,24	37,34	38,26
SETAR - Villa Montes	YAG069	6,95	6,99	6,77	5,86	5,17	5,06	4,98	5,78	6,55	7,59	7,62	6,83	7,62
SETAR - Yácuiba	YAG069	16,16	16,20	15,38	13,57	12,10	12,41	12,55	13,84	15,72	17,10	17,35	16,37	17,35
ENDE DELBENI - Yucumo	YUC115	1,65	1,04	2,42	2,21	0,96	2,59	2,15	2,01	2,92	2,87	2,74	2,47	2,92
ENDE DELBENI - San Borja	SBO115	2,06	2,22	2,08	2,09	2,13	1,99	2,01	2,09	2,29	2,41	2,35	2,18	2,41
ENDE DELBENI - San Ignacio de Moxos	MOX115	2,61	2,74	2,52	2,56	2,61	2,54	2,71	2,63	2,87	2,84	2,83	2,80	2,87
ENDE DELBENI - Trinidad	TRI115	22,97	22,15	21,84	22,77	23,04	21,34	21,38	22,92	26,30	26,03	24,61	23,24	26,30
ENDE DELBENI - San Buenaventura	SBU115	2,63	2,80	2,63	2,73	2,69	2,59	2,63	2,81	3,10	2,97	2,99	2,85	3,10
EMDEECRUZ	WAR115	4,06	3,94	4,09	3,88	4,02	3,40	3,70	3,64	3,80	3,92	4,12	4,32	4,32
EMVINTO	VIN069	5,81	5,80	6,19	8,71	5,66	5,64	5,76	5,01	7,49	5,70	5,75	6,38	8,71
COBOCE	IRP115	11,17	11,02	10,67	12,51	14,33	14,67	11,77	11,92	11,35	11,67	11,18	14,69	14,69
EMSC	LIT230	49,36	47,33	49,28	48,79	49,82	50,70	51,63	51,33	47,84	47,36	46,28	45,53	51,63
RETIRO ENDE PARA YLB	SAL115	3,80	3,60	3,67	3,90	3,95	3,68	3,67	3,64	3,73	3,70	3,97	4,17	4,17

(1) Ingreso en operación comercial de Central Aguaí (Julio 2019).

(2) Ingreso en operación comercial de Central Hidroeléctrica San José II (Abril 2019).

(3) Ingreso en operación comercial de las líneas Carrasco - Entre Ríos II 230 kV y Entre Ríos II 230 kV (Marzo 2019).

(4) Ingreso en operación comercial de los Ciclos Combinados CCR130 y CCR140 (Septiembre 2019 y diciembre 2019).

(5) Ingreso en operación comercial de la Planta Solar Urubó (Septiembre 2019).

(6) Ingreso en operación comercial del Transformador Urubó 230/115 kV (Marzo 2019).

(7) Ingreso en operación comercial de las líneas Carrasco - Yapacaní 230 kV, Yapacaní - Bélgica 230 kV (Diciembre 2019).

(8) Incorporación de la demanda en Subestación Choquetanta para DELAPAZ (Octubre 2019).

(9) Ingreso de los nodos de retiro Jeruyo 115 kV, Telamayu 69 kV, Portugalete 69 kV, Chilcobia 69 kV (Junio 2019).

(10) Ingreso del punto de retiro en Subestación Lucianita (Septiembre 2019).

(11) Ingreso en operación comercial del Autotransformador Torre Huayco 230/69 kV y la demanda en Torre Huayco 69 kV (Marzo 2019).

POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2019

INYECCIONES	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Guaracachi	GCH069	203,4	217,6	90,6	199,7	254,0	251,0	207,1	166,6	224,1	165,3	247,6	275,1
Santa Cruz	GCH069	36,3	34,8	36,5	36,7	22,3	30,6	(0,1)	12,0	11,2	(0,1)	25,7	36,5
Santa Cruz (UNAGRO)	WAR115	13,5	-	-	-	-	-	14,6	12,8	15,2	13,5	14,2	-
Aguáí (1)	WAR115	-	-	-	-	-	-	6,1	5,5	5,5	5,5	5,4	5,4
Santa Cruz (EASBA)	SBU115	-	-	-	-	-	-	-	3,8	4,0	-	-	-
Aranjuez	ARI069	10,1	9,7	5,4	15,8	16,0	15,7	16,4	15,9	16,3	15,5	16,1	16,4
Karachipampa	KAR069	(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 Jacinto	TAJ115	6,7	7,1	6,8	7,2	6,9	6,9	6,9	6,8	6,8	6,8	3,3	6,5
Yunchará	TAJ115	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	-	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
Uyuni	SUY230	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,2)	(0,1)	(0,2)	(0,1)	(0,2)	(0,1)	(0,2)	(0,2)
Sistema Zongo	KEN115	104,6	116,9	100,6	109,8	105,1	94,8	87,2	82,0	98,6	108,2	108,0	117,8
Kenko	KEN115	(0,0)	(0,0)	13,4	1,0	6,7	(0,0)	15,9	15,6	(0,1)	-	-	-
Huaji	HUA115	2,6	5,4	4,6	4,7	8,4	5,9	14,8	4,6	-	4,0	11,7	10,0
Cumbre	CUM115	23,3	28,3	21,1	18,0	22,5	13,7	11,0	6,5	11,9	20,7	25,4	28,1
Sistema Miguillas	VIN069	17,9	18,6	7,0	18,6	18,6	18,5	18,4	17,8	18,6	18,6	0,4	9,6
Corani	COR115	53,0	44,5	54,9	41,3	45,8	44,1	53,0	51,3	51,8	54,5	55,9	48,7
Santa Isabel	SIS115	79,0	63,0	68,0	71,7	65,8	75,0	75,3	83,2	77,9	80,4	79,5	80,9
San José I	MGQ230	48,9	49,7	49,0	49,4	48,1	50,0	46,9	40,2	40,5	47,2	40,4	51,0
San José II (2)	MGQ230	-	-	-	60,1	59,8	62,9	52,8	47,2	51,1	40,0	56,3	61,3
Collpana (Fase I)	ARO115	0,7	1,4	2,4	2,0	2,7	2,9	2,9	3,0	2,9	2,4	2,1	-
Collpana (Fase II)	ARO115	2,8	1,3	10,5	2,3	5,5	12,6	22,3	6,1	18,6	2,0	1,7	(0,1)
Carrasco	CAR230	109,5	115,9	113,7	113,2	13,7	(0,4)	(0,2)	13,6	(0,2)	(0,3)	(0,3)	15,8
Valle Hermoso	VHE115	65,2	77,1	64,0	49,2	102,7	104,8	104,0	100,8	101,8	75,1	104,7	103,8
El Alto	KEN115	43,1	45,0	43,1	43,6	44,8	16,2	16,0	16,1	16,0	15,7	(0,1)	15,7
Bulo Bulo	CAR230	70,4	108,8	106,4	110,0	111,0	112,0	112,5	113,0	70,9	36,0	(0,2)	37,1
Sistema Taquesi	CHS115	79,4	79,9	78,6	78,7	66,6	64,0	24,4	56,5	80,2	80,7	78,1	80,1
Sistema Yura	PUN069	14,5	13,2	16,7	16,8	14,8	11,9	16,7	16,5	16,3	15,8	16,1	16,0
Kanata	ARO115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kanata	VHE115	6,8	6,8	6,7	6,8	6,6	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,7
Guabirá Energía	WAR115	-	-	-	-	-	19,6	18,9	19,9	19,4	19,1	8,3	-
Quehata	VIN069	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Entre Ríos	CAR230	27,4	65,2	99,1	15,5	(0,5)	(0,8)	(0,9)	31,7	-	-	-	-
Entre Ríos (3)	ERI230	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,6)	(3,4)	(0,2)	(0,2)
Entre Ríos (4)	ERD230	-	-	-	-	-	-	-	-	117,7	119,1	117,7	58,6
Del Sur	YAG230	138,6	139,6	158,4	150,8	156,3	139,8	194,1	218,4	220,9	217,7	108,0	113,3
Warne	WAR230	189,7	152,1	155,9	153,9	151,5	194,8	166,8	181,5	111,7	228,6	260,8	165,6
Moxos	TRI115	14,5	13,7	13,4	13,5	14,3	13,2	14,4	14,1	17,3	16,1	7,4	5,0
San Borja	SB0115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rurenabaque	SBU115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yucumo	YUC115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Santa Ana de Yacuma	MOX115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Ignacio de Moxos	MOX115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Misicuni	ARO115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Misicuni	VHE115	107,3	71,5	106,8	98,9	103,6	94,6	105,9	98,2	99,6	90,0	62,7	106,0
Solar Oruro (5)	ORU115	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,3)	(0,1)	(0,1)	(0,1)
TOTAL INYECCIONES		1.471,0	1.488,7	1.435,2	1.490,8	1.475,2	1.462,6	1.432,6	1.469,7	1.533,1	1.503,0	1.465,3	1.472,5

- (1) Ingreso en operación comercial de los excedentes de Central Aguáí (Julio 2019).
(2) Ingreso en operación comercial de Central Hidroeléctrica San José II (Abril 2019).
(3) Ingreso en operación comercial de las líneas Carrasco - Entre Ríos II 230 kV y Entre Ríos - Entre Ríos II 230 kV (Marzo 2019).
(4) Ingreso en operación comercial de los Ciclos Combinados CCER130 y CCER140 (septiembre 2019 y diciembre 2019).
(5) Ingreso en operación comercial de la Planta Solar Oruro (Septiembre 2019).

Transformador de Potencia 21AT1 Subestación Plan Tres Mil - CRE



POTENCIAS COINCIDENTALES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA EN EL STI (MW) - AÑO 2019 (Continuación)

RETIROS	NODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CRE - Guaracachi	GCH069	301,7	307,4	222,5	285,8	304,5	292,5	253,4	239,3	277,1	239,3	316,7	324,1
CRE - Urubó	URU069	92,6	86,1	126,7	70,5	56,7	20,8	59,2	85,6	64,0	98,7	61,7	28,7
CRE - Urubó (6)	URU115	-	-	-	30,2	-	14,5	15,0	23,6	21,3	15,4	17,5	14,5
CRE - Arboleda	ARB115	29,2	38,8	41,6	38,3	31,1	14,1	8,4	25,6	19,5	20,8	18,9	27,2
CRE - Warnes	WAR115	73,9	68,6	61,9	64,9	69,4	68,1	83,9	76,9	92,8	91,6	95,4	78,0
CRE - Brechas	BRE069	32,0	28,0	38,5	25,2	20,2	36,3	27,2	40,6	23,6	34,6	26,7	11,0
CRE - Brechas	BRE115	28,6	31,8	28,7	30,2	32,2	20,0	24,8	24,0	34,2	32,2	37,1	34,9
CRE - Los Troncos - 115	TRN115	4,9	5,7	5,2	5,4	5,4	4,8	-	4,8	5,1	4,9	5,1	5,2
CRE - Los Troncos Las Misiones - 115	TRN115	3,7	4,1	4,0	4,1	4,1	3,7	-	4,3	4,5	4,3	4,4	4,2
CRE - Yapacaní (7)	YAP230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DELAPAZ - Kenko	KEN115	189,8	197,4	194,0	190,5	201,6	206,0	210,3	200,3	195,4	184,6	160,1	184,0
DELAPAZ - Cumbre	CUM115	96,2	97,6	97,9	114,1	100,8	116,0	107,4	112,9	118,8	107,8	93,6	98,6
DELAPAZ - Chuspipata	CHS115	4,1	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,0	4,2	4,3	4,5	4,3	4,1
DELAPAZ - Caranavi	CRN115	8,9	9,3	9,2	9,2	9,2	9,5	9,5	9,8	10,4	10,2	10,4	9,6
DELAPAZ - Palca	PCA115	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6
DELAPAZ - San Buenaventura	SBU115	1,0	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	1,2	1,0	1,0	1,4	1,1	1,0
DELAPAZ - Contorno Bajo	MAZ230	5,4	6,0	5,9	6,6	7,0	6,9	7,3	7,7	7,5	29,8	13,2	36,8
DELAPAZ - Choquetanga (8)	VINO69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
ELFEC - Arocagua	ARO115	60,3	59,8	56,8	60,8	60,8	64,8	63,9	61,1	63,1	61,0	56,6	59,5
ELFEC - Valle Hermoso	VHE115	0,6	0,7	1,4	2,5	9,8	0,9	0,9	3,2	0,1	0,1	0,1	0,1
ELFEC - Coboco	CBC115	20,4	18,6	19,1	22,5	21,0	21,8	20,8	22,6	21,5	22,3	19,3	17,2
ELFEC - Irpa Irapa	IRP115	-	-	-	-	-	4,6	0,7	5,2	5,3	1,0	0,5	1,0
ELFEC - Chimoré	CHI230	-	-	-	-	-	-	-	-	3,5	4,2	3,7	1,5
ELFEC - San José	SJO 115	92,6	93,2	94,0	86,3	94,6	94,1	88,0	88,5	84,9	93,7	83,1	59,0
ELFEC - Paracaya	PAY 115	90,6	94,6	93,9	101,0	100,6	100,7	100,0	107,2	120,0	97,3	105,9	136,7
ELFEC - Carrasco	CAR230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELFEC - Qollpana	QOLL115	3,1	3,2	3,2	3,5	3,6	3,3	3,3	4,1	4,1	4,0	3,0	3,7
ELFEC - Villa Tunari	VTU230	8,6	7,6	8,8	14,1	7,1	8,7	8,5	9,5	9,6	8,5	7,1	7,2
ELFEC - Santiváñez	SAN115	-	0,3	-	-	-	0,0	0,0	-	-	0,0	-	-
ENDE DEORURO - Vinto	VINO69	13,4	12,2	14,5	13,1	13,6	13,5	15,5	14,9	15,4	15,0	13,8	13,3
ENDE DEORURO - Vinto	VIN115	5,2	5,3	5,2	-	5,4	5,3	4,9	5,4	4,9	5,6	4,5	4,2
ENDE DEORURO - Catavi	CAT069	3,7	3,8	3,8	4,1	4,2	4,2	2,3	4,3	4,3	4,4	4,0	4,0
ENDE DEORURO - Jeruyo (9)	JER115	4,9	5,3	5,0	7,0	6,4	4,9	5,0	5,4	5,7	5,5	4,8	4,6
ENDE DEORURO - Lucanita (10)	LUC115	1,4	1,4	1,6	1,8	2,0	1,9	1,9	1,7	2,0	1,8	1,5	2,3
CESSA - Aranjuez	ARJ069	32,1	32,1	31,7	32,5	32,6	33,8	32,8	33,9	28,5	28,3	27,0	26,9
CESSA - Mariaca	MAR069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESSA - Sucre - Fancesa	SUC069	14,9	14,9	15,0	11,1	15,2	15,0	9,7	15,0	9,5	8,3	12,3	14,6
CESSA - Sucre 115	SUC115	4,9	5,3	5,0	5,4	5,8	6,0	6,1	6,3	13,3	13,7	13,0	12,7
SEPSA - Potosí	POT069	13,5	12,5	12,2	12,0	15,4	15,2	13,5	14,5	14,7	13,4	12,3	13,8
SEPSA - Potosí	POT115	30,9	29,3	29,8	32,6	34,9	38,0	36,4	34,9	33,3	34,0	32,6	34,5
SEPSA - Punutuma	PUN069	4,9	2,4	2,9	4,8	4,7	4,0	4,3	4,6	4,2	4,9	5,1	4,6
SEPSA - Atocha	ATO069	12,4	13,0	12,3	5,3	5,3	-	-	-	-	-	-	-
SEPSA - Don Diego	DDI069	5,3	5,4	5,2	5,8	4,3	5,5	5,5	5,4	5,6	5,5	5,5	5,6
SEPSA - Ocurí	OCU115	1,5	1,6	1,5	1,7	2,0	2,0	2,0	1,9	2,1	2,1	2,0	1,2
SEPSA - Sacaca	SAC115	0,9	1,1	0,9	1,4	1,4	1,3	0,9	1,4	1,5	1,4	1,4	1,2
SEPSA - Karachipampa	KAR069	0,2	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1	0,1
SEPSA - Lípez	PUN230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SEPSA - Lípez	UYU230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SEPSA - Lípez	LIT230	0,8	0,6	0,7	0,7	0,7	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9
SEPSA - Torre Huayco (11)	THU069	-	-	-	7,5	6,7	7,3	7,7	7,9	7,7	7,0	7,0	7,2
SEPSA - Portugalete (9)	POR069	-	-	-	-	-	3,4	3,6	3,5	3,3	3,2	3,3	3,2
SEPSA - Chilcobia (9)	CHL069	-	-	-	-	-	0,2	0,6	0,3	0,4	0,2	0,4	0,6
SEPSA - Telamayo (9)	TEL069	-	-	-	-	-	1,8	2,1	1,6	1,7	1,5	1,4	1,7
ENDE - Las Carreras	LCA230	5,8	5,8	4,9	4,7	6,3	6,6	6,2	6,3	6,4	6,6	6,5	2,8
ENDE - Tazna	PUN069	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
ENDE - Uyuni	PUN230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENDE - Uyuni	UYU230	2,7	2,6	2,6	2,8	2,9	3,4	3,4	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6
SETAR - Tarija	TAJ115	36,9	36,1	34,8	33,1	35,7	35,2	35,9	37,7	37,7	37,7	37,8	35,6
SETAR - Villa Montes	YAG069	6,9	6,8	5,1	5,6	4,8	5,0	4,6	5,8	5,6	6,1	7,2	6,2
SETAR - Yacuiba	YAG069	16,0	16,1	11,8	12,2	11,4	12,2	11,3	13,8	12,9	14,1	17,0	14,1
ENDE DELBENI - Yucumo	YUC115	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
ENDE DELBENI - San Borja	SBO115	1,9	2,1	2,0	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,2	2,2	2,3	1,8
ENDE DELBENI - San Ignacio de Moxos	MOX115	2,3	2,5	2,4	2,3	2,6	2,4	2,7	2,5	2,7	2,6	2,6	2,2
ENDE DELBENI - Trinidad	TRI115	20,8	20,6	21,2	21,7	22,4	20,4	21,2	22,5	24,2	22,4	19,5	19,0
ENDE DELBENI - San Buenaventura	SBU115	2,4	2,7	2,6	2,7	2,6	2,5	2,6	2,7	3,0	2,9	2,9	2,5
EMDEECRUZ	WAR115	1,0	2,9	2,7	2,9	1,2	1,3	2,8	3,0	3,1	1,1	3,3	3,4
EMVINTO	VINO69	3,2	4,9	4,1	5,9	5,2	5,4	4,4	4,3	6,4	5,0	3,6	4,8
COBOCE	IRP115	6,4	9,4	6,4	8,2	10,9	9,5	5,5	7,8	4,7	3,6	1,9	8,5
EMSC	LIT230	47,0	44,4	43,3	46,1	40,0	47,2	48,7	2,7	44,7	39,7	39,5	42,1
RETIRO ENDE PARA YLB	SAL115	3,4	3,4	0,4	2,0	3,2	3,4	3,3	3,3	3,4	1,0	1,2	4,1
MÁXIMA		1.457,2	1.471,4	1.411,0	1.471,4	1.458,0	1.439,1	1.409,2	1.444,1	1.512,3	1.478,0	1.447,1	1.455,7
Día		25	22	08	15	08	12	22	29	19	10	20	10
Hora		20:00	20:00	19:45	19:30	19:15	19:15	19:15	19:30	19:45	20:00	20:45	20:15

(6) Ingreso en operación comercial del Transformador Urubó 230/115 KV (Marzo 2019)

(7) Ingreso en operación comercial de las líneas Carrasco - Yapacaní 230 KV, Yapacaní - Bélgica 230 KV (Diciembre 2019).

(8) Incorporación de la demanda en Subestación Choquetanga para DELAPAZ (Octubre 2019).

(9) Ingreso de los niveles de retiro Jeruyo 115 KV, Telamayo 69 KV, Portugalete 69 KV, Chilcobia 69 KV (Junio 2019).

(10) Ingreso del punto de retiro en Subestación Lucanita (Septiembre 2019).

(11) Ingreso en operación comercial del Autotransformador Torre Huayco 230/69 KV y la demanda en Torre Huayco 69 KV (Marzo 2019).

CURVA DE CARGA EN DÍA DE MÁXIMA DEMANDA (MW)
JUEVES 19 DE SEPTIEMBRE 2019



POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2019

Componente	Capacidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
Líneas de Transmisión														
Arboleda - Urubó	142,5	74,5	96,6	96,0	93,9	59,0	60,0	48,6	97,6	90,3	76,2	95,9	95,0	97,6
Arboleda - Carrasco	142,5	31,2	22,7	6,5	12,8	32,4	64,6	51,7	56,9	51,4	61,2	38,5	65,2	65,2
Arcoguá - V. Hermoso	74	32,5	24,6	24,0	30,2	23,3	25,7	28,7	30,3	25,9	35,2	26,5	23,3	35,2
Arcoguá - V. Hermoso II	74	34,0	25,6	27,5	31,6	27,1	31,0	30,4	32,2	27,0	37,4	27,7	24,5	37,4
Bélgica - Carrasco	130	46,8	40,5	19,4	45,0	51,4	104,2	70,0	105,3	74,1	83,3	65,0	62,9	105,3
Bélgica - Guaracachi	142,5	98,4	113,8	109,9	105,1	61,9	51,0	66,5	84,0	102,1	89,6	110,6	83,7	113,8
Bélgica - Warnes I	275	19,4	57,6	59,3	22,8	38,0	32,6	20,9	25,6	25,4	25,6	32,7	21,8	59,3
Bélgica - Warnes II	275	-	-	-	91,4	52,5	32,3	20,8	25,8	25,7	25,2	32,5	21,6	91,4
Bélgica - Yapacani	130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87,2	87,2
Brechas - Warnes I	163,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Brechas - Warnes II	163,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Carrasco - Arboleda	142,5	108,1	143,2	139,1	139,4	88,6	60,8	54,9	127,5	129,3	104,9	135,3	136,8	143,2
Carrasco - Chimore	130	115,9	112,4	73,6	96,4	106,1	132,4	137,1	137,3	157,2	137,3	120,1	128,9	157,2
Carrasco - Santiváñez	130	90,8	85,3	86,7	101,9	85,3	132,5	108,6	130,4	118,7	101,0	91,3	105,2	132,5
Carrasco - Bélgica	130	103,6	141,2	139,2	135,1	85,7	80,8	58,1	117,5	130,3	108,4	130,0	74,9	141,2
Carrasco - Yapacani	130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86,6	86,6
Chané - Warnes	164,3	-	-	-	-	-	11,9	11,9	15,1	15,6	10,1	2,5	-	15,6
Chimore - Carrasco	130	53,6	55,5	70,8	51,8	46,9	24,7	11,2	28,9	28,1	106,8	70,2	59,9	106,8
Chimore - Villa Tunari	130	108,9	105,8	67,4	89,2	100,8	127,4	128,2	130,8	151,0	129,9	113,2	120,3	151,0
Corani - Arcoguá	74	70,5	61,3	56,8	66,5	63,1	63,4	63,5	65,0	66,3	77,3	68,7	67,3	77,3
Cumbre - Palca	155,9	62,8	64,8	60,5	63,0	7,9	-	-	-	16,6	47,1	78,2	77,7	78,2
Guaracachi - Bélgica	142,5	11,2	4,8	4,8	21,0	41,7	36,0	18,9	21,7	13,2	19,4	39,4	44,5	44,5
Huasi - Caranavi	90	20,6	14,6	20,7	19,3	75,0	19,1	18,5	20,8	17,5	19,7	29,7	26,4	75,0
Karachipampa - La Plata	31,8	-	-	-	-	2,6	-	-	-	-	1,2	-	-	2,6
Kenko - Mazocruz	130	39,6	35,4	33,4	37,1	5,0	-	-	-	-	50,7	43,1	48,8	50,7
La Plata - Karachipampa	31,8	9,6	9,8	10,0	10,6	12,0	15,4	8,0	8,4	8,1	12,8	11,3	10,2	15,4
La Plata - Potosí	38	12,8	10,2	10,1	13,8	17,0	15,6	12,1	11,2	9,3	10,9	11,8	20,0	20,0
La Plata - Sucre	38	-	4,8	-	3,3	-	2,1	-	-	-	10,4	-	-	10,4
Las Carreras - Punutuma	150	122,6	125,8	138,3	91,1	83,5	101,4	151,0	136,8	111,7	97,3	94,3	42,1	151,0
Las Carreras - Tarija I	150	-	1,2	-	-	7,0	-	-	-	-	21 c)	4,3	4,4	7,0
Las Carreras - Tarija II	185,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Las Carreras - Torre Huayco	175,8	-	-	58,1	70,8	75,1	93,9	93,4	90,2	90,2	89,3	85,7	82,8	93,9
Litio - Salar	54,4	4,0	3,8	3,9	4,1	4,1	3,9	4,1	3,9	4,0	4,0	4,2	4,4	4,4
Litio - San Cristóbal	140	-	-	-	16,7	51,3	51,3	52,2	52,1	47,7	46,6	45,2	42,2	52,2
Litio - Uyuni	140	-	-	-	-	16,1	27,4	30,7	54,1	55,1	20,3	24,8	-	55,1
Litio - Torre Huayco	155,8	-	-	-	50,1	11	-	7,9	7,0	-	-	-	1,4	50,1
Mazocruz - Kenko	130	82,6	65,9	47,4	75,4	112,2	102,0	107,1	114,7	107,1	103,5	93,6	65,7	114,7
Mazocruz-Palca	189,05	-	7,2	9,1	-	31,9	-	-	-	24,7	-	-	-	31,9
Mazocruz - Vinto	130	40,6	38,9	41,1	35,6	27,8	19,1	-	-	11,9	28,9	37,5	34,1	41,1
Miguelito - San José	333,8	51,6	34,4	51,9	68,0	57,6	38,8	43,9	101,9	30,3	76,4	70,0	55,2	101,9
Miguelito - Santiváñez I	219,5	67,3	57,9	49,1	75,9	93,9	109,8	103,2	115,8	83,6	103,3	97,5	84,6	115,8
Miguelito - Santiváñez II	219,5	67,1	57,5	46,9	87,5	99,1	111,3	105,2	115,4	88,2	73,2	87,3	82,6	115,4
Palca - Cumbre	155,9	85,2	63,8	72,1	83,0	118,8	111,2	118,7	120,7	129,2	124,8	98,7	56,9	129,2
Palca - Mazocruz	189,05	85,4	67,1 b)	41,6	79,4	79,3	91,6	83,4	80,6	66,9	72,4	61,7	69,3	91,6
Palca - Santiváñez I	155,9	46,5	41,7	44,2	49,1	-	-	-	-	-	44,3	45,1	35,1	49,1
Palca - Santiváñez II	155,9	50,5	41,4	41,4	49,4	-	-	-	-	-	46,3	76,7 d)	38,2	76,7
Potosí - Punutuma	74	2,8	7,2	-	13,5	-	-	-	-	-	31 c)	1,8	3,2	13,5
Potosí - La Plata	38	-	8,5	1,7	13,8	41	7,1	17	2,4	-	10,4	0,1	-	13,8
Punutuma - Las Carreras	150	-	5,4	-	11,5	16,0	3,8	-	-	-	22,8 c)	28,4	22,5	28,4
Punutuma - Potosí	74	39,3	50,8	46,7	70,3	51,2	57,0	55,7	62,5	61,6	56,1	58,3	38,0	70,3
Punutuma - Sucre	142,5	65,0	96,7	92,3	98,7	100,0	100,3	95,4	119,9	120,1	102,3	106,8	55,2	120,1
Punutuma - Uyuni	140,0	57,5	53,8	56,0	25,1 a)	36,4	32,6	32,5	50,6	8,6	15,2	18,2	-	57,5
S. Isabel - Sacaba	74,0	82,9	53,7	50,2	59,4	55,1	56,8	58,1	67,3	58,9	67,3	63,9	61,7	67,3
S. Isabel - San José	74,0	56,6	55,8	48,0	46,9	59,2	62,6	54,4	58,7	55,8	57,7	46,9	53,2	62,6
San José - S. Isabel	74,0	10,4	29,3	-	19,7	6,7	0,3	26,3	11,6	29,4	40,0	23,8	34,3	40,0
San José - V. Hermoso	130,0	69,5	53,8	54,1	77,2	72,1	85,4	82,6	131,6	67,5	78,1	77,8	75,0	131,6
San José - Miguelito	333,8	78,1	60,1	39,2	48,8	67,1	84,4	88,8	93,8	81,3	70,8	64,1	53,8	93,8
San José - Villa Tunari	130,0	61,3	65,4	78,9	60,5	55,5	31,6	17,8	38,3	39,6	120,1	80,6	67,5	120,1
Santiváñez - Carrasco	130,0	30,6	37,5	109,1	94,8	23,3	6,2	-	-	12,9	19,7	27,8	32,5	109,1
Santiváñez - Pagador	219,5	-	-	-	-	-	-	109,2	105,1	98,5	100,0	89,0	73,9	109,2
Santiváñez - Palca	155,9	67,3	53,4	35,9	67,1	102,4	111,1	120,2	126,1	115,3	90,5	85,2	72,9	126,1
Santiváñez - Palca II	155,9	67,2	51,1	41,5	66,0	104,1	100,1	122,8	121,1	112,3	89,9	86,1	56,8	122,8
Santiváñez - Sucre	142,5	88,7 a)	103,5	57,7	80,4 a)	114,3	107,4	70,2	57,1	39,6	100,6 c)	123,9	110,8	123,9
Santiváñez - Valle Hermoso	130,0	46,0	47,7	37,8	48,7	27,6	74,0	29,7	-	41,6	46,7	34,9	38,1	74,0
Santiváñez - Vinto	130,0	79,1	67,7	59,2	89,5	100,9	104,3	-	-	-	-	-	-	104,3
Santiváñez - Miguelito I	219,5	-	-	-	2,8	-	-	-	-	-	-	-	2,8	-
Santiváñez - Miguelito II	219,5	-	-	-	3,1	-	-	-	-	-	-	-	3,1	-
Solar Uyuni - Uyuni	215,7	59,3	59,6	59,3	60,1	59,7	59,8	59,3	59,8	60,2	59,8	58,6	59,3	60,2
Sucre - Santiváñez	142,5	32,1	60,9	60,9	72,7	61,0	68,9	72,8	90,9	94,0	70,1	72,0	17,4	94,0
Sucre - La Plata	38,0	21,0	19,1	18,6	21,0	24,6	23,1	19,1	18,1	16,0	15,6	18,5	26,5	26,5
Tarija - Las Carreras I	150	128,1	132,5	145,4	157,8	155,5	159,2	136,8	87,3	88,1	85,8	83,6	40,0	159,2
Tarija - Las Carreras II	185,3	-	-	-	-	-	-	-	107,7	109,1	105,8	103,1	49,4	109,1
Tarija - Yaguacua	180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Tarija - Yaguacua II	160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Torri Huayco - Las Carreras	175,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Torre Huayco - Lito	155,8	-	52,8	64,5	61,2	77,6	76,5	74,3	73,4	72,5	68,6	51,9	77,6	-
Urubó - Arboleda	142,5	36,3	32,5	21,0	46,5	44,3	57,5	47,4	49,8	47,3	55,6	57,8	71,0	-
Urubó - Warnes	230	-	-	-	-	15,1	1,0	6,4	8,9	-	9,2	5,9	15,1	-
Uyuni - Lito	140	-	-	-	27,4	48,1	41,0	59,8	51,4	18,8	36,1	38,0	48,7	59,8
Uyuni - Punutuma	140	36,5	51,6	53,4	65,0	55,0	67,3	58,3	84,2	84,1	70,3	61,6	52,5	84,2
Uyuni - Cristóbal	140	53,7	51,1</											

POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA EN PRINCIPALES TRAMOS DEL STI (MW) - AÑO 2019 (Continuación)

Componente	Capacidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MÁXIMA
Transformadores														
Arboleada 230/115	90	35,5	45,1	44,1	51,1	35,6	24,4	20,3	30,0	37,2	27,3	36,9	38,7	51,1
Brechas 230/115	142,5	42,6	32,0	30,3	31,3	63,4	32,0	25,7	28,3	35,1	34,8	37,2	38,4	63,4
Brechas 230/69	142,5	41,6	45,3	42,3	88,6	29,1	38,1	31,1	41,9	38,4	38,4	45,6	35,4	88,6
Catavi 115/69-01	23,75	11,5	14,8	11,0	12,8	11,9	16,5	12,1	19,9	11,8	12,0	11,4 e)	10,4	19,9
Catavi 115/69-02	23,75	11,6	13,6	11,1	13,0	12,1	17,9	12,2	15,8	12,0	12,1	11,4 e)	10,3	17,9
Cumbre 230/115	142,5	84,4	64,4	71,4	82,4	118,8	110,2	117,7	120,2	129,2	123,8	97,7	77,3	129,2
Guaracachi 230/69 - 01	71	49,6	57,7	60,3	53,2	31,4	26,0	33,7	42,7	51,5	45,6	55,9	42,4	60,3
Guaracachi 230/69 - 02	71	48,7	56,4	54,6	52,1	30,7	25,5	32,9	43,3	52,6	44,5	54,7	41,6	56,4
Mazocruz 230/115	142,5	84,2	65,6	47,7	75,5	112,7	101,9	107,5	114,8	107,4	103,8	93,5	66,0	114,8
Plata 115/69	47,5	9,6	9,7	9,9	10,8	12,1	15,4	8,0	8,4	8,2	12,9	11,6	10,4	15,4
Potosí 115/69	47,5	10,4	11,2	10,3	14,9	11,2	17,6	13,4	12,7	13,4	11,8	11,6	9,8	17,6
Punutuma 230/115	95	49,8	60,5	57,4	74,5	53,5	52,7	54,7	55,7	55,8	51,0	52,6	36,4	74,5
Punutuma 230/69	57	13,8	12,9	15,2	14,5	14,8	15,0	14,6	14,6	14,7	13,0	14,8	15,5	15,5
Sucré 230/69	57	40,4	43,8	41,8	34,4	35,2	36,2	34,3	34,5	34,0	38,7	29,9	29,1	43,8
Sucré 230/115	95	25,6	23,4	23,9	23,9	28,5	28,9	24,3	23,5	29,7	29,4	29,8	34,5	34,5
Torre Huayco 230/69	142,5	-	-	-	7,5	18,0	16,8	18,0	18,0	18,0	17,2	16,9	12,1	18,0
Urubó 230/69 - 01	142,5	66,8	76,8	71,5	87,1	41,3	33,9	39,6	51,0	60,9	59,5	72,2	54,5	87,1
Urubó 230/69 - 02	142,5	67,9	78,1	72,7	88,4	42,1	34,6	40,4	52,1	62,0	60,7	73,8	55,7	88,4
V. Hermoso 230/115	142,5	93,9	77,3	63,3	109,8	74,6	53,1	77,3	63,4	73,2	87,9	74,2	82,2	109,8
Vinto 115/69 - 01	48	23,5	23,8	26,5	29,4	28,2	26,8	25,1	24,4	27,2	26,2	28,2	29,8	29,8
Vinto 115/69 - 02	48	23,1	23,4	26,1	28,9	27,7	28,9	24,7	21,8	26,9	25,8	27,8	29,3	29,3
Vinto 230/115	95	52,3	49,9	49,6	57,4	54,9	57,8	42,6	42,3	46,0	53,5	59,7	55,6	59,7
Warnes 230/115	142,5	67,9	73,6	74,0	69,9	73,7	61,0	52,6	63,5	67,1	75,7	81,6	84,4	84,4

e) Desconexión HUY-MIG

Línea 115 kV Contorno Bajo - Viacha Pueblo y Elevación de tensión 69 kV - DELAPAZ



INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN (hrs) - AÑO 2019

Unidad	Programada programada	No programada	Total	Unidad	Programada programada	No programada	Total	Unidad	Programada programada	No programada	Total	Unidad	Programada programada	No programada	Total	Unidad	Programada programada	No programada	Total
AGU01	400,90	131,13	532,03	ERI02	6,156,88	549,12	6,706,00	MOS03	25,98	8,18	34,17	Q0L09	113,03	7,23	120,27	UYU05	79,83	17,13	96,97
ALT01	322,53	212,10	534,63	ERI03	6,156,20	6,890,08	6,989,28	MOS04	18,18	2,409,83	2,428,02	Q0L10	87,68	22,43	110,12	UYU06	79,83	17,35	97,18
ALT02	5,466,85	622,80	6,089,65	ERI04	29,68	4,77	34,45	MOS05	902,32	5,031,75	5,934,07	Q1E01	6,08	158,15	164,23	UYU07	79,83	17,20	97,03
ANG01	367,15	47,22	414,37	ERI30	0,00	91,12	91,12	MOS06	226,78	106,83	333,62	QE002	0,47	144,88	145,35	UYU08	79,90	46,97	126,87
ANG02	366,90	45,80	412,70	ERI31	0,00	86,82	86,82	MOS07	28,17	3,92	32,08	RRE01	2,376,00	4,537,13	6,913,13	UYU09	79,90	46,62	126,52
ANG03	368,98	45,38	414,37	ERI32	600,00	355,73	955,73	MOS08	11,78	6,72	18,50	RRE02	7,33	42,43	UYU10	79,90	46,67	126,57	
ARI01	0,00	703,77	703,77	ERI40	0,00	24,03	24,03	MOS09	2,363,75	36,03	2,399,78	SAL	234,05	35,47	269,52	UYU11	79,90	46,72	126,62
ARI02	0,00	783,85	783,85	ERI41	0,00	25,98	25,98	MOS10	15,03	9,25	24,28	SAY01	2,68	1,981,73	1,984,42	UYU12	79,90	46,75	126,65
ARI03	0,00	64,88	64,88	ERI42	0,00	24,03	24,03	MOS11	4,121,27	400,83	4,522,10	SAY02	1118	160,60	171,78	UYU13	79,90	46,80	126,70
ARI08	216,80	1,313,32	1,530,12	GBE01	4,631,40	66,57	4,699,97	MOS12	4,15	3,767,23	SB001	2,469,05	34,08	2,503,13	UYU14	79,90	47,37	127,27	
ARI09	27,00	687,13	714,13	GCH01	592,00	1664,83	2,256,83	MOS13	28,95	28,87	57,82	SB002	0,00	406,40	406,40	UYU15	79,97	35,57	115,53
ARI11	27,00	337,52	364,52	GCH02	0,00	166,55	168,55	MOS14	1,410,97	0,63	1,411,60	SB001	7,319,88	118,93	7,438,82	UYU16	79,97	35,80	115,77
ARI12	27,00	153,05	180,05	GCH04	10,00	0,25	10,25	MOS17	5,45	361,12	41,57	SZ201	56,28	68,05	124,33	UYU17	79,97	35,87	115,93
ARI13	0,00	4,698,10	4,698,10	GCH06	6,43	9,78	16,22	MOS18	14,27	4,32	18,58	SZ202	10,17	49,17	59,33	UYU18	79,97	35,73	115,70
ARI14	4,648,27	194,45	4,842,72	GCH09	335,78	15,60	371,38	MOS19	0,00	205,38	205,38	SM01	0,00	2,63	2,63	UYU19	79,97	37,00	116,97
ARI15	27,08	112,03	139,12	GCH10	48,03	67,07	115,10	MOS20	6,17	1,398,47	1,405,63	SM02	0,00	39,53	39,53	UYU20	79,97	35,82	115,53
BOT01	199,45	175,60	375,05	GCh11	43,07	47,25	90,32	MOS21	1,65	280,30	281,95	SIS01	87,83	2,68	90,52	UYU21	79,97	35,87	115,83
BOT02	211,62	33,65	245,27	GCh12	951,32	17,73	968,88	ORU01	0,00	232,22	232,22	SIS02	221,82	11,73	233,55	VHE01	70,920	26,92	736,12
BOT03	220,85	117,77	338,62	HAR01	684,17	111,00	795,17	ORU02	0,00	1,054,98	1,054,98	SIS03	128,00	0,00	17,28	VHE02	97,82	56,87	154,48
BUL01	2,325,85	125,88	2,451,73	HAR02	293,78	125,37	419,15	ORU03	0,00	55,73	55,73	SIS04	122,62	15,18	137,80	VHE03	32,35	23,62	55,97
BUL02	1,911,93	140,88	2,052,82	HUA01	438,93	5,37	443,30	ORU04	0,00	54,88	54,88	SIS05	38,77	2,492,63	2,521,40	VHE04	294,05	1,90	295,95
BUL03	252,08	686,67	938,75	HUA02	636,07	89,32	725,38	ORU05	0,00	26,28	26,28	SIA01	23,63	138,10	161,73	VHE05	138,00	10,90	148,90
CAH01	47,90	994,97	1,042,87	IAG01	8,760,00	0,00	8,760,00	ORU06	0,00	44,23	44,23	SIA02	18,87	160,22	160,22	VHE06	88,87	0,15	90,02
CAH02	42,55	1,047,83	1,090,38	KAN	9,85	56,92	66,77	ORU07	0,00	43,55	43,55	SIE01	291,02	11,58	302,60	VHE07	97,82	30,78	128,25
CAR01	278,52	43,58	322,10	KAR	8,760,00	0,00	8,760,00	ORU08	0,00	234,48	234,48	SIE02	217,95	63,85	281,80	VHE08	85,80	10,22	96,02
CAR02	100,63	17,17	117,80	KEN01	23,73	458,45	482,18	ORU09	0,00	25,83	25,83	SIS01	156,22	35,87	192,08	WAR01	2,829,37	45,53	3,280,90
CAR03	44,58	0,35	44,93	KEN02	22,58	11,92	34,50	ORU10	0,00	1,082,20	1,082,20	SIS02	72,98	10,82	83,80	WAR02	2,583,80	263,68	2,847,48
CHJ	446,40	35,88	482,28	KILO1	242,93	82,30	325,23	ORU11	0,00	26,33	26,33	SRO01	262,27	26,82	289,09	WAR03	1,287,23	1,28	1,288,52
CHO1	289,15	45,80	334,95	KILO2	161,57	76,47	238,03	ORU12	0,00	68,02	68,02	SRO02	195,28	12,60	207,88	WAR04	1,760,67	191,95	1,952,62
CHO02	302,18	104,33	406,52	KILO3	306,58	65,42	372,00	ORU13	0,00	44,65	44,65	SIR01	419,53	18,08	437,62	WAR05	581,13	66,87	648,90
CHO03	278,57	46,50	325,07	LAN01	1,383,93	46,43	1,430,37	ORU14	0,00	23,18	23,18	SUR02	1,056,95	512,37	1,569,32	WAR30	33,98	2,05	36,03
CHU01	201,27	0,50	201,77	LAN02	116,85	64,00	180,85	ORU15	0,00	43,50	43,50	SUR03	61,925	39,70	65,895	WAR31	33,98	55,92	89,90
CHU02	187,38	20,38	207,77	LAN03	203,98	168,20	373,18	ORU16	0,00	275,27	275,27	SUR04	554,93	3,00	557,93	WAR32	33,98	6,00	39,98
COR01	111,92	9,90	121,82	MG01	111,50	76,82	119,32	ORU17	0,00	1,064,57	1,064,57	SUR30	768,92	160,12	929,03	WAR40	0,00	444,53	444,53
COR02	111,05	32,98	144,03	MIG02	130,27	45,28	175,55	ORU18	0,00	135,80	135,80	SUR31	768,90	7,05	775,05	WAR41	0,00	448,93	448,93
COR03	65,68	12,40	78,08	MIS01	63,62	5,03	68,65	ORU19	0,00	117,68	117,68	SUR32	768,00	7,00	775,00	WAR42	0,00	440,67	440,67
COR04	93,28	23,45	116,73	MIS02	63,62	6,38	70,00	PUH	234,62	695,93	930,55	SUR40	600,00	669,82	1,269,82	YAN	475,92	224,67	700,58
COR05	258,55	36,63	285,18	MIS03	63,62	49,95	113,57	Q0L01	69,95	27,13	97,08	SUR41	600,00	408,27	1,008,27	YUC01	0,00	1142,57	1142,57
GRB	371,35	233,30	604,65	MOA02	5,90	1,97	7,87	Q0L02	87,72	17,62	105,33	SUR42	600,00	407,53	1,007,53	YUN01	62,13	838,98	921,12
CUT01	46,35	8,53	54,88	MOA05	0,00	0,55	0,55	Q0L03	255,55	16,18	271,73	TQ	23,88	324,25	324,25	YUN02	62,05	88,97	921,02
CUT02	42,65	21,93	64,58	MOA06	0,00	24,53	24,53	Q0L04	104,00	9,13	113,13	UWA01	4,040,63	612,52	4,653,15	ZON	135,65	18,80	154,45
CUT03	41,67	35,30	39,79	MOA07	0,00	7,903,35	7,903,35	Q0L05	108,65	10,53	119,18	UYU01	79,83	17,07	96,90				
CUT04	41,43	7,35	48,78	MOA08	0,00	4,05	4,05	Q0L06	103,32	18,38	121,70	UYU02	79,83	17,18	97,02				
CUT05	283,22	22,82	306,03	MOS01	1,451,50	0,98	1,452,48	Q0L07	100,65	25,38	126,03	UYU03	79,83	17,23	97,07				
ERI01	16,68	663,62	680,30	MOS02	23,90	6,45	30,35	Q0L08	87,73	25,02	112,75	UYU04	79,83	17,10	96,93				

INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN [hrs] - AÑO 2019

UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total	UNIDAD	Programada	No Programada	Total
ARB-URU230	32.37	4.55	36.92	CAR-SAN230	67.92	0.83	68.75	LIT-SDR23001	5.22	0.93	61.15	SAN-PDA23001	1.280.78	0.30	1.281.08
ARI-MAR069	15.57	3.87	19.43	CAF-QDCU15	1.20	0.97	2.17	MAL-COTU15	5.62	0.00	5.62	SAN-PDA23002	1.212.37	4.40	1.216.77
ARI-SUC069	16.90	0.00	16.90	CAF-SACU15	10.86	0.82	11.67	MAY-Z-CBA23001	1.390.012	0.83	1.391.45	SAN-SUC230	18.45	0.45	18.90
ARI-VHEU1501	24.75	5.58	30.33	DH-V-TUP230	0.00	0.05	0.05	MAY-Z-CBA23002	1.319.78	0.52	1.320.30	SAN-VIN230	176.03	2.10	178.13
ATAR230	37.22	0.17	37.38	CHL-TUP069	42.90	0.27	43.17	MAY-Z-VIN230	68.38	0.75	69.13	SBD-MDX15	33.32	4.10	37.42
ATATU1501	16.08	6.92	23.00	CHS-CUMU15	7.73	0.82	8.35	MED-SAN23001	66.2/2	0.32	66.53	SEN-MAZ115	59.10	21.68	80.78
ATBRE23001	8.92	0.10	9.02	CHS-PI015	6.52	0.68	7.20	MED-SAN23002	631.88	1.17	639.05	SIS-SAB1501	15.33	0.10	15.43
ATBRE23002	7.35	0.00	7.35	CHV-VIN115	30.18	0.00	30.18	MOK-TRU115	33.80	206.30	330.10	SIS-SJU115	29.05	4.22	33.27
ATCATU1501	7.10	0.35	7.45	COR-AR011501	11.47	5.07	16.53	DOC-POTU15	9.95	0.92	10.87	SIO-MD023001	15.85	0.43	16.28
ATCATU1502	5.93	0.70	6.63	CPR-SBSU15	24.65	1.30	25.95	PAG-VIN23001	0.00	0.18	0.18	SIO-YHE230	0.00	0.03	0.03
ATGBA23001	3.63	0.32	3.95	CPR01059	21.42	0.10	21.52	PAM-CHQ15	26.70	12.83	39.53	SUC-RA015	11.27	0.22	11.48
ATQJM23001	7.95	0.57	8.52	CPT0019901	20.42	0.90	21.32	PAM-TBA115	33.25	23.08	56.33	SUC-PLA115	18.75	0.23	18.98
ATGCH23001	35.75	0.52	36.27	CPCAT069	121.18	0.00	121.18	PAY-00111501	13.20	0.33	13.53	SUC-PUN230	15.05	0.47	15.52
ATGCH23002	47.52	2.73	50.25	CPRPHT1501	20.43	3.78	24.22	PCA-CUM23001	14.72	1.03	15.75	TAY-YAG23001	66.22	1.28	67.50
ATLU23001	5.18	5.10	10.28	CPKEND09	7.70	4.78	12.48	PCA-MAZ23001	1895.05	19.53	1945.48	TAY-YAG23002	85.38	0.93	86.32
ATMA2230	59.07	18.98	78.05	CPKENU15	71.15	0.90	8.05	PCA-MAZ23002	1895.05	19.53	1945.48	TEL-PRD169	0.38	0.58	0.97
ATOF-TELE069	17.62	7.12	24.73	CPRPA11501	17.33	0.70	18.03	PLA-KAR069	6.83	4.73	11.57	THU-CHD0690	0.00	0.08	0.08
ATPA055	40.55	4.30	44.85	CPP0106901	17.27	16.10	33.37	PLA-POTU15	150.88	43.17	194.05	THU-UTR23001	9.32	0.00	9.32
ATPCA23001	9.68	0.53	10.22	CPP0106902	16.78	1.95	18.73	POR-CHL069	0.38	0.58	0.58	THU-UTP06901	0.90	0.00	0.90
ATPLA11501	6.80	4.72	11.52	CPTR02401	244.23	283.70	507.93	POT-PUN115	5.78	2.18	7.97	TRCHD069	3.90	1.12	5.02
ATPOT11501	9.83	0.75	10.58	CPTR02402	251.67	34.47	286.13	PUN-AT015	16.08	6.92	23.00	TRLC-A23001	9.93	0.95	10.88
ATPUN23002	9.97	0.18	10.15	CPTR02403	251.67	34.47	286.13	PUN-LCA230	9.48	1.22	10.70	TRLCU1501	5.97	0.70	6.67
ATSAN23001	4.98	0.27	5.25	CPVIN09901	131.18	27.15	40.33	PUN-UUV230	1.97	0.60	2.57	TRLCU1502	5.78	0.90	6.68
ATSI0230	0.00	3.82	3.92	CPVIN09902	12.80	0.80	13.60	REBEE23001	58.90	0.27	59.17	TRMMDX1501	29.88	4.88	34.57
ATSU23001	24.35	2.90	27.25	CPVIN11501	165.27	1.37	166.63	RECAR230	8.90	0.00	8.90	TRSAU11501	7.72	4.12	11.83
ATSU23002	36.48	14.52	51.00	CPVIN11502	143.10	0.00	143.10	RELLA23001	6.58	0.88	7.47	TRSAU11502	7.73	2.80	10.53
ATTA23001	0.00	1.30	1.30	CRN-CHS15	6.50	6.67	13.17	RELC23002	1.88	4.07	5.95	TRSB011501	72.48	14.62	87.10
ATTA23002	40.33	23.63	63.97	CRN-GUN115	95.22	2.82	98.03	RELCA23004	7.23	0.00	7.23	TRTFU1501	273.12	26.53	299.65
ATHHU23001	4.00	0.00	4.00	CRN-YUC115	22.50	3.53	26.03	RELHU23001	38.05	0.00	38.05	TRTFU1502	272.38	3.82	276.20
ATTRN23001	1.07	0.97	2.15	CSWIN-VIC230	73.77	0.75	74.52	REMIX11501	15.60	0.00	15.60	TRYCUX11501	24.50	17.85	42.35
ATTRU23001	8.15	3.27	11.42	CTA-CAT115	7.83	0.00	7.83	REPCA23001	7.92	0.00	7.92	TUP-VL069	5.73	7.42	13.15
ATTAU23002	8.00	3.17	11.17	CUM-CHQ11502	0.00	0.15	0.15	REPCA23002	10.55	0.08	10.63	UYL-UTI23001	4.95	0.43	5.38
ATTRU23003	9.00	0.08	9.08	DDI-KAR069	4.40	0.42	4.82	RESAN23003	5.73	0.00	5.73	UYU-SUY23001	69.33	15.35	84.68
ATYU123001	11.10	1.50	12.60	DDI-MAR069	4.40	0.40	4.80	RESAN23004	13.17	0.00	13.17	VHE-CHH115	0.00	0.00	0.00
ATVHE230	9.32	0.00	9.32	ERD-CAR23001	11.53	0.00	11.53	RESAN23005	14.53	0.10	14.63	VHE-HPH11501	19.98	7.35	27.33
ATVNL1501	5.27	0.00	5.27	ERD-ERI23001	0.02	0.00	0.02	RESAN23006	14.67	0.55	15.22	VHE-SAN230	9.95	0.27	10.22
ATVNL1502	4.32	0.00	4.32	ERI-CAR230	181.86	0.00	181.86	REYU23001	6.47	0.00	6.47	VIN-CTA115	5.70	0.00	5.70
ATVNU230	8.97	0.12	9.08	HUA-CRNU1501	9.97	0.00	9.97	REYU23002	6.55	0.00	6.55	VIN-SJ0230	151.35	0.42	151.77
ATWMA23001	8.92	0.00	8.92	IPE-SAC11501	8.58	0.82	9.40	RETHU23001	8.37	0.00	8.37	WAR-BEL23001	96.97	5.27	102.23
ATYAG23001	3.58	0.00	3.58	KAR-PO1069	0.00	0.72	0.72	REYU23001	41.83	0.65	42.48	WAR-BEL23002	90.35	0.00	90.35
BEL-GCH23001	25.88	0.48	26.37	KEN-KAHLIS	5.63	0.00	5.63	REYU2300	9.00	0.73	9.73	WAR-BRE23001	143.88	5.12	148.00
BEL-TRN23001	1.00792	2.12	1.01003	KEN-SENI1501	59.12	21.65	80.77	REYU23001	17.28	0.25	17.53	WAR-BRE23002	105.85	44.78	110.63
BOL-COT115	79.90	4.42	84.32	KEN-SENI1502	59.12	48.20	107.32	REYU23002	12.45	0.00	12.45	WAR-URU23001	56.65	6.20	62.85
BOL-TRAL15	33.22	2.307	33.47	LCA-TAJ230	281.13	0.72	28.85	REYU23001	23.92	2.75	26.67	YAP-BEL23001	0.00	0.00	0.00
CAR-ARR230	47.03	10.33	57.37	LCA-TAJ23002	0.00	1.53	1.53	SAB-AR01501	7.00	0.07	7.07	YUC-SB0115	34.87	3.60	38.47
CAR-BEL23001	106.23	6.68	112.92	LCA-TFH23001	10.52	0.00	10.52	SAB-PAY11501	4.55	0.10	4.65	YUC-SEB0115	32.28	4.52	36.80
CAR-DH230	68.98	19.77	88.75	UT-SAL11501	7.70	2.75	10.45	SAN-PAG23001	20.35	0.47	20.82				

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2019

CONSUMIDOR	PERÍODO		POTENCIA FIRME													
	NODO	Del 01/01/19 al 31/01/19 (1)	DEL 01/01/19 al 31/12/19 (2)		GENERADOR	NODO	PERÍODO			PERÍODO			PERÍODO			
			Del 01/01/19 al 05/01/19	Del 06/01/19 al 08/01/19			Del 09/01/19 al 31/01/19	Del 04/02/19 al 05/02/19	Del 06/02/19 al 07/02/19	Del 07/02/19 al 08/02/19	Del 08/02/19 al 10/02/19	Del 11/02/19 al 12/02/19	Del 12/02/19 al 21/02/19	Del 22/02/19 al 27/02/19	Del 28/02/19 al 06/03/19	Del 29/02/19 al 07/03/19
CRE	GCH069	277.1	324.1	ZONGO	KEN115	131.7	130.2	129.8	129.8	129.8	129.8	129.7	129.7	129.7	129.7	129.7
CRE	URU069	84.0	28.7	ZONGO	CUM115	15.2	16.6	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
CRE	URU115	21.3	14.5	ZONGO	HUA115	8.5	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
CRE	ARBL15	19.5	27.2	CORANI	COR115	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2
CRE	WAR115	92.8	78.0	SOCORRO	SIS115	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5
CRE	BRE069	23.6	11.0	TAQUIESI	CHS115	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1
CRE	BRE115	34.2	34.9	MIGULLAS	VIN069	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2
CRE	TRN115	5.1	5.2	YURIA	PUN069	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
CRE (Las Misiones)	TRN115	4.5	4.2	KANATA	VEH115	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
CRE	YAC230	0.0	0.0	QUEHATA	VIN069	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
DELAPAZ	KEN115	196.4	184.0	SAN JACINTO	TAI115	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
DELAPAZ	CUM115	185.8	98.6	MISICUNI	VEH115	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6
DELAPAZ	CHS115	4.3	4.1	SAN JOSÉ	MED230	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9
DELAPAZ	CRN115	10.4	9.6	TOTAL HIDRO	620.8	620.9	620.9	620.9	620.9	620.9	620.9	620.9	620.9	620.9	620.9	620.9
DELAPAZ	PCA115	0.56	0.6	SBU115	1.0	GUARACACHI	GCH069	237.7	237.7	237.7	237.7	237.7	237.7	237.7	237.7	237.7
DELAPAZ	MAZ230	7.5	36.8	SANTA CRUZ	GCH069	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0
DELAPAZ	VIN069	0.0	0.1	BULU BULU	CAR230	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2
ELFEC	AR0115	84.9	59.0	CARRASCO	CAR230	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3
ELFEC	VHE115	120.0	136.7	ARANJUEZ	ARI069	13.8	13.8	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5	14.5
ELFEC	IRP115	4.1	3.7	KARACHIPAMPA	KAR069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ELFEC	CH230	9.6	7.2	KENKO	KEN115	8.4	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
ELFEC	SQ0115	0.0	0.0	EL ALTO	VEH115	7.9	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8	31.8
ELFEC	PAY115	15.4	13.3	VALLE HERMOSO	VEH115	59.6	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9
ELFEC	CAR230	4.9	4.2	ENTRE RÍOS I	CAR230	76.8	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9
ELFEC	Q0115	4.3	4.0	ENTRE RÍOS II	ERD230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ELFEC	VTU230	5.7	4.6	DEL SUR	YAC230	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9	121.9
ELFEC	SAN115	2.0	2.3	WARNES	WAR230	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7	161.7
ENDE DEORURO	VIN069	63.1	59.5	MOKOS	TR115	7.9	7.9	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
ENDE DEORURO	VIN115	0.1	0.1	TOTAL TERMO	895.3	894.1	906.1	906.1	927.5	927.5	927.5	927.5	927.5	927.5	927.5	927.5
ENDE DEORURO	CAT069	21.5	17.2													
ENDE DEORURO	JER115	5.3	1.0													
ENDE DEORURO	LUC115	3.5	1.5													
CESSA	AR0115	28.5	26.9													
CESSA	MAR069	0.0	0.0													
CESSA	SUC069	9.5	14.6													
CESSA	SUC115	13.3	12.7	TOTAL BIOMASA	12.0	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SEPSA	POT069	14.7	13.8	TOTAL 1	1.5281	1.5270	1.5269	1.5268	1.5268	1.5268	1.5268	1.5268	1.5268	1.5268	1.5268	1.5268
SEPSA	POT115	33.3	34.5													

(1) Jueves 19 de Septiembre de 2019 a horas 1945

(2) Martes 10 de Diciembre de 2019

(3) Se considera como potencia asegurada

CAPACIDAD DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2019 (Continuación)

CONSUMIDOR	NODO	PERÍODO		GENERADOR	NODO	PERÍODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA																	
		Del 01/01/2019 al 31/10/19	Del 01/11/19 al 31/12/19			Del 01/01/19 al 05/01/19	Del 06/01/19 al 08/01/19	Del 09/01/19 al 31/01/19	Del 01/02/19 al 03/02/19	Del 04/02/19 al 05/02/19	Del 06/02/19 al 06/02/19	Del 07/02/19 al 07/02/19	Del 08/02/19 al 08/02/19	Del 09/02/19 al 09/02/19	Del 10/02/19 al 10/02/19	Del 11/02/19 al 11/02/19	Del 12/02/19 al 12/02/19	Del 13/02/19 al 21/02/19	Del 14/02/19 al 27/02/19	Del 15/02/19 al 07/03/19	Del 16/02/19 al 16/03/19		
SEPSA	SAG115	1,5	1,2	ARANJUEZ	AR069	9,7	9,7	9,7	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	9,7	9,7	9,7	9,7		
SEPSA	KAR069	0,1	0,1	GUARACACHÍ	GCH069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
SEPSA	U17230	0,9	0,9	SANTA CRUZ	GCH069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
SEPSA	THU069	7,7	7,2	BULG BULL	CAR230	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
SEPSA	PIN069	3,3	3,2	CARRASCO	CAR230	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
SEPSA	CHL069	0,4	0,6	DEL SUR	YAG230	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
SEPSA	TEL069	1,7	1,7	ENTRE RÍOS I	CAR230	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ENDE	LGA230	6,4	2,8	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	
ENDE	PUN069	0,2	0,1	KENKIO	KEN115	0,0	14,0	14,0	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9		
ENDE	UYI1230	2,8	2,6	VALLE HERMOSO	VHE115	23,9	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	
SEVAR	TAJ115	37,7	35,6	MÓXOS	TRI115	4,4	4,4	5,4	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	
SETAR VIL	YAG069	5,6	6,2	RURRÉNABAQUE	SBU115	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
SETAR YAC	YAG069	12,9	14,1	SAN BORA	SBU015	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
ENDE DELBENI	YUC215	0,6	0,6	SAN IGNACIO DE MÓXOS	MOX115	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ENDE DELBENI	SBU015	2,2	1,8	SANTA ANA DE YACUMA	MOX115	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ENDE DELBENI	MOX115	2,7	2,2	YOCUNDO	YUC115	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ENDE DELBENI	TRI115	24,2	19,0	TOTAL 2		41,4	63,4	64,5	56,1	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	57,3	
ENDE DELBENI	SBU115	3,0	2,5	TOTAL (1+2)		1569,5	1,589,4	1,591,5	1,583,0	1,584,2	1,584,2	1,584,2	1,584,2	1,584,2	1,584,2	1,584,2	1,584,2	1,584,2	1,584,2	1,584,2	1,584,2	1,584,2	
EMDEECRIZ	WARI15	3,1	3,4																				
ENVINTO	VIN069	6,4	4,8																				
COBOCE	IRP115	4,7	8,5																				
EMNSC	LIT230	44,7	42,1																				
Retiro ENDE para YLB	SAL115	3,4	4,1																				
		1.512,3	1.455,7																				
				ARANJUEZ	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	
				CARRASCO	CAR230	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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 I	CAR230	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
				GUARACACHÍ	GCH069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
				KENKIO	KEN115	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
				SANTA CRUZ	GCH069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	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	
		TOTAL 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	40,8	40,8	

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2019 (Continuación)

GENERADOR	NODO	PERIODO												POTENCIA FIRME															
		Del 17/03/19 al 23/03/19	Del 24/03/19 al 28/03/19	Del 29/03/19 al 29/03/19	Del 30/03/19 al 30/03/19	Del 31/03/19 al 01/04/19	Del 02/04/19 al 08/04/19	Del 09/04/19 al 13/04/19	Del 14/04/19 al 25/04/19	Del 15/05/19 al 30/04/19	Del 16/05/19 al 08/05/19	Del 17/05/19 al 14/05/19	Del 18/05/19 al 28/05/19	Del 19/05/19 al 31/05/19	Del 20/05/19 al 05/06/19	Del 21/05/19 al 10/06/19	Del 22/05/19 al 05/06/19	Del 23/05/19 al 10/06/19	Del 24/05/19 al 11/06/19	Del 25/05/19 al 11/06/19	Del 26/05/19 al 11/06/19	Del 27/05/19 al 12/06/19	Del 28/05/19 al 13/06/19	Del 29/05/19 al 14/06/19	Del 30/05/19 al 15/06/19	Del 31/05/19 al 16/06/19			
ZONGO	KEN115	129.7	129.7	128.2	128.3	129.3	129.3	130.1	130.1	129.0	129.6	129.6	131.9	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0				
ZONGO	CUM115	17.0	17.0	18.3	18.3	17.4	17.4	16.6	16.6	16.6	17.7	17.1	14.9	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0			
ZONGO	HUA115	8.7	8.7	8.9	8.9	8.8	8.8	8.7	8.7	8.3	8.9	8.9	8.6	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5			
CORANI	COR115	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2	63.2				
CORANI	SIS115	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0				
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	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	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	VHE115	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	7.1			
QUEHATA	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	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	TAJ115	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4			
MASICUNI	VHE115	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6				
SAN JOSE	MG0230	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9			
TOTAL HIDRO		600.8	600.8	600.9																									
GUARACACHI	GCH069	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9	237.9				
SANTA CRUZ	GCH069	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0				
EL AUTO	EUL069	81.6	81.6	101.8	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7			
CARRASCO	CAR230	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4			
ARANUEZ	ARI069	13.6	13.6	13.8	13.8	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6			
KARACHIDAMPA	KAR069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
KENKO	KEN115	4.3	4.3	14.0	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4		
VALLE HERMOSO	VHE115	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9			
ENTRE RIOS I	ERI230	86.4	86.4	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2		
ENTRE RIOS II	ERI230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
DEL SUR	YAC230	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0			
VARINES	WAR30	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8	161.8			
NOXCS	TRI115	8.0	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9		
TOTAL TERMO		925.8	925.7	924.6	923.7	923.5																							
GUABÍ	WAR15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
LAGSA	WAR15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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)	WAR15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
AGUAÍ (3)	WAR15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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 BIENVENIDA (3)	SB115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
TOTAL BIOMASA		0.0	0.0																										
TOTAL 1		1.525.6	1.526.6	1.525.5	1.524.6	1.524.4	1.524.7	1.524.7	1.524.7																				
																												827.9	827.9

(3) Se considera como potencia asegurada

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2019 (Continuación)

GENERADOR	NODO	PERÍODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA																	
		Del 17/03/19 al 23/03/19	Del 24/03/19 al 28/03/19	Del 29/03/19 al 30/03/19	De 30/03/19 al 30/03/19	Del 31/03/19 al 01/04/19	Del 02/04/19 al 08/04/19	Del 09/04/19 al 11/04/19	Del 10/04/19 al 13/04/19	Del 11/04/19 al 15/04/19	Del 03/05/19 al 08/05/19	Del 04/05/19 al 10/05/19	Del 05/05/19 al 11/05/19	Del 06/05/19 al 16/05/19	Del 07/05/19 al 28/05/19	Del 08/05/19 al 31/05/19	Del 09/05/19 al 10/06/19	Del 10/06/19 al 10/06/19	Del 11/06/19 al 13/06/19
ARANIEZ	ARJ069	9.7	9.7	9.7	9.7	8.5	8.5	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	8.5	8.7	9.9	8.7	9.9	
GUARACACHI	GCH069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SANTA CRUZ	GCH069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
BILBOKILO	CAR230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
CARRASCO	CAR230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DEL SUR	YAG230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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 I	ERI230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	
KENKO	KEN15	6.9	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0	14.0	14.0	6.9	14.0	14.0	14.0	14.0	14.2	14.2	14.2	14.2	
VALLE HERMOSO	VHE15	31.8	31.8	31.8	31.8	0.0	0.0	31.8	31.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
MIDOS	TRI15	8.7	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	6.8	6.8	6.8	6.8	5.7	5.8	5.8	5.8	6.9	
RURRENAQUE	SEB115	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
SAN BORJA	SEB015	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
SAN IGNACIO DE MOXOS	MDX115	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
SANTA ANA DE YACUMA	MDX115	0.5	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	
YUCUMO	YUC115	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
TOTAL 2		59.6	59.4	52.5	52.5	19.5	19.5	79.5	79.5	78.7	121.5	86.2	106.9	86.0	180.6	200.6	194.2	213.1	
TOTAL 1+2		1.586,2	1.585,9	1.578,0	1.577,1	1.543,9	1.543,8	1.604,3	1.603,5	1.645,1	1.617,7	1.638,4	1.616,9	1.713,0	1.733,0	1.731,3	214,2	1.748,8	
PERÍODO POTENCIA DE PUNTA GENERADA																			
GENERADOR	NODO	Del 17/03/19 al 23/03/19	Del 24/03/19 al 28/03/19	Del 29/03/19 al 30/03/19	De 30/03/19 al 30/03/19	Del 31/03/19 al 01/04/19	Del 02/04/19 al 08/04/19	Del 09/04/19 al 11/04/19	Del 10/04/19 al 13/04/19	Del 11/04/19 al 15/04/19	Del 03/05/19 al 08/05/19	Del 04/05/19 al 10/05/19	Del 05/05/19 al 11/05/19	Del 06/05/19 al 16/05/19	Del 07/05/19 al 28/05/19	Del 08/05/19 al 31/05/19	Del 09/05/19 al 10/06/19	Del 10/06/19 al 10/06/19	Del 11/06/19 al 13/06/19
ARANIEZ	ARJ069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
CARRASCO	CAR230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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 I	ERI230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
GUARACACHI	GCH069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
RENKO	KEN15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SANTA CRUZ	GCH069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	
TOTAL 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	

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2019 (Continuación)

GENERADOR	NODO	PERIODO												POTENCIA FIRME											
		Del 14/06/19 al 14/06/19	Del 15/06/19 al 18/06/19	Del 19/06/19 al 21/06/19	Del 27/06/19 al 27/06/19	Del 28/06/19 al 05/07/19	Del 29/06/19 al 12/07/19	Del 06/07/19 al 24/07/19	Del 13/07/19 al 28/07/19	Del 25/07/19 al 31/07/19	Del 29/07/19 al 14/08/19	Del 01/08/19 al 14/08/19	Del 02/08/19 al 23/08/19	Del 03/08/19 al 29/08/19	Del 04/08/19 al 07/09/19	Del 05/08/19 al 07/09/19	Del 06/08/19 al 18/09/19	Del 07/08/19 al 19/09/19	Del 08/08/19 al 20/09/19	Del 09/08/19 al 21/09/19	Del 10/08/19 al 22/09/19	Del 11/08/19 al 23/09/19	Del 12/08/19 al 23/09/19		
ZONGO	KEN115	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.0	132.6	132.6	134.2	134.2	134.2	134.2	134.2	134.2	134.2	134.2	134.2	134.2	134.2	134.3		
ZONGO	CUM115	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	14.6	14.6	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.4	
ZONGO	HUA115	8.5	8.5	8.5	8.5	8.4	8.4	8.4	8.3	8.4	8.4	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.8	5.7	
CORANI	COR115	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0	64.0		
CORANI	SIS115	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5	90.5		
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	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1	87.1		
MIGUILLAS	VIN069	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		
KANATA	VHE115	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	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	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9		
SAN JACINTO	TAI115	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4		
MISICUNI	VHE115	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6	117.6		
SAN JOSÉ	MG0230	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5	121.5		
TOTAL HIDRO		690.8																							
GUARACACHI	GCH069	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	220.4	220.4	192.5	192.5	192.5	192.5	192.5	192.5	192.5	192.5	192.5	192.5	192.5	192.5		
SANTA CRUZ	GCH069	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4		
BULD BULD	CAR230	97.1	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9	98.9		
CARRASCO	CAR230	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8		
ARANJUEZ	AR069	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0		
KARACHIPAMPA	KAR069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
KENKO	KEN115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	KEN115	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.5	13.5	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2		
VALLE HERMOSO	VAL115	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	89.1	89.1	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0		
ENTRE RÍOS I	ERI230	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.2	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
ENTRE RÍOS II	ERD230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
DEL SUR	YAR230	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	193.2	193.3	195.3	195.3	195.3	195.3	195.3	195.3	195.3	195.3	195.3	195.3	195.3			
WARNES	WAR115	163.9	163.9	163.9	163.9	163.9	163.9	163.9	163.9	165.7	165.8	165.8	165.8	165.8	165.8	165.8	165.8	165.8	165.8	165.8	165.8	165.8			
MIXOS	WAR115	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	8.0	8.0	8.1	8.1	8.0	8.1	8.0	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1		
TOTAL TERMO		827.1	815.5	815.6	815.0	817.4	811.7	811.6	806.7																
GUABIRÁ	WARI15	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	17.0	17.0	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2		
IASSA	WARI15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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)	WARI15	0.0	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.8	11.8	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9		
AQUÁ (3)	WARI15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	5.1	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2		
SAN BUENAVENTURA (3)	SBU115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3		
TOTAL BIOMASA		16.7	28.4	28.4	1.534.2	1.534.2	1.534.2	1.534.2	1.534.2	34.3	34.3	38.6													
TOTAL 1		1.534.7	1.534.8	1.534.9	1.534.9	1.534.9	1.534.9	1.534.9	1.534.9	1.536.7															

(3) Se considera como potencia asegurada

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2019 (Continuación)

GENERADOR	NODO	PERÍODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA																		
		Del 14/06/19 al 14/06/19	Del 15/06/19 al 18/06/19	Del 18/06/19 al 21/06/19	Del 19/06/19 al 26/06/19	Del 27/06/19 al 27/06/19	Del 28/06/19 al 05/07/19	Del 29/06/19 al 12/07/19	Del 06/07/19 al 24/07/19	Del 13/07/19 al 28/07/19	Del 25/07/19 al 31/07/19	Del 29/07/19 al 01/08/19	Del 01/08/19 al 11/08/19	Del 15/08/19 al 23/08/19	Del 02/08/19 al 14/08/19	Del 15/08/19 al 23/08/19	Del 02/08/19 al 01/09/19	Del 08/08/19 al 02/09/19	Del 08/08/19 al 07/09/19	Del 08/08/19 al 18/09/19
ARANJUEZ	ARI069	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	10.1	10.1	12.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GUARACACHI	GCH069	13.2	26.6	26.6	26.6	26.6	42.3	27.0	27.0	40.5	40.7	40.1	40.0	39.8	39.8	39.8	39.8	30.8	30.8	30.7
SANTA CRUZ	GCH069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.0	28.8	28.5	28.4	28.3	28.3	28.3	28.3	15.6	15.6	15.6
BULU BULU	CAR230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.1	33.1	32.9
CARRASCO	CAR230	82.9	82.9	82.9	82.9	82.9	83.9	83.9	83.9	92.7	93.0	91.7	91.4	91.1	91.0	90.9	18.2	18.2	18.1	
DEL SUR	YAGE230	61.6	61.6	61.6	61.6	61.6	109.8	103.8	101.4	64.2	64.4	63.5	63.3	63.1	63.0	63.0	68.1	68.1	67.9	
ENTRE RÍOS I	ERI230	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.2	44.2	40.1	40.2	39.7	39.6	39.4	39.3	39.3	21.9	21.9	21.8		
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	66.0	66.0	65.8
KENKO	KEN115	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.4	14.4	14.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
VALLE 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	0.0	0.0	0.0	0.0	41.9	41.9	
MOXOS	TRU15	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.3	5.4	5.3	6.2	6.2	6.2	6.2	6.9	6.9	7.8	
RURRENABAQUE	SBA115	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.3	1.3	1.5	
SAN BORJA	SBO115	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.3	1.3	1.5	
SAN IGNACIO DE MOXOS	MDOX115	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.7	0.7	0.7	
SANTA ANA DE YACUMA	MDOX115	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	
YUCUMO	YUC115	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
TOTAL 2		214.2	227.6	227.6	1,762.4	1,762.4	1,761.8	1,846.1	1,846.3	309.1	309.9	305.9	306.0	309.8	309.7	309.7	309.7	307.8	307.5	
TOTAL 1+2		1,748.8	1,762.3	1,762.3	1,762.4	1,761.8	1,846.1	1,846.3	1,842.6	1,842.7	1,845.7	1,845.6	1,845.6	1,845.6	1,845.6	1,845.1	1,845.1	1,844.8		
GENERADOR	NODO	PERÍODO POTENCIA DE PUNTA GENERADA																		
		Del 14/06/19 al 14/06/19	Del 15/06/19 al 18/06/19	Del 18/06/19 al 21/06/19	Del 19/06/19 al 26/06/19	Del 27/06/19 al 27/06/19	Del 28/06/19 al 05/07/19	Del 29/06/19 al 12/07/19	Del 06/07/19 al 24/07/19	Del 13/07/19 al 28/07/19	Del 25/07/19 al 31/07/19	Del 29/07/19 al 01/08/19	Del 01/08/19 al 11/08/19	Del 15/08/19 al 23/08/19	Del 02/08/19 al 14/08/19	Del 15/08/19 al 23/08/19	Del 02/08/19 al 01/09/19	Del 08/08/19 al 02/09/19	Del 08/08/19 al 07/09/19	Del 08/08/19 al 18/09/19
ARANJUEZ	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARRASCO	CAR230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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 I	ERI230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GUARACACHI	GCH069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KENKO	KEN115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SANTA CRUZ	GCH069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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
TOTAL 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

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRÍA (MW) - AÑO 2019 (Continuación)

[3] Se considera como potencia asegurada

[4] La Potencia Firme a partir del 01/11/2019 es estimada y considera la Potencia Firme prevista para el año 2019.

POTENCIA DE PUNTA, POTENCIA FIRME Y RESERVA FRIA (MW) - AÑO 2019 (Continuación)

GENERADOR	NODO	PERÍODO RESERVA FRÍA Y POTENCIA DESPLAZADA																	
		Del 01/10/19 al 07/10/19	Del 08/10/19 al 17/10/19	Del 18/10/19 al 23/10/19	Del 19/10/19 al 24/10/19	Del 25/10/19 al 31/10/19	Del 26/10/19 al 27/10/19	Del 28/10/19 al 31/10/19	Del 01/11/19 al 02/11/19	Del 03/11/19 al 04/11/19	Del 04/11/19 al 05/11/19	Del 05/11/19 al 14/11/19	Del 15/11/19 al 16/11/19	Del 16/11/19 al 17/11/19	Del 17/11/19 al 18/11/19	Del 18/11/19 al 19/11/19	Del 19/11/19 al 20/11/19	Del 20/11/19 al 21/11/19	Del 21/11/19 al 22/11/19
ARANJUEZ	ARJ069	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GUARACACHI	GCH069	15.8	31.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SANTA CRUZ	GCH069	33.6	33.6	33.5	33.3	33.2	33.8	67.8	68.0	68.2	68.0	18.5	18.6	18.4	18.3	18.9	18.5	18.5	18.7
BULD BULD	CAR230	18.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	74.2	74.6	73.7	73.5	75.7	74.1	74.1	74.5
CARRASCO	CAR230	68.7	83.8	83.8	83.5	83.2	82.9	84.3	84.3	84.3	84.3	22.2	22.3	22.4	22.4	44.3	45.6	44.7	44.7
ENTRE RÍOS I	ERI230	22.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	101.0	100.7	100.7	100.7	99.7	102.5	67.1	67.1
WANES	WAR230	65.9	133.1	132.7	132.0	131.5	134.1	100.4	100.4	100.4	100.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KENKO	KEN115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	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	VHE115	42.3	42.5	42.5	42.3	42.1	42.0	42.8	42.8	42.8	42.8	28.8	28.9	29.0	29.0	27.8	28.7	28.1	28.1
MIDOS	TRI115	7.9	7.9	7.9	8.8	10.3	11.3	5.8	5.8	4.7	3.8	2.7	2.7	2.7	2.7	4.8	3.8	3.7	3.8
RURRENAQUÉ	SEB015	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
SAN BORJA	SEB015	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
SAN IGNACIO DE MÓXOS	MDX115	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
SANTA ANA DE YACUMA	MDX115	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
YUCUMO	YUC115	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
TOTAL 1 (a-2)		310.8	306.2	306.1	306.1	306.1	306.1	305.4	305.6	305.7	303.6	381.1	386.6	386.6	386.6	386.3	386.3	386.3	386.3
TOTAL 1 (a-2)		1,848.4	1,842.6	1,842.6	1,842.5	2,036.1	2,036.2	2,036.2	2,036.2	2,037.0	2,037.0	2,038.9	2,038.9						
GENERADOR	NODO	PERÍODO POTENCIA DE PUNTA GENERADA																	
		Del 01/10/19 al 07/10/19	Del 08/10/19 al 17/10/19	Del 18/10/19 al 23/10/19	Del 19/10/19 al 24/10/19	Del 25/10/19 al 31/10/19	Del 26/10/19 al 31/10/19	Del 27/10/19 al 31/10/19	Del 28/10/19 al 31/10/19	Del 01/11/19 al 02/11/19	Del 03/11/19 al 04/11/19	Del 04/11/19 al 05/11/19	Del 05/11/19 al 14/11/19	Del 15/11/19 al 16/11/19	Del 16/11/19 al 17/11/19	Del 17/11/19 al 18/11/19	Del 18/11/19 al 19/11/19	Del 19/11/19 al 20/11/19	Del 20/11/19 al 21/11/19
ARANJUEZ	ARJ069	12.9	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2
CARRASCO	CAR230	85.5	104.9	104.9	104.9	104.9	104.9	104.9	104.9	104.9	104.9	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7
ENTRE RÍOS I	ERI230	22.6	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	22.9	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	45.6	45.6
GUARACACHI	GCH069	27.5	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	28.0	28.0	28.0	28.0	13.8	13.8	28.0	43.8
KENKO	KEN115	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SANTA CRUZ	GCH069	16.3	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	32.8
WANES	WAR230	0.0	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	34.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL 3		164.9	289.6	150.8	127.9	113.7	113.7	71.0	188.8	220.9	220.9								

(4) La Potencia Firme a partir del 01/11/2019 es estimada y considera la Potencia Firme prevista para el año 2019.

FALLAS SIGNIFICATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - AÑO 2019

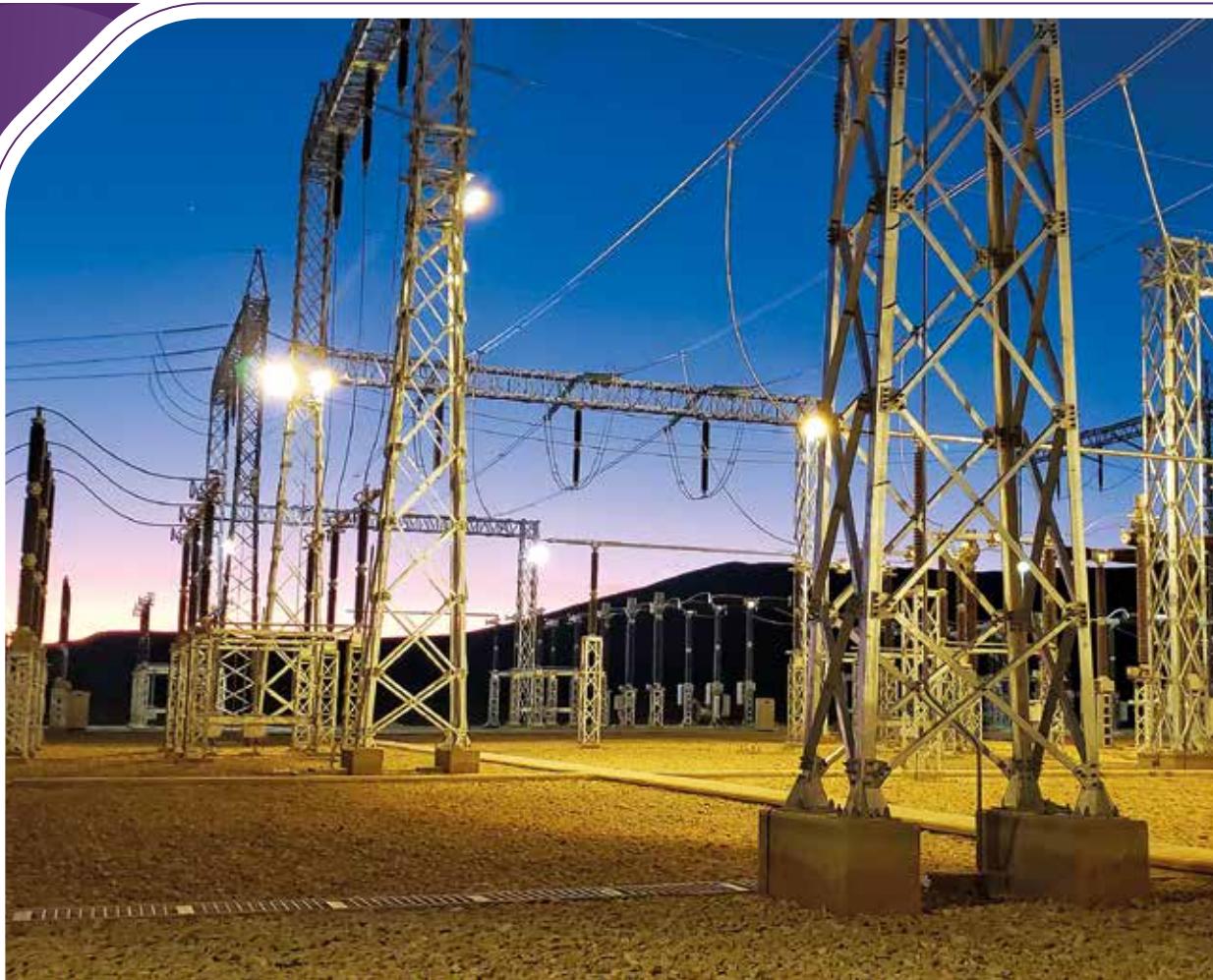
MES	DÍA	COMPONENTE	DESCONEXIÓN	ORIGEN DE LA FALLA	AGENTES AFECTADOS
ENE	1	KAR	365,0 días	Presencia de alimaña en aceite de turbina	-
ENE	3	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	4,3 minutos	Operó relé de distancia zona 3	DELAPAZ, ENDE DELBENI.
ENE	8	ALT02	10,1 días	Falla sistema de arranque	-
ENE	14	CAH01	36,7 días	Problemas en el muro de canal de descarga de la central	-
ENE	14	CAH02	38,6 días	Problemas en el muro de canal de descarga de la central	-
ENE	15	Línea en 230 kV Punutuma - Las Carreras	3,2 minutos	Descargas atmosféricas.	CESSA, ELFEC, MSCR
ENE	21	ARJ08	52,4 días	Altas vibraciones en caja reductora	-
ENE	25	Línea en 115 kV San Borja - San Ignacio de Moxos	2,5 minutos	Descargas atmosféricas.	ENDE DELBENI.
ENE	27	Línea en 230 kV Uyuni - Lítilo	8,8 minutos	Descargas atmosféricas.	MSCR, SEPSA
ENE	31	Línea en 230 kV Punutuma - Las Carreras	2,5 minutos	Descargas atmosféricas.	MSCR, COBOCE
FEB	2	Línea en 115 kV San Ignacio de Moxos - Trinidad	12,3 días	Caída de estructura N° 787 por crecida inusual de río Mamoré	ENDE DELBENI.
FEB	11	Línea en 230 kV Lítilo - San Cristóbal	5,0 minutos	Descargas atmosféricas.	MSCR, SEPSA
FEB	11	WAR04	5,0 días	Pérdida de comunicación de temperatura en escape T7.	-
FEB	12	HAR01	4,1 días	Problemas en canal de descarga	-
FEB	12	HAR02	4,1 días	Problemas en canal de descarga	-
FEB	24	Línea en 230 Santiváñez - Vinto	1,5 minutos	Descargas atmosféricas.	ELFEC, COBOCE
FEB	25	Línea en 230 kV Lítilo - San Cristóbal	6,6 minutos	No determinada	MSCR, SEPSA
MAR	1	BUL03	5,3 días	Falla en válvula de alivio de aire variable	-
MAR	9	Línea en 69 kV Potosí - Karachipampa	42,7 Horas	Rotura de tirante ocasionada por terceros	-
MAR	18	GCH12	30,5 días	Extensión de mantenimiento.	-
MAR	24	WAR04	10,0 días	Extensión de mantenimiento.	-
MAR	28	ERI02	278,2 días	Problema en transmisor de presión de gas	-
MAR	28	ERI03	278,2 días	Falla en sistema de lubricación cojinete N° 2	-
MAR	28	KEN01	4,7 días	No determinada	-
ABR	1	Línea en 230 kV Punutuma - Las Carreras	5,9 minutos	Descargas atmosféricas.	CRE, DELAPAZ, ELFEC, ENDE DEORURO, CESSA, SEPSA, ENDE DELBENI, MSCR, EM VINTO.
ABR	5	Línea en 115 kV San Ignacio de Moxos - Trinidad	10,2 minutos	Operó protección de distancia en zona 2	ENDE DEL BENI
ABR	9	TIQ	10,9 días	Círculo de apertura y cierre de la válvula esférica	-
ABR	14	Línea en 230 kV Carrasco - Chimoré	19,6 Horas	Contacto de avioneta con hilo de guarda	-
ABR	23	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	3,2 minutos	Descargas atmosféricas.	ENDE DELBENI, DELAPAZ
MAY	7	KEN01	3,1 días	Falla en barra de media tensión	-
MAY	7	GCH01	6,0 días	Falla en control de temperatura de turbina	-
MAY	10	ALT02	235,3 días	Inspección de detectores de partículas QMDS	-
MAY	12	CAH01	3,0 días	Problemas en cámara de carga	-
MAY	12	CAH02	2,9 días	Problemas en cámara de carga	-
MAY	16	CCSR30	3,3 Horas	Falla en suministro de aire a equipos de instrumentación	CRE, DELAPAZ, ELFEC, ENDE DEORURO, CESSA, SEPSA, ENDE DELBENI, SETAR, SETAR Yacuiba, SETAR Villamontes, EMDEECRUZ, MSCR y ENDE
MAY	26	Línea en 115 kV Kenko - Mazocruz	2,8 Horas	Caída de material de construcción sobre línea	-
JUN	3	Línea en 115 kV Potosí - Catavi	35,0 Minutos	Persona trepada sobre estructura de línea	SEPSA
JUN	28	Línea en 115 kV Santa Isabel - Corani	3,6 Minutos	Contacto accidental, operó el relé repetidor 50 BF, habilitación protección diferencial de barra Santa Isabel	-
JUN	28	Línea en 115 kV Santa Isabel - Sacaba	3,6 Minutos	Contacto accidental, operó el relé repetidor 50 BF, habilitación protección diferencial de barra Santa Isabel	-
JUN	28	Línea en 115 kV Santa Isabel - San José	14,2 Minutos	Contacto accidental, operó el relé repetidor 50 BF, habilitación protección diferencial de barra Santa Isabel	-
JUL	12	SUR30	4,7 Días	Valores de parámetros químicos fuera de rango	-
JUL	14	SUR40	10,1 Días	Valores de parámetros químicos fuera de rango	-
JUL	14	WAR05	41,7 Horas	Pérdida de señal de ventilador de recinto de turbina	-
JUL	24	BUL01	2,8 Días	Falla en válvula reguladora de gas	-
JUL	25	BUL03	44,7 Horas	Falla en sistema de control	-
AGO	10	Línea en 115 kV San Borja - San Ignacio de Moxos	2,2 minutos		ENDE DELBENI
AGO	16	Autotransformador ATTAj23001	23,4 minutos	Error en la lógica de control	SETAR
AGO	26	WAR01	74,5 Días	Falla en válvula de entrada de gas y trabajos en by pass stack	-
AGO	27	GCH01	56,1 Días	Alta temperatura en reductor de carga en corona lado turbina	-
AGO	31	Línea en 230 kV Lítilo - San Cristóbal	5,9 minutos	No determinada	MSCR, SEPSA
SEP	3	HUA02	3,1 Días	Extensión de mantenimiento.	-
SEP	5	GCH02	6,3 Días	Falla en sistema de control de arranque	-
OCT	17	BUL02	61,2 Días	Extensión de mantenimiento.	-
OCT	22	BUL01	59,8 Días	Extensión de mantenimiento.	-
OCT	27	SJE02	2,0 Días	Falla en gobernador	-
OCT	29	Línea en 115 kV Arocagua - Central	553,9 Minutos	Incendio en cercanías de la línea	ELFEC
OCT	30	Autotransformador ATTAj23001	55,1 Minutos	Nevada	SETAR
NOV	2	Línea en 230 kV Vinto - Pagador	11,3 Minutos	Error en la operación	-
NOV	7	Línea en 230 kV Miguelito - Santiváñez	27,5 Minutos	Falla en transductor de temperatura del reactor fase A	-
NOV	8	KAN	31,8 Horas	Convulsión social en la zona	-
NOV	11	Autotransformador ATMAZ230	51,6 Minutos	Falso contacto en relé de flujo del cambiador de taps	-
NOV	13	BUL03	36,9 días	Convulsión social en la zona	-
NOV	14	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	7,7 Minutos	Umbral de corriente diferencial mínima de la fase B ajustada en la protección principal diferencial	ENDE DELBENI, DELAPAZ
NOV	19	SUR02	42,7 Días	Trabajos en la compuerta by pass stack	-
NOV	19	ALT01	4,7 Días	Convulsión social en la zona	-
NOV	19	GCH01	3,8 Días	Fuga de aceite en sistema de virado	-
NOV	20	CCSR30	41,9 Días	Provisión de insumos químicos	-
NOV	22	ERI32	53,5 Días	Falla en sistema eléctrico	-
NOV	27	WAR01	35,0 Días	Modernización de ciclos combinados	-
NOV	27	WAR02	35,0 Días	Modernización de ciclos combinados	-
NOV	28	CCWAR40	12,7 Días	Provisión de insumos químicos	-
NOV	30	ERI01	19,9 Días	Falla eléctrica en generador	-
DIC	5	Líneas en 115 kV Tiquimani - Huaji N° 1 y N° 2	30,7 Minutos	Descargas atmosféricas.	SETAR, ELFEC
DIC	15	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	5,0 Minutos	Error en la configuración del relé	ENDE DELBENI, DELAPAZ
DIC	18	Línea en 115 kV Caranavi - Yucumo	6,0 Minutos	Error humano durante trabajos en protecciones	ENDE DELBENI, DELAPAZ
DIC	19	WAR41	4,5 Días	Alta temperatura en condesador	-
DIC	19	WAR42	4,5 Días	Alta temperatura en condesador	-
DIC	29	ERI01	2,6 Días	Mantenimiento de generador	-

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (SIN IVA) en US\$/MWh - AÑO 2019

HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1	15,29	15,66	16,15	15,27	20,17	20,08	19,82	19,86	19,50	16,19	16,61	22,39	18,08
2	14,93	15,38	15,61	14,87	19,89	19,85	19,46	19,84	19,57	15,94	16,21	20,86	17,70
3	14,79	15,10	15,53	14,52	19,67	19,71	19,06	19,22	18,85	15,72	16,00	20,12	17,36
4	14,76	15,02	15,29	14,42	19,58	19,61	19,00	19,02	18,79	15,70	15,83	19,61	17,22
5	14,74	14,99	15,18	14,38	19,59	19,50	18,98	18,40	18,02	15,70	15,75	19,49	17,06
6	14,75	15,01	15,22	14,41	19,52	19,55	18,86	18,40	18,00	15,74	15,77	19,39	17,05
7	14,74	15,17	15,43	14,75	19,94	19,84	19,39	19,05	18,63	15,66	15,58	18,57	17,23
8	14,75	15,46	15,75	15,20	20,16	19,42	19,58	19,29	19,57	15,81	16,32	19,57	17,57
9	15,12	15,29	15,81	15,06	20,35	19,63	19,43	19,70	19,69	15,83	16,63	20,45	17,75
10	15,47	15,80	16,44	15,50	20,47	20,03	19,79	19,99	19,79	16,29	17,09	22,16	18,24
11	15,76	16,51	16,98	15,73	20,94	20,54	20,10	20,70	20,10	16,54	17,57	22,94	18,70
12	15,96	16,85	17,21	15,81	21,27	21,26	20,39	20,98	20,49	16,88	17,92	23,29	19,03
13	15,69	16,18	16,74	15,63	21,27	21,21	20,41	21,06	20,69	17,04	18,44	23,22	18,97
14	15,43	15,75	16,38	15,47	21,03	20,72	19,65	21,03	20,83	16,79	18,62	22,76	18,71
15	15,94	16,61	16,86	15,77	20,91	21,07	19,94	21,58	21,78	17,10	19,50	23,60	19,22
16	16,65	17,12	17,41	16,01	21,90	22,09	20,77	21,97	22,14	18,22	19,37	23,94	19,80
17	16,65	17,30	17,53	16,09	22,52	22,18	20,93	22,33	21,75	17,70	19,26	24,50	19,89
18	15,88	16,69	17,31	15,82	22,38	21,60	20,80	21,85	22,00	17,38	19,15	24,01	19,57
19	15,01	15,80	16,44	15,19	22,30	21,50	21,09	21,61	20,76	16,57	18,56	22,74	18,96
20	15,16	16,33	19,30	17,71	23,33	21,82	21,06	21,92	21,69	17,30	18,77	22,59	19,75
21	16,76	18,49	19,56	16,87	23,26	21,64	21,23	21,35	21,88	18,63	19,75	25,17	20,38
22	16,90	18,69	19,55	17,43	23,21	21,84	21,16	21,69	22,20	18,78	19,67	25,24	20,53
23	16,53	17,80	19,13	16,37	22,73	21,57	20,96	21,66	22,46	18,14	19,41	24,87	20,13
24	15,66	16,21	17,14	15,59	21,16	21,11	20,59	20,96	20,96	16,60	18,68	23,80	19,04
PROMEDIO	15,67	16,39	17,02	15,71	21,33	20,86	20,21	20,75	20,66	16,88	17,98	22,62	18,84

Los valores son promedios ponderados.

Variante Litio T358 - San Cristóbal TESA



PRECIOS DE ENERGÍA EN NODOS PRINCIPALES DEL STI (SIN IVA) EN US\$/MWh - AÑO 2019

Consumidor	Nodo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO	
CRE	GCH069	15,93	16,81	17,83	16,32	21,65	20,80	20,29	20,84	20,73	17,25	18,70	22,77	19,26	
CRE	URU069	16,08	16,92	17,62	16,64	21,33	20,65	20,61	21,70	21,48	17,73	18,42	22,78	18,68	
CRE (1)	URU115	-	-	18,07	16,19	21,34	20,70	20,27	21,35	20,93	17,36	18,49	22,86	19,74	
CRE	ARB115	15,99	16,71	17,41	16,16	21,23	20,70	20,47	22,03	21,51	17,68	18,66	22,89	18,80	
CRE	WAR115	15,80	16,66	17,61	16,34	21,56	20,68	20,29	20,72	20,55	17,11	18,27	22,49	19,06	
CRE	BRE069	16,02	16,87	17,66	16,46	21,69	20,88	20,58	21,55	21,29	17,57	18,12	22,54	18,72	
CRE	BRE115	15,78	16,63	17,50	16,13	21,37	20,54	20,23	20,77	20,59	17,16	17,95	22,56	18,92	
CRE	TRN115	15,78	16,61	17,31	16,04	21,30	20,63	-	20,70	20,58	17,14	18,05	22,52	18,69	
CRE (Las Misiones)	TRN115	15,76	16,59	17,41	16,07	21,32	20,71	-	20,80	20,63	17,10	17,99	22,49	18,80	
CRE (2)	YAP230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22,41	22,41	
DELAPAZ	KEN115	16,12	16,73	17,13	16,36	22,54	22,31	21,59	22,22	21,65	18,06	18,65	23,07	19,70	
DELAPAZ	CUM115	16,15	16,74	17,20	16,35	22,39	22,18	21,43	22,03	21,45	17,97	18,58	23,25	19,80	
DELAPAZ	CHS115	15,16	15,72	16,19	15,62	21,76	21,88	21,27	21,81	20,99	17,40	17,83	21,84	18,99	
DELAPAZ	CRN115	15,49	16,03	16,49	15,87	21,69	22,15	21,51	22,10	21,35	17,73	18,17	22,33	19,31	
DELAPAZ	SBU115	15,95	16,38	17,01	16,36	22,41	22,80	49,90	46,58	21,88	18,58	18,83	23,38	21,90	
DELAPAZ	PCA115	16,08	16,70	17,17	16,27	22,28	22,04	9,47	10,67	21,37	17,85	18,51	22,96	16,42	
DELAPAZ	MAZ230	16,00	16,66	17,09	16,22	22,23	21,94	21,24	21,75	21,24	17,47	18,08	22,48	19,84	
DELAPAZ (3)	VIN069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,26	17,43	22,79	19,66	
ELFEC	ARO115	15,95	16,54	17,00	16,12	21,56	21,12	20,38	20,84	20,58	17,41	18,25	22,53	19,07	
ELFEC	VHE115	16,11	16,85	17,33	16,27	21,63	21,25	20,54	21,04	20,78	17,69	18,31	23,02	19,29	
ELFEC	IRP115	16,23	16,84	17,24	16,36	22,07	21,65	20,72	21,31	20,93	17,83	18,40	23,15	19,48	
ELFEC	CHI230	15,71	16,34	16,85	15,85	21,31	20,81	20,16	20,79	20,33	17,17	17,80	22,48	18,81	
ELFEC	SJO115	15,62	16,56	16,50	15,45	20,70	20,68	20,00	21,13	20,28	17,21	16,73	22,08	19,17	
ELFEC	PAY115	15,80	16,47	16,88	15,90	21,30	20,89	20,22	20,69	20,30	17,22	18,06	22,48	19,01	
ELFEC	CAR230	15,58	16,25	16,83	15,69	21,09	20,53	20,02	20,60	20,28	17,02	17,62	22,22	18,58	
ELFEC	QOL115	15,62	16,45	16,82	15,84	21,15	20,73	20,06	20,46	19,96	17,01	17,90	22,42	18,75	
ELFEC	VTU230	15,70	16,36	16,84	15,87	21,27	20,78	20,18	20,70	20,33	17,18	17,78	22,34	18,72	
ELFEC	SAN115	15,84	16,30	16,74	15,82	21,32	21,02	20,23	20,67	20,40	17,20	18,30	22,47	19,01	
ENDE DEORURO	VIN069	16,16	16,72	17,22	16,31	22,16	21,81	21,03	21,56	21,11	17,72	18,46	23,03	19,50	
ENDE DEORURO	VIN115	16,41	16,63	17,17	16,17	21,78	21,82	20,88	22,13	20,88	17,56	18,17	22,75	19,66	
ENDE DEORURO	CAT069	16,47	16,99	17,43	16,59	22,40	21,99	21,06	21,48	21,21	17,95	18,65	23,62	19,70	
ENDE DEORURO (4)	JER115	-	-	-	-	-	21,75	20,75	21,20	20,78	17,56	19,47	22,99	20,81	
ENDE DEORURO (5)	LUC115	-	-	-	-	-	-	-	-	20,88	17,89	18,00	23,65	19,47	
CESSA	ARJ069	16,64	17,64	17,80	16,46	22,45	22,17	20,25	20,40	20,26	17,91	18,98	26,63	19,77	
CESSA	SUC069	16,49	17,22	17,42	16,23	22,06	21,84	19,82	20,30	19,94	17,73	18,85	26,46	19,65	
CESSA	SUC115	16,43	17,36	17,58	16,32	22,20	21,88	20,05	20,22	20,02	17,78	18,79	26,45	20,10	
SEPSA	DDI069	16,85	17,74	17,93	16,70	22,76	22,47	20,55	20,70	20,54	18,16	19,29	27,15	20,12	
SEPSA	POT069	16,84	17,63	17,82	16,65	22,72	22,48	20,49	20,49	20,55	20,38	18,14	19,52	27,19	20,12
SEPSA	POT115	16,89	17,72	17,92	16,71	22,82	22,51	20,53	20,59	20,45	18,18	19,51	27,21	20,21	
SEPSA	PUN069	16,25	16,92	17,06	15,93	21,80	21,45	19,18	19,04	19,13	17,14	18,77	26,53	19,06	
SEPSA	LIT230	16,49	17,20	17,32	16,05	21,88	21,44	19,18	18,83	18,83	17,10	18,53	26,69	19,23	
SEPSA (6)	THU230	-	-	18,71	15,93	21,68	21,20	18,79	18,52	18,48	16,79	18,48	26,57	19,63	
SEPSA	ATO069	16,69	17,41	17,54	16,21	21,96	-	-	-	-	-	-	-	17,72	
SEPSA (4)	POR069	-	-	-	-	-	21,81	19,54	19,36	19,30	17,43	18,74	26,90	20,41	
SEPSA (4)	CHL069	-	-	-	-	-	21,50	19,07	18,81	18,74	17,22	18,76	26,58	20,20	
SEPSA (4)	TEU069	-	-	-	-	-	21,63	19,48	19,31	19,23	17,29	18,82	26,79	20,34	
ENDE	PUN069	16,52	17,05	17,06	15,96	21,81	21,54	19,30	19,37	19,54	17,23	19,19	26,60	19,30	
ENDE	UYU230	16,40	17,18	17,32	16,08	21,94	21,53	19,25	18,92	19,03	17,16	18,57	26,68	19,20	
ENDE	LCA230	15,74	16,36	16,31	15,78	21,40	20,96	18,55	18,31	18,24	16,70	18,19	26,30	18,66	
SETAR	TAJ115	15,71	16,12	16,09	15,56	21,19	20,67	18,23	18,18	18,17	16,57	18,23	26,41	18,46	
SETAR VIL.	YAG069	15,37	15,87	15,76	15,32	20,78	20,23	17,70	17,64	17,65	16,24	18,00	26,19	18,11	
SETAR YAC.	YAG069	15,39	15,87	15,77	15,32	20,80	20,24	17,70	17,63	17,66	16,22	18,05	26,19	18,13	
ENDE DELBENI	YUC115	15,85	16,32	16,80	16,17	22,18	22,80	21,97	22,52	21,87	18,04	18,72	22,93	19,68	
ENDE DELBENI	SBO115	15,94	16,42	16,97	16,36	22,44	22,80	22,18	22,81	22,04	18,51	19,13	23,56	19,88	
ENDE DELBENI	MOX115	16,27	16,63	17,33	16,68	22,94	23,25	22,61	23,23	22,58	18,85	19,93	24,48	20,37	
ENDE DELBENI	TRI115	16,41	16,82	17,45	16,83	23,19	23,46	22,80	23,55	22,82	19,03	20,39	25,07	20,58	
ENDE DELBENI	SBU115	15,94	16,42	16,99	16,35	22,42	22,76	22,18	22,65	21,78	18,41	19,06	23,45	19,87	
EMDEECRUZ	WAR115	15,79	16,64	17,79	15,97	21,54	20,80	20,38	20,92	20,18	16,93	19,17	22,49	19,23	
EM VINTO	VIN069	15,99	16,54	16,91	16,13	21,80	21,57	20,86	21,35	20,76	17,56	18,03	22,71	19,19	
COBOCE	IRP115	16,14	16,71	16,89	16,19	21,77	21,46	20,68	21,19	20,79	17,42	17,71	22,69	19,46	
MSCR	LIT230	16,43	17,11	17,17	15,94	21,64	21,30	19,03	18,43	18,38	17,07	18,37	26,51	19,04	
ENDE YLB	SAL115	16,53	17,05	17,08	15,99	21,72	21,31	18,96	18,89	18,97	17,10	18,87	26,61	19,44	
Total MEM		16,07	16,79	17,35	16,28	21,90	21,44	20,54	21,05	20,76	17,54	18,53	23,51	19,33	

Los valores son promedios ponderados.

(1) Ingreso en operación comercial del Transformador Urubú 230/115 kV (Marzo 2019).

(2) Ingreso en operación comercial de las líneas Carrasco - Yapeacaní 230 kV, Yapeacaní - Bélgica 230 kV (Diciembre 2019).

(3) Incorporación de la demanda en Subestación Choquetanga para DELAPAZ (Octubre 2019).

(4) Ingreso de los nodos de retiro Jerugo 115 kV, Telamayu 69 kV, Portugalete 69 kV, Chilcobia 69 kV (Junio 2019).

(5) Ingreso del punto de retiro en Subestación Lucianita (septiembre 2019).

(6) Ingreso en operación comercial del Autotransformador Torre Huayco 230/69 kV y la demanda en Torre Huayco 69 kV (Marzo 2019).

PRECIOS MEDIOS (SIN IVA) - AÑO 2019

	Energía US\$/MWh	Energía Renovable US\$/MWh	Potencia US\$/KW-mes	Peaje US\$/KW-mes	Monómico US\$/MWh
Guaracachi	19,3	1,0	10,7	7,3	56,1
Urubó	18,7	1,1	10,6	7,3	57,3
Urubó 115 kV	19,7	1,2	10,7	7,4	72,9
Arboleda	18,8	1,1	10,7	7,4	47,7
Warnes	19,1	1,0	10,7	7,3	58,3
Brechas 69	18,7	1,1	10,6	7,3	58,5
Brechas 115	18,9	1,0	10,8	7,3	59,0
Troncos	18,7	1,1	10,6	7,3	56,9
Troncos - Las Misiones	18,8	1,0	10,7	7,3	64,8
Yapacaní	22,4	1,3	9,8	7,2	139,1
TOTAL - CRE	19,1	1,0	10,7	7,3	57,0
Kenko	19,7	1,0	11,1	7,3	56,5
Cumbre	19,8	1,1	10,9	7,3	64,7
Chusipata	19,0	0,9	10,4	7,3	63,1
Caranavi	19,3	0,9	10,8	7,3	62,0
Palca	19,6	1,1v	10,8	7,3	62,5
San Buenaventura	19,8	1,0	11,3	7,3	57,2
Contorno Bajo	19,8	1,0	10,4	7,3	57,8
Choquetanga	19,7	0,9	9,6	7,2	1.048,8
TOTAL - DELAPAZ	19,7	1,0	11,0	7,3	59,3
Arocagua	19,1	1,0	10,6	7,3	51,9
Valle Hermoso	19,3	1,0	10,7	7,4	65,5
Irpa Irpa IRP	19,5	0,9	10,9	7,4	68,6
Chimoré	18,8	1,0	10,6	7,3	63,3
San José	19,2	1,1	9,1	7,2	42,4
Paracaya	19,0	1,0	10,7	7,3	61,8
Qollpana	18,8	0,8	10,7	7,3	65,4
Villa Tunari	18,7	0,9	10,6	7,3	59,8
Santiváñez	19,0	1,1	10,3	7,3	56,1
Carrasco	18,6	1,0	10,5	7,3	53,3
TOTAL - ELFEC	19,1	1,0	10,6	7,3	58,8
Vinto	19,5	0,9	11,0	7,3	59,1
Vinto 115	19,7	1,1	10,9	7,3	22,9
Catavi	19,7	1,0	11,2	7,3	56,4
Jeruyo	20,8	1,1	10,7	7,5	87,9
Lucianita	19,5	1,0	11,4	7,6	77,4
TOTAL - ENDE DEORURO S.A.	19,6	1,0	11,0	7,4	58,6
Sacaca	19,8	0,8	11,0	7,3	84,7
Ocurí	19,7	0,9	11,3	7,3	75,0
Potosí	20,1	1,0	11,3	7,3	54,2
Potosí 115	20,2	1,0	11,4	7,3	56,0
Punutuma	19,1	1,0	10,8	7,3	50,2
Atocha	17,7	0,9	11,8	6,9	46,2
Don Diego	20,1	0,9	11,4	7,3	63,6
Complejo Karachipampa	19,7	1,0	10,2	7,2	74,9
Litio - Lípez	19,2	1,0	10,8	7,3	65,3
Torre Huayco	19,6	1,0	10,5	7,5	60,2
Portugalete	20,4	1,0	10,7	7,5	59,9
Chilcobia	20,2	1,2	10,6	7,5	55,3
Telamayu	20,3	1,2	10,7	7,5	59,5
TOTAL - SEPSA	19,9	1,0	11,2	7,3	56,5
Mariaca	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sucre	19,8	1,0	11,1	7,3	63,1
Sucre - Fancesa	19,7	1,0	10,7	7,3	47,5
Sucre 115	20,1	1,0	10,9	7,4	61,6
TOTAL - CESSA	19,8	1,0	11,0	7,3	58,3
Tazna	19,3	1,5	9,8	7,3	79,9
Uyuni - Uyuni	19,2	0,9	10,8	7,3	59,9
Las Carreras	18,7	0,9	10,6	7,4	52,6
TOTAL - ENDE	18,8	1,0	10,6	7,3	55,3
Tarija	18,5	1,0	10,5	7,3	56,5
Villamontes	18,1	0,9	10,2	7,3	55,8
Yacuiba	18,1	1,0	10,2	7,3	56,1
TOTAL - SETAR	18,3	1,0	10,4	7,3	56,3
Yucumo	19,7	1,0	11,5	7,4	55,9
San Borja	19,9	1,0	11,5	7,3	65,9
San Ignacio de Mojos	20,4	1,0	12,2	7,3	67,2
Trinidad	20,6	1,0	12,6	7,3	67,6
San Buenaventura	19,9	1,0	11,4	7,3	67,5
TOTAL - ENDE DELBENI S.A.M.	20,4	1,0	12,3	7,3	67,2
EMDEECRUZ	19,2	1,1	10,7	7,3	61,6
EMVINTO - COMIBOL	19,2	1,0	11,1	7,4	51,9
COBOCE R.L.	19,5	1,0	10,8	7,3	35,4
MINERA SAN CRISTÓBAL S.A.	19,0	1,0	10,9	7,3	48,2
RETIROS ENDE PARA YLB	19,4	1,0	10,4	7,3	66,5
Totales	19,3	1,0	10,9	7,3	57,6

Tipo de cambio promedio: 6.96 Bs/US\$

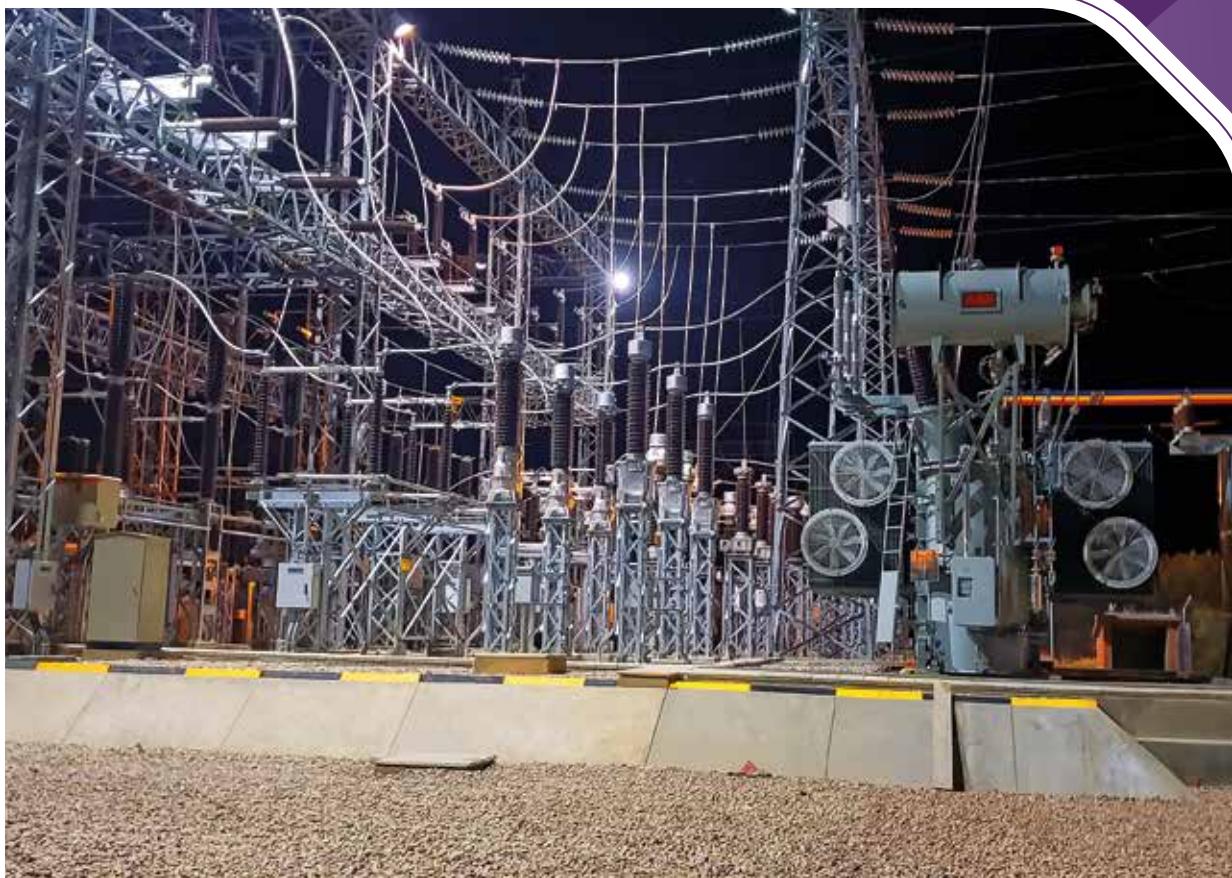
**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS
POR LOS GENERADORES (CON IVA)
EN US\$/MPC - AÑO 2019**

Central	Periodo		
	Nov/18-Abr/19	May/19-Oct/19	Nov/19-Abr/20
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
VALLE HERMOSO	1,30	1,30	1,30
ARANJUEZ	1,30	1,30	1,30
KARACHIPAMPA	1,30	1,30	1,30
KENKO	1,30	1,30	1,30
EL ALTO	1,30	1,30	1,30
DEL SUR	1,30	1,30	1,30
WARNES	1,30	1,30	1,30
Promedio	1,30	1,30	1,30

**PRECIOS DE GAS NATURAL DECLARADOS POR LOS GENERADORES (SIN IVA)
EN US\$/MMBTU - AÑO 2019**

	Guaracachi	Carrasco	Bulo Bulo	Entre Ríos	V. Hermoso	Aranjuez	Karachipampa	Kenko	El Alto	Del Sur	Warnes
Enero	1,1879	1,2214	1,2288	1,2287	1,2312	1,1650	1,1650	1,2058	1,2058	1,1956	1,2425
Febrero	1,1928	1,2275	1,2257	1,2214	1,2355	1,1674	1,1674	1,2078	1,2078	1,2152	1,2438
Marzo	1,1830	1,2211	1,2302	1,2214	1,2349	1,1757	1,1757	1,2017	1,2017	1,1920	1,2194
Abril	1,2053	1,2268	1,2110	1,2214	1,2355	1,1733	1,1733	1,1999	1,1999	1,1544	1,2391
Mayo	1,1733	1,2382	1,2448	1,2214	1,2405	1,1686	1,1686	1,2021	1,2021	1,1751	1,1989
Junio	1,1721	1,2361	1,2363	1,2214	1,2468	1,1733	1,1733	1,2082	1,2082	1,2233	1,1903
Julio	1,2310	1,2275	1,2363	1,2214	1,2425	1,1627	1,1627	1,2099	1,2099	1,1533	1,2206
Agosto	1,1818	1,2328	1,2418	1,2214	1,2431	1,1733	1,1733	1,2108	1,2108	1,1532	1,2040
Septiembre	1,2245	1,2292	1,2373	1,2322	1,2417	1,1662	1,1662	1,2021	1,2021	1,1521	1,2192
Octubre	1,2091	1,2361	1,2362	1,2214	1,2442	1,1650	1,1650	1,2059	1,2059	1,1589	1,2088
Noviembre	1,2236	1,2314	1,2298	1,2339	1,2375	1,1603	1,1603	1,2069	1,2069	1,1522	1,2301
Diciembre	1,1955	1,2309	1,2334	1,2361	1,2287	1,1786	1,1786	1,2088	1,2088	1,1702	1,2393
Promedio	1,1983	1,2299	1,2326	1,2252	1,2385	1,1691	1,1691	1,2058	1,2058	1,1746	1,2213

Transformador de Potencia 50 MVA (T13) en Subestación Sucre - CESSA



CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS- PERÍODO 2008 - 2019
CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES

Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Total
2008	Enero	794		507	460	36	129	1			65		1.992
	Febrero	748		415	378	35	131	3			51		1.760
	Marzo	849		498	489	70	157	3			30		2.095
	Abril	1.081		493	647	100	146	7			86		2.580
	Mayo	1.479		523	734	181	165	52			101		3.236
	Junio	1.319		504	660	289	162	71			44		3.048
	Julio	1.490		535	770	400	156	76			103		3.531
	Agosto	1.629		439	752	388	156	74			114		3.553
	Septiembre	1.552		504	702	331	191	73			108		3.462
	Octubre	1.528		504	680	237	189	51			110		3.299
	Noviembre	1.367		504	551	173	176	28			89		2.889
	Diciembre	1.203		512	497	97	163	8			100		2.580
	TOTAL	15.039		5.938	7.320	2.338	1.920	449			1.001		34.006
2009	Enero	1.209		483	352	36	164	2			95		2.341
	Febrero	1.121		469	502	222	165	30			89		2.598
	Marzo	982		500	490	167	180	4			92		2.415
	Abril	1.160		479	432	225	178	19			98		2.591
	Mayo	1.483		513	388	477	186	58			102		3.207
	Junio	1.540		133	359	386	454	213			104		3.264
	Julio	1.384		231	446	733	448	178			109		3.676
	Agosto	1.235		252	525	753	439	85			110		3.554
	Septiembre	1.254		341	524	710	508	82			109		3.679
	Octubre	1.231		342	535	776	471	207			106		3.818
	Noviembre	1.116		268	512	661	534	191			120		3.511
	Diciembre	1.132		113	498	662	284	188			40		3.015
	TOTAL	14.848		1.680	5.843	6.844	4.267	2.017			949		37.670
2010	Enero	1.243		47	505	505	196	178	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		3.608
	Abril	1.505		284	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		4.072
	Septiembre	1.051		218	519	702	469	175	115		494		3.846
	Octubre	1.360		178	427	740	421	193	113		529		4.069
	Noviembre	1.320		194	504	736	458	130	129		635		4.150
	Diciembre	1.445		194	506	696	396	196	106		647		4.186
	TOTAL	14.503		2.300	6.050	8.185	5.321	2.131	1.234		4.345		45.094
2011	Enero	1.424		174	523	690	311	186	87		614		4.063
	Febrero	938		94	480	480	163	144	39		583		2.980
	Marzo	1.040		64	506	358	113	158	8		541		2.839
	Abril	1.157		86	515	535	197	159	41		656		3.399
	Mayo	1.639		244	496	384	523	169	138		671		4.367
	Junio	1.631		295	526	389	582	200	165		619		4.509
	Julio	1.480		321	547	659	477	218	172		756		4.732
	Agosto	1.465		332	564	754	556	225	176		745		4.918
	Septiembre	1.676		221	538	576	557	198	156		713		4.736
	Octubre	1.552		170	530	633	523	199	138		714		4.580
	Noviembre	1.442		274	526	720	477	198	109		640		4.491
	Diciembre	1.457		161	543	718	419	196	94		729		4.430
	TOTAL	16.901		2.443	6.294	6.895	4.898	2.252	1.322		7.980		50.022
2012	Enero	1.511		187	356	780	403	207	95		729		4.363
	Febrero	1.135		166	478	567	216	180	58		589		3.489
	Marzo	1.163		180	317	559	251	168	49		649		3.435
	Abril	1.081		92	226	488	312	159	57	11	635		3.154
	Mayo	1.209		184	267	780	525	188	146	28	721		4.152
	Junio	1.113		140	254	828	477	161	153	65	717		4.002
	Julio	1.363		91	261	839	464	182	164	62	658		4.173
	Agosto	1.642		196	280	578	579	209	165	109	729		4.597
	Septiembre	1.632		208	266	804	649	219	161	92	671		4.720
	Octubre	1.539		220	398	924	680	217	164	25	714		4.881
	Noviembre	1.256		204	304	850	725	173	125	107	687		4.431
	Diciembre	1.084		123	374	688	469	201	22	90	757		3.811
	TOTAL	15.733		1.990	3.782	8.687	5.752	2.261	1.359	587	8.255		49.207
2013	Enero	1.285		62	273	590	354	191	19	71	658		3.514
	Febrero	1.160		42	249	448	306	148	11	62	496		3.018
	Marzo	1.258		45	306	603	428	151	21	122	509		3.538
	Abril	1.244		64	431	705	476	169	48	257	531		4.022
	Mayo	1.334		30	546	799	589	166	89	254	736		4.651
	Junio	1.275		25	512	733	520	150	85	226	737		4.365
	Julio	1.276		10	452	811	390	168	48	315	688		4.260
	Agosto	1.299		31	385	672	501	170	94	306	695		4.237
	Septiembre	1.347		56	452	493	585	164	97	183	679		4.180
	Octubre	1.384		57	470	422	526	154	38	94	671		3.920
	Noviembre	1.356		55	339	505	499	166	26	71	694		3.809
	Diciembre	1.369		106	333	725	528	170	33	66	715		4.144
	TOTAL	15.587		583	4.747	7.506	5.702	1.967	608	2.027	7.807		47.639
2014	Enero	1.298		107	340	714	361	170	34	47	700		3.876
	Febrero	1.178		91	444	722	340	159	45	60	649		3.782
	Marzo	1.219		124	555	818	527	177	77	95	852		4.342
	Abril	1.524		111	446	817	543	162	98	109	570		4.477
	Mayo	1.522		94	486	852	542	196	148	117	735		4.823
	Junio	1.424		42	548	671	491	178	168	110	734		4.486
	Julio	1.255		104	677	861	592	193	176	127	696		4.937
	Agosto	1.468		45	555	790	535	188	172	118	723		5.021
	Septiembre	1.435		72	529	853	469	175	92	237	531		5.146
	Octubre	1.510		110	647	767	436	197	71	277	568		5.288
	Noviembre	1.397		95	689	757	419	146	77	282	608		5.279
	Diciembre	1.307		102	658	638	330	123	17	202	585		4.969
	TOTAL	16.537		1.096	6.576	9.260	5.584	2.085	1.174	1.780	7.752		56.427

CONSUMO DE GAS EN MILLONES DE PIES CÚBICOS- PERÍODO 2008 - 2019
CONSUMO REAL INFORMADO POR LOS AGENTES (Continuación)

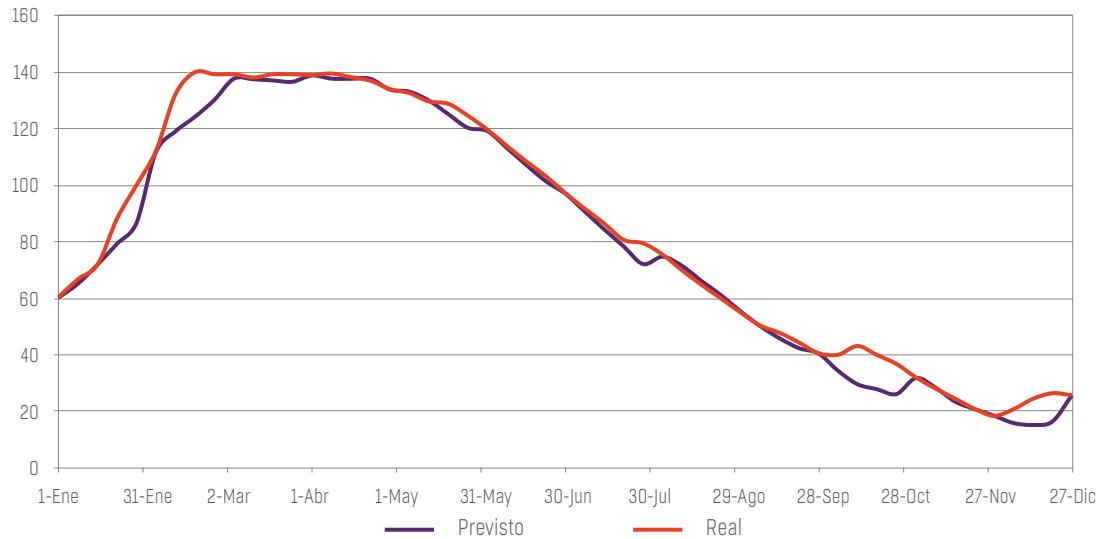
Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Termoeléctrica Warnes	Total	
2015	Enero	1425	103	517	418	185	94	0	171	308	97	903	-	4.219	
	Febrero	1287	99	437	343	201	96	0	147	274	94	738	57	3.775	
	Marzo	1432	115	375	321	116	108	0	145	420	93	943	283	4.351	
	Abril	1362	74	281	636	189	143	6	170	274	83	875	268	4.360	
	Mayo	1117	124	479	741	267	149	22	208	341	99	962	288	4.797	
	Junio	1093	134	508	787	508	173	70	245	399	105	851	253	5.126	
	Julio	1155	79	499	846	321	148	83	304	374	98	990	250	5.148	
	Agosto	1344	82	451	775	434	163	86	315	407	100	960	204	5.319	
	Septiembre	1258	79	515	380	190	142	72	310	317	79	972	981	5.293	
	Octubre	1347	84	546	330	210	144	47	285	171	70	1013	1189	5.437	
	Noviembre	1314	104	463	139	178	138	0	158	103	81	854	1277	4.810	
	Diciembre	1373	133	440	188	163	138	0	207	216	93	902	1308	5.181	
	TOTAL	15.505	1.209	5.511	5.904	2.962	1.634	386	2.665	3.603	1.093	10.963	6.359	57.795	
2016	Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Termoeléctrica Warnes	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	193	35	643	372	153	13	204	746	90	1.028	1.456	6.271	
	Mayo	1.118	92	88	324	389	124	4	144	799	60	1.131	1.505	5.776	
	Junio	1.073	40	0	139	314	151	0	255	715	59	1.074	1.466	5.286	
	Julio	988	103	143	245	442	153	25	271	758	89	1.117	1.491	5.824	
	Agosto	1.001	135	263	325	461	184	35	291	794	92	1.077	1.520	6.158	
	Septiembre	1.042	192	247	514	480	171	36	278	742	94	1.054	1.470	6.320	
	Octubre	1.283	310	260	671	537	175	36	304	775	91	1.062	1.460	6.965	
	Noviembre	1.339	291	411	666	733	113	40	265	494	94	1.058	1.321	6.825	
	Diciembre	1.403	314	477	640	638	27	21	195	312	92	1.070	1.169	6.357	
	TOTAL	14.609	2.108	3.408	5.051	5.145	1.680	216	2.859	7.371	1.038	12.288	16.961	72.714	
2017	Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Termoeléctrica Warnes	Total
	Enero	1.466	306	442	582	362	84	0	102	72	79	965	1.210	5.672	
	Febrero	1.274	299	395	561	550	133	11	160	295	86	920	1.101	5.786	
	Marzo	1.458	310	449	462	475	150	6	172	262	93	1.032	1.009	5.878	
	Abril	1.161	296	289	347	314	138	0	121	50	55	1.011	1.222	5.004	
	Mayo	1.300	132	255	473	470	148	18	190	124	85	1.012	1.524	5.730	
	Junio	877	67	316	396	605	144	25	4	138	35	1.047	1.398	5.053	
	Julio	793	141	603	446	677	156	16	182	158	20	1.134	1.408	5.734	
	Agosto	955	100	749	434	631	155	16	178	190	19	1.093	1.418	5.940	
	Septiembre	1.036	94	460	569	617	146	19	169	174	17	1.061	1.432	5.793	
	Octubre	1.114	125	411	629	645	144	24	174	240	23	1.097	1.477	6.103	
	Noviembre	1.069	119	451	748	658	145	42	209	286	33	1.008	1.442	6.210	
	Diciembre	1.125	84	482	577	547	145	14	193	171	27	903	1.479	5.747	
	TOTAL	13.628	2.074	5.301	6.225	6.551	1.688	192	1.854	2.160	573	12.284	16.120	68.648	
2018	Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Termoeléctrica Warnes	Total
	Enero	1.012	91	436	555	471	141	1	148	115	14	980	1.322	5.285	
	Febrero	855	100	498	492	372	132	0	150	157	15	728	1.006	4.508	
	Marzo	971	77	489	573	363	139	5	167	84	17	823	1.386	5.092	
	Abril	1.036	28	640	721	678	148	42	88	249	28	788	1.441	5.890	
	Mayo	1.039	57	156	536	508	114	19	37	38	0	1.042	1.460	5.006	
	Junio	1.035	31	420	382	448	148	14	29	14	0	1.075	1.498	5.095	
	Julio	1.004	31	455	583	567	149	29	36	17	0	1.139	1.500	5.509	
	Agosto	918	29	564	417	508	154	23	26	6	0	1.070	1.483	5.197	
	Septiembre	996	83	616	604	581	144	51	60	59	0	1.020	1.446	5.661	
	Octubre	958	65	622	475	413	146	18	27	27	0	1.074	1.330	5.157	
	Noviembre	559	145	595	650	331	147	17	34	66	0	1.050	1.138	4.730	
	Diciembre	732	79	524	449	201	149	5	16	29	0	1.047	1.339	4.569	
	TOTAL	11.115	816	6.015	6.437	5.444	1.711	224	817	861	74	11.837	16.347	61.699	
2019	Año	Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Termoeléctrica Warnes	Total
	Enero	1.025	34	438	379	142	113	2	46	4	0	870	1.334	4.388	
	Febrero	852	92	512	514	251	50	0	111	15	0	866	1.166	4.428	
	Marzo	451	149	598	743	323	101	2	146	68	0	1.246	1.159	4.987	
	Abril	800	36	629	489	202	131	1	122	23	0	1.007	1.116	4.557	
	Mayo	1.353	102	748	15	696	139	24	144	13	0	915	918	5.067	
	Junio	1.181	47	693	0	646	137	11	96	4	0	897	938	4.650	
	Julio	1.077	1	667	226	516	139	17	107	58	0	956	891	4.657	
	Agosto	1.100	25	518	281	472	132	45	75	259	0	964	821	4.692	
	Septiembre	997	62	412	267	332	129	11	84	576	0	917	752	4.539	
	Octubre	1.056	4	65	31	144	118	-	23	679	0	837	887	3.844	
	Noviembre	1.073	48	6	182	67	120	-	18	510	0	725	1.163	3.913	
	Diciembre	1.277	150	151	174	488	135	-	17	294	0	885	1.006	4.376	
	TOTAL	12.242	751	5.437	3.301	4.280	1.443	113	991	2.505	0	10.885	12.150	54.098	

**CONSUMO DE DIESEL EN LITROS
PERÍODO 2012 - 2019**

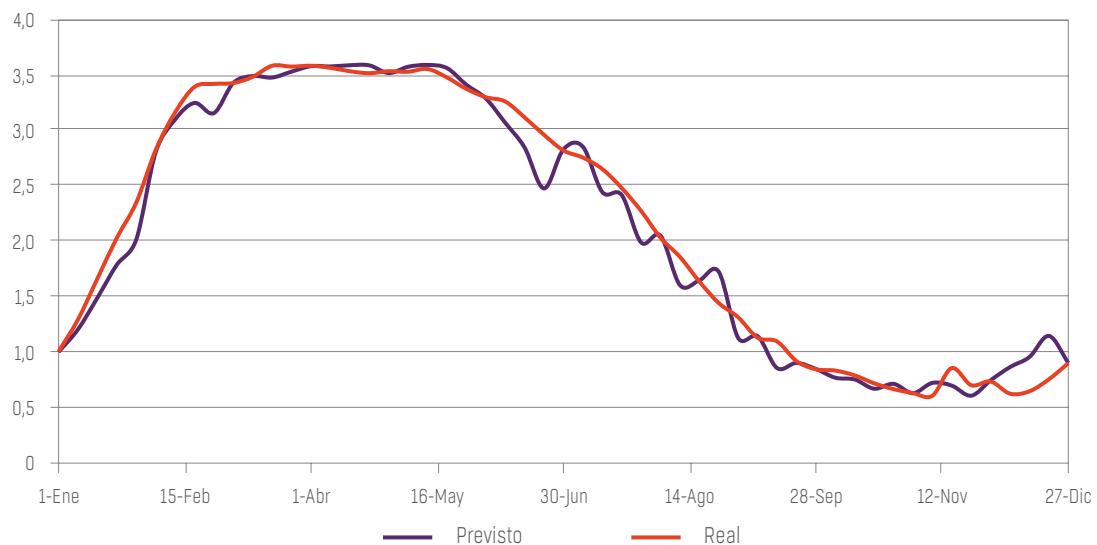
Mes	AÑO								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Enero	1.827.693	1.520.891	1.375.160	1.704.343	2.113.214	1.966.557	1.981.296	2.144.293	
Febrero	1.640.590	1.310.359	1.379.443	1.496.996	1.875.886	1.789.716	1.789.514	2.260.533	
Marzo	1.817.424	1.254.376	1.574.477	1.743.130	2.199.737	1.913.656	2.035.536	2.138.742	
Abril	1.573.191	1.209.345	1.567.313	1.649.193	2.015.129	1.756.531	2.094.217	2.067.596	
Mayo	1.536.210	1.160.346	2.363.536	1.644.383	1.536.903	1.761.327	1.980.559	1.895.500	
Junio	1.393.074	1.098.622	2.515.991	1.609.827	1.391.636	1.619.595	1.482.294	1.766.164	
Julio	1.594.210	1.114.351	2.592.377	1.758.311	1.638.821	1.708.532	1.649.272	1.791.846	
Agosto	2.189.735	1.128.649	2.670.802	2.249.970	1.709.867	1.840.896	1.595.933	1.814.751	
Septiembre	1.947.903	1.271.618	1.903.722	2.057.716	1.791.028	1.872.150	1.899.510	2.179.141	
Octubre	1.800.391	1.285.246	2.025.065	1.842.578	2.119.594	2.015.799	2.205.836	2.302.453	
Noviembre	1.796.698	1.345.447	1.691.628	1.955.491	2.130.427	2.053.637	2.084.751	895.229	
Diciembre	1.352.828	1.515.883	1.826.628	2.076.049	1.974.274	2.007.198	2.091.100	900.119	
TOTAL	20.469.947	15.215.133	23.486.142	21.767.987	22.496.516	22.305.594	22.889.818	22.156.367	

Mes	2018					2019				
	SAN BORJA	RURRENAB-AQUE	YUCUMO	SANTA ANA DE YACUMA	SAN IGNACIO DE MOXOS	SAN BORJA	RURRENAB-AQUE	YUCUMO	SANTA ANA DE YACUMA	SAN IGNACIO DE MOXOS
Enero	2.325	2.130	130	160	18	48	46	38	2.650	8
Febrero	132	244	88	2.485	100	4.923	2.452	1.069	3.250	3.814
Marzo	0	190	150	5.114	0	33	62	12	6.375	20
Abril	0	0	0	4.130	1.060	30	50	25	3.742	26
Mayo	1.025	1.335	235	36.276	350	19	45	16	922	10
Junio	0	0	0	7.759	0	902	25	16	62	495
Julio	625	0	0	710	0	159	85	66	1.264	70
Agosto	570	380	36	4.151	36	38	110	32	62	30
Septiembre	0	0	0	0	0	27	50	32	2.734	30
Octubre	36	69	24	1.185	24	0	75	50	6.822	3.274
Noviembre	1.530	461	0	1.702	0	0	50	36	8.312	66
Diciembre	0	0	0	2.082	0	0	625	98	9.667	1.116
TOTAL	6.243	4.809	663	65.754	1.588	6.179	3.675	1.490	45.862	8.959

**EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm³) - AÑO 2019
CORANI**



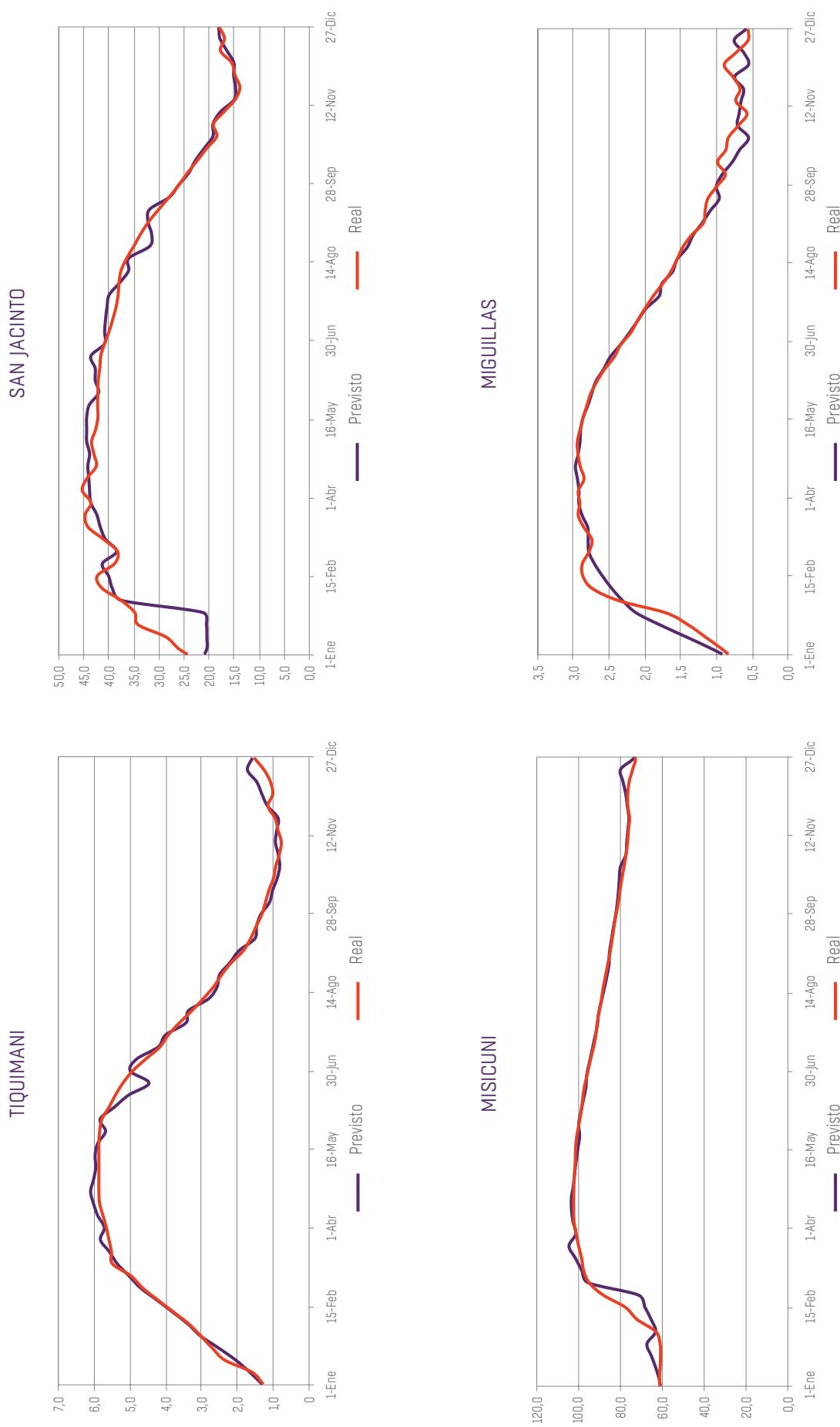
EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm³) - AÑO 2019
ZONGO

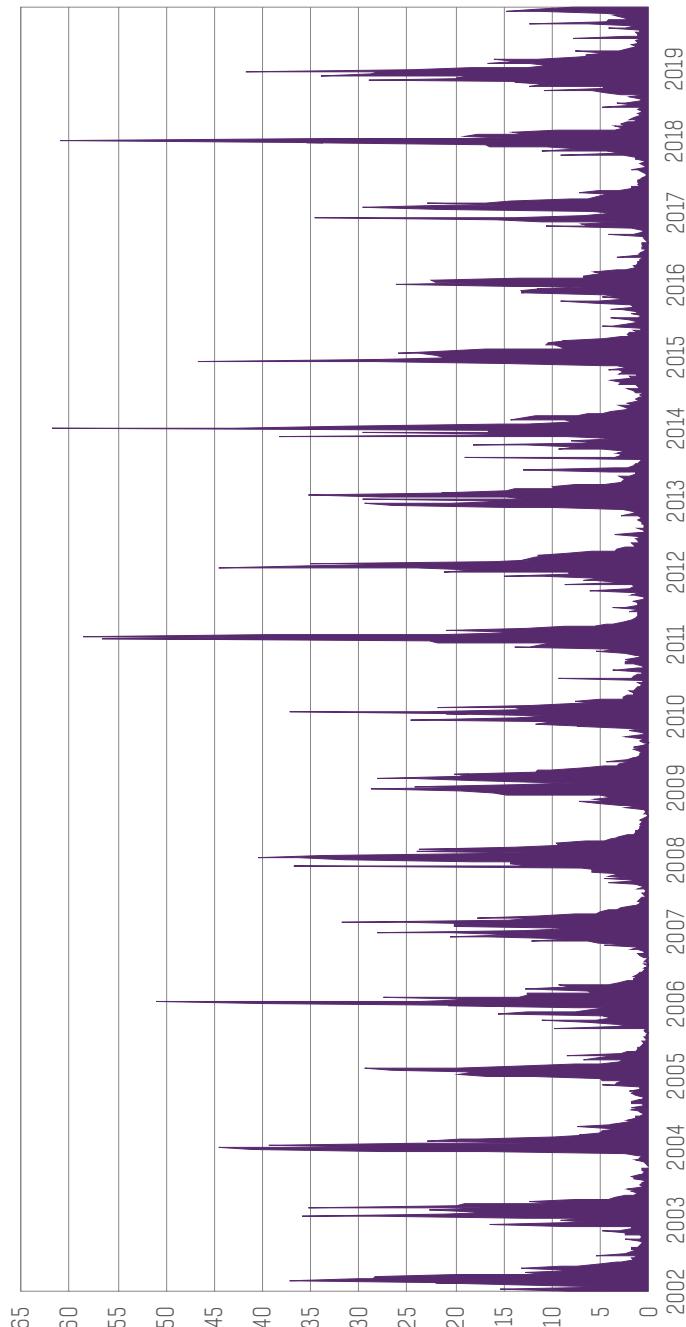
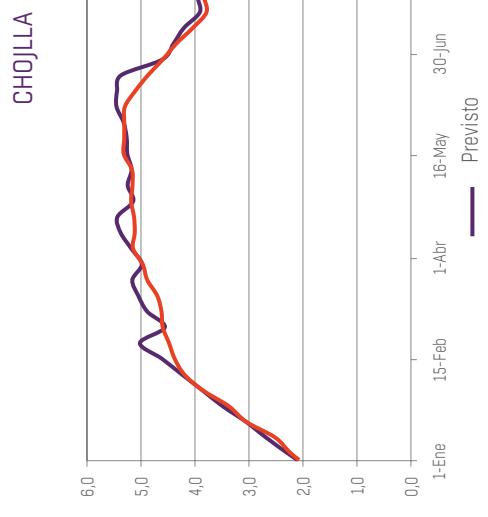
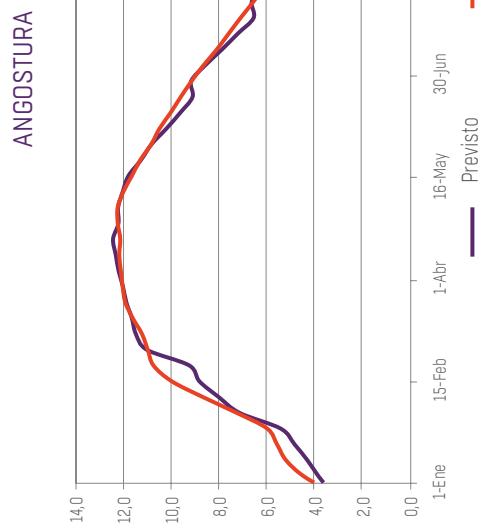


Conexión Planta Solar Oruro al SIN - ENDE TRANSMISIÓN



EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN EMBALSADO (Hm³) - AÑO 2019





DEMANDA DE ENERGÍA POR ÁREAS (GWh) - PERÍODO 1996 - 2019

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Área Oriental	847.4	951.9	1.050.7	1.137.3	1.138.9	1.150.1	1.192.9	1.241.6	1.366.4	1.455.7	1.572.4	1.660.8	1.749.2	1.899.6	2.068.3	2.411.8	2.556.7	2.727.7	2.940.5	3.079.5	3.166.2	3.302.0	3.323.3	
Área Norte	865.9	921.8	963.0	1.005.0	1.005.0	998.2	1.028.7	1.066.8	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	1.960.4	2.006.2	2.000.4	2.136.4
Área Centro-Sur	1.012.4	1.072.2	1.146.3	1.166.3	1.198.3	1.221.0	1.310.6	1.310.4	1.284.2	1.381.4	1.499.4	1.734.6	2.091.9	2.193.0	2.334.8	2.482.7	2.577.5	2.736.8	2.822.0	3.088.8	3.337.9	3.441.3	3.529.2	3.619.3
Total	2.725.8	2.945.9	3.160.0	3.160.0	3.308.6	3.335.5	3.331.7	3.532.2	3.603.8	4.305.8	4.886.4	5.138.0	5.397.0	5.814.0	6.301.9	6.604.3	7.012.8	7.477.7	7.945.9	8.377.8	8.613.7	8.821.7	9.079.0	

DEMANDA DE ENERGÍA POR EMPRESAS (GWh) - PERÍODO 1996 - 2019

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CRE	847.4	951.9	1.050.7	1.137.3	1.138.9	1.150.1	1.192.9	1.241.6	1.366.4	1.455.7	1.572.4	1.660.8	1.749.2	1.899.6	2.068.3	2.290.5	2.411.8	2.556.7	2.727.7	2.940.5	3.079.5	3.166.2	3.302.0	
DELAPAZ	865.9	921.8	963.0	1.005.0	1.005.0	998.2	1.028.7	1.066.8	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	1.810.3	1.850.7	1.927.5	
ELFEC	444.2	486.3	549.0	568.2	583.9	590.5	642.1	653.2	674.2	711.3	758.4	812.9	838.5	883.0	958.3	1.010.2	1.058.3	1.116.9	1.190.3	1.228.0	1.309.5	1.331.0	1.363.4	
ENDE DEDURU	191.1	198.7	205.5	210.2	203.6	212.0	217.1	212.2	234.1	264.3	287.0	311.2	334.8	326.4	352.3	382.2	403.8	438.8	456.0	467.0	461.5	484.0	504.2	
CESSA	92.2	101.4	110.7	114.1	102.2	108.2	124.4	131.2	140.1	152.8	157.9	172.6	190.6	189.9	215.4	227.8	247.3	268.8	286.8	303.7	303.7	315.1	320.4	
SEPSA	76.2	82.3	89.9	89.5	89.4	112.4	131.8	147.4	166.5	178.0	210.1	232.9	255.5	286.8	318.2	338.2	363.4	416.6	445.3	467.3	446.1	451.9	485.0	
ENDE																								
ENDE DELBENI																								
EMDEFEGRIZ																								
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	501.7	490.1	467.4	
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	3.984.3	4.305.8	4.886.4	5.138.0	5.397.0	5.814.0	6.301.9	6.604.3	7.012.8	7.477.7	7.945.9	8.377.8	8.613.7	8.821.7	9.079.0

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA (GWh) PERÍODO 1996 - 2019

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Enero	217.1	241.5	258.5	289.1	283.8	277.5	294.4	298.0	311.6	324.7	346.3	371.0	424.4	442.2	464.9	515.6	534.8	595.0	602.8	660.0	710.9	729.1	739.5	
Febrero		202.5	210.1	231.2	244.6	269.2	251.5	271.3	287.8	296.3	318.8	334.1	391.8	428.6	459.7	485.6	502.5	526.5	549.7	569.0	638.3	684.6	710.8	
Marzo		225.5	241.1	265.2	282.3	275.5	285.1	295.4	295.9	324.3	337.2	366.1	388.2	423.5	449.9	505.5	506.3	584.3	585.0	606.3	682.4	719.9	745.5	
Abril		217.0	241.6	249.0	266.8	271.7	276.4	293.1	295.1	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	744.2	
Mayo		231.4	245.5	265.7	261.7	273.7	278.7	280.8	296.3	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	674.9	
Junio		221.6	229.6	261.2	269.1	275.2	275.3	282.9	296.7	304.5	319.9	350.2	372.2	407.2	422.3	462.1	496.3	506.9	557.7	574.2	627.7	649.1	671.4	
Julio		233.6	250.2	277.6	282.5	293.6	308.2	314.3	334.5	360.4	383.9	383.2	452.1	483.4	518.7	538.3	564.8	576.4	611.7	633.0	687.8	705.7	744.3	
Agosto		234.2	252.5	276.0	282.6	302.2	316.0	370.3	396.6	439.8	455.3	479.7	536.8	588.6	628.4	672.4	706.6	726.6	762.4	776.3	786.3	793.8		
Septiembre		236.7	252.4	261.4	283.0	274.6	280.3	294.0	308.0	318.6	331.4	360.5	414.2	426.6	458.8	500.7	540.1	582.1	657.5	683.0	699.9	721.1	752.2	
Octubre		238.5	263.7	276.4	294.5	290.8	313.7	308.4	331.4	346.0	361.7	436.2	450.4	477.4	520.0	557.7	594.6	617.3	700.2	708.0	750.5	763.5	790.2	
Noviembre		229.9	249.3	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	742.0	760.8	
Diciembre		232.8	258.3	272.1	288.9	279.0	288.8	305.8	331.2	355.7	381.2	426.3	447.8	479.7	527.5	578.8	635.9	664.8	700.9	722.9	755.4	799.5		
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	3.984.3	4.305.8	4.886.4	5.138.0	5.397.0	5.814.0	6.301.9	6.604.3	7.012.8	7.477.7	7.945.9	8.377.8	8.613.7	8.821.7	9.079.0

DEMANDA MÁXIMA ANUAL [MW] PERÍODO 1996 - 2019

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total	544.6	583.7	622.7	644.3	644.9	664.8	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	1.458.5	1.511.2	1.512.3

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2019 TEMPERATURA MEDIA

Empresa	Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
Hidroeléctricas																											
COBEE	Zongo y Achachicalá [4]	188.6	136.9	153.1	183.1	182.9	183.3	183.3	183.3	183.3	166.8	166.8	168.0	187.6	187.6	188.4	188.4	188.8	188.0	188.0	177.5	188.0	188.0	188.0	188.0		
ENDE CORANI	Santa Isabel /Corani, San José y San José II [10]	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	127.8	144.9	144.9	147.0	147.0	145.9	149.9	148.7	148.7	148.7	148.7	148.7	148.7	148.7	148.7	210.4		
COBEE	Migullas	18.4	18.4	18.4	18.3	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	21.1		
SYNERGIA	Yurta [1]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.5	18.5	18.5	18.0	18.0	21.1	20.9	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1		
HB	Kanata	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	
SDB	Taquessel [8]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	
ENDE GUARACACHI	Quehata	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
ENDE	San Jacinto	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Subtotal	Misicuni	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Subtotal	Subtotal	263.0	281.3	298.4	335.8	354.6	444.3	428.1	446.3	448.3	469.7	471.6	478.3	478.1	476.4	476.0	476.0	476.1	475.7	465.2	482.7	483.2	603.2	664.9	734.8		
Edificios	Qolpana [7]																										
ENDE CORANI	Subtotal																										
Solares																											
ENDE GUARACACHI	Yunchará [11]																										
ENDE GUARACACHI	Uyuni																										
ENDE	Oruro [12]																										
Subtotal																											
Biomasa																											
GBE	Quabirá																										
GBE	IASSA																										
ENDE GUARACACHI	Unegro [5]																										
ENDE GUARACACHI	San Buenaventura [6]																										
ENDE GUARACACHI	Aglai [13]																										
Subtotal																											
Termoeléctricas (a temperatura media Anual)																											
ENDE GUARACACHI	Guaracachi	168.0	168.0	168.2	287.7	287.7	268.5	249.4	248.8	248.8	253.9	317.2	271.0	271.0	267.7	267.7	346.4	346.4	346.4	346.4	346.4	346.4	346.4	346.4	346.4	346.4	
ENDE GUARACACHI	Santa Cruz	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	111.9	109.8	134.2	134.2	133.4	133.4	133.4	133.4	133.4	133.4	133.4	
ENDE VALLE HERMOSO	Carrasco	74.3	74.3	74.6	74.3	74.3	37.2	18.6	37.2	74.3	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.3	74.3	74.3	74.3	74.3	74.3	74.3	74.3	74.3	74.3	
ENDE VALLE HERMOSO	Valle Hermoso	87.5	37.5	37.5	37.5	32.1	32.1	32.1	32.1	32.1	39.2	32.1	39.2	38.4	43.2	43.2	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	
ENDE GUARACACHI	El Alto	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	
CECBB	Bulo Bulo	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	
ENDE	Karachipampa	18.0	18.0	17.6	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	
ENDE ANDINA	Kenko																										
ENDE ANDINA	Entre Ríos																										
ENDE ANDINA	Entre Ríos Ciclo Combinado																										
ENDE ANDINA	Del Sur																										
ENDE ANDINA	Del Sur Ciclo Combinado																										
ENDE ANDINA	Warres																										
ENDE ANDINA	Warres Ciclo Combinado																										
ENDE GEN.	Moxos [9]																										
ENDE GEN.	Trinidad																										
ENDE GEN.	Rurrenabaque																										
ENDE GEN.	San Borja																										
ENDE GEN.	Yucumó																										
ENDE GEN.	Santa Ana de Yacuma																										
ENDE GEN.	San Ignacio de Moxos																										
Subtotal		424.0	424.0	424.1	543.7	625.8	569.5	521.5	552.5	589.5	601.0	603.8	1037.7	1070.7	1151.7	1162.3	663.0	665.7	700.7	812.8	950.8	991.5	1200.1	1428.4	1437.7	1430.9	
Total		687.0	705.3	722.5	879.5	961.5	924.1	975.8	924.1	975.8	1047.7	1070.7	1151.7	1162.3	1164.9	1258.1	1309.8	1447.9	1488.1	1488.1	1497.9	217.0	217.0	223.6	223.6	35.04	

(1) Se incorpora al MEM en mayo de 2001.

(2) No se consideran las unidades San José y San José II que fueron autorizadas en julio de 2012.

(3) No se considera la capacidad de generación de la central San José II que fue autorizada en marzo de 2014.

(4) Se considera como operativa a partir del año 2014.

(5) Se considera como operativa a partir del año 2014.

(6) Se considera como operativa a partir del año 2014.

(7) A partir de septiembre 2018, se incorpora la central eléctrica Qolpana.

(8) No considera la capacidad de generación de la central San José II que fue autorizada en marzo de 2014.

(9) No se considera la capacidad de generación de la central San José II que fue autorizada en marzo de 2014.

(10) En la gestión 2018, se incluye el informe de la licencia de generación de la central San José II que fue autorizada en marzo de 2014.

(11) Se considera como operativa a partir del año 2014.

(12) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(13) Ingresó en operación comercial de la planta San José en Septiembre de 2019.

(14) Resolución AEP-N°705/2016 del 30/12/2016 autoriza el reinicio de las unidades C101 y C102 de la central hidroeléctrica Chalila Antigua (0.867 MW).

(15) No considera la capacidad de generación de la central San José II que fue autorizada en marzo de 2014.

(16) Se considera como operativa a partir del año 2014.

(17) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(18) Se considera como operativa a partir del año 2014.

(19) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(20) No considera la capacidad de generación de la central San José II que fue autorizada en marzo de 2014.

(21) Se considera como operativa a partir del año 2014.

(22) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(23) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(24) Se considera como operativa a partir del año 2014.

(25) A partir de septiembre 2018, se incorpora la central eléctrica Qolpana.

(26) No considera la capacidad de generación de la central San José II que fue autorizada en marzo de 2014.

(27) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(28) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(29) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(30) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(31) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(32) No considera la capacidad de generación de la central San José II que fue autorizada en marzo de 2014.

(33) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(34) Ingresó en operación en diciembre de 2018.

(35) Ingresó en operación en diciembre de

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CENTRAL (MW) PERÍODO 1996 - 2019 TEMPERATURA MÁXIMA

Empresa	Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
Hidroeléctricas																											
COBEE	Zongo y Achacicala (4)	118.6	136.9	153.1	183.1	182.9	183.3	166.8	166.0	187.6	187.6	188.4	188.4	188.0	188.0	188.0	188.0	177.5	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0	188.0		
ENDE CORANI	Santa Isabel /Corani, San José I y San José II (10)	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	127.8	144.9	144.9	147.0	147.0	149.9	149.9	148.7	148.7	148.7	148.7	148.7	148.7	148.7	148.7	210.4		
COBEE	Migullas	18.4	18.4	18.4	18.3	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.4	18.0	18.0	21.1	20.9	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1		
ERESA	Yura (1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.5	18.5	18.0	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0		
SYNERGIA	Kanata	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	
HB	Tiquesi (8)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
SDB	Quiñata	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
ENDE GUARACACHI	San Jacinto	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
ENDE	Misticuni	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Subtotal		263.0	281.3	298.4	335.8	354.6	444.3	428.1	446.3	469.7	471.6	478.3	478.1	476.4	476.0	476.1	475.7	465.2	482.7	483.2	603.2	664.9	734.8				
Eólicas																											
ENDE CORANI	Dollpana (7)																										
Subtotal																											
Solares																											
ENDE GUARACACHI	Yunchará (11)																										
ENDE GUARACACHI	Uyuni																										
ENDE																											
Subtotal																											
Biomasa																											
GBE	Guabirá																										
GBE	IAGSA																										
ENDE GUARACACHI	Unagro (5)																										
ENDE GUARACACHI	San Buenaventura (6)																										
ENDE GUARACACHI	Aquai																										
Subtotal																											
Termoeléctricas (a temperatura media Anual)																											
ENDE GUARACACHI	Guitaracachi	160.0	160.0	159.6	280.2	268.5	249.0	231.4	230.8	230.8	230.8	235.9	235.9	233.9	249.9	249.9	247.2	247.2	321.6	321.6	322.1	322.1	319.6	319.6	319.6	319.6	
ENDE GUARACACHI	Santa Cruz																										
ENDE VALLE HERMOSO	Carrasco	106.4	106.4	106.4	106.5	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	104.3	104.3	103.6	103.6	101.9	124.0	124.0	124.0	124.0	124.0	124.0	124.0	124.0	124.0		
ENDE VALLE HERMOSO	Valle Hermoso	70.5	70.5	70.5	69.2	69.1	34.6	17.3	34.6	34.6	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	68.5	68.5	68.5	68.5	68.5	68.5	68.5	68.5	68.5		
ENDE GUARACACHI	El Alto																										
CECB	Aranjuez	36.5	36.5	36.5	36.3	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	37.2	37.2	41.9	35.4	35.4	35.4	35.4	35.4	35.4		
ENDE GUARACACHI	Bulo Bulo																										
COBEE	Karachipampa	13.4	13.4	13.4	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.0	13.0	13.5	13.5	13.5	13.4	13.4	13.4	13.4		
ENDE ANDINA	Entre Ríos	18.0	18.0	17.6	17.2	17.3	17.3	17.3	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4		
ENDE ANDINA	Warnes Ciclo Combinado																										
ENDE GEN.	Moxos (9)																										
ENDE GEN.	Trinidad																										
ENDE GEN.	Rurrenabaque																										
ENDE GEN.	San Borja																										
ENDE GEN.	Yucumó																										
ENDE GEN.	Santa Ana de Yacuma																										
ENDE GEN.	San Ignacio de Moxos																										
Subtotal		404.8	404.8	404.0	522.4	591.2	537.2	503.5	520.3	554.6	554.7	565.7	564.8	561.0	621.6	709.0	758.9	887.7	926.1	1119.0	1316.8	1314.6	1308.2	1308.2	1308.2		
Total		667.8	666.1	702.4	886.2	926.9	981.8	947.8	948.4	1000.8	1003.0	1005.3	1023.9	1035.4	1120.8	1226.4	1235.9	1384.8	1424.8	1435.7	1854.6	1854.6	2114.2	2114.2	2114.2		

(1) Se incorpora al MEM en mayo de 2001.
 (2) No se consideran las 6 unidades sinistradas en julio de 2012 [MUS09 - MUS14].
 (3) No considera la capacidad de Central Sámano debida a inundación en marzo 2014.
 (4) Se considera como potencia asignada a partir de noviembre 2014.
 (5) Se considera como potencia asignada a partir de 07/11/17 la potencia efectiva de San Buenaventura es 12 MW
 (6) Se considera como potencia asignada a partir de 07/11/17 la limitación de la inversión de la planta Solar uno (Septiembre 2019).
 (7) A partir de la decisión de ENDE Guatracachi, par a fin de año de 2016, se incorpora la 2ª fase (24 MW) de la central solar que se encuentra en operación comercial de los excéntricos de Central Agua Dulce (Julio 2019).
 (8) Resolución AE N°705/2016 del 30/12/2016 autoriza el retiro de las unidades C101 y C102 de la central hidroeléctrica Chalita Antigua (0.867 MW).
 (9) No considera las unidades MUS15 y MUS16 su Licencia de Generación temporal finalizó el 31/12/2017 [Res. AE N°308/2017].
 (10) En la gestión 2018 se incorpora Cortejo San José I Sistema Crón.
 (11) En la gestión 2018 finalizó la limitación de la inversión de la planta Solar uno (Septiembre 2019).
 (12) Ingreso en operación comercial de la planta Solar uno (Septiembre 2019).
 (13) Ingreso en operación comercial de los excéntricos de Central Agua Dulce (Julio 2019).
 (14) Se considera como potencia asignada a partir de noviembre 2014.
 (15) Se considera como potencia asignada a partir de 07/11/17 la potencia efectiva de San Buenaventura es 12 MW
 (16) A partir de la decisión de ENDE Guatracachi, par a fin de año de 2016, se incorpora la 2ª fase (24 MW) de la central solar que se encuentra en operación comercial de los excéntricos de Central Agua Dulce (Julio 2019).
 (17) A partir de septiembre 2016 se incorpora la 2ª fase (24 MW) de la central solar que se encuentra en operación comercial de los excéntricos de Central Agua Dulce (Julio 2019).
 (18) A partir de septiembre 2016 se incorpora la 2ª fase (24 MW) de la central solar que se encuentra en operación comercial de los excéntricos de Central Agua Dulce (Julio 2019).

PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) PERÍODO 1996 - 2019

Empresa	Centrales	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Metrópolitana	Zarigüy Achachicala	710.0	705.2	702.4	783.2	936.8	1035.4	1005.7	736.1	870.8	831.0	856.3	981.8	903.3	921.5	930.6	990.0	940.9	1000.1	887.0	941.1	782.9	935.2	634.1	784.0	
CODEE	Huají (4)																									
CODEE	Santa Isabel y Coriani	535.5	688.0	610.9	739.9	788.5	845.6	838.3	811.8	816.0	627.5	804.3	784.0	881.7	817.3	899.1	795.3	810.7	929.5	923.4	937.7	545.3	715.7	844.6	101.0	
ENDE CORIANI	San José (5)																									
ENDE CORIANI	Misicún (1)	122.8	139.8	123.8	109.8	106.3	120.3	113.4	100.2	110.9	104.8	111.3	96.2	102.6	107.5	109.5	108.5	114.9	114.4	108.0	108.6	89.6	102.0	103.0	112.5	
CODEE	Migullas	56.8	64.5	59.0	18.6	14.9	71.1	69.3	58.1	62.4	68.4	73.7	65.2	78.3	74.7	71.8	73.2	77.7	77.8	85.1	77.6	63.0	60.8	75.6	75.4	
ERESA	Yura (4)																									
SYNERGIA	Kanala	17.6																								
HB	Tauusi																									
SDB	Duehita																									
ENDE GUARACACH	Saltito																									
ENDE GUARACACH	Subtotal	1425.1	1571.6	1498.1	1669.1	1855.6	2106.2	2182.3	1969.2	2128.4	1941.1	2131.4	2134.2	2280.5	2264.3	2151.4	2324.2	2322.4	2154.9	2233.0	2439.6	1715.6	2289.9	2605.8	3244.3	
Eléctricas	Uyuni (6)																									
ENDE CORIANI	Quillana (Fase I)																									
ENDE CORIANI	Doljima (Fase II)																									
Solar	Subtotal																									
Biomasa	GBE																									
ENDE GUARACACH	Gabirá																									
ENDE GUARACACH	Iñaja (3)																									
ENDE GUARACACH	Ungro																									
ENDE GUARACACH	Estia																									
ENDE GUARACACH	Aguia (13)																									
Termoeléctricas	Subtotal																									
ENDE GUARACACH	Guarechachi	798.5	647.2	755.4	689.5	762.0	684.4	705.0	951.6	774.1	877.8	965.5	1026.8	1280.4	1256.0	1147.0	1262.6	1164.7	1764.4	1820.2	1551.8	1820.2	1391.4	1437.8	1474.2	
ENDE GUARACACH	Santa Cruz																									
ENDE VALLE HERMOSO	Carbrasco	135.1	573.2	655.7	504.8	356.6	106.7	161.3	123.8	320.4	532.2	684.8	648.6	664.6	123.4	188.5	145.7	743.3	160.2	188.5	133.5	40.0	74.0	141.6	50.7	
ENDE VALLE HERMOSO	Valle Hermoso	289.2	210.2	204.0	131.4	221.3	312.	17	35.6	41.9	144.0	182.9	182.6	182.0	322.6	412.3	378.5	441.4	260.6	772.6	687.6	815.8	516.3	440.4	552.7	547.5
ENDE VALLE HERMOSO	El Alto																									
ENDE GUARACACH	Arriauz	136.3	95.9	133.1	131.1	128.5	107.5	119.6	130.3	103.1	113.6	99.0	589.4	171.6	176.5	180.2	190.3	191.7	158.7	168.4	119.3	119.3	132.9	132.9	142.4	131.2
GEGBA	Bulo Bulo (**)																									
ENDE GUARACACH	Karachampampa	72.9	96.7	51.8	58.1	30.9	45.6	48.3	49.7	53.5	48.7	40.8	40.1	63.6	63.5	63.0	63.2	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	
CODEE	Kenko	32.0	34.6	38.5	48.5	23.6	281	3.8	30.5	22.7	28.4	41.9	66.6	33.5	71.3	40.5	738.3	767.2	734.6	94.4	101.0	103.0	45.9	90.5	30.7	76.2
ENDE ANDINA (14)	Entre Ríos CC																									
ENDE ANDINA (14)	Urb sur																									
ENDE ANDINA (15)	De sur CC																									
ENDE ANDINA (16)	Warmeras CC																									
ENDE GEN	Mexico CC																									
ENDE GEN	Trinidad																									
ENDE GEN	San Borja (7)																									
ENDE GEN	Rurrenabaque (8)																									
ENDE GEN	Yacuino (9)																									
ENDE GEN	S.A. Tacna (10)																									
ENDE GEN	S.L. Moixos (11)																									
ENDE GEN	Subtotal	1.464.0	1567.8	1839.5	1763.5	1611.4	1422.9	1513.3	1.821.2	1.828.7	2.375.0	2.592.8	3.052.2	3.308.7	3.875.9	4.223.2	4.553.5	4.753.4	5.519.0	5.804.7	6.946.8	6.645.2	6.386.3	5.884.3		
Ma. Generación Trinidad Local	Generación Total																									
Ma. Generación San Ignacio de Mojos (Local)																										
Ma. Generación San Bernardo Local																										
Ma. Generación Las Carreras (Local)																										
Menor Generación San Bernardo Local																										
Menor Generación San Ignacio de Mojos (Local)																										
Menor Generación San Borja Local																										
Menor Generación Yacuino Local																										
Menor Generación Las Carreras Local																										
	Generación Total	2.869.1	3129.3	3332.6	3432.6	3467.0	3859.0	3859.6	3796.4	3859.0	4189.8	4189.3	4801.3	5372.0	5632.7	6035.5	6161.4	6140.4	6347.7	7325.3	8.3234	8.7244	8.8209	9.1744	9.5303	

(1) Hasta abril de 2006 el Yura y el resto del M&E estaban a la operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(2) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(3) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(4) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(5) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(6) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(7) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(8) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(9) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(10) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(11) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(12) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(13) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(14) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(15) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(16) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(17) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(18) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(19) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(20) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(21) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(22) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(23) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(24) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(25) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(26) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(27) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(28) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(29) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

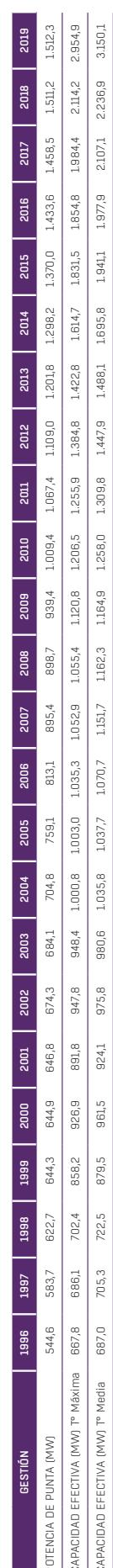
(30) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

(31) El Yura se encuentra en operación comercial de la Central Hidroeléctrica San José (Enero 2018).

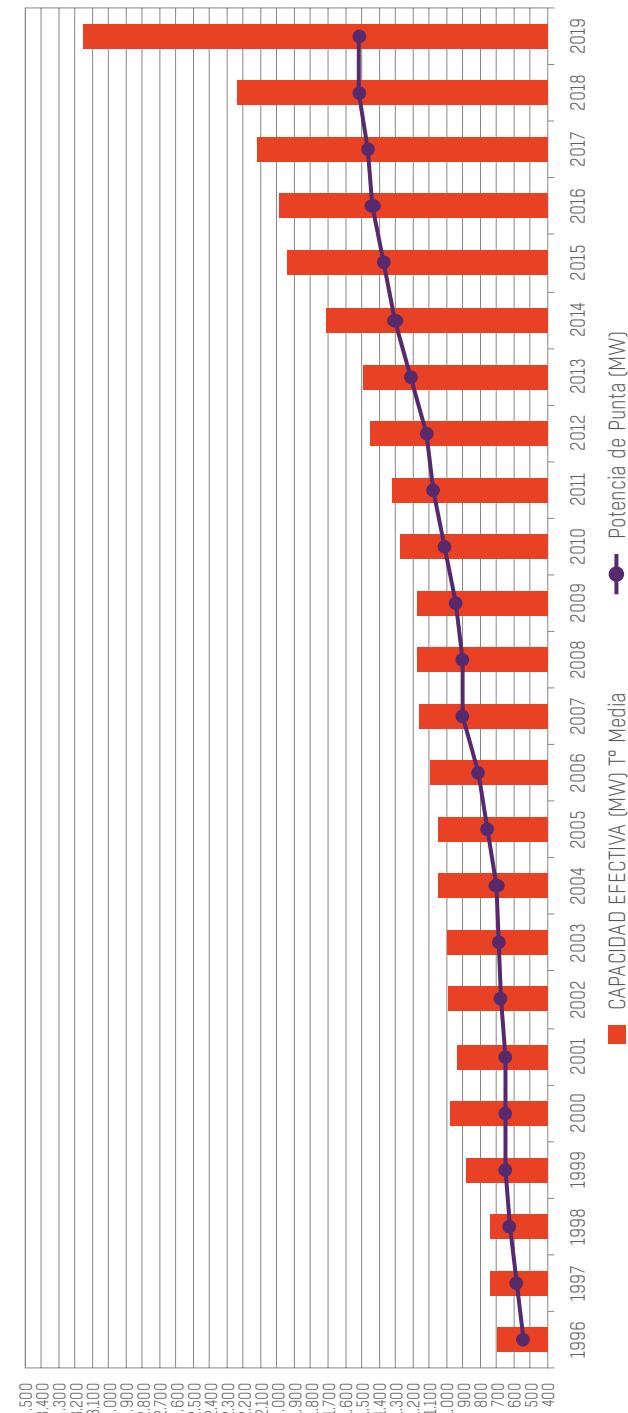
TIEMPO EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN (Min.) PERÍODO 1998 - 2019

GESTIÓN	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
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	402,8	21,3	16,8	6,7

OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2019



OFERTA (T° MEDIA) Y DEMANDA DE POTENCIA (MW) PERÍODO 1996 - 2019



COLAPSOS EN ÁREAS DEL SIN PERÍODO 1996 - 2019

Año	Fecha	Área(s)	Duración Min.
1998	15-Nov	POTOSÍ	27
1999	7-Nov	SUCRE	5
	26-Nov	SUR	55
	23-Dic	ORIENTAL	14
	29-Dic	SUCRE	5
	2-Feb	NORTE	45
2000	24-Mar	SUR	12
	25-Jun	SUCRE	95
	21-Ago	SUCRE	62
	17-Oct	ORIENTAL	17
	25-Oct	SUR	5
	22-Dic	ORIENTAL	12
	28-Dic	ORIENTAL	7
	18-Mar	SUR	37
2001	20-Sep	SUCRE	3
	29-Jul	NORTE	8
2002	13-Ago	ORIENTAL	9
	20-Mar	ORIENTAL	23
2003	18-Jul	CENTRAL, SUR, NORTE	47
	24-Oct	NORTE	8
	26-Nov	NORTE, CENTRAL	29
2004	29-Feb	ORIENTAL	16
	1-Ene	SUR	8
	9-Ene	SUCRE	3
	10-Ene	SUR	16
	20-Ene	ORIENTAL	16
	3-Feb	SUR	36
	27-May	SUCRE	5
	10-Sep	NORTE	4
	2-Oct	ORIENTAL	21
	9-Feb	ORIENTAL	25
2006	23-Nov	SUR, SUCRE	14
	17-Mar	ORIENTAL	37
2007	7-Abr	NORTE	86
	13-Jun	NORTE	30
2008	29-Abr	CENTRAL (ORURO)	85
	2-Oct	NORTE	14
2009		SIN COLAPSOS	0
2010	1-Jul	SUCRE	314
2011		SIN COLAPSOS	0
2012		SIN COLAPSOS	0
2013	6-Abr	COCHABAMBA	32
	14-Jul	ORURO	22
	5-Dic	NORTE, TRINIDAD	29
2014	21-Nov	ORURO	10
	8-Dic	ORIENTAL	23
2015	8-Mar	TRINIDAD	12
	12-Mar	ORURO	9
	19-Jun	YACUIBA y VILLAMONTES	880
	30-Jul	TARIJA	45
	12-Ago	YACUIBA y VILLAMONTES	23
	17-Ago	YACUIBA y VILLAMONTES	17
2016		SIN COLAPSOS	0
2017	11-Sep	TARIJA	1
2018	13-Ene	TARIJA	44
		YACUIBA	47
		VILLAMONTES	48
	26-Feb	TRINIDAD	5
	29-Jul	TARIJA	15
2019	16-Dic	TRINIDAD	145
	5-Apr	TRINIDAD	14
	16-Ago	TARIJA	23
	30-Oct	TARIJA	61

COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN (US\$/MWh) SIN IVA PERÍODO 1996 - 2019

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
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	17,4	16,8	18,8

PRECIOS SPOT SIN IVA PERÍODO 1996 - 2019

Gestión	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
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	18,0	17,3	19,3
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	10,3	11,0	10,9
PEAJE TRANSMI (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	5,6	6,5	7,3	7,3
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	51,1	54,6	57,6

PRECIOS SEMESTRALES - PERÍODO 1996 - 2019

Semestre	Energía US\$/MWh	Energía Renovable US\$/MWh	Potencia US\$/kW-mes	Peaje US\$/kW-mes	Monómico US\$/MWh
May96 - Oct96	19,6	0,0	5,5	0,9	39,8
Nov96 - Abr97	17,5	0,0	8,1	0,9	38,5
May97 - Oct97	18,3	0,0	7,7	0,8	37,9
Nov97 - Abr98	18,4	0,0	7,5	1,6	39,3
May98 - Oct98	20,4	0,0	7,0	1,7	40,8
Nov98 - Abr99	19,0	0,0	6,9	1,7	39,2
May99 - Oct99	15,9	0,0	7,3	1,6	36,4
Nov99 - Abr00	18,6	0,0	7,4	1,7	39,4
May00 - Oct00	20,6	0,0	7,5	1,1	40,3
Nov00 - Abr01	13,5	0,0	7,3	1,7	34,9
May01 - Oct01	10,3	0,0	7,8	1,7	32,4
Nov01 - Abr02	11,8	0,0	8,2	1,8	34,9
May02 - Oct02	11,6	0,0	7,9	1,8	33,4
Nov02 - Abr03	9,1	0,0	7,5	1,8	30,9
May03 - Oct03	7,8	0,0	8,1	1,8	30,1
Nov03 - Abr04	8,6	0,0	6,2	1,8	26,7
May04 - Oct04	9,4	0,0	6,3	1,7	27,3
Nov04 - Abr05	9,5	0,0	6,4	1,7	28,0
May05 - Oct05	17,2	0,0	5,8	1,9	34,1
Nov05 - Abr06	13,5	0,0	5,5	3,0	32,7
May06 - Oct06	17,3	0,0	5,7	3,0	36,4
Nov06 - Abr07	14,1	0,0	6,1	2,7	35,3
May07 - Oct07	16,7	0,0	5,1	2,9	34,8
Nov07 - Abr08	14,8	0,0	5,1	3,0	33,4
May08 - Oct08	17,1	0,0	5,4	3,2	36,2
Nov08 - Abr09	16,0	0,0	5,0	3,6	33,9
May09 - Oct09	18,5	0,0	6,7	3,5	39,1
Nov09 - Abr10	17,1	0,0	6,7	3,3	38,2
May10 - Oct10	18,7	0,0	7,4	3,3	40,6
Nov10 - Abr11	17,7	0,0	7,7	3,3	40,5
May11 - Oct11	20,4	0,0	7,5	3,3	41,9
Nov11 - Abr12	17,8	0,0	7,8	3,1	39,7
May12 - Oct12	19,9	0,0	7,7	3,3	41,9
Nov12 - Abr13	16,5	0,0	7,9	3,5	39,9
May13 - Oct13	16,2	0,0	8,1	3,6	39,6
Nov13 - Abr14	17,7	0,0	7,8	3,1	41,0
May14 - Oct14	18,3	0,0	9,7	3,6	45,3
Nov14 - Abr15	16,3	0,0	9,2	3,6	43,1
May15 - Oct15	17,0	0,0	9,9	3,7	45,0
Nov15 - Abr16	16,2	0,0	10,5	4,3	46,5
May16 - Oct16	17,0	0,0	9,8	4,5	46,6
Nov16 - Abr17	18,5	0,1	9,8	4,6	48,2
May17 - Oct17	17,9	0,2	10,5	6,1	51,9
Nov17 - Abr18	17,9	0,3	10,8	6,5	53,8
May18 - Oct18	17,1	1,0	11,3	6,6	55,2
Nov18 - Abr19	16,8	0,9	10,9	6,9	53,7
May19 - Oct19	20,5	1,0	11,2	7,7	59,7

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2019

EMPRESA	TEN. KV	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			
	Arauajúz - Maracabá		42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9	42.9				
	Arauajúz - Sucre																												
	Atocha - Tamboyu																												
	Don Diego - Karachipampa		16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0				
69	Don Diego - Maracaibo		31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2	31.2				
	Karachipampa - Potosí		10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0				
	Plata - Karachipampa																												
	Potosí - Punautama																												
	Tebamayu - Punautama																												
	Torpe Huayco - Chilcubija																												
	Subtrábil		100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1	100.1				
	Caranavi - Chuquibata																												
	Chusipata - Top Chiquiaguillo																												
	Chusipata - Cumbre																												
	Aroapúa - Santa Isabel		45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6	45.6				
	Arcoágua - Valle Hermoso I		5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4			
	Arcoágua - Valle Hermoso II																												
	Bolivigna - Catará Catá																												
	Bolivigna - Top Bahía																												
	Cahibasi - Jirón 0																												
	Cahibasi - Vinto																												
	Catavi - Turi		97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8				
	Catavi - Sacaca		43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4			
	Catavi - Vinto		76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7	76.7			
	Cabriaguapa - Catavi																												
	Coroni - Arcoágua																												
	Coroni - Santa Isabel		6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4			
	Coroni - Valle Hermoso I		43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5	43.5			
	Coroni - Valle Hermoso II		45.0																										
	Huají - Caranavi																												
	Coto Cota - Kenko																												
	Kenko - Melasa																												
	Melasa - Cota Cota																												
	Pampahasi - Top Bahía																												
115	Pampahasi - Top Chiquiaguillo																												
	Pampahasi - Cumbre																												
	Kenko - Sennata		14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3			
	Lito - Salir																												
	Ocumi - Potosí		64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4	64.4			
	Parcaya - Jibchana																												
	Solej Ojuro - Pequidor																												
	La Plata - Putosi																												
	Potosí - Punautama																												
	Sacabá - Anticocha																												
	Sacabá - Paracaya																												
	Santa Isabel - San José		8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9		
	Santa Isabel - Sanabába																												
	Santaka - Vinto		2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014	2014		
	Sentaka - Mazacruz																												
	Sure - La Plata																												
	Top Coboco - Sacaca		41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	41.9	
	Top Coboco - Valle Hermoso		45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5
	LTI Irapa - Sacaca en 115 kV																												
	LTI Valle Hermoso - Una trona en 115 kV																												
	Valle Hermoso - Cahibasi																												
	Valle Hermoso - Vinto		148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0	148.0		
	Vinto - Catarcagua		142.8																										
	Subtrial		10510	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	8632	

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2019 (Continuación)

EMPRESA	TEN. KV	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Bélgica - Guaratáchi																										
Bélgica - Troncos																										
Carrasco - Bélgica																										
Carrasco - Ypacani																										
Ypacani - Bélgica																										
Carrasco - Chimoré	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	75,3	
Carrasco - Guatachá	179,2	179,2	179,2	179,2	179,2	179,2	179,2	179,2	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	
Carrasco - Warnes																										
Carrasco - Santivániz																										
Chimoré - San José	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	
Chimoré - Villa Tunari																										
Entre Ríos II - Carrasco																										
Entre Ríos II - Entre Ríos I																										
Entre Ríos I - Carrasco																										
Las Carreras - Tarja II																										
Las Carreras - Torre Huayco																										
Mazocruz - Vinto Capacitor																										
Miguelito - Santivániz I																										
Miguelito - Santivániz II																										
Palca - Mazocruz I																										
Palca - Mazocruz II																										
San José - Valle Hermoso	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	59,6	
San José - Miguelito																										
Santivániz - Vinto																										
Santivániz - Pagedor																										
Pagedor - Vinto																										
Torre Huayco - Lito																										
Uyuni - Solar Uyuni																										
Valle Hermoso - Santivániz																										
Valle Hermoso - Vinto																										
Villa Tunari - San José	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	142,8	
Warnes - Bélgica I																										
Warnes - Bélgica II																										
Warnes - Brechas I																										
Warnes - Brechas II																										
Warnes - Guaracachi																										
Warnes - Urubú																										
Subtotal	333,1	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	533,5	
Total ENDE TRANSMISIÓN	1,484,2	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	1,499,8	
Carrasco - Ambleda																										
Carrasco - Urubú																										
Santivániz - Sucré																										
Sucré - Punutuma																										
Urubú - Ambleda																										
Subtotal	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	587,0	
Total ISABOL	557,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	567,0	

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI (KM) PERÍODO 1996 - 2019 (Continuación)

EMPRESA	TEN. KV	LÍNEA DE TRANSMISIÓN												2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
		Bologna - Cota Cota	Bologna - Tap Bahai	Caratávai - Yucumó	Dataricagua - Lucianita	Dota Cota - Kenko	Pampahasi - Tap Bahai	Pampahasi - Tap	Chongüigüillo	San Borja - San Ignacio de Moxos	San Ignacio de Moxos - Trinidad	Yucumó - San Borja	Yucumó - San Buenaventura													
115																										

AGENTES DEL MEM GESTIÓN 2019

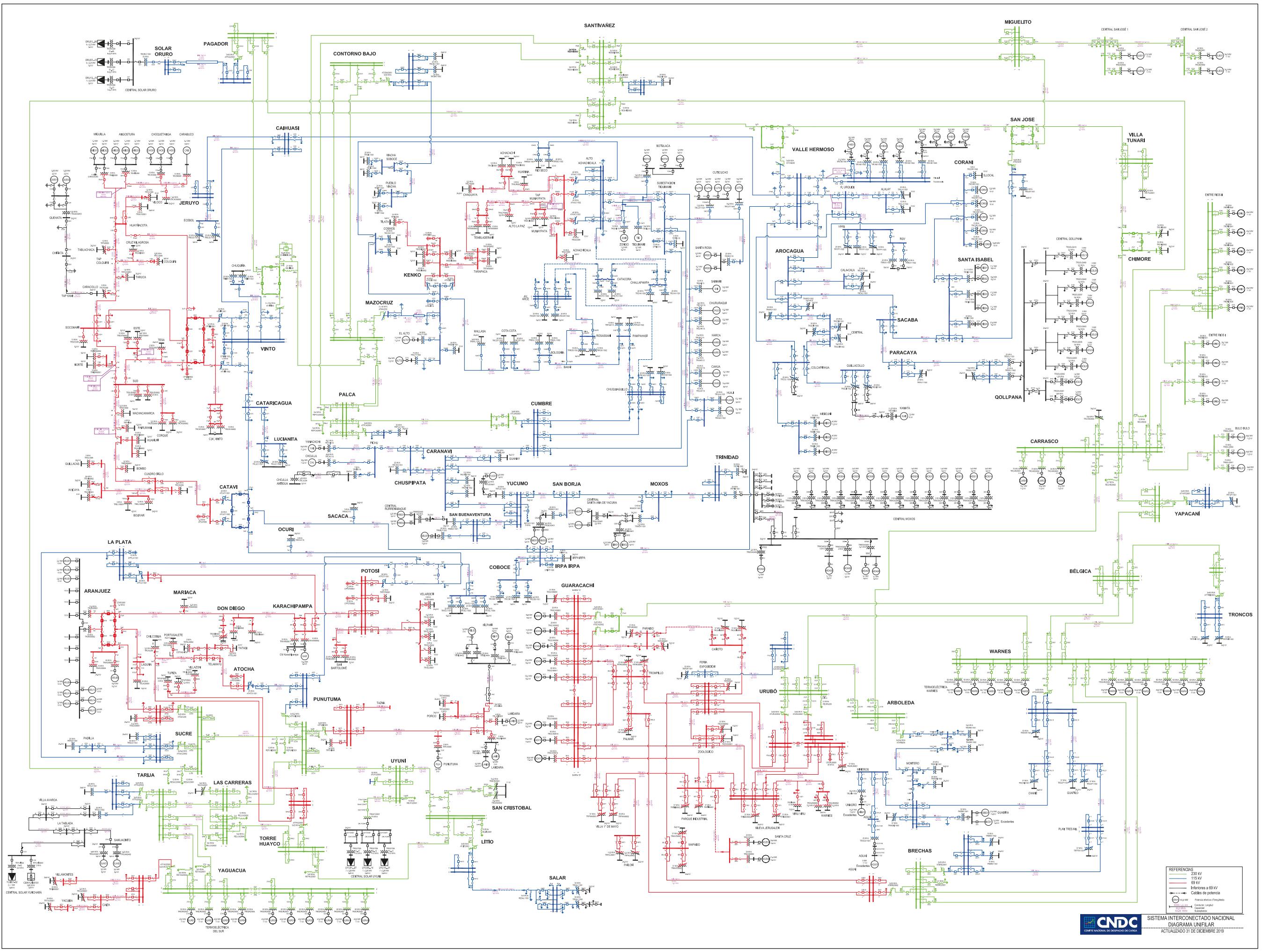
EMPRESAS DE GENERACIÓN		SIGLA
COMPANÍA BOLIVIANA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.		COBEE BPCo
EMPRESA ELÉCTRICA ENDE GUARACACHI S.A.		ENDE GUARACACHI S.A.
EMPRESA ELÉCTRICA ENDE CORANI S.A.		ENDE CORANI S.A.
ENDE VALLE HERMOSO S.A.		ENDE VALLE HERMOSO S.A.
COMPANÍA ELÉCTRICA CENTRAL BULO BULO		CECBB S.A.
EMPRESA RÍO ELÉCTRICO S.A.		RIOELEC S.A.
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 S.A.M.
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - GENERACIÓN		ENDE-GEN
EMPRESAS DE TRANSMISIÓN		SIGLA
ENDE TRANSMISIÓN S.A.		ENDE TRANSMISIÓN S.A.
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ISA BOLIVIA		ISA BOLIVIA S.A.
EMPRESA SAN CRISTÓBAL TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A.		SAN CRISTÓBAL TESA
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD - TRANSMISION		ENDE
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN		SIGLA
COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN		CRE R.L.
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LA PAZ S.A.		DELAPAZ
EMPRESA DE LUZ Y FUERZA ELÉCTRICA COCHABAMBA S.A.		ELFEC
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD ENDE DEORURO S.A.		ENDE DEORURO S.A.
COMPANÍA 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 S.A.M.
EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SANTA CRUZ S.A.		EMDEECRUZ
CONSUMIDORES NO REGULADOS		SIGLA
EMPRESA METALÚRGICA VINTO		EMVINTO-COMIBOL
COBOCE LTDA.		COBOCE R.L.
EMPRESA MINERA SAN CRISTÓBAL		SAN CRISTÓBAL S.A.
YACIMIENTOS DE LITIO BOLIVIANOS		YLB

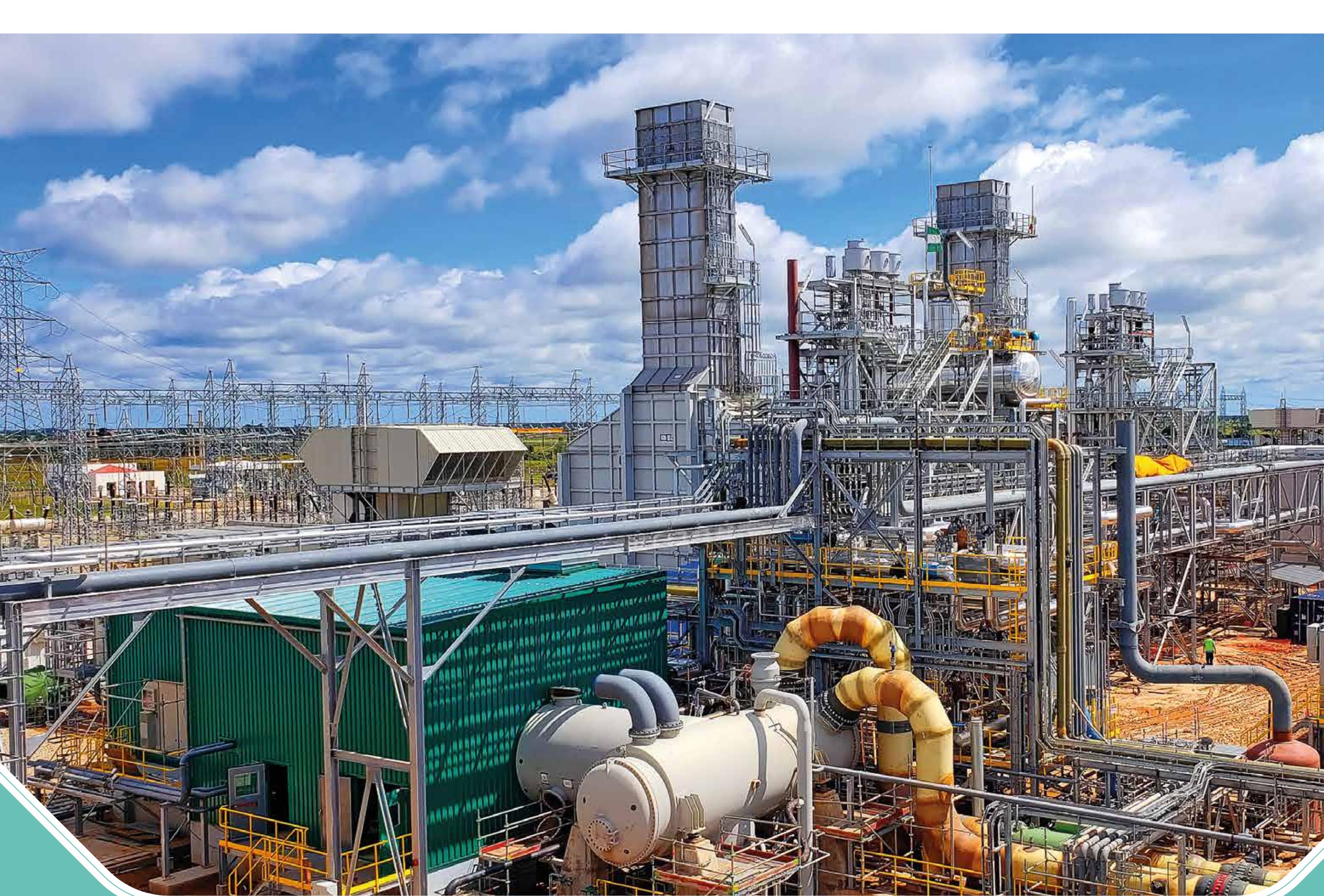
Subestación Lucianita 115 KV - ENDE DEORURO



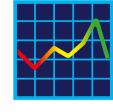
INFORMACIÓN GENERAL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2019

Producción Bruta Total de Energía	GWh	9.530,8
Producción Bruta de Energía Hidráulica	GWh	3.244,8
Producción Bruta de Energía Térmica	GWh	5.884,3
Producción Bruta de Energía con Biomasa	GWh	150,3
Producción Bruta de Energía Eólica	GWh	70,2
Producción Bruta de Energía Solar	GWh	181,2
Capacidad Total de Generación SIN a Temperatura Media	MW	3.150,1
Capacidad de Generación Hidráulica en el SIN	MW	734,8
Capacidad de Generación Térmica en el SIN	MW	2.222,0
Capacidad de Generación con Biomasa en el SIN	MW	51,2
Capacidad de Generación Eólica en el SIN	MW	27,0
Capacidad de Generación Solar en el SIN	MW	115,1
Inyecciones de Energía al STI	GWh	9.242,2
Inyecciones de Energía Hidráulica	GWh	3.180,0
Inyecciones de Energía Térmica	GWh	5.666,3
Inyecciones de Energía con Biomasa	GWh	148,8
Inyecciones de Energía Eólica	GWh	68,8
Inyecciones de Energía Solar	GWh	178,3
Consumo de Energía	GWh	9.079,0
Demanda Máxima de Potencia	MW	1.512,3
Total de Transacciones Económicas en el Mercado Spot	US\$ Miles	530.197,7
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	57,57
Costo Marginal de Generación	US\$/MWh	18,84
Peaje Generadores	US\$/MWh	3,81
Peaje Consumidores	US\$/kW-mes	7,35







 **CNDC**
COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA



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 • www.cndc.com
Cochabamba - Bolivia