



Diagnósticos Sectoriales

Electricidad

2



Electricidad

Diagnósticos Sectoriales - Electricidad

Autoridades Responsables:

María Félix Delgadillo Camacho, Directora General Ejecutiva de UDAPE

Álvaro Lazo Suárez, Subdirector de Política Macrosectorial de UDAPE

Actualización*:

Carla A. Flores Noya

Septiembre 2015

*Cualquier comentario remítase al correo electrónico: cflores@udape.gob.bo

Contenido

1. INTRODUCCIÓN
2. DESCRIPCIÓN DEL SECTOR
 - 2.1. Conceptos Básicos
 - 2.2. El Sistema Interconectado Nacional
 - 2.2.1. Operadores del Sistema Interconectado Nacional
 - 2.2.2. Operadores en la actividad de transmisión
 - 2.2.3. Operadores en la actividad de distribución
 - 2.2.4. Consumidores no regulados
 - 2.3. Sistemas Aislados
 - 2.4. Regulación de Precios
 - 2.5. Aspectos Legales
 - 2.5.1. Estructura Institucional
 - 2.5.2. Marco legal vigente
3. EVOLUCIÓN Y ESTADO DE LA SITUACIÓN DEL SECTOR
 - 3.1. El sector en la economía
 - 3.2. Oferta de electricidad en el SIN
4. DEMANDA DE ELECTRICIDAD
 - 4.1. Demanda Sistema Interconectado Nacional - SIN
 - 4.2. Demanda Sistemas Aislados
5. PRECIOS
 - 5.1. El Mercado Eléctrico Mayorista
 - 5.2. Tarifa de Distribución de Electricidad
 - 5.2.1. Tarifa Dignidad
 - 5.2.2. Fondo de Estabilización

6. DESEMPEÑO

- 6.1. Balance de Oferta y Demanda
- 6.2. Configuración de la Red
- 6.3. Congestión en las Líneas
- 6.4. Eficiencia Técnica
- 6.5. Desempeño Regional

7. PERSPECTIVAS

8. REFERENCIAS

Índice de Cuadro

Cuadro 1 Capacidad de generación en el SIN: 2013

Cuadro 2 Producción bruta de energía en el SIN

Cuadro 3 Principales Distribuidoras del SIN (2013)

Cuadro 4 Generación Bruta de los Principales Sistemas Aislados (2013)

Cuadro 5 Inversión en el Sector Eléctrico

Cuadro 6 Inyecciones y retiros de energía en el STI (2013)

Índice de Gráficos

Gráfico 1 Operadores en el SIN

Gráfico 2 Generación de Energía por Tipo de Fuente de Generación

Gráfico 3 Capacidad Instalada por Tipo de Fuente de Generación

Gráfico 4 Índice de consumo de electricidad y participación del sector en el PIB

Gráfico 5 Cobertura de electricidad

Gráfico 6 Consumo per cápita de electricidad

Gráfico 7 Curva de Carga del Día de la Demanda Máxima - 2013

Gráfico 8 Número de usuarios de las principales empresas distribuidoras

Gráfico 9 Ventas de electricidad de las principales empresas distribuidoras

Gráfico 10 Ventas de electricidad a consumidor final por categoría

Gráfico 11 Número de usuarios por sistema aislado (2013)

Gráfico 12 Ventas de electricidad por categoría

Gráfico 13 Precios Monómicos en el SIN

Gráfico 14 Tarifa Promedio al Consumidor Final en el SIN

Gráfico 15 Tarifa Promedio al Consumidor Final en el SIN Gestión 2013

Gráfico 16 TARIFA DIGNIDAD: Número de beneficiados y aportes

Gráfico 17 Fondos de Estabilización

Gráfico 18 Balance de oferta y demanda de electricidad

Gráfico 19 Producción y demanda de energía

Gráfico 20 Capacidad instalada América Latina (2010)

Gráfico 21 Demanda de Energía Eléctrica en América Latina (2010)

Índice de Mapas

Mapa 1 Sistema Troncal de Interconexión

1. Introducción

A partir de 2006, se propone consolidar la participación del Estado en el sector eléctrico, siendo el principal objetivo el desarrollar infraestructura e incrementar la cobertura para lograr la universalización del servicio.

Con la promulgación de la Constitución Política del Estado en febrero de 2009, se establecen las bases para reorganizar el sector eléctrico. La Constitución ahora establece como facultad privativa del Estado el desarrollo de la cadena productiva energética en las etapas de generación, transmisión y distribución, cadena que no puede estar sujeta exclusivamente a intereses privados ni puede concesionarse. Las diferentes formas de energía y sus fuentes constituyen un recurso estratégico, su acceso es un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país.

Se han dado ya pasos importantes hacia un nuevo marco normativo donde el Estado tenga un rol fundamental en la industria eléctrica boliviana a través de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

El objetivo del presente documento es efectuar una descripción del sector eléctrico en Bolivia, exponiendo sus principales características, su desarrollo, situación actual y perspectivas.

El documento está compuesto por siete secciones. En la primera sección se realiza una descripción de la estructura del sector. La segunda sección describe el marco institucional y legal vigente. En la tercera sección se expone el papel del sector dentro de la economía y la evolución de la oferta. La cuarta sección presenta información de la demanda de energía eléctrica. La quinta sección muestra la evolución de los precios en el mercado eléctrico. La sexta sección presenta variables e indicadores de

desempeño del sector, incluyendo un acápite de desempeño regional. Finalmente, la sección séptima presenta las perspectivas.

2. Descripción del Sector

2.1. Conceptos Básicos

La industria eléctrica se compone de tres etapas sucesivas: generación, transmisión y distribución.

- La generación es el proceso de producción de electricidad en centrales de cualquier tipo. Es posible generar electricidad a partir de varias fuentes primarias de energía, hidroeléctricas, termoeléctricas y otras energías renovables. La generación en el Sistema Interconectado Nacional y la destinada a la exportación, constituye producción y venta de un bien privado intangible.

- La transmisión es la actividad de transformación de la tensión de la electricidad y su transporte en bloque desde el punto de entrega por un generador, autoproducer u otro transmisor, hasta el punto de recepción por un distribuidor, consumidor no regulado, u otro transmisor. La actividad de transmisión constituye transformación y transporte de un bien privado intangible, sujeta a Regulación.

-La distribución es la actividad de suministro de electricidad a consumidores regulados y/o consumidores no regulados, mediante instalaciones de distribución primarias y secundarias discriminando las tarifas por categoría de consumidor. La actividad de distribución constituye servicio público.

Al interior del sector eléctrico boliviano coexisten dos sistemas: un Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los denominados sistemas eléctricos aislados. El SIN es el sistema eléctrico que comprende las

actividades de generación, transmisión y distribución en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca, Potosí y Beni, donde las actividades se encuentran desintegradas verticalmente. El Sistema Troncal de Interconexión (STI), corresponde a la transmisión dentro del SIN y consiste en líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y las subestaciones asociadas. En los sistemas eléctricos que no están conectados al SIN (sistemas aislados) varias empresas se encuentran integradas verticalmente.

2.2. El Sistema Interconectado Nacional

El SIN tiene la función de suministrar energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí, Chuquisaca y Beni. A su vez, existe un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual se encuentra conformado por agentes que efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad en el SIN. Este mercado es administrado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) que planifica la operación integrada del SIN, realiza el despacho de carga¹ en tiempo real a costo mínimo y determina las transacciones.

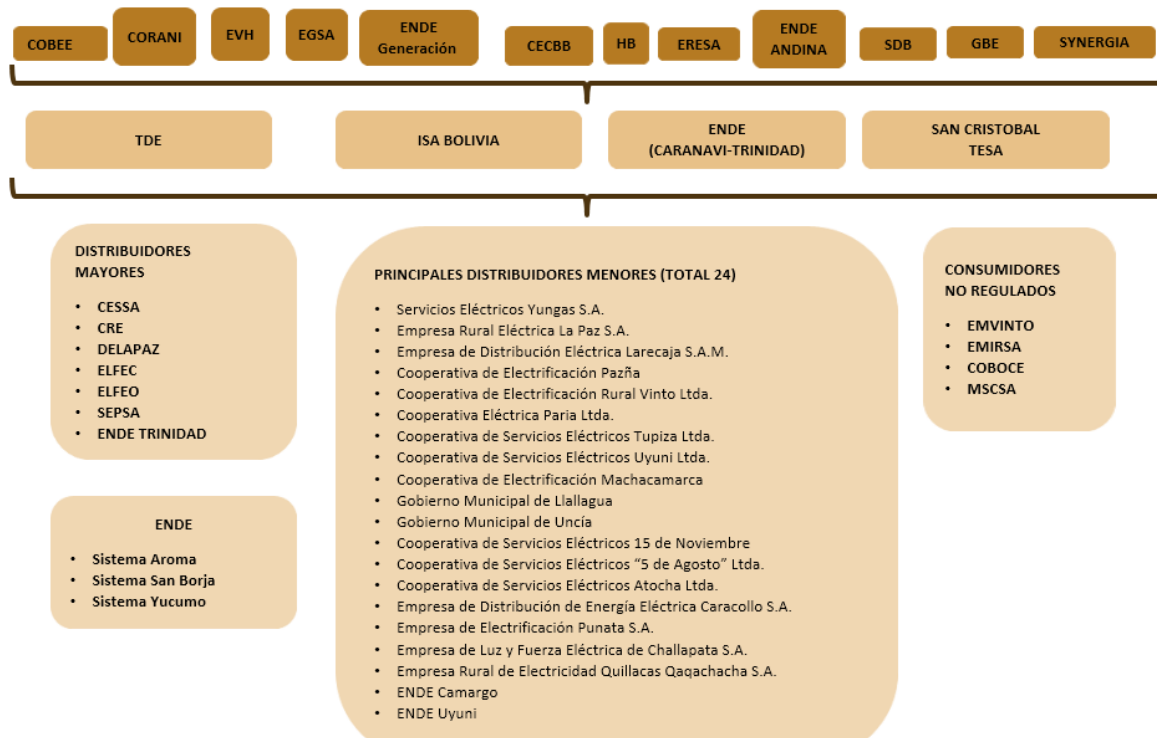
La gran mayoría de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se realizan en el mercado spot, es decir al precio vigente en el mercado al momento de la transacción. El intercambio de energía y potencia se realiza en los nodos de inyección y/o retiro del STI, a los que se encuentran conectados los agentes del mercado que participan en las transacciones de compra venta en el MEM.

A diciembre de 2013, el SIN contó con doce empresas generadoras, cuatro transmisoras y siete distribuidoras mayores. También forman parte del SIN los consumidores no regulados y varias empresas distribuidoras menores. Este sistema se presenta a continuación:

¹ Despacho de carga se define como la asignación específica de carga a centrales generadoras, para lograr

un suministro económico y confiable, de acuerdo a las variaciones de oferta y demanda de electricidad.

Gráfico 1 Operadores en el SIN



Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Presentación de la AE en el 2do Foro Internacional de Gas.

2.2.1. Operadores del Sistema Interconectado Nacional

A continuación, se detallan los operadores que participan en el SIN, la regulación a la que están sujetos y el desarrollo de estas actividades durante el 2013.

Operadores en la actividad de generación

Durante 2013, operaron en territorio boliviano las siguientes empresas con licencia de generación otorgada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad:

- Empresa Eléctrica Guaracachi (EGSA)
- Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE)
- Empresa Eléctrica Valle Hermoso (EVH)

- Empresa Eléctrica Corani (CORANI)
- Hidroeléctrica Boliviana (HB)
- Compañía Eléctrica Central Bullo Bullo (CECBB)
- Empresa Río Eléctrico (ERESA)
- Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina (SYNERGIA)
- Servicios de Desarrollo de Bolivia (SDB)
- Guabirá Energía (GBE)
- ENDE Andina
- ENDE Trinidad
- ENDE Central Moxos

La capacidad de generación en el SIN el año 2013 alcanzó a 1.422,76 MW, de la que el 33,4% corresponde a centrales hidroeléctricas y el 66,6% a centrales

termoeléctricas. Las cuatro principales empresas generadores son COBEE, Corani, EGSA y EVH las cuales concentran el 75% del total de la capacidad instalada en el SIN.

Cuadro 1 Capacidad de generación en el SIN (En MW): 2013

Hidroeléctricas	Capacidad	Termoeléctricas*	Capacidad
Sistema Corani - CORANI	148.7	Guaracachi (36°C) - EGSA	322.1
Sistema Zongo - COBEE	188.0	Santa Cruz (36°C) - EGSA	38.4
Sistema Miguillas -COBEE	21.1	Aranjuez (25°C) - EGSA	35.4
Sistema Yura - ERESA	19.0	Karachipampa (19°C) - EGSA	13.4
Sistema Taquesi - HB	89.3	Valle Hermoso (28°C) - EVH	107.7
Kanata - SYNERGIA	7.5	Carrasco (36°C) - EVH	124.0
Quehata - SDB	2.0	El Alto (18°C) - EVH	46.2
		Entre Rios (36°C) - ENDE Andina	98.1
		Kenko (18°C) - COBEE	17.8
		Bulo Bulo (36°C) - CEBB	87.3
		Guabirá (36°C) - GBE	21.0
		Moxos - ENDE	32.9
		Trinidad - ENDE	2.9
Subtotal	475.7	Subtotal	947.1
Total		1,422.76	

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga 2013

* A temperatura máxima probable.

El parque termoeléctrico está compuesto por turbinas a gas natural de ciclo abierto, motores a diesel oil, unidades *Dual Fuel* que utilizan gas natural y diesel oil, una turbina a vapor que opera con bagazo de caña de azúcar (Guabirá), y una turbina a vapor de ciclo combinado que aprovecha los gases de escape de 2 turbinas a gas natural (Guaracachi). Las centrales termoeléctricas con mayor capacidad de generación considerando la máxima temperatura probable (98%) en la hora de punta son las de Guaracachi (36°C), Carrasco (36°C), Valle Hermoso (28°C), Entre Ríos (36°C).

En el año 2013 se incluye a la capacidad de generación, la incorporación de la unidad ALT02, en aplicación al Decreto Supremo Nº 1301, con una potencia efectiva de 30 MW a finales de diciembre.

Por otro lado, el parque hidroeléctrico está compuesto por las centrales de pasada Zongo, Taquesi, Yura y Quehata y las centrales con embalse de Corani y Miguillas; además, se cuenta con una central cuya operación depende del abastecimiento de agua potable en la ciudad de Cochabamba (Kanata). Las centrales hidroeléctricas con mayor potencia son las de Corani y Zongo.

En el año 2013, la producción bruta de energía fue de 7.347,7 GWh, cifra mayor a la generación del año 2012 en 5,9%. Para este periodo el mayor crecimiento se da en la producción bruta generada por las hidroeléctricas (8,3%).

Cuadro 2 Producción bruta de energía en el SIN
(En GWh)

Hidroeléctricas	2012	2013	Variación (%)	Termoeléctricas	2012	2013	Variación (%)
Zongo	940,9	1.000,1	6,3	Guaracachi	1.551,8	1.820,2	17,3
Corani	810,7	929,5	14,7	Santa Cruz	133,5	40	(70,0)
Taquesi	350,6	369,2	5,3	Carrasco	772,6	667,6	(13,6)
Miguillas	114,9	114,4	(0,4)	Bulo Bulo	396	491,2	24,0
Yura	77,7	77,8	0,1	Valle Hermoso	441,4	438,9	(0,6)
Kanata	20,8	16,4	(21,2)	Aranjuez	191,7	158,7	(17,2)
Quehata	6,8	7,4	8,8	Kenko	103	45,9	(55,4)
				Karachipampa	60,3	85	41,0
				Guabirá	64,5	79,5	23,3
				Entre Rios	767,2	734,6	(4,2)
				El Alto	57,8	211,3	265,6
				Moxos	77,7	60	(22,8)
				Trinidad	0,5	0	(100)
Subtotal (H)	2.322,40	2.514,80	8,3	Subtotal (T)	4.618,0	4.832,9	4,7
Total (H+T)	6.940,40	7.347,70	5,9				

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga, 2013

2.2.2. Operadores en la actividad de transmisión

La red de transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión - STI en el país está compuesta por tres empresas que transportan electricidad:

- Transportadora de Electricidad (TDE)
- Interconexión Eléctrica ISA Bolivia (ISA)
- San Cristóbal Transportadora de Electricidad S.A. (SCTESA)
- Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

El año 2013 la longitud del Sistema Troncal de Interconexión fue de 3.268,86 km. En la gestión 2013, TDE poseía la propiedad 62% de las líneas de transmisión del Sistema Troncal

de Interconexión, por su parte ISA y ENDE operaban en 18% y 20% de las líneas respectivamente.

Finalmente, se observa que para el año 2013 TDE operaba el 53.2% de las líneas en 230kV, 70,3% de las líneas en 115kV y la totalidad de las líneas de 69kV (Ver el Anexo N.1 para mayor detalle).

2.2.3. Operadores en la actividad de distribución

Existen siete distribuidoras principales en el SIN y cada una atiende una determinada zona de concesión que le ha sido otorgada mediante licitación, estas zonas de concesión respetan una división espacial natural, ya que la Ley de Electricidad vigente no establece explícitamente separación propietaria por regiones.

Cuadro 3 Principales Distribuidoras del SIN (2013)

Empresa	Cobertura	Comercialización (GWh)
Distribuidora de Electricidad La Paz (DELAPAZ)	Ciudad de La Paz, municipios y provincias aledañas	1.437
Cooperativa Rural de Electrificación (CRE)	Ciudad de Santa Cruz de la Sierra y municipios próximos	2.331
Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba (ELFEC)	Departamento de Cochabamba	1.014
Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro (ELFEO)	Ciudad de Oruro, municipios y provincias aledañas	410
Servicios Eléctricos Potosí (SEPSA)	Departamento de Potosí	400
Compañía Eléctrica Sucre (CESSA)	Ciudad de Chuquisaca, municipios y provincias aledañas	227
Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)	Trinidad, Rurrenabaque, Santa Rosa, Reyes, Yucumo, Moxos, Aroma, San Borja, Camargo, Uyuni	106

Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

La mayor cobertura de estas empresas corresponde al área urbana de los departamentos más grandes. En tres de las principales empresas distribuidoras se concentra el 80,7% de los consumidores del mercado eléctrico y corresponden a las ciudades más pobladas del país (La Paz, El Alto, Cochabamba y Santa Cruz). Solamente DELAPAZ atendió el 2013 a casi un tercio del total de consumidores regulados en el SIN; sin embargo, CRE comercializa la mayor cantidad de electricidad a nivel nacional. Asimismo, existen pequeñas cooperativas y empresas que acceden a la red del SIN y venden electricidad a pequeñas comunidades rurales o ciudades intermedias².

2.2.4. Consumidores no regulados

Otros agentes económicos importantes en el SIN son los consumidores no regulados, que se definen como aquellos que demandan electricidad por encima de 1 MW de potencia³. En la gestión 2013 se encontraban habilitados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad cuatro

consumidores no regulados que comercializan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):

- Empresa Minera Inti Raymi (EMIRSA)
- Empresa Metalúrgica Vinto
- Cooperativa Boliviana de Cemento (COBOCE)
- Empresa Minera San Cristóbal (EMSC)

2.3. Sistemas Aislados

Los departamentos de Chuquisaca, Beni y Santa Cruz están interconectados parcialmente, mientras que Pando y Tarija no se encuentra interconectado al SIN, por ello la electricidad que es consumida en estas regiones es generada en el mismo lugar o cerca, existiendo varios operadores verticalmente integrados (generando y distribuyendo) que prestan el servicio. La

² Por ejemplo Cooperativa de Servicios Eléctricos Tupiza (COOPELECT) y Cooperativa de Electrificación Rural Vinto (CERVI).

³ El megavatio (MW) equivale a un millón de vatios. La capacidad o potencia de una central energética se mide en vatios, mientras que la energía generada usualmente se mide en vatios-hora.

generación bruta de los principales sistemas aislados en el 2013 se detalla en el siguiente cuadro.

Cuadro 4 Generación Bruta de los Principales Sistemas Aislados (2013)

Empresa	Ubicación	Generación (GWh)
Servicios Eléctricos Tarija S. A. (SETAR)	Tarija, Villamontes, Yacuiba, Bermejo, Entre Ríos, El Puente,	90,1
Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. (CRE)	Cordillera, Robore, San Ignacio, Valles, Charagua, San Ramón, German Busch, Chiquitos	174,4
Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)	Cobija	45,8
Energía Bolivia S.A. (SECCO)	Bermejo, La Tablada, San Isidro, Riberalta	235,8
Genergy S.A. (GENERYS)	El Alto	6,3
Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA)	San Matías	6,0
Gas y Electricidad S.A. (G&E)	El Puente –SOBOCE, Camargo	33,1
Total		591,5

Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

En el año 2013, la generación bruta de energía de los principales sistemas aislados fue de 591,5 GWh⁴, cifra mayor a la del año anterior en 1%.

Existen también sistemas aislados menores que se caracterizan por ser cooperativas ubicadas en poblaciones pequeñas del país. Otros generadores son autoproductores, cuya producción es destinada para uso propio, siendo las centrales más importantes por potencia instalada Transredes y Chaco.

2.4. Regulación de Precios

La determinación de precios en el sector eléctrico, se efectúa siguiendo las directrices establecidas en el Reglamento de Precios y Tarifas (Decreto Supremo N° 26094).

En el Mercado Eléctrico Mayorista se fijan **semestralmente** los precios de energía y potencia para cada nodo del sistema y se

determinan además los peajes de transmisión. El precio de energía corresponde al costo de producción (calculados sobre la base de las ofertas de precio del gas) de la última máquina requerida en el despacho de costo mínimo para satisfacer la demanda. El precio de potencia se determina mediante el costo marginal de potencia, calculado mediante la anualidad del costo de inversión de la unidad generadora más económica que entrega potencia adicional al sistema. Los precios de transmisión se determinan como el costo medio de transmisión de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA), determinado como el costo anual de la inversión más costos de operación, mantenimiento y administración.

El CNDC elabora **semestralmente** los estudios de los Precios Referenciales del Mercado Eléctrico Mayorista, los que son revisados por la autoridad reguladora para posteriormente aprobar los precios de nodo de energía y

⁴ El gigavatio hora (GWh) equivale a la potencia suministrada por un gigavatio (mil millones de vatios) en una hora.

potencia; los precios de transmisión (peajes) y las respectivas fórmulas de indexación. Los precios de potencia y de energía se transfieren a las tarifas de distribución. El precio spot de energía se transfiere al consumidor final.

Cada cuatro años las empresas en transmisión deben realizar un estudio de actualización de Costos de Transmisión. El 2009 la entonces Superintendencia de Electricidad aprobó los montos de los costos anuales de transmisión del período 2009-2013.

Los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de distribución son las tarifas base más las fórmulas de indexación (que contemplan ajustes por variaciones en costos e incrementos en eficiencia). Estas tarifas base se calculan por cuatro años considerando los costos de compra de electricidad (generación y transmisión), costos de distribución y costos de consumidores⁵.

El año 2011 producto de la Revisión Ordinaria de Tarifas, las empresas titulares de distribución DELAPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO y SEPSA elaboraron los correspondientes estudios tarifarios, mismos que fueron revisados y aprobados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), aprobándose en consecuencia las tarifas base de distribución, la estructura tarifaria y las fórmulas de indexación respectivas para el período 2011-2015.

Con la creación el año 2003 del Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista (FEM) y del Fondo de Estabilización de Distribución (FED), se establecieron medidas para limitar la variación en las tarifas de electricidad⁶. La AE determina factores de estabilización para la determinación de precios de nodo de

aplicación y cargos tarifarios, que contribuyen a estabilizar las tarifas que llegan al usuario final.

2.5. Aspectos Legales

2.5.1. Estructura Institucional

Las instituciones públicas relevantes del sector eléctrico en Bolivia son el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

Mediante Decreto Supremo 071 de 09 de abril de 2009, se crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), en reemplazo de la Superintendencia de Electricidad, la que había sido definida en la Ley de Electricidad como el ente regulador de la industria eléctrica. El Decreto Supremo 071 también establece como atribución del Ministerio de Hidrocarburos y Energía la designación del Presidente del CNDC como la máxima autoridad ejecutiva del CNDC y aprueba el Reglamento de Funciones y Organizaciones de dicha institución.

El VMEEA está encargado de la formulación de la política eléctrica del país y elabora el Plan Sectorial de Electricidad. La AE es el ente regulador de la industria eléctrica y tiene entre sus funciones la regulación de precios y tarifas, otorgar títulos habilitantes, promoción de la competencia, supervisar el funcionamiento del CNDC y protección al consumidor. El CNDC es el encargado de administrar el mercado mayorista, coordina la operación integrada y planifica la expansión óptima del SIN.

⁵ Mayor explicación de la fijación de precios en el sector se detalla en el Diagnóstico Sectorial del Sector Eléctrico elaborado por UDAPE en la gestión 2009.

⁶ Mayor explicación de estos Fondos se encuentra en la sección 5.2.

A partir de la aprobación de la nueva Constitución Política del Estado, se ha consolidado a la Empresa Nacional de Electricidad como una Empresa Corporativa, denominándose ENDE-Corporación. De acuerdo al Decreto Supremo 29644 de 16 de julio de 2008, ENDE ha sido refundada como empresa pública nacional, estratégica y corporativa, con duración indefinida, con presencia nacional y en todas las actividades de la industria eléctrica⁷.

2.5.2. Marco legal vigente

La nueva Constitución Política del Estado establece que las diferentes formas de energía y sus fuentes constituyen un recurso estratégico, siendo facultad privativa del Estado el desarrollo de la cadena productiva energética en las etapas de generación, transmisión y distribución, a través de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas y empresas comunitarias y sociales. La cadena productiva energética no puede estar sujeta exclusivamente a intereses privados ni puede concesionarse⁸.

La actual Ley de Electricidad tiene doce reglamentos que complementan la regulación establecida en la misma, entre los cuales los más importantes son: 1) Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales (Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995); 2) Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001); y

3) Reglamento de Precios y Tarifas (Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001)⁹.

El 11 de junio de 2008, se aprobó el Decreto Supremo N° 29598 que modifica el Reglamento de Precios y Tarifas; donde se establece una nueva fórmula de indexación de las tarifas de distribución al consumidor regulado en el SIN, que agrega el impacto del tipo de cambio al de la inflación, establecido en el Decreto Supremo N° 26094. El Decreto Supremo N° 29599 de 11 de junio de 2008, dispuso que aquellas unidades cuya capacidad de generación sea menor al 1% de la capacidad del parque generador y que utilicen combustible líquido para la producción de electricidad sean pagadas como unidades de generación forzosa, como una medida para evitar al consumidor final una subida de precios.

El Decreto Supremo N° 29644 de 16 de julio de 2008, establece la naturaleza jurídica de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) como empresa pública nacional estratégica y corporativa, con una estructura central y empresas de su propiedad. Se establece que ENDE operará y administrará empresas eléctricas de generación, transmisión y/o distribución, en forma directa, asociada con terceros o mediante su participación accionaria en sociedades anónimas, de economía mixta y otras dispuestas por Ley. El Decreto Supremo N° 0267 de 26 de agosto de 2009, establece la conformación del Directorio de ENDE y aprueba los Estatutos de la empresa.

⁷ Se crean también las empresas ENDE Sistemas Aislados, ENDE Generación, ENDE Transmisión y ENDE Distribución.

⁸ El proceso de capitalización y privatización del sector eléctrico de 1994 llevó a la desintegración vertical de la industria y a la separación de la capacidad de generación de ENDE en tres nuevas empresas: Corani SAM, Guaracachi SAM y Valle Hermoso (SAM). La capacidad de transmisión de ENDE fue cedida a la empresa Transportadora de Electricidad (TDE S.A.), mientras que

en distribución, ENDE y COBEE fueron obligadas a ceder sus activos de distribución a las nuevas empresas de distribución. En este marco se promulga la Ley N° 1604: Ley de Electricidad.

⁹ Una breve descripción de estos reglamentos, así como referencias al marco legal anterior a la Ley N° 1604, pueden ser consultados en el Diagnóstico Sectorial del Sector Eléctrico elaborado por UDAPE en la gestión 2009.

El Decreto Supremo Nº 0289 de 09 de septiembre de 2009 transfirió a favor del Estado Plurinacional de Bolivia, a título gratuito y sin costo administrativo, las acciones que formaban parte del fondo de capitalización colectiva, que eran administradas por las Administradoras de Fondos de Pensiones, correspondientes a las empresas eléctricas Corani S.A., Valle Hermoso S.A. y Guaracachi S.A. Para la transferencia de las acciones se manda “sustituir la titularidad de las acciones” de las tres generadoras en la Entidad de Depósito de Valores de Bolivia Sociedad Anónima. Esta medida posicionó al Gobierno de mejor manera en las negociaciones para lograr una participación mayoritaria de ENDE en las tres empresas capitalizadas.

El Decreto Supremo Nº 0383 de 16 de diciembre de 2009, liberó a ENDE del cumplimiento de algunos requisitos y obligaciones impuestas por el Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, en tanto entre en vigencia la nueva ley referida al sector eléctrico y la reglamentación relativa a concesiones y títulos habilitantes. También liberó de manera excepcional a ENDE-ANDINA del cumplimiento de algunos requisitos y obligaciones impuestas por el Reglamento citado, para la ejecución del proyecto de "Generación Termoeléctrica Entre Ríos".

El Decreto Supremo Nº 428 de 10 de febrero de 2010, tiene por objeto reglamentar la intervención administrativa en el sector de electricidad dispuesta en el inciso e) del Artículo 51 del Decreto Supremo Nº 0071, de 9 de abril de 2009. Se establece el

procedimiento de la designación del interventor, las facultades administrativas y las atribuciones a efecto de garantizar la provisión del servicio de electricidad, cuando se ponga en riesgo la continuidad y el normal suministro de este servicio.

El Decreto Supremo Nº 0493 de 1 de mayo de 2010 nacionaliza a favor de ENDE, en representación del Estado Plurinacional de Bolivia, el paquete accionario que poseen las sociedades capitalizadoras en las empresas Corani S.A., Valle Hermoso S.A. y Guaracachi S.A., y las acciones en propiedad de terceros provenientes de las sociedades capitalizadoras. El Decreto Supremo Nº 0493 además garantiza la continuidad y calidad del servicio de suministro de energía eléctrica al SIN por parte de las empresas nacionalizadas¹⁰.

El Decreto Supremo Nº 0494 de 1 de mayo de 2010 recupera para el Estado las acciones de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC), a fin de asegurar el control, administración y dirección del Estado en esta empresa¹¹.

El Decreto Supremo Nº 488 del 28 de abril de 2010 tiene por objeto establecer los mecanismos para la incorporación al Sistema Troncal de Interconexión - STI de las líneas Kenko-Chuquiaguillo, Chuquiaguillo-Caranavi y Caranavi-Trinidad.

Mediante Decreto Supremo Nº 0934 de 20 de julio de 2011 se establecieron medidas excepcionales de orden reglamentario y regulatorio para mantener una provisión adecuada de electricidad en el SIN y en los sistemas aislados. Se faculta a la AE otorgar

¹⁰ En cumplimiento del Decreto Supremo Nº 0493, ENDE en representación del Estado Boliviano, ha efectuado el año 2011 el pago por compensación de los paquetes accionarios de Valle Hermoso S.A. y de Corani S.A., asumiendo entonces ENDE el pleno control, administración, dirección y operación de los diferentes paquetes accionarios, y garantizando la continuidad del servicio de suministro de energía eléctrica al SIN.

En el caso de Guaracachi S.A., a diciembre de 2012 la adquisición de la titularidad de las acciones respectivas todavía se encontraba en proceso.

¹¹ En fecha 29/03/2012 se consiguió la titularización del 92,12% de ELFEC S.A. a favor de ENDE.

autorizaciones provisionales como operadores para ejercer la actividad de generación en el SIN y sistemas aislados a personas naturales y jurídicas que así lo soliciten, cumpliendo requisitos técnicos reglamentados por la AE. También se habilita provisionalmente a ENDE, para la actividad de servicio público de distribución en la ciudad de Trinidad y zonas de influencia. A través del Decreto Supremo Nº 1301 de 25 de julio de 2012, se estableció que las autorizaciones y habilitaciones provisionales tendrían vigencia hasta el 20 de julio de 2013.

En fecha 1 de mayo de 2012, se promulgó el Decreto Supremo Nº 1214, que nacionalizó en favor de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), en representación del Estado Plurinacional de Bolivia, el paquete accionario de la Sociedad Red Eléctrica Internacional SAU en la empresa Transportadora de Electricidad S.A. y las acciones de propiedad de terceros provenientes de esa sociedad.

El 29 de diciembre de 2012, se promulgó el Decreto Supremo Nº 1448, que nacionalizó en favor de ENDE, en representación del Estado Plurinacional de Bolivia, la totalidad de los paquetes accionarios de la Empresa IBERBOLIVIA DE INVERSIONES S.A. en las empresas eléctricas ELECTROPAZ S.A., ELFEO S.A., EDESER S.A. y CADEB S.A y las acciones en propiedad de terceros provenientes de estos paquetes accionarios.

El Decreto Supremo Nº 1536 de 20 de marzo de 2013, incorpora al final del Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 27302, de 23 de diciembre de 2003, el siguiente texto: “ Se dispone el pago mensual de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del MEM, de un monto equivalente al quince por ciento (15%) por concepto de compra de electricidad de acuerdo al Documento de

Transacciones Económicas; el CNDC, administrará este pago al Fondo de Estabilización del MEM incluyendo éste en el Documento de Transacciones Económicas”

El 30 de julio de 2013, se aprobaron los Decretos Supremos Nº 1689 - 1691 en los que se establece la estructura organizativa y funcional corporativa de ENDE matriz, se consolida su carácter corporativo y se aprueba una nueva escala salarial en su condición de Empresa Pública Nacional Estratégica (EPNE) y de carácter corporativo.

Asimismo durante la gestión 2013, con la aprobación del Decreto Supremo Nº 1698 se establecieron medidas excepcionales de orden reglamentario y regulatorio que contribuyeron a mantener una provisión de electricidad a la localidad de Uyuni y zona de influencia para la realización del Dakar 2014.

Finalmente, el 25 de septiembre de 2013 con la aprobación del Decreto Supremo Nº 1742, se permite a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE incrementar su presupuesto para Consultores en Línea de la gestión 2013 con el objetivo de dar continuidad al cumplimiento de sus objetivos y actividades como regulador del sector.

3. Evolución y estado de la situación del sector

3.1. El sector en la economía

La participación del sector eléctrico en el PIB en el año 2013 fue de 1,6%¹², valor que tuvo poca variación en los últimos 14 años. Siendo un sector intensivo en capital, la población empleada en el sector es muy pequeña, representando el año 2010 el 0,5% de la

participación del sector eléctrico en el Valor Bruto de Producción de esa actividad económica.

¹² Este valor se obtuvo aplicando al PIB (precios constantes) sectorial de electricidad, gas y agua el ponderador de 80,16% que corresponde a la

población ocupada en las ciudades capitales¹³.

El Cuadro 5 muestra el valor de las inversiones efectuadas en el sector eléctrico. En el período 1996-2005 las empresas de generación realizaron inversiones por \$us763 millones y las empresas transmisoras realizaron inversiones por \$us121,5 millones; las inversiones efectuadas por las empresas

de distribución en subestaciones y redes de distribución alcanzaron los \$us27,5 millones. Sin embargo, para el periodo en el período 2006-2013 las inversiones realizadas en generación fueron \$us297 millones, las empresas transmisoras realizaron inversiones por \$us164 millones y las inversiones en distribución (incluyendo SIN y SA) fue de \$us256,3 millones.

Cuadro 5 Inversión en el Sector Eléctrico
(En millones de dólares)

Empresa	1996-2005	2006-2013*
Inversiones en Generación		
CORANI	51,9	10,0
GUARACACHI	66,0	66,7
VALLE HERMOSO	50,9	130,4
ENDE ANDINA	0,0	64,9
RIO ELECTRICO	18,1	0,0
COBEE	97,3	5,1
BULO BULO	43,3	0,0
HIDROBOL	71,9	0,0
GENERGYS	2,2	0,0
SYNERGIA	5,6	0,0
GAS Y ELECTRICIDAD	1,8	0,7
SECCO ENERGIA BOLIVIA SA	0,0	0,1
SOS	0,0	1,6
GUABIRA	0,0	5,4
SECCO ENERGIA SOLIVIA SA	0,0	0,0
Total Generación	763,0	297,0
Inversiones en Transmisión		
TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD	34,1	86,1
GESA	0,0	0,0
INGEELEC-TESA	0,0	22,9
INTERCONEXION ELECTRICA ISA BOLIVIA	87,3	0,0
SAN CRISTOBAL TESA	0,0	0,0
ENDE TRANSMISIÓN	0,0	54,9
Total Transmisión	121,5	164,0
Inversiones en Distribución		
CRE AREA INTEGRADA	107,1	102,8
CRE-LAS MISIONES	0,6	13,0
CRE-SAN IGNACIO	1,0	5,8
CRE-VALLES CRUCENOS	0,2	5,3
CRE-CORDILLERA	1,2	3,1
CRE-CHARAGUA	0,0	0,2
CRE-ROBORE	0,2	7,4
CRE-GERMAN BUSCH	5,7	6,0
ELFEC	50,4	40,5
ELECTROPAZ (DELAPAZ)	84,6	35,7

¹³ IV trimestre el año 2010 en la rama de actividad económica Electricidad, gas y agua. Encuesta Trimestral de Empleo.

Empresa	1996-2005	2006-2013*
ELFEO	8,8	7,0
CESSA	11,3	8,9
SEPSA	6,0	4,7
SETAR TARIJA CENTRAL	0,0	3,4
SETAR EL PUENTE	0,0	0,0
SETAR YACUIBA	0,0	2,4
SETAR VILLAMONTES	0,0	1,2
SETAR BERMEJO	0,0	0,0
SETAR ENTRE RIOS	0,0	0,0
Total SIN	277,3	247,6
COSERCA	0,0	0,1
COOPELECT	0,1	0,5
CER	2,2	7,1
COSEGUA	0,0	0,6
SEYSA	0,0	0,3
Total SAVIS	2,3	8,7
Total Distribución	279,5	256,3
Total Sector	3.932,3	

Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

*Para el periodo 2006-2013 se consideran montos preliminares.

Los montos que se muestran en las tablas son montos preliminares ya que para el periodo 2006-2013, algunas evaluaciones de inversiones aún no fueron concluidas. Asimismo, los montos de las inversiones 1995-2005 fueron obtenidos de los registros históricos de la extinta Superintendencia de Electricidad y todavía están siendo verificados y validados.

3.2. Oferta de electricidad en el SIN

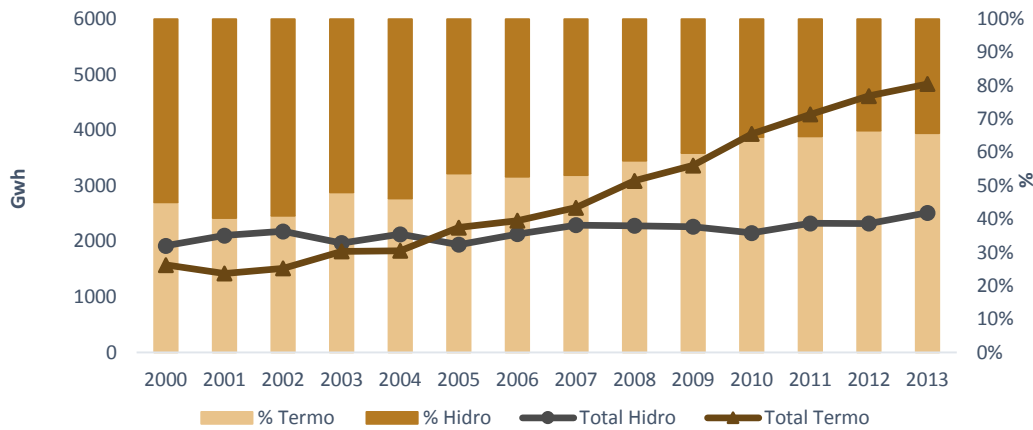
La capacidad de generación en el SIN al 2013 está distribuida en generación termoeléctrica

(66,6%) e hidroeléctrica (33,4%), existiendo alternancia de la producción de energía entre centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Las centrales hidroeléctricas son utilizadas durante más horas en el día, son empleadas como unidades base en el despacho. En el período seco la generación hidroeléctrica disminuye lo que obliga a incrementar la generación termoeléctrica. La generación termoeléctrica en Bolivia cuenta en su mayoría con turbinas de ciclo simple, a partir del 2012 entra en operación la unidad de Ciclo Combinado (CCGT)¹⁴ de la Central Guaracachi.

¹⁴ Se denomina ciclo combinado a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo

fluido de trabajo es el vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión.

Gráfico 2 Generación de Energía por Tipo de Fuente de Generación

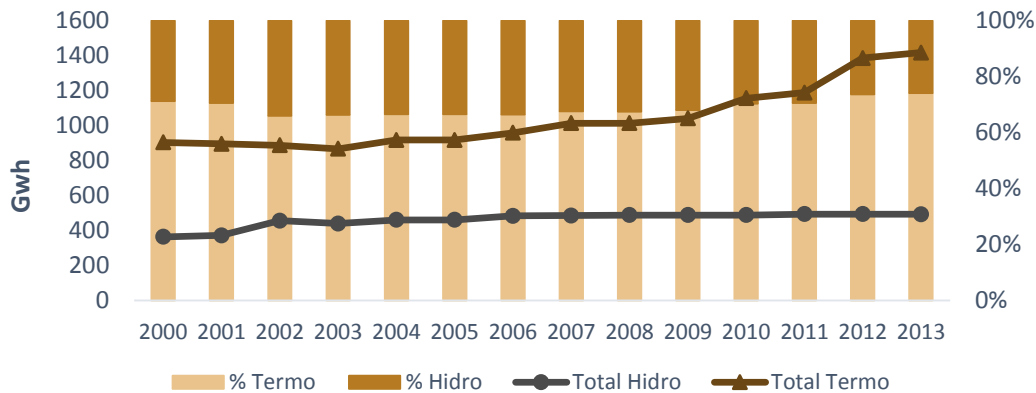


Fuente: Anuario estadístico de la AE (2013)

El Gráfico 2 muestra la generación de energía por tipo de fuente de generación y el Gráfico 3 la capacidad instalada también por tipo de fuente de generación desde el año 2000. A partir del año 2002 se observa una tendencia creciente en la generación termoeléctrica, mientras que la generación hidroeléctrica

tiene un crecimiento más modesto, situación explicada en parte por la evolución de la capacidad instalada: casi constante los últimos años en las centrales hidroeléctricas y creciente en el caso de las centrales termoeléctricas.

Gráfico 3 Capacidad Instalada por Tipo de Fuente de Generación



Fuente: Anuario estadístico de la AE (2013)

Entre las termoeléctricas la central Guaracachi es la más importante en cuanto a producción, habiendo generado el 38% de la producción de energía termoeléctrica el año 2013, mientras que entre las centrales hidroeléctricas la principal es la central Zongo generando el 40% de la producción bruta de energía hidroeléctrica. La mayor potencia

instalada dentro el SIN, se encuentra en la empresa generadora EGSA (519,7 MW) de la cual 322MW corresponden a la central térmica generadora Guaracachi. De la misma manera, la empresa COBEE tiene una potencia instalada de 213 MW en el SIN, de las cuales sus centrales generadoras en el

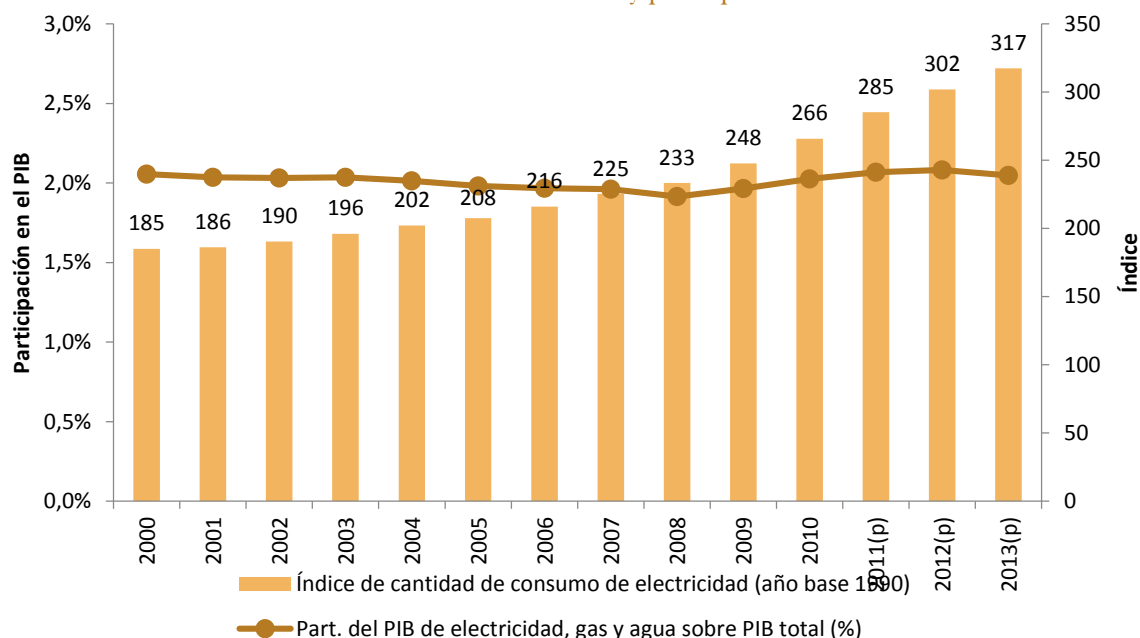
valle de Zongo representan 188 MW de potencia.

4. Demanda de electricidad

La serie histórica para el periodo 2000-2013 muestra una tasa de crecimiento del Índice de

cantidad del consumo de electricidad de 79% comparada con una tasa de crecimiento de 63% en el PIB de electricidad, gas y agua. La participación del PIB sectorial sobre la producción total de la economía es de 2% y se ha mantenido casi constante en el período.

Gráfico 4 Índice de consumo de electricidad y participación del sector en el PIB



Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas - INE

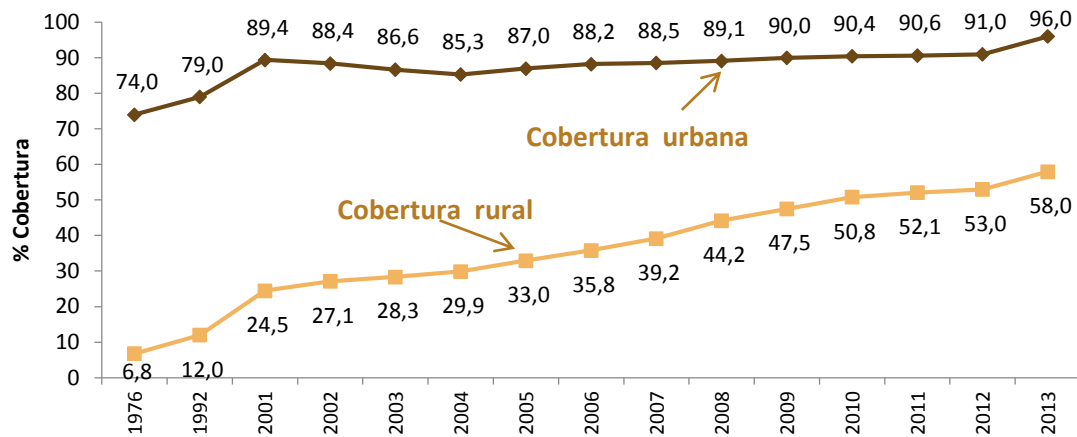
El Gráfico 5, muestra la evolución de la cobertura de electricidad¹⁵. La cobertura tanto urbana como rural aumentó de 34% en 1976 a 82% en 2013. La cobertura en las áreas

rurales aumentó significativamente de 6,8% en 1976 a 58% en 2013, mientras que en las zonas urbanas la cobertura pasó de 74% a 96% en el mismo periodo.

¹⁵ La cobertura eléctrica se mide como el número de viviendas con electricidad dividido por el número de viviendas totales, expresado en porcentaje. Se

realizaron mediciones en los censos de los años 1976, 1992 y de manera anual a partir del año 1997.

Gráfico 5 Cobertura de electricidad



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía

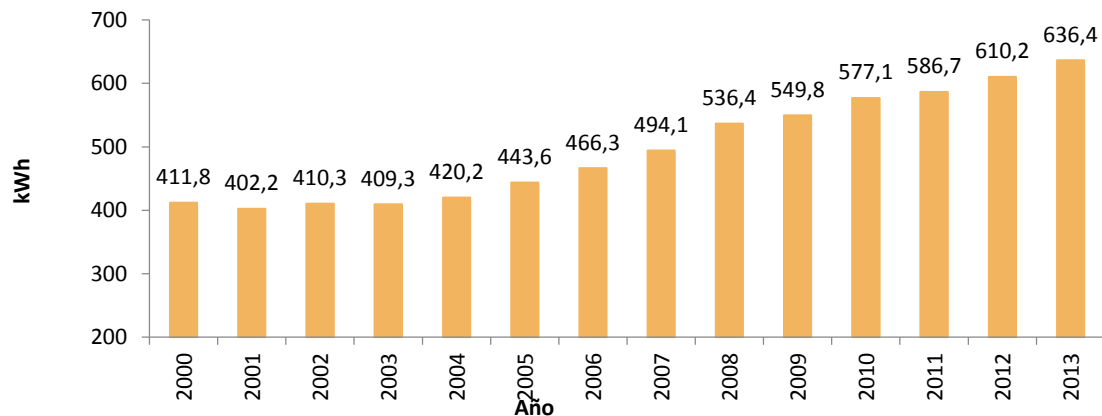
4.1. Demanda Sistema Interconectado Nacional - SIN

Durante el 2013 el consumo de energía eléctrica por parte de los consumidores finales fue de 6.401,7 GWh, mientras que la energía retirada por las empresas distribuidoras del SIN durante la misma gestión fue de 7.012,8 GWh, cifra superior en

6,2% al consumo del año anterior. Dicho crecimiento está explicado en una proporción importante por el incremento en el consumo de energía de la CRE en Santa Cruz y en el nuevo consumo de la empresa ENDE como distribuidor. El consumo *per cápita* de electricidad (Sistema Interconectado Nacional y Sistemas Aislados) se ha incrementado en 54,5% desde el año 2000, pasando de 412 kWh/hab a 636 kWh/hab¹⁶.

¹⁶ Medido como las ventas de electricidad a consumidor final en el SIN y en los sistemas aislados, dividido entre la población total del país.

Gráfico 6 Consumo per cápita de electricidad
(En kWh)

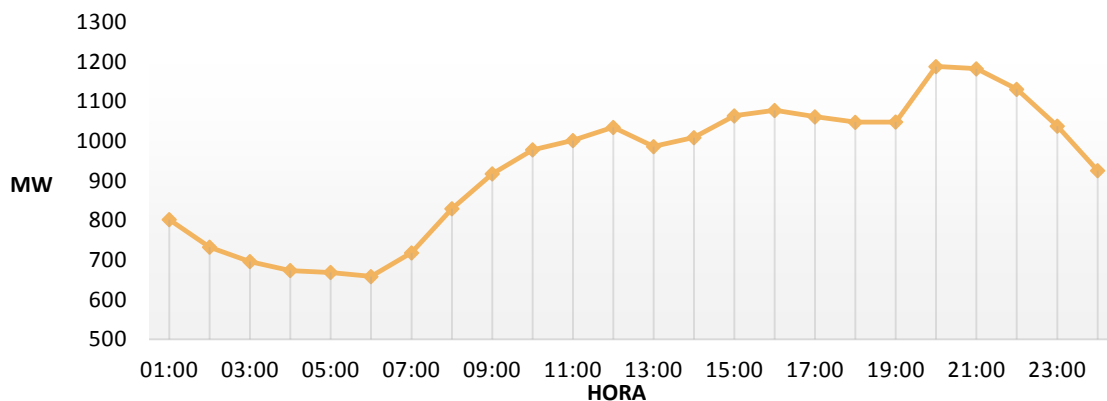


Fuente: INE y Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

Otro elemento característico de la demanda de electricidad, es el comportamiento de la curva de carga, cuyo pico se presenta entre las 19:00 y 22:00, hecho que se explica principalmente por el consumo residencial y

el alumbrado público. En el Gráfico 7, se muestra la curva de carga del día 28 de noviembre de 2013, día en el cual se presentó la máxima demanda del año (1.201,8 MW).

Gráfico 7 Curva de Carga del Día de la Demanda Máxima (MW) - 2013



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga (28/11/13)

La demanda máxima en el SIN tiene una pronunciada tendencia ascendente. Durante el 2012, la máxima demanda se presentó en diciembre con 1.109 MW con un promedio anual de 1.071 MW. El año 2013, la máxima demanda se presentó también en noviembre con 1.201,8 MW y el promedio anual fue de 1.140 MW.

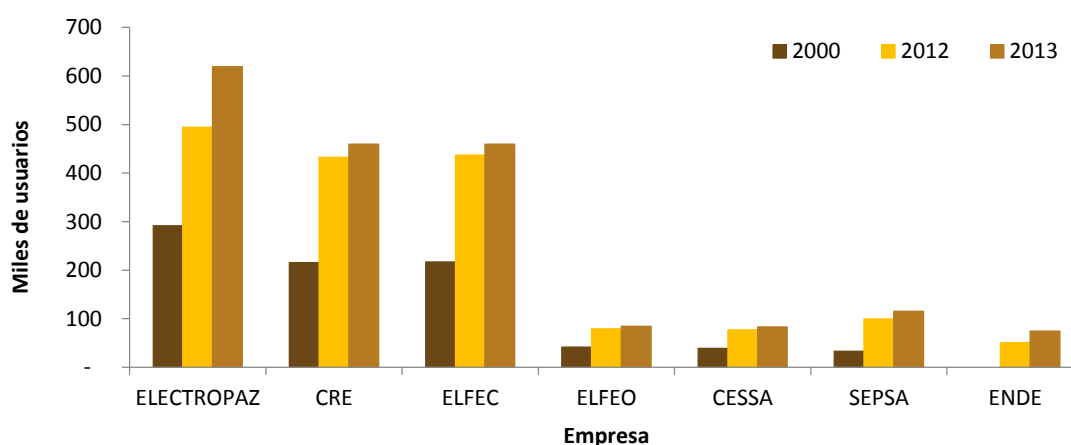
El número de consumidores en el SIN ha crecido en 126% entre los años 2000 y 2013, destacándose la tasa de crecimiento de usuarios de SEPSA, el cual fue de 251%. En este mismo periodo el crecimiento en la cantidad de consumidores de DELAPAZ, CRE y ELFEC, alcanza los 328 mil, 244 mil y 243 mil usuarios nuevos respectivamente.

Por otro lado, el crecimiento de los consumidores del SIN entre 2012 y 2013, fue de 17%, destacándose la tasa de crecimiento de usuarios de la empresa DELAPAZ, el cual fue de 25% con 125 mil usuarios, dicho aumento se debe a que durante el 2013 DELAPAZ comenzó a operar el sistema de la empresa EMPRELPAZ.

La categoría con mayor número de consumidores es la Residencial (1,68 millones

de usuarios en 2013), mientras que los usuarios en las categorías general e industrial son 193 mil y 14,6 mil respectivamente. Casi una tercera parte de los usuarios domiciliarios y general corresponden a la empresa ELECTROPAZ, mientras que el 48% de los usuarios industriales son clientes de ELFEC. Destaca también que ELFEO provee de energía eléctrica a 74 de los 78 usuarios de la categoría minera.

Gráfico 8 Número de usuarios de las principales empresas distribuidoras
(En miles de usuarios)



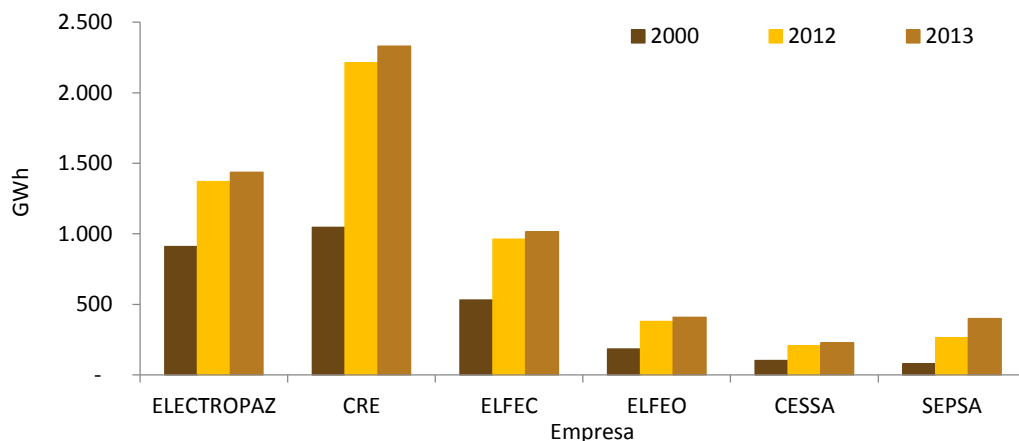
Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

Respecto a las ventas de electricidad a consumidor final, entre 2000 y 2012 ha aumentado en 90% mientras que la tasa de crecimiento entre 2012 y 2013 fue de 6%. La empresa CRE desde el año 1997, es la principal distribuidora de electricidad tomando en cuenta el volumen de sus ventas

de electricidad, a pesar de que la cantidad de usuarios de ELECTROPAZ es superior. En 2013, la CRE ha vendido el 49 % (2.331 GWh) de las ventas conjuntas de ELECTROPAZ y ELFEC (4.782 GWh). Estas tres distribuidoras vendieron en 2012 el 81% del total de las ventas de electricidad en el SIN¹⁷.

¹⁷ No se incluyen en estos cálculos las ventas de ENDE ni las ventas en ELFEC-sistemas, EMPRELPAZ, SEYSA y otras distribuidoras pequeñas.

Gráfico 9 Ventas de electricidad de las principales empresas distribuidoras (En GWh)

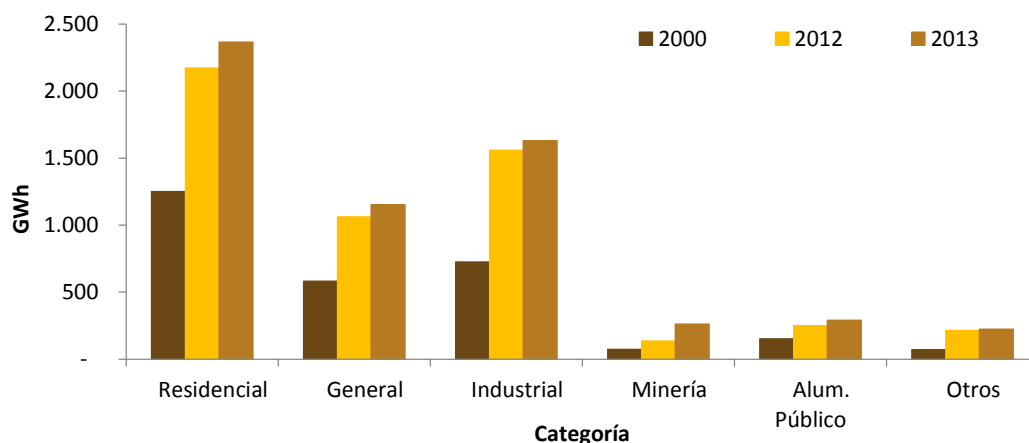


Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

Finalmente, respecto a las ventas por tipo de categoría, el consumo en la categoría residencial es el más importante, pues representó el 40% del consumo total de electricidad en el año 2013, seguido por el

consumo de la categoría industrial con el 27,5%. Ambas proporciones se han mantenido relativamente constantes en los últimos años.

Gráfico 10 Ventas de electricidad a consumidor final por categoría (En GWh)



Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

4.2. Demanda Aislados Sistemas

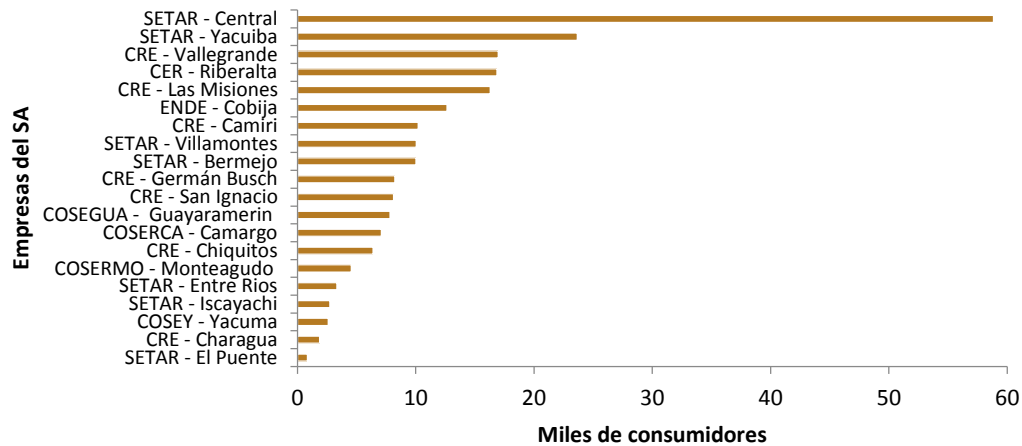
La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad realiza el seguimiento a los sistemas aislados más importantes. En el

Gráfico 11 se observa que el sistema con mayor número de clientes es el Sistema Central de Electricidad de Tarija (SETAR – Central) con más de 58,8 mil consumidores, seguido de SETAR – Yacuiba de Tarija con más 23,6 mil clientes y CRE – Vallegrande con casi 17 mil usuarios.

Entre los años 2000 y 2012, la cantidad de usuarios del sistema eléctrico en los sistemas aislados pasó de 75,8 mil a 229,2 mil, lo cual implica una tasa de crecimiento de 202%; entre 2012 y 2013 se incrementaron 14,1 mil nuevos consumidores en estos sistemas, lo

que representó un crecimiento de 7%. La categoría con mayor participación en el número de usuarios (87%) es la domiciliaria, que a diciembre de 2013 contó con 198,1 mil consumidores.

Gráfico 11 Número de usuarios por sistema aislado (2013)

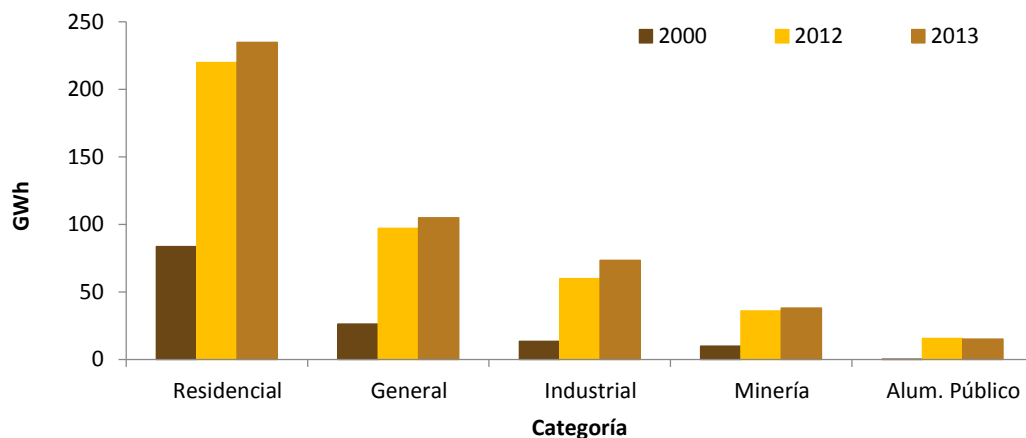


Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

Las ventas de electricidad en los sistemas aislados también crecieron el año 2013. El sistema con mayores ventas fue SETAR – Central con 127,5 GWh, seguido de SETAR – Yacuiba con 47,9 GWh. Se observa un

consumo importante en el sistema de la CRE - Germán Busch con 44 GWh, donde destaca el consumo de sus clientes industriales que llega a casi 18 GWh.

Gráfico 12 Ventas de electricidad por categoría (En GWh)



Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

5. Precios

5.1. El Mercado Eléctrico Mayorista

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), está compuesto por los agentes que operan en el SIN (empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados), que venden y compran energía eléctrica. Durante el año 2013, se inyectó en el Sistema

Troncal de Interconexión (STI) 7.149,3 GWh. El 66% de la inyección fue suministrada por las centrales termoeléctricas. Únicamente la central termoeléctrica de Guaracachi suministró el 25% de la electricidad, mientras que las centrales hidroeléctricas Zongo y Corani aportaron el con 13% cada una. El retiro de energía fue de 7.012,8 GWh, siendo CRE, DELAPAZ y ELFEC los mayores usuarios con casi el 75% de los retiros aproximadamente. (Gráfico 13).

Cuadro 6 Inyecciones y retiros de energía en el STI (2013)

Centrales	Inyecciones (GWh)	Empresas	Retiros (GWh)
Hidroeléctrica			
Sistema Zongo	948,2	CRE	2.556,7
Sistema Corani	928,1	DELAPAZ	1.614,4
Sistema Taquesi	359,0	ELFEC	1.116,9
Sistema Miguillas	109,8	ELFEO	438,8
Sistema Yura	74,1	CESSA	247,3
Kanata	15,9	SEPSA	445,2
Sistema Quehata	7,1	ENDE	110,1
Subtotal	2,442,2	EMVINTO	39,6
Termoeléctrica		COBOCE	60,9
Guaracachi	1.761,1	EMSC	367,8
Santa Cruz	33,7	EMIRSA	15,1
Carrasco	666,4	TOTAL	7.012,8
Bulo Bulo	477,1		
Valle Hermoso	413,7		
Aranjuez	154,8		
El Alto (*)	211,5		
Kenko	44,5		
Karachipampa	84,2		
Guabirá	78,1		
Entre Rios	725,4		
Moxos	56,6		
Subtotal	4.707,1		
TOTAL	7.149,3		

(*) Ingreso en operación comercial de la unidad ALT02 de central El Alto de Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

El precio medio monómico es el resultado de la agregación del cargo por energía, cargo por potencia y peaje. La evolución del precio monómico muestra una tendencia

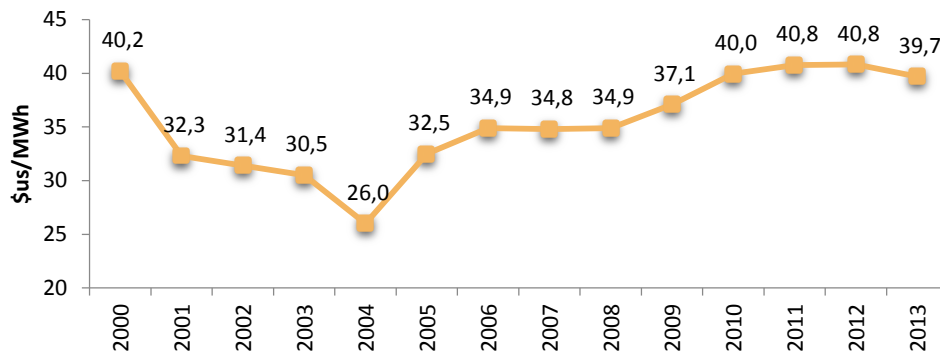
decreciente entre los años 2000 y 2004, que se explica por el nivel de potencia instalada y el aumento de competencia, tendencia que posteriormente se revierte para ser

ascendente desde 2005. Entre 2006 y 2008 los precios medios monómicos se han mantenido alrededor de los 35 \$us/MWh. A partir del año 2009 los precios suben hasta llegar a los casi 41 \$us/MWh en el año 2012. Sin embargo, en el año 2013 se reporta un precio medio monómico de 39,7 \$us/MWh, esta reducción se debe principalmente a una reducción en el

cargo por energía que baja de 18,7 a 16,3 US\$/MWh.

Dentro del SIN, en 2013, las empresas distribuidora con mayor precio medio monómico registrado son CESSA y SEPSA con 42,8 y 42,2 \$us/MWh) y la empresa con menor precio es DELAPAZ con 39,2 \$us/MWh.

Gráfico 13 Precios Monómicos en el SIN
(En dólares por MWh)



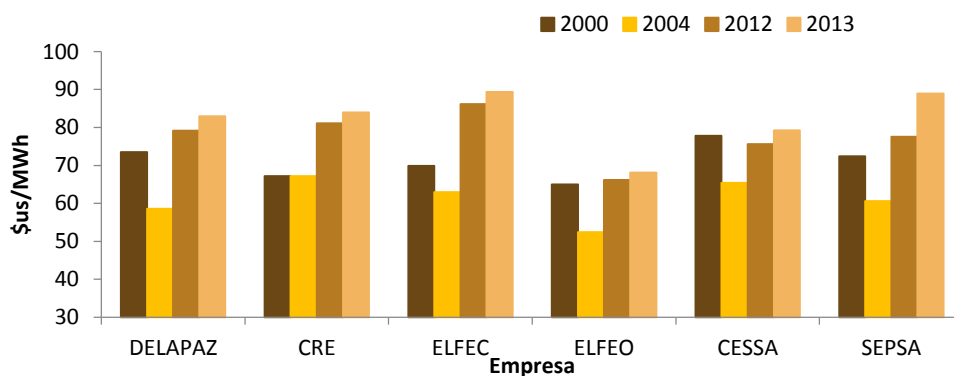
Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

5.2. Tarifa de Distribución de Electricidad

El año 2011, en el marco del Reglamento de Precios y Tarifas, la AE efectuó la fijación de precios máximos de distribución correspondiente al período noviembre 2011 –

octubre 2015 para las empresas DELAPAZ, CRE, ELFEC, ELFEQ, CESSA y SEPSA. Las aprobaciones efectuadas se realizan respecto a las proyecciones de demanda de las distribuidoras; plan de inversiones; costos de suministro; tarifas base, fórmulas de indexación y estructura tarifaria; y cargos por conexión y reconexión.

Gráfico 14 Tarifa Promedio al Consumidor Final en el SIN
(En dólares por MWh)



Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

La evolución de la tarifa promedio al consumidor final regulado en el SIN se muestra en el Gráfico No 15. Entre los años 2000 y 2004, hubo una disminución de tarifas en cinco de seis operadores, siendo CRE la excepción que mantuvo la tarifa promedio a un nivel constante en 67,2 \$us/MWh.

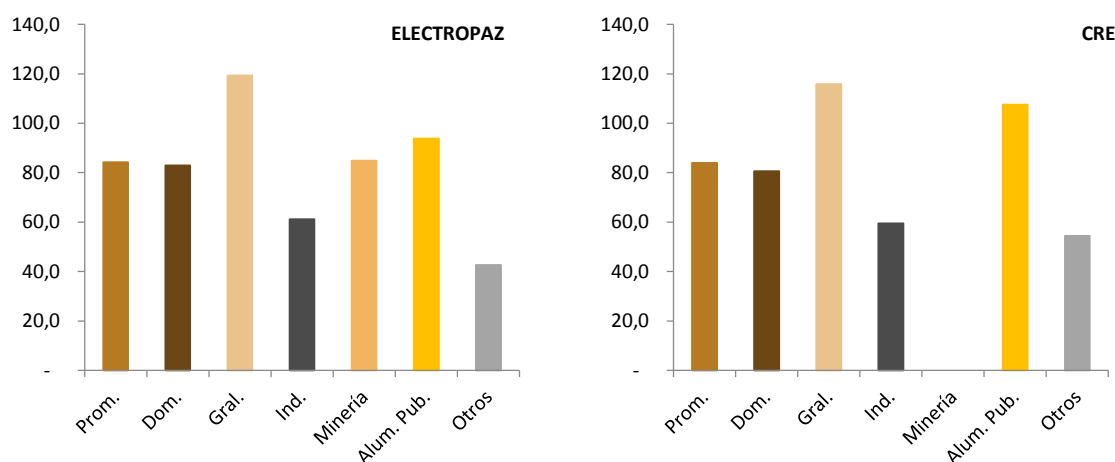
En 2013, las tarifas promedio se han incrementado respecto a 2012 para todos los operadores, destacando los incrementos en la empresa SEPSA, las cuales incrementaron su tarifa promedio en casi 15%, pasando de 77,6 \$us/MWh a 88,9 \$us/MWh, en resto de los casos los incrementos van del 3% al 5%.

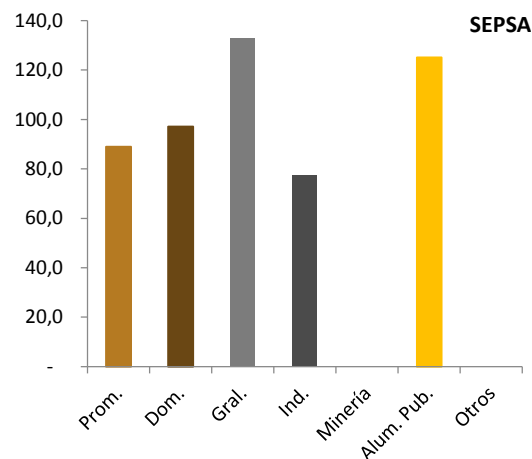
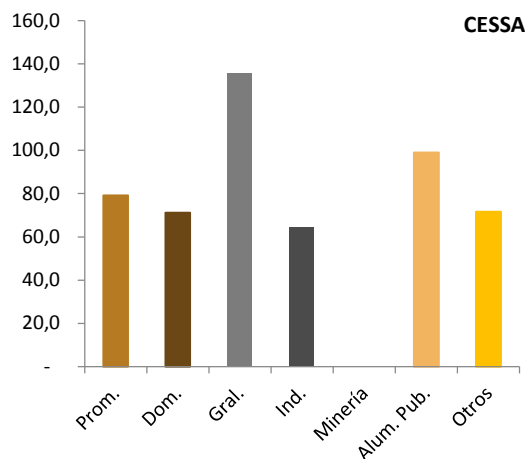
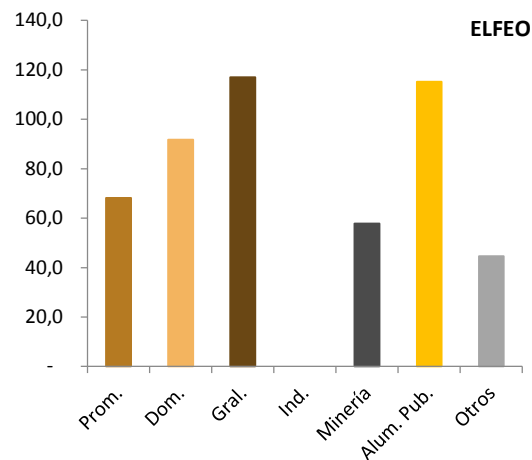
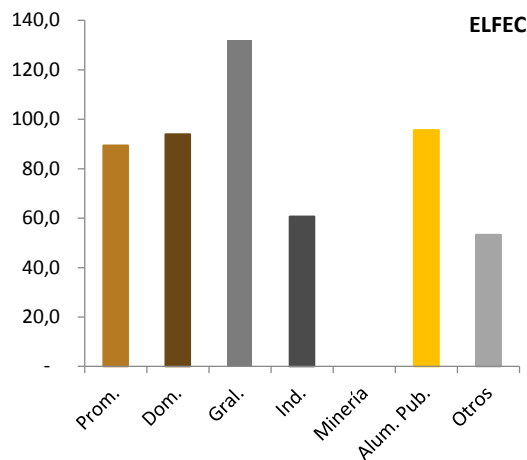
El Gráfico 16 muestra la tarifa promedio de electricidad para el consumidor final

observada en la gestión 2013, por empresa distribuidora y por categoría de consumo. Se observa que la tarifa más alta se encuentra en la categoría General correspondiente a la empresa CESSA con 135,9 \$us/MWh. Por otro lado, la empresa SEPSA tiene el precio más elevado en la categoría de Alumbrado Público con 125,1 \$us/MWh.

Finalmente, sin considerar a la categoría Otros la cual no está presente en todas las empresas distribuidoras, la categoría industrial tiene los precios medios más bajos, correspondiendo a ELFEO el menor de éstos, con 55 \$us/MWh.

Gráfico 15 Tarifa Promedio al Consumidor Final en el SIN Gestión 2013
(En dólares por MWh)





Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

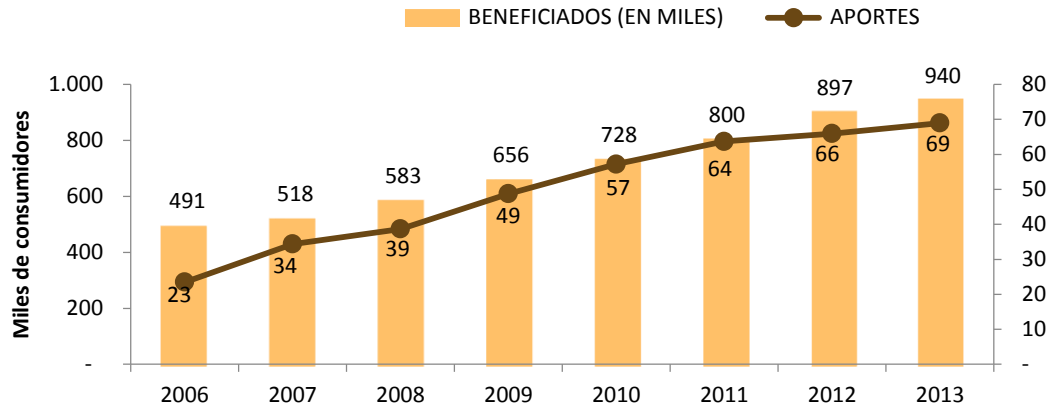
5.2.1. Tarifa Dignidad

El DS 28653 de 21 de marzo de 2006 crea la Tarifa Dignidad con el objeto de favorecer el acceso y uso del servicio público de electricidad de las familias de menores recursos económicos de la categoría domiciliaria. Esta norma establece un descuento del 25% de la tarifa vigente a los consumidores domiciliarios: a) en el SIN que consumen hasta 70 kWh/mes y b) en los Sistemas Aislados con consumos de hasta 30 kWh/mes. Esta Tarifa es financiada con aportes que realizan solamente las empresas que operan en el MEM.

En el Gráfico 17 se observa que el promedio mensual de consumidores beneficiados por la Tarifa Dignidad entre 2006 y 2013 pasó de 491 mil a 940,4 mil, implicando una tasa de crecimiento de casi 92%. Los aportes realizados para cubrir el ahorro de las familias han sido crecientes todo el período, iniciando en Bs23 millones el 2006 y llegando a Bs69 millones en 2013, reportando un crecimiento del 194%. Para el año 2013 los aportes crecieron en 4,5% respecto al año anterior, pasando de los Bs66 millones a casi los Bs69 millones de beneficiarios. Las empresas que han realizado mayores aportes en el año 2013

son CRE (16,5%), Guaracachi (12,5%) y ELECTROPAZ (9,8%).

Gráfico 16 TARIFA DIGNIDAD: Número de beneficiados y aportes
(En miles de consumidores beneficiados y millones de bolivianos)



Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

5.2.2. Fondo de Estabilización

El DS 27302 de 23/12/2003 tiene por objeto establecer medidas para estabilizar las tarifas de electricidad. Para esto se constituyen dos fondos:

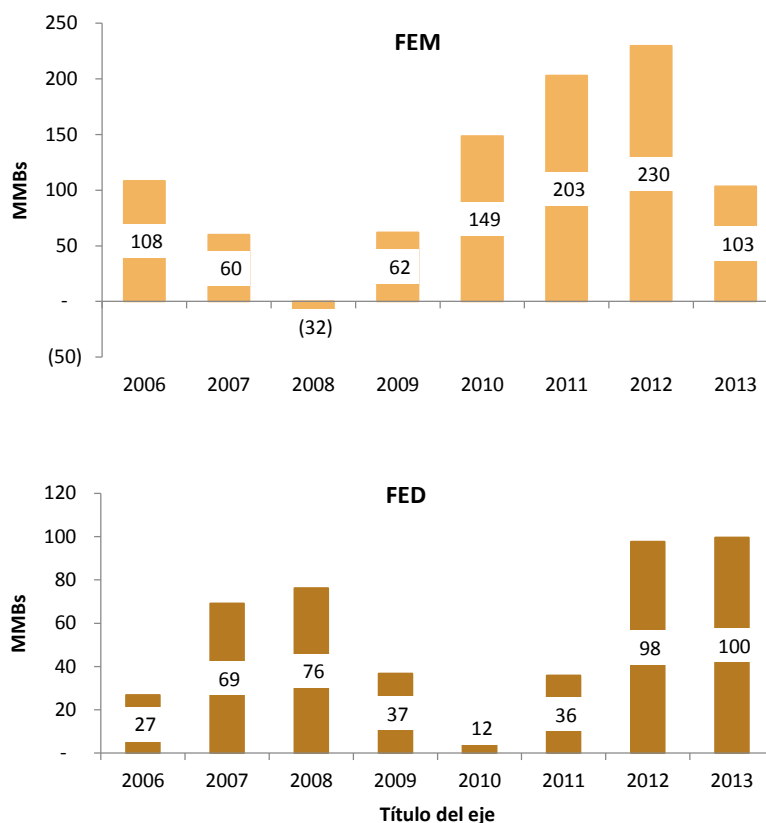
- **Fondo de Estabilización del MEM (FEM):** Cada seis meses se determinan los factores de estabilización que se aplican a los precios de nodo vigentes para obtener los precios de energía y potencia de aplicación, que se transfieren a las tarifas de distribución. El FEM incluye los montos mensuales correspondientes a las diferencias entre los valores por venta de energía y potencia en el mercado spot del MEM, y los determinados por los precios de nodo de aplicación (que son los pagados a los generadores por los distribuidores).
- **Fondo de Estabilización de Distribución (FED):** Cada seis meses se determinan los

factores de estabilización que se aplican a los cargos tarifarios aprobados para obtener los cargos tarifarios de aplicación, que son facturados a los consumidores regulados.

El FED incluye los montos mensuales correspondientes a las diferencias entre los valores por venta a los consumidores regulados determinados con los cargos tarifarios aprobados y los cargos tarifarios de aplicación.

Por la configuración de los Fondos, la deuda de los consumidores finales con las distribuidoras, acaba siendo deuda de las empresas generadoras. En el Gráfico 18, se observa que al finalizar la gestión 2012, el monto acumulado en el FEM asciende a Bs230 millones. El monto acumulado en el FED fue de Bs85 millones.

Gráfico 17 Fondos de Estabilización
(En millones de bolivianos)



Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

6. Desempeño

6.1. Balance de Oferta y Demanda

Como se mencionó anteriormente, la demanda máxima de potencia del SIN en el año 2013 alcanzó los 1,201.8 MW la cual fue mayor en 8,4% al año anterior. La capacidad de generación del SIN en 2013 fue de 1.422,76 MW, mayor en 2,7% a la capacidad del 2012. Entre 2000 y 2012, la oferta de potencia para

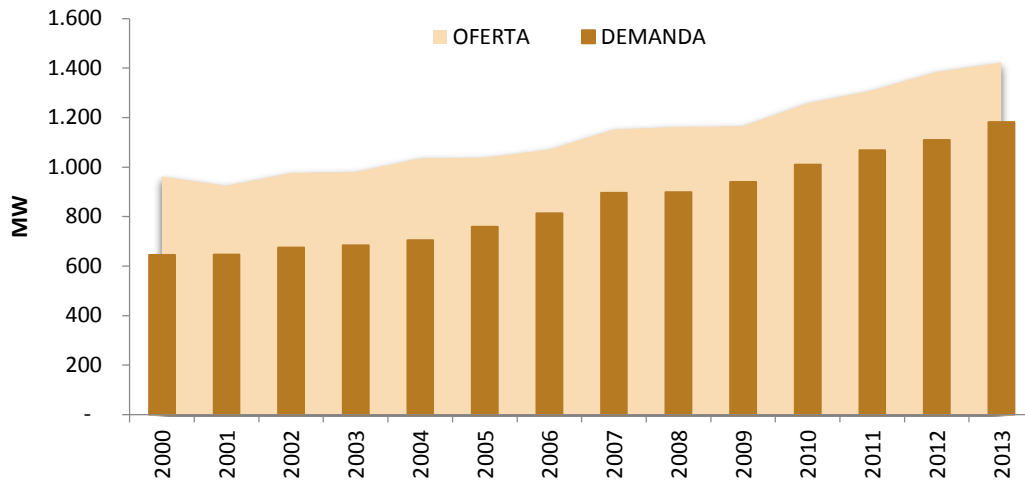
cubrir la demanda máxima fue excedentaria en 34% promedio.

El parque de generación el año 2012 se modificó principalmente con el ingreso en operación comercial de la unidad GCH12 del ciclo combinado de la central Guaracachi (76,6 MW de potencia); unidad ALT01 de la central El Alto (16,2 MW de potencia); y las unidades VHE05, VHE06, VHE07 y VHE08 de Valle Hermoso (39,2 MW de potencia). Estas incorporaciones en conjunto han permitido contar con una capacidad adicional de 132 MW¹⁸.

¹⁸ Las incorporaciones de las unidades ALT01, VHE05, VHE06, VHE07 y VHE08 se dieron al amparo de los

Decretos Supremos 934 y 1301 (incorporaciones provisionales).

Gráfico 18 Balance de oferta y demanda de electricidad
(En MW)



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

6.2. Configuración de la Red

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) está conformado por líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV. Para diciembre de 2013, el STI estaba compuesto por 1.800,6 km de líneas en 230 kV, 1.356,2 km de líneas en 115 kV y 112,1 km de líneas en 69 kV totalizando 3.268,9 km de líneas de transmisión.

En el Gráfico 20, se pueden distinguir tres áreas geográficas en el sistema:

- El Área Norte donde se destacan dos líneas principales: Kenko – Vinto y el tramo Kenko – Chusipata – Caranavi – Trinidad¹⁹.

- El Área Centro con los tramos: Santivañez – Sucre – Punutuma – Atocha, Carrasco – Santivañez, Valle Hermoso – Vinto – Cataricagua y Valle Hermoso – Sacaca – Catavi.
- El Área Santa Cruz donde por orden de longitud son importantes: Carrasco – Guaracachi y Carrasco – Arboleda.
- El Área Sur con los tramos: Punutuma – Las Carreras – San Jacinto, Punutuma – Uyuni – San Cristobal.

¹⁹ La ciudad de Trinidad, del departamento de Beni, se integró al SIN en agosto de 2010.

Mapa 1 Sistema Troncal de Interconexión



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga (actualizado el 15/02/2012).

6.3. Congestión en las Líneas

Un aspecto que se debe tomar en cuenta en lo relativo a la seguridad del sistema, es la congestión de las líneas de transmisión²⁰. Aunque la entrada en funcionamiento de las líneas de transmisión de la empresa ISA S.A. a finales de 2005 mejoró la seguridad en transmisión en la zona oriente, nuevamente en el año 2013 el sistema estuvo en riesgo, como lo demuestra el hecho que el tramo Carrasco – Chimoré haya tenido una congestión de 145%.

El problema de congestión de líneas se mantiene en la zona central donde el flujo máximo en los tramos Santivañez – Vinto, Carrasco – Santivañez, San José - V. Hermoso,

Kenko – Mazocruz, V. Hermoso – Santivañez, Carrasco – Chimoré y Corani – Arocagua, en

los cuales se superó la capacidad de las líneas, reafirmando que existe necesidad de efectuar inversiones en transmisión.

El año 2013 se realizó la construcción y puesta en operación de las líneas de transmisión Punutuma – Las Carreras y Las Carreras – Tarija (ambas de 230kV), que permitirán la interconexión del sistema Tarija al SIN. Por otra parte, se construyó la línea Cataricagua – Lucianita con el fin de atender la demanda del

²⁰ La congestión se define como el cociente entre el flujo máximo y la capacidad nominal de la línea.

proyecto de ampliación del Complejo Minero Huanuni.

Por otro lado, se realizó la construcción de la Subestación de maniobra Sacaba en 115 kV que divide la línea Santa Isabel – Arocagua en Santa Isabel – Sacaba y Sacaba – Arocagua, la cual posibilita un nuevo punto de retiro para ELFEC; asimismo, se realizó la construcción de la Subestación Uyuni que se deriva de la línea Punutuma – San Cristóbal y que posibilita un nuevo punto de retiro para el suministro de energía eléctrica a la población de Uyuni.

De acuerdo a priorización realizada por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía²¹ para el período 2015-2020 se prevé incorporar 1.041,7 kilómetros de líneas de transmisión, las que serían ejecutadas por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE). Las líneas planificadas son: Segunda terna Tarija – Yaguacua, Sacaba - Paracaya – Qollpana, Palca - Mazocruz – Pallina, Warnes - Brechas Doble Terna Completa, Bélgica - Los Troncos,

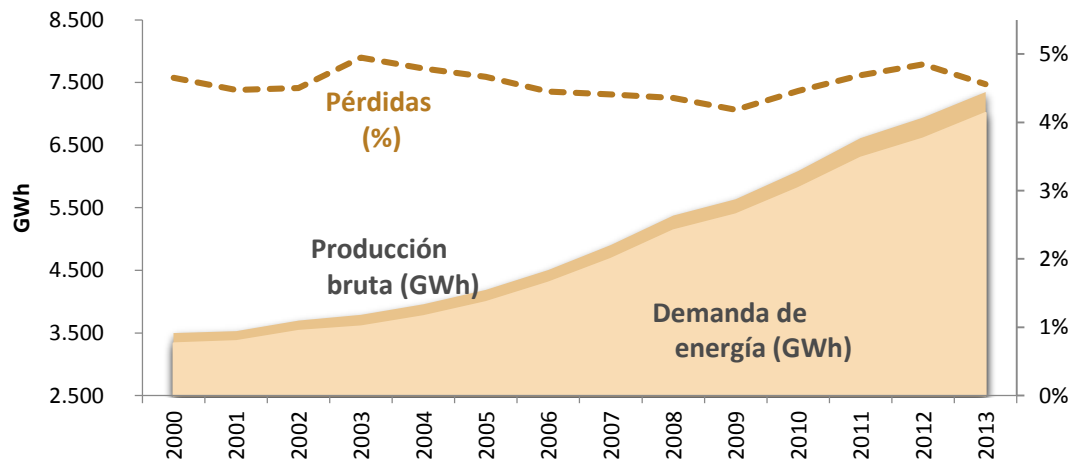
Carreras - Tupiza – Litio, Carreras - Tarija II, San José – Santivañez, Laguna Colorada – Litio.

6.4. Eficiencia Técnica

El indicador más importante de eficiencia técnica es el indicador de pérdidas, las que se definen como la diferencia entre la generación (producción bruta) y el consumo de energía eléctrica en el SIN. En el Gráfico 21, se observa la diferencia entre la energía producida y la energía comprada por los consumidores del SIN (sin tomar en cuenta el autoconsumo de las empresas eléctricas).

Entre los años 1999 y 2003 las pérdidas de energía se incrementaron de forma importante, principalmente en la actividad de transmisión. Los últimos años el porcentaje de pérdidas ha disminuido significativamente. El año 2011 el valor fue de 2,7%, reduciendo a 2,8% el año 2011 y a 2,8% el año 2012, aumentando la eficiencia del sector.

Gráfico 19 Producción y demanda de energía
(En Gwh y porcentaje)



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

²¹ Plan de Gobiernos 2015 - 2020.

6.5. Desempeño Regional

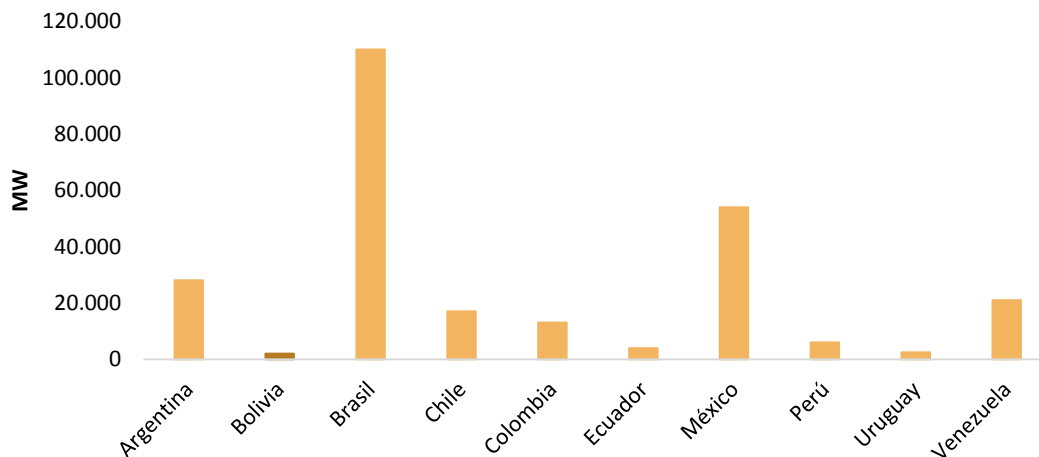
La capacidad instalada en América Latina y El Caribe en el año 2013 fue de 306 mil MW, teniendo Brasil la mayor capacidad en la región con 112,4 mil MW, seguido de México con 53 mil MW. Bolivia tiene una de las capacidades instaladas más bajas de la región como se observa en el Gráfico 22, representando menos del 1%.

En cuanto a la demanda de energía eléctrica en América Latina y El Caribe para el año 2010, se tiene un registro de 1,3 millones de GWh, con Brasil también como el principal

consumidor en la región con el 41%, seguido en importancia por México, Argentina y Venezuela, países que superan los 100 mil GWh de consumo. Como se observa en el Gráfico 23, Bolivia está entre los países que menos GWh consumen en la región.

Si bien se han dado avances en cuanto a la cobertura eléctrica, la que como se mencionó anteriormente alcanza a 75% el año 2010, todavía el país se encuentra rezagado en comparación a países como Chile, Costa Rica, Paraguay, Uruguay y Venezuela, donde la cobertura eléctrica total supera el 97%²².

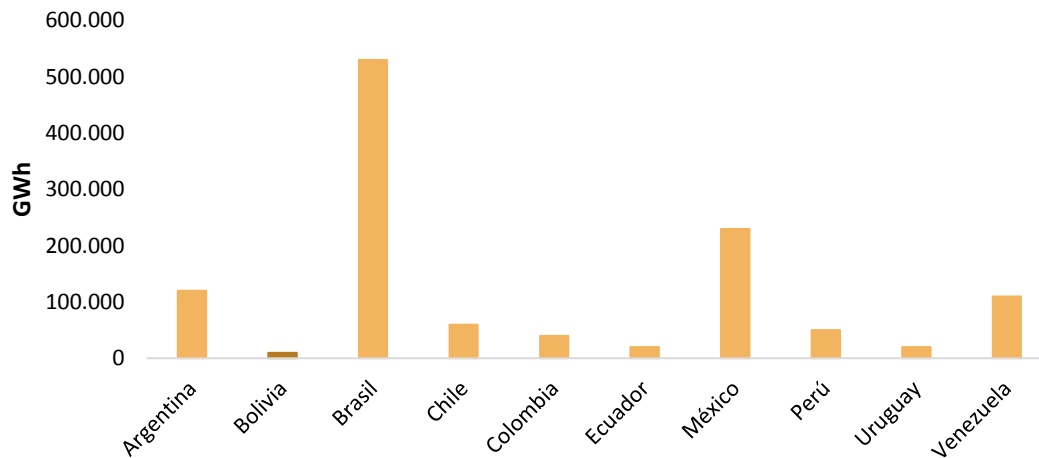
Gráfico 20 Capacidad instalada América Latina
(En MW) (2010)



Fuente: OLADE

²² Información de OLADE dentro el Informe de Estadísticas Energéticas 2011.

Gráfico 21 Demanda de Energía Eléctrica en América Latina
(En GWh) (2010)



Fuente: OLADE

7. Perspectivas

En los últimos años el Gobierno ha impulsado a través de ENDE-ANDINA S.A.M. la generación termoeléctrica mediante el Proyecto Entre Ríos. ENDE-Casa Matriz ha culminado el proyecto de transmisión Caranavi-Trinidad logrando la interconexión de Trinidad al SIN y se ha continuado con la ejecución del proyecto de interconexión eléctrica de Tarija con la línea de transmisión Punutuma- Tarija.

También se han dado los pasos dentro un proceso de planificación en el sector eléctrico, orientados a consolidar la participación del Estado en el sector. Las nacionalizaciones efectuadas en el sector buscan cumplir este objetivo y el fortalecimiento adecuado de la capacidad institucional de ENDE-Corporativo, es una de las tareas gubernamentales de corto plazo. Estructurar un sector eléctrico eficiente que cuente con la infraestructura capaz de satisfacer la creciente demanda interna, aprovechando las fuentes de energía racionalmente, requerirá la ejecución de importantes inversiones en el sector.

La ampliación en la oferta de energía introducida por ENDE con la Planta Termoeléctrica Entre Ríos en Cochabamba el año 2010 y las incorporaciones provisionales de unidades de generación de los años 2011 y 2012, han permitido enfrentar el crecimiento de la demanda experimentada los últimos años, y aunque la capacidad de generación de electricidad ha sido la suficiente para cubrir los requerimientos de demanda, la brecha entre oferta y demanda de energía no es muy grande.

En diciembre de 2012, ENDE suscribió nuevos contratos de préstamo con el Banco Central de Bolivia por \$us313,5 millones para la ejecución de los siguientes proyectos de generación: Proyecto Hidroeléctrico San José, Termoeléctrica Warnes y Cuarta Unidad Termoeléctrica del Sur, los que permitirán la incorporación de 320 MW al parque generador.

Entre las perspectivas del sector eléctrico se ha establecido en el Plan de Gobierno 2015 - 2020 las siguientes prioridades:

Respecto al tema de seguridad energética y expansión de la infraestructura eléctrica, al

2020 el crecimiento de la demanda de energía eléctrica alcanzará de 2.000 a 2.300 MW, y se proyecta adicionar una potencia de hasta 1.672 MW y 1.680 km de líneas de transmisión para garantizar el abastecimiento de la demanda interna y generar un excedente de aproximadamente 1.000 MW destinados a la exportación.

Se espera que a partir del año 2020 se inicie la exportación de 1.000 MW de energía eléctrica a países vecinos; para ello, la dinámica de la ejecución de la cartera de proyectos estará sujeta a la concreción de los mercados de exportación y se desarrollará el potencial hidroeléctrico a través de la ejecución de megaproyectos como el Complejo Hidroeléctrico de Río Grande, Rositas, entre otros.

Respecto a la diversificación de la matriz energética, la cartera de proyectos al 2020 también estará enfocada a disminuir la participación de la generación termoeléctrica de un 64% que representa actualmente a un 54%. Las energías alternativas se incrementarán con los Ciclos Combinados (Vapor) de 7% actualmente a un 19% y las hidroeléctricas alcanzarán un 28% de participación en generación.

La expansión de la infraestructura eléctrica incluirá 2.736 Km de nuevas líneas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional (638 Km en ejecución, 1.042 Km

proyectos a realizarse y 1.056 Km para integración del norte amazónico), entre las que destacan: Trinidad –Riberalta- Cobija, Carreras – Tupiza y Laguna Colorada – Uyuni.

Por otro lado, para lograr la integración eléctrica nacional al 2020, se realizará la interconexión gradual al Sistema Integrado Nacional de los Sistemas Aislados (Iténez II, Yacuma, San Ignacio, Ituba II, Misiones, Chiquitos, Camiri y Charagua, Valles Cruceños, German Bush y Monteagudo), incorporando un consumo de 60 MW, lo cual representa el 31% de la demanda total de los sistemas aislados existentes (16 sistemas aislados existentes).

El Plan Estratégico de Ahorro y de Eficiencia Energética (PAEE) plantea la aplicación de mecanismos y/o programas de ahorro y eficiencia energética: Viviendas Bioclimáticas, Normalización y Etiquetado, Educación Energética, Oficinas Eficientes e Iluminación Eficiente en Alumbrado Público, con lo que se prevé un ahorro en la demanda de electricidad al año 2020, que traducido en ahorro económico representa 414 millones de dólares.

Asimismo, se desarrollarán diferentes proyectos de energías alternativas renovables: geotermia en Laguna Colorada (50 MW Fase I); eólica en Qollpana (21 MW Fase II); biomasa en San Buenaventura (10 MW); y solar en Oruro (20 MW).

8. Referencias

Publicaciones

Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Memoria Institucional 2013, Anuario Estadístico de la Industria Eléctrica 2013.

Comité Nacional de Despacho de Carga. Memoria Anual 2013 – Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Proyecciones del Sector 2010-2015, Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025.

Organización Latinoamericana de Energía. Informe de Estadísticas Energéticas 2011.

Páginas electrónicas consultadas

Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad	www.ae.gob.bo
Comité Nacional de Despacho de Carga	www.cndc.bo
Instituto Nacional de Estadística	www.ine.gob.bo
Ministerio de Hidrocarburos y Energía	www.hidrocarburos.gob.bo
Organización Latinoamericana de Energía	www.olade.org.ec
Reporte Energía	www.reporteenergia.com

ANEXO Nº 1

Tensión	Empresa	Tramo	Conductor	Capacidad (MW)	Longitud (KM)
230 kV	TDE	Carrasco - Chimoré	RAIL	130	75,3
		Carrasco -Guaracachi	RAIL	130	179
		Carrasco -Santiváñez	RAIL	130	225,6
		Chimoré - San José	RAIL	130	78,8
		Mazocruz-Vinto Capacitor	RAIL	130	193,4
		San José - Valle Hermoso	RAIL	130	59,6
		Santiváñez - Vinto	RAIL	130	123,7
		Valle Hermoso - Santiváñez	RAIL	130	22,7
	ENDE	Las Carreras - Tarija	RAIL	133.2	74,2
		Punutuma - Las Carreras	RAIL	133.2	181,1
	ISABOL	Arboleda - Urubó	ACARD	142.5	62
		Carrasco - Arboleda	ACARD	142.5	102
		Santiváñez - Sucre	RAIL	142.5	246
		Sucre - Punutuma	DRAKE	142.5	177
	Subtotal				1.800,6
115 kV	TDE	Arocagua - Valle Hermoso I	IBIS	74	5,4
		Arocagua - Valle Hermoso II	IBIS	74	5,4
		Caranavi - Chuspipata	IBIS	32	63,9
		Catavi - Ocuri	IBIS	74	97,8
		Catavi - Sacaca	IBIS	74	43,4
		Cataricagua - Catavi	IBIS	74	33
		Chuspipata - Tap Chuquiaguillo	IBIS	90	42,1
		Corani - Arocagua	IBIS	74	38,1
		Corani -Santa Isabel	IBIS	74	6,4
		Kenko - Senkata	IBIS	74	6,3
		Kenko - Senkata	IBIS	74	8
		Ocuri - Potosí	IBIS	74	84,4
		Potosí - Punutuma	IBIS	74	73,2
		Punutuma - Atocha	IBIS	18	104,4
		Sacaba - Arocagua	IBIS	74	14,9
		Santa Isabel - Sacaba	IBIS	74	31,4
		Santa Isabel - San José	IBIS	74	8,9
		Senkata-Mazocruz	IBIS	130	7,8
		Tap Coboce - Sacaca	IBIS	74	41,9
		Tap Coboce - Valle Hermoso	IBIS	74	45,5
		Valle Hermoso- Vinto	IBIS	74	148
		Vinto - Cataricagua	IBIS	74	43,7

Tensión	Empresa	Tramo	Conductor	Capacidad (MW)	Longitud (KM)
	ENDE	Bologna - Cota Cota	IBIS	90	5,1
		Bologna - Tap Bahai	IBIS	90	2,3
		Caranavi - Yucumo	IBIS	33	104,5
		Cataricagua - Lucianita	IBIS	61,8	4,9
		Cota Cota - Kenko	IBIS	90	15,7
		Pampahasi - Tap Bahai	ARVIDAL	90	2,2
		Pampahasi - Tap Chuquiaguillo	ARVIDAL	90	4,1
		San Borja - San Ignacio de Moxos	IBIS	33	138,5
		San Ignacio de Moxos - Trinidad	IBIS	33	84,8
		Yucumo - San Borja	IBIS	33	40,4
	Subtotal				
69 kV	TDE	Aranjuez - Mariaca	PARTRIDGE	22	42,9
		Aranjuez - Sucre	IBIS	42	12
		Don Diego - Karachipampa	PARTRIDGE	22	16
		Don Diego - Mariaca	PARTRIDGE	22	31,2
		Karachipampa - Potosí	PARTRIDGE	23	10
	Subtotal				
Total					3.268,9