

Dossier Energético: Bolivia

Ramón Espinasa
Carlos Sucre
Marta Gutiérrez
Fernando Anaya

División de Energía
Sector de Infraestructura
y Energía

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-1178

Dossier Energético: Bolivia

Ramón Espinasa
Carlos Sucre
Marta Gutiérrez
Fernando Anaya

Enero 2017

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo

Dossier energético: Bolivia / Ramón Espinasa, Carlos Sucre, Marta Gutiérrez,
Fernando Anaya.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1178)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Power resources-Bolivia. 2. Energy policy-Bolivia. I. Espinasa, Ramón. II. Sucre,
Carlos. III. Gutiérrez, Marta. IV. Anaya, Fernando. V. Banco Interamericano de
Desarrollo. División de Energía. VI. Serie.

IDB-TN-1178

JEL: Q40, Q43, Q48

Palabras clave: energía, política energética, matriz energética, planificación,
organización industrial, marco institucional.

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2017 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



ÍNDICE

Introducción.....	iii
Guía de acrónimos	v
1. El sector energético en la actualidad.....	1
Matriz energética de 2013.....	1
Organización institucional del sector energético.....	6
<i>Estructura institucional</i>	<i>6</i>
<i>Formulación de políticas del sector energético.....</i>	<i>10</i>
<i>Marco regulador.....</i>	<i>11</i>
<i>El subsector eléctrico</i>	<i>16</i>
<i>El subsector de hidrocarburos.....</i>	<i>25</i>
2. Evolución histórica del sector energético	45
Evolución de la matriz energética.....	45
<i>Período 1971-74</i>	<i>45</i>
<i>Período 1984-87.....</i>	<i>46</i>
<i>Período 1999-2002.....</i>	<i>48</i>
<i>Período 2005-08</i>	<i>50</i>
Evolución institucional del sector energético.....	52
<i>Principales reformas</i>	<i>52</i>
<i>Gas natural en Bolivia.....</i>	<i>59</i>
<i>Nacionalizaciones de hidrocarburos en Bolivia.....</i>	<i>59</i>
<i>YPFB Petroandina SAM.....</i>	<i>60</i>
Referencias.....	63

INTRODUCCIÓN

Este dossier energético es parte de una serie que incluye todos los países de América Latina y el Caribe (ALC) que son miembros del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El dossier de cada país tiene dos componentes: los flujos de energía y la descripción de la organización industrial y del marco institucional del sector energético. En ambos casos, primero se presenta la descripción más reciente y después, la evolución histórica.

En el caso de los flujos de energía, la información se obtiene de los balances del sector energía que genera la Agencia Internacional de Energía (AIE) para casi todos los países del mundo. Usar una única fuente permite la comparación entre países y el análisis en el transcurso del tiempo sin distorsiones metodológicas. A partir de esta información se producen los flujos esquemáticos que se utilizan para describir el sector energético de cada país en un período determinado.

La “foto” más reciente elaborada con información de la AIE corresponde a 2013. Si bien con cierto rezago, para asegurar la consistencia entre países, esta matriz refleja bien la situación actual, pues las matrices de energía cambian muy lentamente. A lo largo del dossier se analiza la evolución histórica de la matriz desde

1971 hasta 2008, dividida en cuatro períodos: 1971-74, 1984-87, 1999-2002 y 2005-08.

La razón por la que se toma el promedio de cuatro años en el quiebre entre períodos históricos es para neutralizar el impacto distorsionador que podrían tener eventos sobrevenidos de carácter natural, económico o político en un año puntual. La unidad de medida para los flujos de energía es miles de barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), una transformación sencilla de la unidad de medida que utiliza la AIE, que es la de toneladas equivalentes de petróleo por año.

Para la descripción de la organización industrial y el marco regulador, el trabajo es más complejo, ya que no se cuenta con una única fuente de información común. Aun cuando todos los países se presentan en el marco de un mismo esquema descriptivo, el trabajo de recabar la información básica ha sido ad hoc por país.

Además de considerar la información pública de las distintas agencias y organismos, se recurrió a textos legales, publicaciones académicas e información de prensa. Junto a la descripción del sector en forma estricta, el dossier busca vincularlo con la evolución política del país, lo cual hace la lectura más amena y les otorga un claro sentido a los cambios institucionales.

GUÍA DE ACRÓNIMOS

AE	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad	Mm3D	Millones de metros cúbicos diarios
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos	MMpc	Millones de pies cúbicos
Bs.	Bolivianos	MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
bpd	Barriles de petróleo por día	MW	Megavatios
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga	OEP	Oferta de energía primaria
CPE	Constitución Política del Estado	PEP	Producción de energía primaria
CTE	consumo total de energía	PEVD	Programa Electricidad para Vivir con Dignidad
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad	PRONER	Programa Nacional de Electrificación Rural
E&P	Contrato de Exploración y Producción	PNUD	Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo
FONGAS	Fondo Nacional del Gas para YPFB	SA	Sistemas Aislados
YPFB		SAM	Sociedad Anónima Mixta
GLP	Gas licuado del petróleo	STEA	Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado
GNV	Gas natural vehicular	SIN	Sistema Interconectado Nacional
GWh	Gigavatios-hora	Sirese	Superintendencias de los Sistemas de Regulación Sectorial
IDH	Impuesto Directo a los Hidrocarburos	STI	Sistema Troncal de Interconexión
INE	Instituto Nacional de Estadística	TCF	Trillones de pies cúbicos
IT	Impuesto a las Transacciones	TDE	Empresa Transportadora de Electricidad
IVA	Impuesto al Valor Agregado	VMEEA	Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
kV	Kilovoltio	VMEEH	Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
kWh	kilovatio-hora	VMICTAH	Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos
Mb	Millón de barriles	YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
Mbd	Millón de barriles por día	Punto (.)	Miles
mbd	Mil barriles por día	Coma (,)	Decimales
mbep	Mil barriles equivalentes de petróleo		
mbepd	Mil barriles equivalentes de petróleo por día		
Mbepd	Millón de barriles equivalentes de petróleo por día		
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista		
MHE	Ministerio de Hidrocarburos y Energía		

Bolivia

Con un área de 1.098.581 km², es el sexto país más extenso de América Latina. Cuenta con nueve departamentos, 112 provincias y 324 municipios. Según el último censo de población, realizado en 2012, tiene 10.027.254 habitantes, cifra que convierte a Bolivia en el undécimo país más poblado de América Latina. La población urbana representa aproximadamente el 67% del total y la población rural, el 33%. Alrededor del 40% de los habitantes pertenece a alguna etnia, entre las que predominan la quechua (un 19%) y la aimara (un 17%) (Censo de Población y Vivienda, 2012). En los años recientes, Bolivia ha mostrado una expansión económica sostenida: en la última década su Producto interno bruto (PIB) registró un promedio de crecimiento anual del 4,8% (Banco Mundial, 2014). De acuerdo con el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Bolivia presenta un índice de desarrollo humano medio, que lo coloca en el puesto 113 entre 187 países (PNUD, 2014).

En 2008, pese a la crisis económica mundial, la tasa de crecimiento de Bolivia fue del 6,1%; sin embargo, en el año siguiente presentó una fuerte caída al 3,4%. Durante 2010, 2011 y 2012 la economía volvió a expandirse, lo que permitió que la tasa de crecimiento del PIB nacional se colocara en el 4,1%, el 5,2% y el 5,2%, respectivamente (Banco Mundial, 2014). En 2013, el PIB de Bolivia exhibió una tasa de crecimiento del 6,8% que ubicó al país por encima del promedio de América Latina y el Caribe, que en el mismo período fue del 2,4%.

Respecto del sector energético, y más específicamente del subsector eléctrico, la potencia instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia era, en 2013, de 1.660 MW, de los cuales 485 MW (el 30%) correspondían a centrales hidroeléctricas y 1.171 MW (el

70%) a centrales termoeléctricas (AE, 2014). Ese mismo año el SIN registró una generación bruta de 7.348 GWh,¹ superior a la del año anterior que fue de 6.939 GWh. La potencia instalada de los Sistemas Aislados (SA) era de 253,7 MW, mientras que la generación bruta en ellos fue de 714 GWh (AE, 2014). En 2012 la cobertura del servicio de electricidad era del 96% en áreas urbanas, y del 59% en las áreas rurales.

En relación con el subsector de hidrocarburos, en el cierre de 2013 la producción certificada² de gas natural en Bolivia era de 2.058 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), mientras que en 2012 había sido de 1.809 MMpcd (YPFB, 2012-13). En cuanto a la producción nacional de hidrocarburos líquidos, esta se ubicó en 5.140 barriles de petróleo por día (bpd) y 42.340 bpd de condensados.³ De acuerdo con el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), en el final de 2013 las reservas probadas de gas natural llegaron a 10,50 trillones de pies cúbicos (TCF) y las de petróleo, a 211 millones de barriles (MHE, 2013). Ese mismo año Bolivia importó aproximadamente una tercera parte de los derivados líquidos que consumió mientras que las exportaciones de hidrocarburos alcanzaron 288.052 bpd, de los cuales el 97% correspondió a gas natural (Brasil y Argentina fueron los principales destinos) y el porcentaje restante se repartió entre gas licuado del petróleo (GLP) y otros derivados líquidos (MHE, 2013). Según YPFB, desde 2009 el país no exporta crudo, condensados ni gasolinas.

¹ Según datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, el 34% (2.514,9 GWh) se generó en centrales hidroeléctricas y el 66% (4.832,8 GWh) en termoeléctricas.

² Medida en el punto de fiscalización.

³ Las cifras corresponden a producción certificada, que se mide en el punto de fiscalización.

EL SECTOR ENERGÉTICO EN LA ACTUALIDAD

Matriz energética de 2013

En 2013 el consumo total de energía (CTE)⁴ de Bolivia alcanzó aproximadamente 172,58 mil barriles equivalentes de petróleo por día (mbepd), lo que representa un aumento del 37% respecto del promedio del período 2005-08.

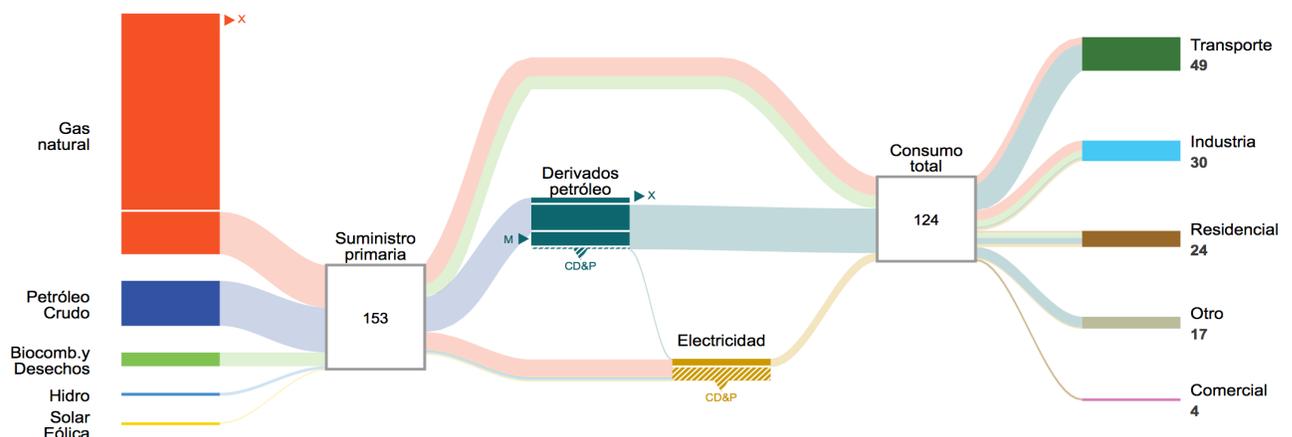
La estructura de consumo, en tanto, se mantuvo similar a la del período anterior: un 38% de la energía consumida (equivalente a 65 mbepd) provino del petróleo crudo; un 36%, del gas natural; un 12%, de productos derivados del petróleo, y el 14% restante fue suministrado

por energías renovables (20 mbepd, el 11,6%, por biocombustibles, y 4 mbepd, el 2,5%, por hidroenergía).

Entre las fuentes del CTE, los combustibles derivados del petróleo tuvieron el mayor crecimiento en su contribución absoluta respecto del período 2005-08, con un aumento del 150%. A esta fuente le siguieron el gas natural y el petróleo crudo, con incrementos del 39% y el 26%, respectivamente. Las fuentes renovables,

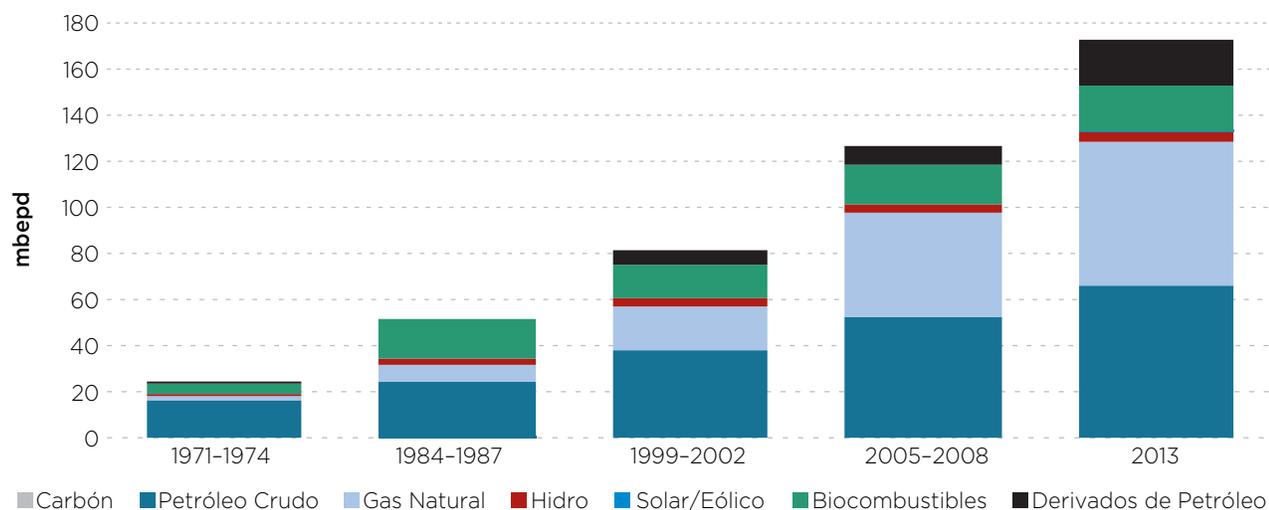
⁴ El CTE está compuesto por el consumo total de energía primaria más las importaciones de energía.

Todas las cifras en mbep/día



Fuente: Cálculos del BID sobre datos de la Agencia Internacional de Energía. Disponible en www.iadb.org/datosenergia.

GRÁFICO 1: Consumo total de energía



Fuente: Cálculos propios sobre la base de los balances de la AIE.

por su parte, también ampliaron su contribución absoluta con un aumento del 16% tanto en la energía hidráulica como en los biocombustibles.

Producción, balance comercial y oferta de energía primaria

Producción

En Bolivia, la producción de energía primaria está compuesta, sobre todo, por cuatro fuentes: gas natural, petróleo crudo, biomasa e hidroenergía. En 2013, la producción de energía alcanzó 440,28 mbepd, lo que representa un alza del 46% en comparación con el período 2005-08.

La producción de energía primaria (PEP) se inclinó hacia la producción de gas natural con 349,82 mbepd, equivalentes al 79% del total, mientras que el 21% restante estuvo compuesto por un 15% de petróleo crudo (66 mbepd), un 5% de biocombustibles (20 mbepd) y un 1% de energía hidráulica (4 mbepd).

Balance comercial de energía primaria

La dotación y la disponibilidad de recursos naturales en Bolivia definen su sesgo de

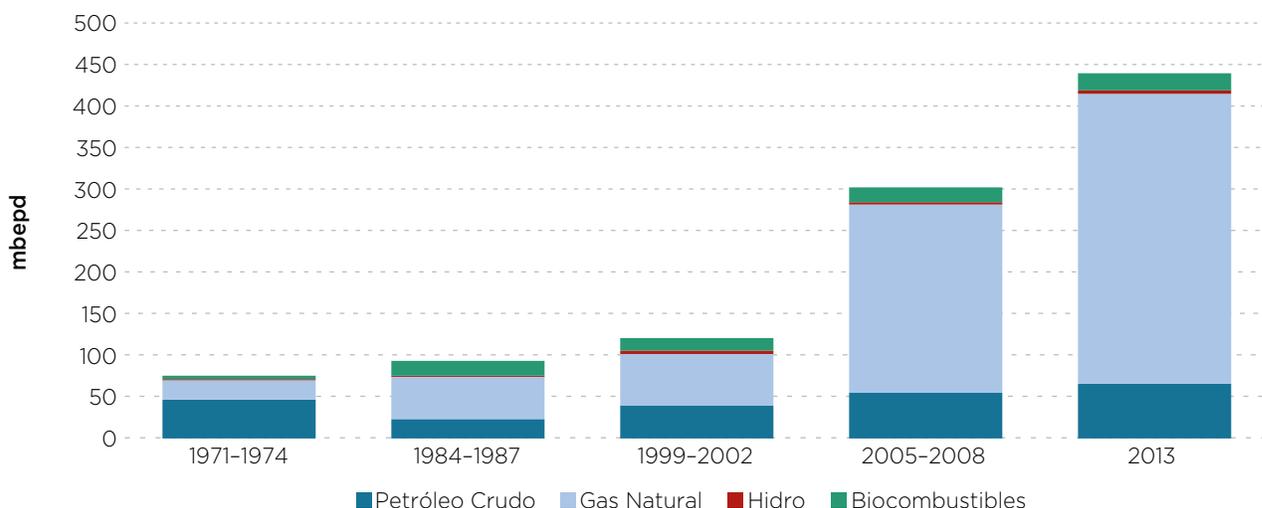
exportador neto de energía primaria: en 2013 el país exportó 287,65 mbepd de gas natural, cifra que representó el total de sus exportaciones y el 65% de su producción de energía primaria. Durante ese año, las exportaciones aumentaron un 58% con respecto al promedio del período 2005-08 y no se registraron importaciones de energía primaria.

Oferta interna de energía primaria

En 2013 la oferta de energía primaria (OEP) alcanzó 152 mbepd, que implican un incremento del 29% en comparación con el período 2005-08. La mayor parte de esta energía fue destinada a centros de transformación para obtener energías secundarias, consumo final de los sectores económicos y consumo propio del sector energético.

Los combustibles fósiles contribuyeron con el 84% de la OEP, compuesto por un 43% de petróleo crudo y un 41% de gas natural. El 16% restante provino de las energías renovables, principalmente de biocombustibles (un 13%) y de energía hidráulica (un 3%). La escasa participación de energías renovables en la OEP

GRÁFICO 2: Producción de energía primaria



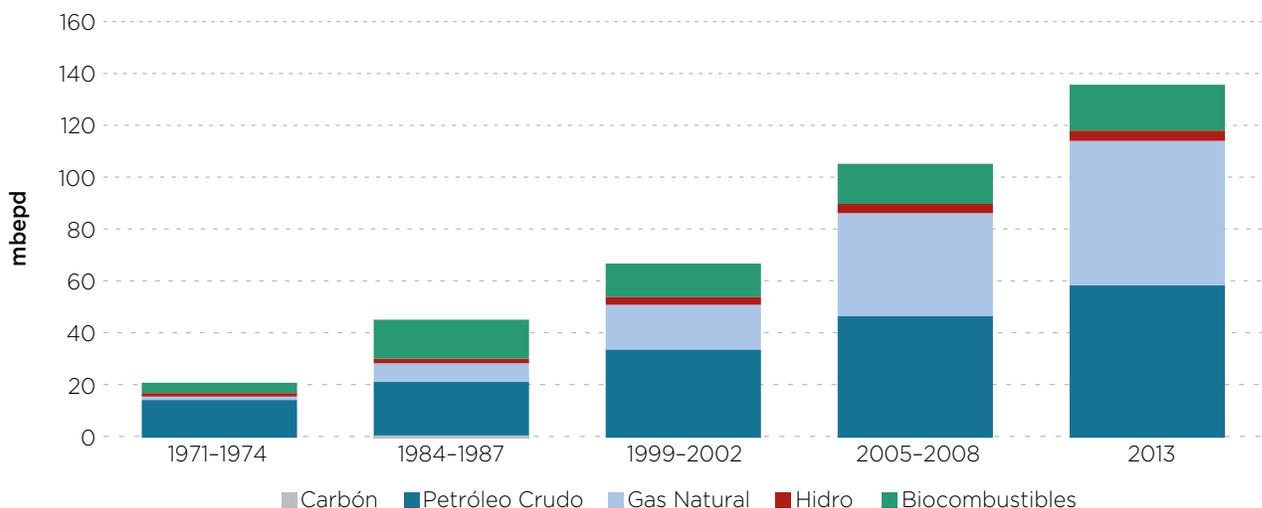
Fuente: Cálculos propios sobre la base de los balances de la AIE.

responde a la dotación y la disponibilidad de energías fósiles en el país; sin embargo, a finales de 2013, Bolivia dio su primer paso en el uso de energía eólica al construir el primer parque eólico del país, Proyecto Collpani, en la Terminal Puerto Arica.

Electricidad

La producción de electricidad aumentó con una tasa promedio del 5,7% durante el período 2002-12 hasta llegar a un volumen de 8.063 GWh en 2013. La creciente demanda de electricidad, generada por un mayor desarrollo

GRÁFICO 3: Oferta de energía primaria



Fuente: Cálculos propios sobre la base de los balances de la AIE.

GRÁFICO 4: Evolución del consumo eléctrico

Fuente: AIE.

económico, marcó el dinamismo del sector durante la última década.

El mayor desarrollo del sector comercial y del industrial, junto al incremento del consumo en el sector residencial, impulsaron el crecimiento de la demanda de electricidad en la última década. Estos sectores ampliaron su consumo respecto del período 2005-08 en un 45%, un 38% y un 28% respectivamente.

Capacidad instalada

A finales de 2013 Bolivia disponía de una capacidad instalada de generación de 2.112 MW conformados por 494 MW (el 23,4%) originados en centrales hidroeléctricas y 1.618 MW (el

76,6%) provistos por centrales termoeléctricas operadas sobre todo con gas natural. El cuadro siguiente presenta la evolución de la capacidad instalada.

La capacidad instalada de Bolivia creció en razón del 4,6% desde 2000 hasta 2013. La matriz de generación del país depende de centrales termoeléctricas, que representan más de las tres cuartas partes de la capacidad instalada del país.

Insumos para la generación eléctrica

Durante 2013 los centros de transformación para la generación de electricidad consumieron cerca del 21% (32 mbepd) de la OEP. Del total de los insumos para la transformación, el 81% se obtuvo del gas natural; el 14%, de la energía hidráulica; el 3%, de los productos derivados del petróleo, y el 2%, de los biocombustibles y desechos. La participación del gas natural en los insumos subió respecto del período anterior, en el que había aportado el 75% del total, mientras que la energía hidráulica redujo su contribución en un 16% en comparación con el mismo período.

El retroceso en el aporte de las energías renovables a los insumos totales fue el resultado del menor costo de transformación de la energía a base de gas natural y del aumento de las reservas de esta fuente en el territorio nacional.

El siguiente cuadro resume la participación de las fuentes de energía para su transformación en electricidad.

CUADRO 1

Capacidad instalada (en porcentaje)	2000	2005	2009	2013
Termoeléctrica	69,81	73,52	70,27	76,61
Total renovables	30,19	35,20	29,73	23,39
Hidroeléctrica	30,19	35,20	29,73	23,39
No hidroeléctrica	0	0	0	0
Total	100	100	100	100

Fuente: AIE y Olade.

CUADRO 2

Bolivia	1999-2002		2005-08		2013	
Insumos para generación (mbepd)	12,9	100%	20,3	100%	31,9	100%
Derivados del petróleo	0,3	2%	0,5	3%	0,9	3%
Gas natural	9	68%	15	75%	25,9	81%
Renovables ^(*)	3,6	30%	4,5	22%	5	16%

Fuente: Cálculos propios sobre la base de los balances de la AIE.

* Hidráulica, geotérmica, solar, eólica y combustibles renovables y desperdicios.

Matriz de electricidad

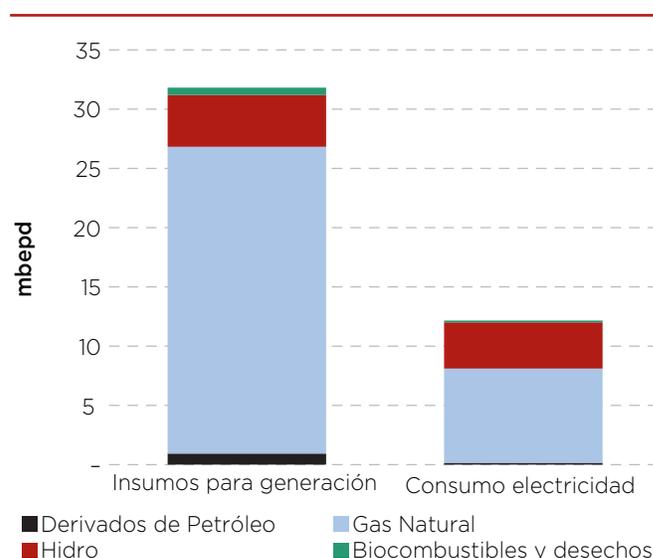
A partir de los insumos descritos arriba, el consumo en Bolivia durante 2013 llegó a 8.063 GWh, un 48% más que el total de 5.436 GWh promediado en el período 2005-08. La generación de electricidad, en tanto, provino principalmente de centrales termoeléctricas a base de gas natural. Estas centrales aportaron el 66% de la electricidad despachada, mientras que las plantas hidroeléctricas proveyeron el 31% del total. El 3% restante estuvo compuesto por combustibles líquidos (un 2%) y otras renovables no convencionales (un 1%).

Balance secundario y consumo final

Balace de energía secundaria

En 2013 las importaciones de productos derivados del petróleo alcanzaron 19,88 mbepd, lo que representa un aumento del 150% respecto del período 2005-08. Por otro lado, Bolivia exportó 7,64 mbepd de productos derivados, un 26% menos que durante el período anterior.

GRÁFICO 5: Insumos y generación, 2013



Fuente: Cálculos propios sobre la base de los balances de la AIE.

Consumo final por sectores

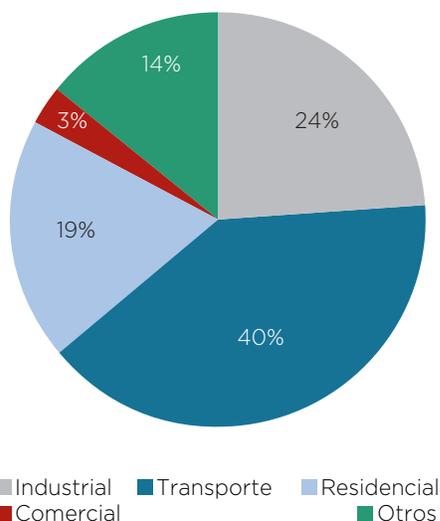
El consumo sectorial en 2013 alcanzó 124 mbepd, cifra que marca un incremento del 54%

CUADRO 3

Consumo eléctrico, 2013 (en GWh)	8.063	100%
Combustibles líquidos	148	2%
Gas natural	5.321	66%
Hidroeléctrica	2.535	31%
Otras renovables ^(*)	59	1%

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

* Incluyen energía solar, eólica y combustibles renovables y desperdicios.

GRÁFICO 6: Consumo final de energía por sector, 2013

Fuente: Cálculos propios sobre la base de los balances de la AIE.

en comparación con el promedio registrado en el período 2005–08 y un aumento superior al 100% si se la confronta con el consumo en 1999–2002.

El mayor consumo de energía dentro de los principales sectores económicos del país lo presentó el transporte: en 2013 representó el 40% del total, con un consumo aproximado de 49 mbepd, lo que refleja un aumento del 53% respecto del período 2005–08. Detrás se ubicaron el sector industrial (con el 24% del total), el residencial (con el 19%) y el comercial (con el 3%).

Las características particulares de cada sector determinaron los requerimientos de abastecimiento por tipo de combustible. En ese sentido, las principales fuentes de consumo de energía para el sector transporte fueron los productos derivados del petróleo (un 78%) y el gas natural (un 22%). En particular, el sector consumió gasolina especial, diésel, jet fuel y gas natural vehicular. Los energéticos más consumidos por la industria fueron: gas natural (un

48%), biomasa (un 34%) y electricidad (un 11%). El sector residencial, por su parte, satisfizo su consumo con biomasa (un 38%), derivados del petróleo (un 37%), electricidad (un 19%) y gas natural (un 6%). El consumo de energía en el sector comercial representó el 3% del total y se inclinó por la electricidad (un 76%), el gas natural (un 21%) y los derivados del petróleo (un 3%).

Organización institucional del sector energético

Estructura institucional

El sector energético en Bolivia está integrado por cinco actores principales:

- El Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE): es el organismo que formula y evalúa las políticas, las normas y los planes para el sector energético, cuyo fin es garantizar la eficiencia, la seguridad y la soberanía energéticas (MHE, 2015). Existen viceministerios específicos que atienden los asuntos propios de los subsectores de hidrocarburos y electricidad.
- La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH): es el organismo que regula, supervisa y fiscaliza la cadena de hidrocarburos hasta la industrialización, verificando el cumplimiento de las obligaciones de los regulados, los derechos de los usuarios y/o consumidores, con el fin de lograr el aprovechamiento óptimo y sostenible de los hidrocarburos (ANH, 2015).⁵
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB): es la empresa estatal de hidrocarburos que se encarga de operar y

⁵ Antes de la nacionalización, en 2006, la ANH existía con el nombre Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (Sirese).

desarrollar la cadena de hidrocarburos, garantizando el abastecimiento del mercado interno, el cumplimiento de los contratos y la apertura de nuevos mercados (YFPB, 2015).

- La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE): es la empresa nacional estatal que a través de sus empresas eléctricas (subsidiarias y filiales) atiende la demanda de energía eléctrica del país, de acuerdo con los principios de calidad y confiabilidad, respeto y cuidado del medio ambiente, y acceso universal al servicio (ENDE, 2015).
- La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE): es el organismo que regula, controla y fiscaliza las actividades de la industria eléctrica “con participación y control social”, garantizando los intereses y derechos de los consumidores, creando las condiciones para el acceso universal y equitativo al servicio básico de electricidad (AE, 2015).

En relación con el subsector eléctrico, es preciso mencionar el incremento en los montos de inversión en generación que pasaron de US\$26,8 millones en la década comprendida entre 1999 y 2009 a US\$96,5 millones en el último cuatrienio (2010-13) (MHE, 2013). Como consecuencia de ello, en el período 2010-13 se incorporaron 324 MW de potencia al SIN.

La administración y operación del SIN es responsabilidad del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), una entidad sin ánimo de lucro adscrita al MHE que fue creada por la Ley 1604 en 1994. A su cargo está la coordinación de la generación, el transporte y el despacho de carga en tiempo real, con el fin de atender la demanda en cumplimiento de los principios de confiabilidad, costos mínimos y seguridad del suministro.

De acuerdo con el CNDC, el consumo de electricidad en el SIN en 2013 fue de 7.012,8

GWh, un 6,2% superior al registrado en 2012. El uso del gas natural producido en el país en las actividades de generación eléctrica y la determinación de un precio máximo de este hidrocarburo destinado a dichas actividades (Decreto Supremo N° 26037 del 22 de diciembre de 2000) han contribuido a que las tarifas de electricidad en Bolivia sean unas de las más bajas de América Latina (US\$0,08/kWh en promedio para un usuario residencial). El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2013-25 contempla la expansión de la infraestructura eléctrica del SIN por medio de obras de generación y transmisión en el corto, el mediano y el largo plazos; además considera aumentar la capacidad de generación hidroeléctrica (CNDC, 2015).

Es importante señalar que en los años recientes el papel del Estado se ha vuelto protagónico como consecuencia de la promulgación de la Constitución Política del Estado (2009), el Decreto Supremo N° 493 (de nacionalización de las empresas generadoras en favor de la ENDE en 2010) y la Ley N° 466 de la Empresa Pública (2013). A través de la empresa estatal ENDE Corporación y grupo de empresas actualmente el Estado es el actor principal de los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Bolivia.

El modelo de desarrollo económico que hoy opera en Bolivia establece como uno de sus pilares la nacionalización de los recursos naturales, incluso la de los hidrocarburos. En ese sentido, el país ha experimentado varios procesos de nacionalización de hidrocarburos. El más reciente se produjo en 2006, con la promulgación del Decreto Supremo N° 28701 por medio del cual Bolivia “recupera la propiedad, posesión y control total y absoluto de los hidrocarburos y nacionaliza los mismos en favor del Estado”. Este decreto tiene como antecedentes el referéndum sobre la política energética (Decreto Supremo N° 27507, de

2004) y la Ley N° 3058, de 2005, o Nueva Ley de Hidrocarburos. En este contexto, el Estado boliviano asume la propiedad de los hidrocarburos (en boca de pozo) a través de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). El MHE es el encargado de establecer la política del sector de hidrocarburos y de dictar su reglamentación. Con el fin de cumplir las funciones a su cargo cuenta con el Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (VMEEH) y el Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos (VMICTAH). Este, junto con la ANH, se ocupa de asegurar el cumplimiento de las normas vigentes.

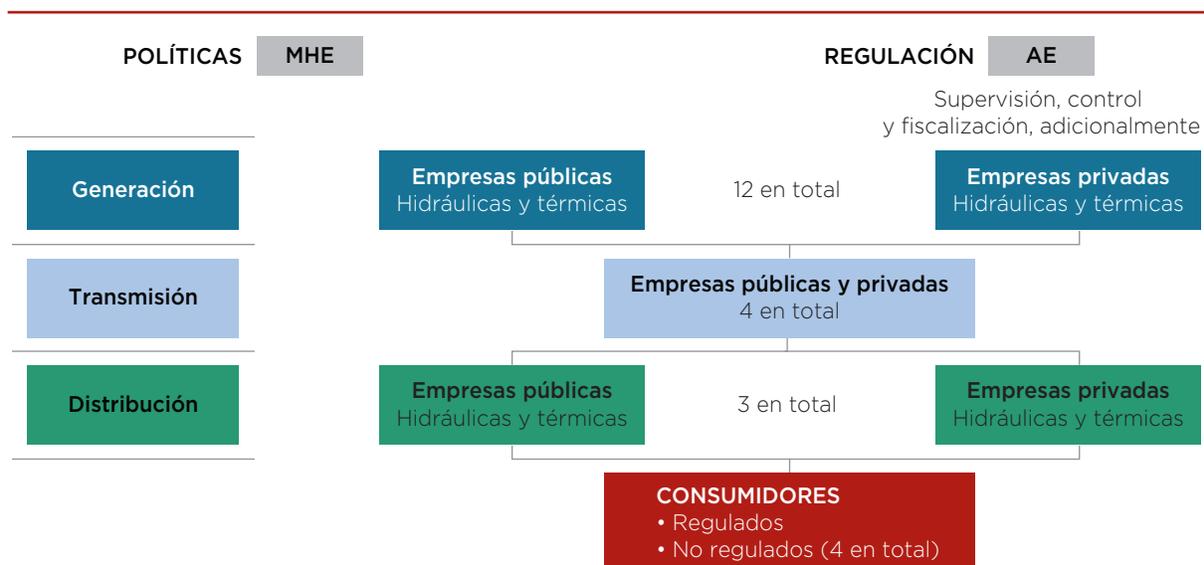
En 2005 la promulgación de la Ley N° 3058 refundó YPFB e introdujo una modificación en los Contratos de riesgo compartido, incluidos en la Ley de Hidrocarburos anterior (Ley N° 1689 de 1996), que tuvieron que adaptarse a las modalidades de contrato de la nueva legislación. Así, el Art. 5 de la Ley N° 3058 establece que por medio de YPFB el Estado boliviano recupera “la propiedad estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que esta Empresa Estatal pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos (...)”. El derecho de propiedad de YPFB sobre los hidrocarburos se concreta mediante la suscripción de contratos petroleros en representación del Estado y en virtud de la ejecución de las actividades de la cadena de hidrocarburos. En 1996, a partir de la Ley N° 1689, se incorporaron en el subsector los Contratos de riesgo compartido creados por la Ley N° 1182 (de 1990) o Ley de Inversiones. Más adelante, en 2005, la Ley N° 3058, a través de los Capítulos II y III, redefinió los Contratos de producción compartida, operación y asociación. En 2009, el Art. 362 de la Constitución Política del Estado (CPE) fijó los Contratos de servicio como la única modalidad de contrato petrolero. En 2006, a partir del Decreto de Nacionalización

de los Hidrocarburos, YPFB suscribió 44 contratos de operación, que consagran el pago de una remuneración a la empresa operadora con el fin de cubrir los costos causados y otorgar una retribución por los servicios prestados en la exploración y producción. En la actualidad existen 41 contratos de operación vigentes que permiten el desarrollo de actividades de exploración y/o producción en 57 campos (MHE, 2013).

Los objetivos institucionales de YPFB son: i) realizar y promover actividades exploratorias en áreas con contrato y reservadas para YPFB con agregación de información técnica; ii) posibilitar el incremento del volumen de la producción de hidrocarburos, de manera óptima y eficiente, a través del seguimiento y la fiscalización de los planes de trabajo y presupuestos y el manejo adecuado de reservorios; iii) garantizar el abastecimiento de gas natural para el mercado interno y el cumplimiento de los contratos de exportación; iv) Masificar el uso del gas natural en domicilios, comercios e industrias, y brindar la infraestructura necesaria para la oferta de gas natural vehicular; v) asegurar la provisión de combustibles para el mercado interno por medio de la producción nacional y la importación; v) exportar excedentes, entre otros (YPFB, 2015).

En la actualidad YPFB es el actor más importante en el subsector de hidrocarburos, debido a que opera y desarrolla todas las actividades de la cadena, garantizando el abastecimiento del mercado interno y el cumplimiento de los contratos de exportación. Esta empresa nació en 1936 en el contexto de la finalización de la Guerra del Chaco y tuvo participación en la primera nacionalización de hidrocarburos en la historia de Bolivia. En la década de los cuarenta YPFB se fortaleció por medio de la construcción de refinerías, oleoductos y de obras de infraestructura fundamentales para la comercialización de productos. En los años cincuenta Bolivia se convirtió en un país exportador de petróleo y a finales de los sesenta se produjo la segunda

Estructura actual del subsector eléctrico en Bolivia*



Fuente: Elaboración del autor con información de MHE, ENDE y Empresas.

* Estructura institucional vigente a 2016, información de empresas a 31 de diciembre 2015.

Estructura actual del subsector de hidrocarburos en Bolivia*



Fuente: Elaboración del autor con información de MHE, ANH y legislación vigente.

* Estructura institucional vigente a 2016, información de empresas a 31 de diciembre 2015.

nacionalización. En la década de los ochenta YPF se dividió en empresas de capitales privados (Andina, Chaco y Transredes). En 2006, con la tercera nacionalización de los recursos de hidrocarburos en Bolivia, YPF fue refundada y se firmaron nuevos contratos con empresas petroleras privadas, lo cual redefinió una vez más el rol del Estado boliviano en la industria de los hidrocarburos a través de su petrolera estatal (YPFB, 2015). En efecto, el Decreto Supremo N° 28701, de 2006, dispuso que, a partir de mayo de ese año, las empresas petroleras que desarrollaban actividades de producción de hidrocarburos en Bolivia estaban obligadas a entregar toda la producción en propiedad a YPF, que en nombre y en representación del Estado boliviano debía asumir su comercialización (condiciones, volúmenes y precios) para el mercado interno y externo y para la industrialización. Desde entonces, todos los contratos de explotación de hidrocarburos tienen que ser aprobados por la Asamblea Legislativa Plurinacional de Bolivia.

Formulación de políticas del sector energético

La formulación de las políticas del sector energético está a cargo del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), que responde al Poder Ejecutivo y cuya función principal es formular y evaluar las políticas, las normas y los planes para el sector energético, con la finalidad de garantizar la eficiencia, la seguridad y la soberanía energéticas, en el marco de un desarrollo equitativo y sostenible. El MHE ha definido los siguientes objetivos institucionales como estratégicos:

- Garantizar la seguridad energética con soberanía y equidad.
- Modificar la matriz energética.
- Promover el uso y la producción eficientes de la energía.
- Impulsar la exportación de excedentes de energía eléctrica.
- Hacer públicos los costos de la cadena productiva del sector eléctrico.
- Incentivar la industrialización de los hidrocarburos.
- Consolidar el país como principal exportador de gas natural en la región y estabilizar su aporte vital en materia de ingresos fiscales para la hacienda pública.
- Establecer, propulsar y controlar la política energética nacional y garantizar su cumplimiento en el marco de un desarrollo sostenible.
- Fortalecer su capacidad institucional a través de la optimización de los procedimientos, la coordinación con las entidades del sector, la transparencia y el desarrollo integral de los servidores públicos.
- Ejecutar y evaluar el inventario de los recursos minero-energéticos del país.
- Mantener relaciones de coordinación sobre la gestión del desarrollo sectorial sostenible con los gobiernos regionales y los gobiernos locales.

El MHE está integrado por viceministerios que abordan las problemáticas de los subsectores energéticos del país. Para el subsector eléctrico existe el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA). Algunas de sus atribuciones son: i) definir, formular y evaluar políticas para el sector eléctrico; ii) promover la participación de las empresas públicas, las empresas mixtas, las instituciones sin fines de lucro, las cooperativas, las empresas privadas y las empresas comunitarias y sociales, a fin de evitar el control y la exclusividad de las empresas privadas en las actividades del subsector; iii) proponer políticas orientadas a lograr el acceso universal y equitativo al servicio básico de electricidad; iv) establecer políticas, programas y proyectos para la electrificación de todo el país.

También existe el Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (VMEEH), que se encarga de, entre otras, las siguientes tareas: i) formular, ejecutar y evaluar políticas de desarrollo en materia de exploración y explotación; ii) proponer normas técnicas y legales para la ejecución de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; iii) efectuar la cuantificación de reservas probadas, probables y posibles de los hidrocarburos y hacer el seguimiento de las mismas; iv) establecer los mecanismos y procedimientos para la determinación de costos reales y de oportunidad de las actividades de exploración y explotación.

Por último, el Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos (VMICTAH) tiene como misión: i) planificar, formular, proponer y evaluar políticas de desarrollo en materia de industrialización, refinación, comercialización, logística de transporte, almacenaje y distribución de los hidrocarburos y sus derivados; ii) presentar reglamentos e instructivos técnicos para la ejecución de las actividades productivas y de servicios en el sector, con énfasis en aquellos que generen mayor valor agregado; iii) diseñar programas de incentivo para el uso y comercialización de gas natural en el mercado interno, dentro del marco de la política energética del país, para masificar el uso del gas natural; iv) proponer políticas de precios para el gas natural y los combustibles líquidos en el mercado interno; v) establecer los mecanismos y procedimientos para la determinación de costos reales y de oportunidad en las actividades de industrialización, comercialización, transporte y almacenaje, entre otras funciones.⁶

En 2006, el Decreto Supremo N° 28701 de Nacionalización de los Hidrocarburos definió el Plan de Desarrollo Energético 2008-2027, en el que se establecen lineamientos y se analizan posibles escenarios de intervención gubernamental en el sector energético boliviano. Allí se prevé

identificar el potencial de recursos energéticos del país y aplicar la metodología de construcción de escenarios, seleccionando por medio de criterios cualitativos y cuantitativos una matriz energética que sea el resultado de la combinación de los energéticos producidos y de su consumo en los diferentes sectores productivos (MHE, 2009).

Marco regulador

En Bolivia existen dos entidades que se ocupan de la regulación de las actividades del sector energético: la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). La AE es una institución pública, técnica y operativa, subordinada al MHE, que fiscaliza, controla, supervisa y regula el subsector eléctrico. Por su parte, la ANH es el organismo que controla el subsector de hidrocarburos, cuya función principal es regular, supervisar, controlar y fiscalizar la cadena de hidrocarburos hasta la industrialización, verificando el cumplimiento de las obligaciones de los regulados y los derechos de los usuarios y de los consumidores.

La AE fue fundada en diciembre de 2009 mediante el Decreto Supremo N° 0071 que extinguió las superintendencias y creó las autoridades de fiscalización y control social en diversos sectores (la AE reemplazó a la Superintendencia de Electricidad). De acuerdo con la Ley N° 1604 (Ley de Electricidad), la Ley N° 1600 (Ley del Sistema de Regulación Sectorial), ambas expedidas en 1994, y el decreto mencionado, las funciones reguladoras de la AE son:

- Otorgar, modificar y renovar títulos habilitantes y disponer la caducidad o revocatoria de los mismos.
- Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y

⁶ Decreto Supremo N° 29894 de 2009.

actividades y el cumplimiento de las obligaciones legales y contractuales por parte de las entidades y los operadores que se encuentren en su jurisdicción reguladora.

- Implementar los aspectos relativos a la regulación, el control, la fiscalización y la supervisión del sector de electricidad en el marco de la CPE.
- Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros valores de acuerdo con la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información que los sustente esté disponible y sea pública.
- Intervenir las empresas y entidades que se encuentren en su jurisdicción reguladora y designar a los interventores con facultades administrativas cuando concurran causales que pongan en riesgo la continuidad y el normal suministro del servicio de electricidad.
- Promover la eficiencia en las actividades del sector eléctrico e investigar y sancionar posibles conductas monopólicas, oligopólicas, anticompetitivas y discriminatorias en las empresas y entidades que operen en dicho sector, cuando se consideren contrarias al interés público.
- Imponer las servidumbres administrativas necesarias para la prestación de los servicios de electricidad.
- Requerir la intervención de la fuerza pública en situaciones de riesgo en la provisión de los servicios de electricidad.
- Aplicar sanciones y/o medidas correctivas en los casos en que corresponda.
- Conocer y procesar las consultas, denuncias y reclamaciones presentadas por personas naturales y/o jurídicas en relación con las actividades que se encuentren en su jurisdicción.
- Atender, resolver, intervenir y/o mediar en controversias y conflictos entre operadores

y entre estos y la sociedad, vinculados con la prestación del servicio.

- Proponer normas de carácter técnico al ministro y dictaminar sobre normativa relativa a su sector, en el ámbito de su competencia.
- Requerir a las personas naturales o jurídicas y otros entes vinculados con el sector de electricidad información, datos y otros elementos que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y publicar estadísticas sobre las actividades de los sectores.

La AE ejerce el control sobre los sectores específicos a través de direcciones, como la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor y la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones.

La Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor tiene como funciones:

- Controlar la calidad de la distribución para las empresas del SIN, para operadores con contrato de adecuación y para las empresas con registro.
- Controlar las operaciones de los sistemas aislados.
- Atender consultas y reclamaciones administrativas.
- Proteger los derechos de los consumidores.
- Verificar el cumplimiento de la normativa de atención al consumidor por parte de las empresas distribuidoras.
- Tramitar recursos de revocatoria a infracciones y sanciones impuestas por las distribuidoras a los consumidores.
- Investigar de manera preliminar y tramitar infracciones y sanciones.

Esta dirección tiene competencia en dos áreas: Área 1 (La Paz, Oruro y Potosí) y Área 2

(Cochabamba, Chuquisaca, Tarija, Santa Cruz, Pando y Beni).

La Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones ejerce las siguientes facultades:

- Aprobar los planes de expansión y proyectos de inversión.
- Controlar y fiscalizar los planes de inversiones.
- Autorizar la expansión en transmisión y determinación del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA).
- Supervisar el funcionamiento del CNDC respecto de la administración económica del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Aprobar precios de nodo y peajes dentro y fuera del Sistema Troncal de Interconexión (STI).
- Verificar las transacciones económicas del MEM.
- Autorizar los precios máximos de distribución para empresas que operan en el MEM.
- Controlar la aplicación de las estructuras tarifarias y los factores de indexación en las distribuidoras que operan en el MEM.
- Administrar y supervisar los Fondos de Estabilización y la Tarifa Dignidad.
- Aprobar los precios máximos de distribución para sistemas aislados verticalmente integrados y sistemas menores.
- Controlar la aplicación de las estructuras tarifarias y los factores de indexación en sistemas aislados verticalmente integrados y sistemas menores.
- Verificar y realizar un seguimiento de las diferencias de ventas de energía en sistemas aislados verticalmente integrados y sistemas menores.
- Investigar de manera preliminar y tramitar infracciones y sanciones.

Por su parte, la ANH también fue creada en 2009 (mediante la Resolución Administrativa

Nº 474), en reemplazo de la Superintendencia de Hidrocarburos. El rol de la institución se enmarca en la Constitución Política del Estado de 2009 y la Ley Nº 3058 de 2005, conocida como Nueva Ley de Hidrocarburos. Las atribuciones contenidas en estas normas son:

- Proteger los derechos de los consumidores.
- Otorgar concesiones, licencias y autorizaciones para las actividades sujetas a regulación.
- Conceder permisos para la exportación de hidrocarburos y sus derivados de acuerdo con el reglamento.
- Autorizar la importación de hidrocarburos.
- Llevar un registro nacional de las personas individuales y colectivas que realicen actividades hidrocarburíferas en el país.
- Aprobar tarifas para las actividades reguladas y fijar precios según el reglamento.
- Velar por el cumplimiento de los derechos y obligaciones de las entidades sujetas a su competencia.
- Requerir de las personas individuales y colectivas que realizan actividades hidrocarburíferas información, datos, contratos y otros elementos que considere necesarios para el ejercicio de sus atribuciones.
- Asegurar el abastecimiento de los productos derivados de los hidrocarburos y establecer periódicamente los volúmenes necesarios para satisfacer el consumo interno y las materias primas requeridas por proyectos de industrialización del sector.
- Aplicar sanciones económicas y técnicas administrativas de acuerdo con normas y reglamentos.

El MHE controló y fiscalizó las instituciones y empresas en las actividades de E&P a través del Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos hasta 2013, cuando la promulgación de la Ley Nº466 de la Empresa Pública

14 Dossier energético: Bolivia

Matriz institucional actual del subsector eléctrico en Bolivia*

Generación		Transmisión		Distribución	
Capacidad Instalada		Empresas	4 en total (2 públicas; 2 privadas)	Principales empresas y participación en el Mercado (% usuarios)	ENDE (63%) CRE (23%) SEPSA (6%)
Hidroeléctrica	30%	Principales empresas	Ende Transmisión		
Termoeléctrica	70%				
Empresas	12 en total (públicas y privadas) Principal empresa con participación estatal	ENDE Transmisión	TDE Grupo ENDE	Principal empresa con participación estatal	ENDE Corporación
Principales empresas y su participación en el parque generador (% Capacidad Instalada nacional)	EGSA-Grupo Ende (31%) VHE Grupo Ende (22%) COBEE (15%) CORANI-Grupo Ende (9%) ENDE Corporación y Andina (7%)	Participación privada	Permitida	Participación privada	Permitida
		Política de precios	Peaje regulado	Cobertura nacional	83% (2012)
				Usuarios Subsidiados	Descuento del 25% a usuarios residenciales del SIN y SA con un consumo de hasta 70 KWh al mes
		Encargado y funciones	CNDC;		
Principales empresas con participación estatal	ENDE Corporación (100%)		Administrar el MEM Operar el SIN	Política de precios	
				Consumidores no regulados	Demanda de potencia mayor a 1 MW le permite contratar el abastecimiento a precios libres con generadores o distribuidores.

(continúa en la página siguiente)

Matriz institucional actual del subsector eléctrico en Bolivia* (continuación)

Generación		Transmisión		Distribución
Participación privada	Permitida	Mercado Spot	Mercado de contratos	
Registros	23 centrales hidro 12 centrales térmicas	Transacciones de compraventa de electricidad y de corto plazo	Participan generadores, distribuidores y consumidores no regulados	
Integración vertical	Permitida			
Incentivos				
Precio de gas natural usado en generación	Sin incremento desde 2000			
Política de precios				Consumidores regulados
Mercado spot (corto plazo)	Precios vigentes en el mercado al momento de la transacción			Ubicados en el área de concesión de un distribuidor y necesariamente abastecidos por este.
Mercado de contratos	Precios libres pactados en contratos de suministro celebrados con distribuidores y consumidores no regulados			Regulados por la AE
Regulador		Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)		
Miembros integrantes del Consejo Directivo		5		
Nombrados por		El ministro de Hidrocarburos y Energía (1) o su representante que será designado mediante resolución ministerial expresa. El viceministro de Electricidad y Energías Alternativas (1) y el viceministro de Desarrollo Energético (1). Los representantes (2) de las organizaciones sociales y/o usuarios serán designados según reglamento emitido por MEH		
Presupuesto		Presupuesto aprobado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía		

Fuente: MHE, AE, ENDE, demás empresas y legislación vigente

*Información de empresas y su participación en el mercado, capacidad instalada de generación y registros al 31 de diciembre de 2013

dispuso que todas las actividades de la cadena de hidrocarburos upstream y downstream son competencia única de la AHN.

El subsector eléctrico

La Ley N°1604 de 1994, o Ley de Electricidad, estableció los lineamientos para el desarrollo de las actividades propias de la industria eléctrica en los distintos segmentos (generación, transmisión, distribución), precisó la estructura del sector eléctrico y dispuso los principios para la determinación de precios y tarifas de electricidad en Bolivia. En 1995, el Decreto Supremo N° 24043 (que en 1997 fue reformado por el Decreto Supremo N° 24775) aprobó los Reglamentos de Operación del Mercado Eléctrico,⁷ Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, Uso de Bienes de Dominio Público y Constitución de Servidumbres, Precios y Tarifas, Calidad de Distribución e Infracciones y Sanciones. En 1997, el Decreto Supremo N° 24772 (luego modificado y complementado por el Decreto Supremo N° 25756 de 2000 y el Decreto Supremo N° 28567 de 2005) instituyó el reglamento de electrificación rural para los proyectos que se desarrollan en sistemas aislados y en los proyectos conectados al SIN. En 2001, la promulgación del Decreto Supremo N° 26094 y la derogación de lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 24043 respecto de tarifas y precios de electricidad establecieron la última modificación a los principios de determinación de precios y tarifas realizada hasta la fecha.

Años más tarde, mediante los Decretos Supremos N° 28653 de 2006 y N°465 de 2010, el gobierno nacional creó la Tarifa Dignidad, que les otorga a las familias con menos recursos económicos un descuento promedio del 25% de la tarifa vigente para consumidores domiciliarios a fin de permitirles el acceso a la energía eléctrica en condiciones más favorables. En 2007, la Ley N°3783 modificó el artículo 65 de la Ley de Electricidad para permitir la entrega de concesiones y licencias, por parte del

regulador, a personas colectivas constituidas como empresas públicas y a personas colectivas constituidas como sociedades anónimas, sociedades de economía mixta, sociedades de responsabilidad limitada y cooperativas.⁸ El Plan Nacional de Desarrollo de 2007 estableció como política del subsector la universalización de la energía eléctrica en las áreas urbanas y rurales. En este contexto, por medio del Decreto Supremo N° 29635 de 2008 se aprobó el Programa Electricidad para Vivir con Dignidad, cuyo objetivo es lograr el acceso universal al servicio público de electricidad en áreas urbanas y rurales antes de 2025. Para eso, el Estado fomentará la inversión pública y la privada, con el fin de contribuir al mejoramiento de las condiciones de vida, la disminución de la pobreza, la generación de empleos y la consolidación de una estructura productiva, económica y social. El programa consta de cuatro etapas que deben completarse en 2025, con la universalización de la electrificación en todo el territorio nacional (PEVD, 2008).

Un acontecimiento relevante en la evolución de la industria eléctrica en Bolivia es la promulgación de la Constitución Política del Estado (CPE) en 2009, cuyo artículo 20 consagra el derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos, incluida la electricidad, para todas las personas y dispone que el Estado es el responsable de proveer los servicios básicos a través de las entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias, y, también, mediante contratos con empresas privadas. Además, el artículo 307 señala que el modelo económico boliviano es plural y está

⁷ El Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico ha sido modificado por el Decreto Supremo N° 26093 de 2001 y el Decreto Supremo N° 29549 de 2008.

⁸ Art. 65 de la Ley N°1604 de 1994: “La Superintendencia de Electricidad otorgará concesiones y licencias únicamente a sociedades anónimas constituidas de conformidad al Código del Comercio”.

orientado a mejorar la calidad de vida y el vivir bien de todos los bolivianos. La economía plural articula las diferentes formas de organización sobre los principios de complementariedad, reciprocidad, solidaridad, redistribución, igualdad, seguridad jurídica, sostenibilidad, equilibrio, justicia y transparencia. En relación con la entidad reguladora del subsector, en 2009 el Decreto Supremo N° 29894 (artículo 38 del capítulo II) suprimió las Superintendencias de los Sistemas de Regulación Sectorial (Sirese), que incluían la Superintendencia de Electricidad, lo cual dio paso a la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) como ente regulador del subsector (Decreto Supremo N° 0071 de 2009).

La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) es un actor fundamental en el subsector en Bolivia. Fue fundada en 1962 y en 1996 fue escindida en cuatro empresas: Guaracachi, Valle Hermoso, Corani y Empresa Transportadora de Electricidad (TDE). En la actualidad, ENDE y grupo de empresas es el protagonista principal de las actividades de generación, transporte, distribución y servicios de energía, tras la nacionalización de las empresas estratégicas del sector energético en favor del Estado boliviano en 2010. En 2013, La Ley N° 466 determinó que las empresas filiales de ENDE Corporación son: Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A., Empresa Eléctrica Corani S.A., Empresa Eléctrica Guaracachi, Empresa de Distribución Eléctrica Larecaja - EDEL, ENDE Andina SAM, Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba - ELFEC S.A., Distribuidora Eléctrica de La Paz - Delapaz S.A., Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro - ELFEO S.A., Empresa de Servicios - Edeser S.A., Compañía Administradora de Empresas Bolivia - CADEB S.A. y Transportadora de Electricidad S.A. - TDE S.A.

Actualmente se encuentran en marcha varios planes de desarrollo del subsector, como el Plan Óptimo de Expansión del SIN 2012-2022,

promulgado en 2012, y el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025.

Por su parte, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Bolivia está integrado por diversos agentes, como las empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados, que efectúan operaciones de compra y venta de electricidad por medio de contratos de suministro entre agentes y/o transacciones de corto plazo o spot. Dichos agentes realizan dos tipos de transacciones en el MEM: las del Mercado de contratos (precios acordados entre las partes) y las del Mercado spot (precios determinados en el momento de la transacción).⁹ Hoy en Bolivia operan 12 empresas generadoras, 4 empresas encargadas de la transmisión, 10 empresas distribuidoras y 4 consumidores no regulados (CNDC, 2016). La reglamentación de la operación del MEM se estableció en 1995, por medio del Decreto Supremo N° 24043, y fue modificada en 2001, 2008 y 2012.¹⁰

El MEM boliviano es administrado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), la entidad responsable de la operación del SIN y de la planificación de su expansión óptima. El CNDC fue creado por la Ley de Electricidad, en 1994, como una institución pública y sin fines de lucro (no integra la administración central y no está descentralizada ni desconcentrada del Estado), supervisada por la AE y dirigida por un presidente nombrado por el ministro de Hidrocarburos y Energía. De acuerdo con los

⁹ Según el Decreto Supremo N° 26093 de 2001 el Mercado de contratos es el mercado de transacciones de compraventa de electricidad entre generadores, entre generadores y distribuidores, entre generadores y consumidores no regulados y entre distribuidores y consumidores no regulados, en virtud de contratos de suministro. Incluye los contratos de importación y exportación con agentes de otros mercados. El Mercado spot es el mercado de transacciones de compraventa de electricidad de corto plazo no contempladas en contratos de suministro.

¹⁰ Decreto Supremo N° 26093 de 2001, Decreto Supremo N° 29549 de 2008 y Decreto Supremo N°1301 de 2012.

Decretos Supremos N° 29549 y N° 29624, de 2008, las principales funciones a su cargo son:

- Participar en la planificación de la expansión óptima del SIN.
- Proyectar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y con un costo mínimo.
- Supervisar y coordinar, en tiempo real, la operación de las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, priorizando la seguridad del suministro.
- Realizar el despacho de carga con un costo mínimo.
- Calcular los precios de nodo.
- Administrar el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

La Ley de Electricidad de 1994 promovió la creación de un mercado eléctrico con diversos actores para intervenir en las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. En ese sentido, consagró: “las empresas del SIN deberán estar desagregadas en empresas de generación, transmisión y distribución y dedicadas a una sola de estas actividades”. Desde entonces y hasta 2006 la actividad se caracterizó por la transferencia de propiedad de las empresas eléctricas del Estado al sector privado a través de los procesos de capitalización y privatización, y la desintegración vertical y horizontal de las empresas del SIN. En 2006 se inició una nueva reforma del subsector que incluyó la refundación de la empresa estatal ENDE y la nacionalización de las empresas privadas de generación en favor de esta en 2010. Estos cambios le permitieron a ENDE adquirir un papel protagónico y una participación mayoritaria en todos los segmentos de la industria eléctrica en Bolivia.

Generación

Según el CNDC, en 2013 había en Bolivia 12 empresas generadoras de electricidad en el MEM que hicieron posible que la potencia instalada del SIN fuera de 1.656,8 MW. El gas natural desempeña un papel protagónico en la generación de electricidad en el país: ese año, por ejemplo, los agentes termoeléctricos del SIN consumieron un total de 48.284 MMpc (AE, 2014).

El Estado boliviano impulsa las inversiones en generación eléctrica, y le da prioridad a la inversión boliviana frente a la extranjera (CPE, 2009). En efecto, según el MHE, hacia el final de 2013 estaban en ejecución los siguientes proyectos de expansión del parque generador nacional, cuyo financiamiento proviene del Banco Central de Bolivia: Proyecto Termoeléctrica del Sur (160 MW); Proyecto Termoeléctrica Warnes (160 MW); Proyecto Hidroeléctrico San José (123,5 MW, Banco Central de Bolivia y la CAF) y Proyecto Hidroeléctrico Miguillas (197 MW).

La actividad de generación del país es desarrollada por empresas públicas y privadas. En 2013 la Ley N°466 de la Empresa Pública creó cuatro categorías de empresas públicas a las que pertenecen algunas empresas hidroeléctricas y termoeléctricas: i) empresa estatal (Empresa Nacional de Electricidad [ENDE] Generación); ii) empresa estatal mixta (Empresa Eléctrica Corani S.A. [Corani], Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu [CECBB], Empresa Río Eléctrico S.A. [Eresa], Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. [EGSA] y Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. [VHE]); iii) empresa mixta (ENDE Andina SAM) y iv) empresa estatal intergubernamental (no hay ninguna en el segmento de generación) (Ley N°466, 2013).

En 2013, la generación eléctrica bruta del SIN fue de 7.348 GWh, de los cuales, según la AE, el 78% estuvo a cargo de las empresas públicas y el 28% restante fue producido por las compañías privadas. El siguiente cuadro

muestra las principales empresas del mercado de generación eléctrica (SIN) al finalizar 2013.

Es importante mencionar que, en 2013, el 77% de la capacidad de generación nacional en Bolivia fue aportada por empresas públicas (ENDE Corporación, con sus filiales Corani, VHE, EGSA, ENDE Andina, ENDE Generación, aportó el 71%); el 23% restante fue provisto por empresas privadas.

En 2013 se encontraban operativas 35 centrales eléctricas en el SIN: 23 hidroeléctricas y 12 térmicas (el parque termoeléctrico en Bolivia está integrado por unidades que funcionan con diésel, gas natural, dual fuel y vapor por biomasa) (AE, 2014). Por su parte, los SA estuvieron compuestos únicamente por termoeléctricas. Según la AE, ese año la generación bruta fue de 7.348,9 GWh en el SIN y de 714,1 GWh en los SA.

El siguiente cuadro indica la distribución de la capacidad de generación eléctrica del SIN por tipo de empresa generadora y fuente.

En la actualidad están en ejecución varios proyectos de expansión en el segmento de generación. El Proyecto Termoeléctrica del Sur, en el departamento de Tarija, sumará 160 MW al SIN en el sur de país (departamentos

de Tarija, Chuquisaca y Potosí), con una inversión de US\$122,7 millones. El Proyecto Termoeléctrica Warnes, en el departamento de Santa Cruz, permitirá la incorporación de 160 MW, con una inversión de US\$150 millones. El Proyecto Hidroeléctrico Misicuni, ubicado en el departamento de Cochabamba, inicialmente aportará 80 MW al SIN, volumen que ascenderá a 120 MW en una segunda fase. La inversión para la primera fase es de US\$114 millones, de los cuales el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financió US\$101 millones. Además, se ha planificado la ampliación de la Termoeléctrica de Bulu Bulu (50 MW) y la construcción del Proyecto Hidroeléctrica San José, en el departamento de Cochabamba. Esta central agregará 123,5 MW al SIN en 2017 con una inversión de US\$244,8 millones. De acuerdo con información provista por el MHE, se hallan en fase de diseño el Proyecto Hidroeléctrico Miguillas, que se levantará en el departamento de La Paz, con una potencia estimada de 197 MW y una inversión de US\$447,5 millones, y el Proyecto Hidroeléctrico Rositas (400 MW), que se edificará en el departamento de Santa Cruz. Por otra parte, el Estado se encuentra

CUADRO 4: Mercado de generación eléctrica en Bolivia, 2013*

Empresa	Participación en el segmento de generación por capacidad instalada (en MW)
Empresa Eléctrica Guaracachi - EGSA (Grupo ENDE)	31%
Empresa Eléctrica Valle Hermoso - VHE (Grupo ENDE)	22%
Compañía Boliviana de Energía Eléctrica - COBEE	15%
Empresa Eléctrica Corani - Corani (Grupo ENDE)	9%
ENDEGeneración y ENDEAndina	8%
Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu - CECBB (Grupo YPFB)	6%
Hidroeléctrica Boliviana - HB	6%
Otras empresas generadoras privadas	2%
Empresa Río Eléctrico - Eresa (VHE-Grupo ENDE)	1%
Total	100%

Fuente: Elaboración propia con datos de CNDC y las empresas.
*Cifras para el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

CUADRO 5: Capacidad de generación eléctrica del SIN en Bolivia (en MW), 2013

Fuentes	Públicas	Privadas	Total
Primaria			
Hidráulica	10%	20%	30%
Secundaria			
Térmica	67%	3%	70%
Total	77%	23%	100%

Fuente: Elaboración propia con datos de la AE, el CNDC y las empresas.

trabajando en los estudios de factibilidad de los proyectos hidroeléctricos Carrizal e Icla (MHE, 2013).

Transmisión y distribución

Actualmente cuatro empresas realizan la actividad de transmisión de energía eléctrica en Bolivia: dos públicas (Transportadora de Electricidad S.A. - TDE y ENDE Transmisión, que pertenecen a ENDE Corporación) y dos privadas (Interconexión ISA Bolivia y San Cristóbal Tesa [TESA]). La empresa con mayor participación en este segmento (longitud de líneas en kilómetros) hasta diciembre de 2013 fue ENDE (TDE y ENDE Transmisión) con el 82% del total de líneas del STI. En 2012, el Decreto Supremo N°1214 dispuso la nacionalización de la empresa TDE en favor de ENDE Corporación. Hoy TDE es una empresa pública (estatal mixta), filial de ENDE Corporación.

En Bolivia, la transmisión de electricidad se realiza en niveles de tensión de 69, 115 y 230 kV. Al cierre de 2013 las líneas de transmisión del SIN que conforman el Sistema Troncal de Interconexión (STI) sumaban 3.268,9 km. El SIN incluye las instalaciones de generación, transmisión y distribución que operan coordinadamente para brindar suministro eléctrico a los departamentos de La Paz, Beni, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí y Chuquisaca.

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) es parte del SIN y comprende las líneas de alta tensión, y las subestaciones correspondientes. Según el artículo 17 de la Ley N° 1604 de 1994, o Ley de Electricidad, la transmisión en el SIN opera con la modalidad de acceso abierto, lo que permite a toda persona individual o colectiva que realice actividades de la industria eléctrica o al consumidor no regulado utilizar las instalaciones de la empresa de transmisión para el transporte de electricidad, luego del pago correspondiente, que debe ser aprobado por el ente regulador. En el momento de la promulgación de la ley, la institución reguladora era la Superintendencia de Electricidad pero hoy ese rol lo cumple la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). El régimen de precios y tarifas está descrito en el Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de Electricidad, que también establece las condiciones para las licencias de transmisión y distribución eléctrica.

De acuerdo con lo que establece el Capítulo IV de la Ley de Electricidad de 1994, la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE fija las metodologías de cálculo de las tarifas máximas de generación, transmisión y distribución. Estas tarifas son reguladas anualmente por la AE.

La determinación de los precios de transmisión se hace tomando como base el costo medio de transmisión de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA), calculado como el costo anual de la inversión, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración.¹¹

De acuerdo con el Decreto Supremo N° 24043 de 1995, el otorgamiento de las licencias de transmisión debe considerar una condición: "no tener carácter de exclusividad". Por

¹¹ Decreto Supremo N° 25592 de 1999.

otra parte, la licencia definirá las instalaciones destinadas a la actividad de transmisión y la obligatoriedad del acceso abierto. En cuanto a los plazos, las licencias para las actividades de generación y transmisión del SIN no están sujetas a ningún límite de tiempo, mientras que las licencias para actividades de distribución del SIN se conceden por un período de 40 años.

Existen diversos proyectos diseñados para la expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica. El Proyecto Chaco-Tarija permitirá la construcción de una línea de transmisión de 138 km en 230 kV, desde la Subestación Termoeléctrica del Sur hasta la Subestación de Tarija, para atender la demanda en Tarija y las poblaciones del Chaco Tarijeño y ampliar el suministro de electricidad hacia el SIN. La inversión planificada es de US\$37,8 millones. El Proyecto Línea de Transmisión Cochabamba-La Paz, con una longitud de 275 km y un desembolso de US\$82,2 millones, viabilizará una mejora en la confiabilidad del abastecimiento de la demanda del área norte. Además, en el marco de la ejecución del Programa de Electrificación Rural financiado por el BID, en 2013 se llevaron a cabo las licitaciones del Proyecto Línea de Transmisión Sucre-Padilla (línea de 121 km con una tensión de 115 kV y una inversión de US\$16,7 millones) y el Proyecto Línea de Transmisión Yucumo-San Buenaventura (línea de 120 Km con una tensión de 115 kV y una inversión de US\$18,8 millones) (MHE, 2013).

Según indica el CNDC, la distribución eléctrica en Bolivia se realiza en función de los siguientes niveles de tensión: i) Alta Tensión (AT), que es el nivel de tensión igual o superior a 69.000 voltios; ii) Media Tensión (MT), que es el nivel de tensión superior a 1.000 voltios y menor a 69.000 voltios; y iii) Baja Tensión (BT), que es el nivel de tensión igual o menor a 1.000 voltios. Esta actividad se desarrolla a partir de empresas públicas y privadas que operan, por concesión, en áreas geográficas

CUADRO 6: Líneas de transmisión del STI en Bolivia, 2013

Líneas	Longitud en Km
Transmisión 69 kV	112,1
Transmisión 115 kV	1.356,2
Transmisión 230 kV	1.800,6
Total STI	3.268,9

Fuente: CNDC.

determinadas, en las cuales tienen el deber de suministrar la electricidad.¹² La demanda del SIN está conformada por los consumidores regulados, en su mayoría residenciales, que son atendidos por las empresas de distribución, y por los consumidores no regulados.

Respecto de la electrificación rural, el artículo 61 de la Ley de Electricidad establece que el Estado tiene la responsabilidad de implementar la electrificación en poblaciones menores y en el área rural. El financiamiento está a cargo del Fondo Nacional de Desarrollo Regional, así como la evaluación y la aprobación de los proyectos. No obstante, las tareas también pueden ser cofinanciadas por los municipios y otras entidades del sector público y del privado. En 1997 se publicó el Reglamento de Electrificación Rural (Decreto Supremo N° 24772), que brinda los lineamientos para los proyectos en sistemas aislados con requerimiento de concesión o licencia o sin ellos conectados al SIN o en los SA.

En 2000 (mediante el Decreto Supremo N° 25756) y en 2005 (a través del Decreto Supremo N° 28567) se realizaron modificaciones al reglamento. En la actualidad, la electrificación rural es un asunto prioritario en la agenda del Plan de Desarrollo del Gobierno. En este

¹² Decreto Supremo N° 26607 de 2002: Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad. Media Tensión (MT): nivel de tensión superior a 1000 voltios y menor a 69.000 voltios. Baja Tensión (BT): nivel de tensión igual o menor a 1.000 voltios.

contexto, en 2008, por medio del Decreto Supremo N° 29635, se oficializó el Programa Electricidad para Vivir con Dignidad cuyo objetivo es lograr el acceso universal al servicio público de electricidad en áreas urbanas y rurales para 2025, a partir de la inversión pública y privada.

El régimen legal y el marco regulador de las actividades de transmisión y distribución de electricidad se encuentran consagrados en la Ley de Electricidad, el Reglamento de Calidad de Transmisión (Decreto Supremo N° 24711 de 1997), el Reglamento de Calidad de Distribución (Decreto Supremo N° 24043 de 1995 modificado en 2002), el Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de Electricidad de 1994 (modificado por el Decreto Supremo N° 26094 de 2001 y el Decreto Supremo N° 2703 de 2003). Actualmente, la transmisión y la distribución en Bolivia son monopolios naturales sujetos a regulación. Los precios máximos de transmisión que pagan los generadores conectados al STI comprenden la anualidad de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración del STEA. Por su parte, los precios de distribución son calculados por la Dirección de Precios, Tarifas e Inversiones de la AE, a partir de la suma del costo de compra de electricidad, el costo de distribución y el cargo por consumidores, lo cual resulta en una tarifa base a la que se le aplica una fórmula de indexación.¹³ La AE aprueba los precios máximos de suministro de electricidad para los consumidores regulados de cada empresa de distribución, que tienen una vigencia de cuatro años.

En 2013, ocho empresas realizaron actividades de distribución en el SIN en Bolivia. Cinco de ellas son empresas públicas, ENDE Distribución y tres filiales de ENDE Corporación: i) Distribuidora Eléctrica de la Paz (Delapaz); ii) Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba (ELFEC) y iii) Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro (ELFEO) y la

empresa Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR) (propiedad del gobierno de Tarija). Las tres empresas privadas son: i) Cooperativa Rural de Electrificación (CRE), ii) Compañía Eléctrica Sucre (CESSA) y iii) Servicios Eléctricos Potosí (SEPSA). La participación en el mercado de distribución en 2013, por número de usuarios, fue la siguiente: ENDE Corporación y grupo de empresas, el 63%; CRE, el 23%; SEPSA, el 6%; CESSA y SETAR, el 4% cada una.

Una modificación relevante en la distribución de electricidad en Bolivia ocurrió en 2013 con la promulgación del Decreto Supremo N° 1517, que autoriza a la AE, en el marco del principio de eficiencia, a otorgar la operación preferente para la actividad de distribución de electricidad en los departamentos de La Paz y Oruro a las empresas en las que ENDE tenga participación mayoritaria.¹⁴

Actualmente se encuentra en ejecución el Proyecto Obras de Complementación LTE Caranavi-Trinidad, en el departamento del Beni, que incluye una línea de media tensión de 34,5 kV y la remodelación de tres sistemas de distribución. En 2013, en tanto, se aprobó un programa de electrificación rural en el departamento de La Paz que beneficiará a 3.200 hogares. Asimismo, se trabaja en la ampliación de las redes de distribución en los departamentos de Cochabamba, Oruro y La Paz que permitirá extender líneas de media y baja tensión.

Formación de precios

La formación de precios de venta del servicio público de energía eléctrica se realiza según lo que establece la Ley de Electricidad N° 1604 de 1994 en función de los tipos de usuario: regulados y no regulados.

¹³ Capítulo IV de la Ley de Electricidad.

¹⁴ Artículo 13 del Decreto Supremo N° 428 de 2010: "La AE, sin necesidad de procedimiento de licitación, otorgará la operación a la Empresa Nacional de Electricidad ENDE".

- **Regulados:** son los consumidores que no cumplen los requisitos para ser considerados no regulados. Están ubicados en el área de concesión de un distribuidor y son necesariamente abastecidos por este. Las empresas distribuidoras son las encargadas de suministrarles la electricidad.
- **No regulados:** son aquellos que tienen una demanda de potencia igual o mayor a un mínimo y están en condiciones de contratar el abastecimiento eléctrico con un generador o distribuidor de forma independiente. Los consumidores con una demanda de potencia mayor a 1 MW pueden formar parte del grupo de consumidores no regulados o grandes consumidores y efectuar sus compras directamente en el MEM a precios spot o contratar su suministro con algún agente (distribuidor o generador) que opere en el mismo.

Durante 2013, los usuarios no regulados fueron responsables del 6,9% de la demanda del SIN. En la actualidad hay cuatro grandes consumidores: Empresa Minera Inti Raymi (EMIRSA), Empresa Metalúrgica Vinto, Coboce Ltda. y Empresa Minera San Cristóbal. El Decreto Supremo N°1536 de 2013 dispuso un pago mensual al Fondo de Estabilización de MEM por parte de los consumidores no regulados equivalente al 15% de sus compras de electricidad.

En el caso de los consumidores regulados, la AE aprueba los precios máximos de suministro de electricidad de cada empresa de distribución cada cuatro años.¹⁵ Estos precios se definen en función de las características técnicas del suministro y del consumo de electricidad. Desde 2006, en Bolivia existe la Tarifa Dignidad (Decreto Supremo N° 28653, complementado por el Decreto Supremo N° 465 de 2010), que es un beneficio social para usuarios domiciliarios con un consumo menor o igual a 70 kW/mes en áreas urbanas y rurales, quienes reciben una

reducción del 25% en la factura del servicio de electricidad (AE, 2013). Se estima que para el cierre de 2013 se habían beneficiado más de 11 millones de usuarios residenciales.

Por medio del Decreto Supremo N° 27302 de 2003 se crearon el Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista y el Fondo de Estabilización de Distribución con el fin de estabilizar las tarifas de electricidad y limitar su variación. En la legislación se indica que: “la variación semestral del valor promedio en términos reales de las tarifas de distribución que aplique cada distribuidor a sus consumidores regulados, por efecto de las variaciones de precios del Mercado Eléctrico Mayorista o por variaciones en los precios de distribución, no será superior al 3%”. No obstante, a finales de 2013 el primer Fondo había acumulado una deuda de Bs.100.630.614, generada por las diferencias entre los precios de aplicación y los precios spot. Con el fin de controlar este incremento, ese mismo año se aprobó la Resolución AE N°311, que reglamenta el pago mensual de los consumidores no regulados (equivalente al 15% de sus compras de electricidad en el MEM) al Fondo, en aplicación del Decreto Supremo N° 1536.

El Precio Máximo de Distribución del servicio de energía se calcula a partir de la tarifa base y la fórmula de indexación. Según el Reglamento de Precios y Tarifas, “las tarifas base serán indexadas mensualmente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen tanto la variación de los costos de distribución como los incrementos de eficiencia operativa y que permitan el traspaso directo de variaciones en los costos de compras de energía e impuestos”.

¹⁵ Artículo 54 del Reglamento de Precios y Tarifas de 1995 de la Ley N° 1604 de 1994: “Las tarifas base de distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de los depósitos de garantía serán aprobados cada cuatro años, entrarán en vigencia en noviembre del año que corresponda y tendrán vigencia por este período”.

La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de la siguiente forma:

El cuadro 7 ilustra la composición tarifaria aplicable a los consumidores regulados.

Según el MHE, en 2013 la tarifa residencial era Bs.0,6 el KW/h, una de las más bajas de América Latina. Esta realidad se explica, principalmente, por los subsidios vigentes para las tarifas eléctricas y por lo establecido en el Decreto Supremo N° 26037 de 2000, en virtud del cual el gas natural destinado a la actividad de generación eléctrica (SIN) tiene, desde 2001, un precio máximo fijo de US\$1,30 por millar de pies cúbicos. Este mismo precio máximo fue, en 2013, de US\$1,20 por millar de pies cúbicos en sistemas aislados.

En lo que al comercio internacional de energía se refiere, es importante mencionar la expedición, en 2000, del Reglamento de Comercialización e Interconexiones internacionales de Electricidad con el fin de sistematizar

dichas actividades. En ese marco el PNUD realizó, en 2010, un estudio para evaluar la interconexión eléctrica con el norte de Chile, con el objetivo de vender electricidad al complejo minero de Chuquicamata, que se encuentran a una distancia cercana a los 100 km de los yacimientos geotérmicos de Sol de Mañana en Bolivia.

Desde principios de 2015, el gobierno nacional trabaja en la Ley de exportación del excedente de electricidad a fin de exportar energía a otros países sudamericanos. Se ha planeado construir la línea Yacuiba-Tartagal, para viabilizar la venta de energía hacia Argentina, y se ha conversado con las autoridades brasileñas para la construcción de una hidroeléctrica binacional sobre el río Madeira.

Energías renovables no convencionales

El predominio de las energías convencionales para la generación eléctrica ha impulsado a

ESQUEMA 1: Componentes de la tarifa base

TB	=	Cargo por Consumidor	+	Cargo por Potencia de Media Tensión (MT)	+	Cargo por Potencia de Baja Tensión (BT)	+	Cargo por Energía en MT y BT
		Relación entre los costos de consumidores y el número promedio anual de consumidores regulados de cada nivel de tensión. Se aplica mensualmente a cada consumidor		Integrado por Cargo por Potencia Fuera de Punta y Cargo por Potencia de Punta		Integrado por Cargo por Potencia Fuera de Punta y Cargo por Potencia de Punta		MT: Precio de la energía, multiplicado por factor de pérdidas medias de energía en MT. BT: Cargo por energía en MT, multiplicado por factor de pérdidas medias de energía en BT.

Fuente: Ley No. 1604 y Decreto supremo No. 26094 de 2002.

CUADRO 7: Tarifa Dignidad, consumidores regulados, Bolivia

Tipo de consumidor regulado	Composición de la tarifa
Pertencientes al Sistema Interconectado Nacional y Sistemas Aislados	Descuento en la tarifa de electricidad del 25% a usuarios residenciales con un consumo de hasta 70 kW/h al mes.

Fuente: Elaboración propia con información del Decreto Supremo N° 28427 de 2005 y el Decreto Supremo N° 465 de 2010.

Bolivia a considerar la exploración de fuentes renovables no convencionales. Con la meta de diversificar la matriz energética y como respuesta al constante incremento de la demanda eléctrica en el país, en 2011 el MHE publicó la Política de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia, que propone lograr un mejor aprovechamiento de las energías alternativas, con el objetivo de promover la universalización del servicio eléctrico y la soberanía e independencia energéticas. El Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) del MHE es la entidad encargada de impulsar la inclusión de nuevas tecnologías de generación eléctrica en el parque generador nacional. La Dirección General de Energías Alternativas del VMEEA ha adelantado estudios de factibilidad de proyectos de energía solar. En 2014, el proyecto de generación eólica Qollpana, ubicado en Cochabamba, agregó 3 MW a la capacidad instalada del SIN. Este parque fue construido por Hydrochina, empresa que lo operará por dos años, luego de lo cual pasará a ENDE. Ese mismo año fue inaugurado un proyecto fotovoltaico en Cobija, cuya potencia instalada es de 5 MW. A estos se suma el Proyecto Geotérmico Laguna Colorada (100 MW, 50 MW en la primera fase), que actualmente se encuentra en proceso de licitación y cuyo financiamiento provendrá del gobierno japonés (Agencia de Cooperación Internacional del Japón). Estará ubicado en el departamento de Potosí y se espera que entre en operación en 2019.

Las previsiones señalan que la participación de estas fuentes podría aumentar en un 10% la matriz energética nacional entre 2011 y 2016. El Viceministerio de Desarrollo Energético también tiene un papel fundamental en la promoción del uso de energías renovables y no renovables. En la CPE promulgada en 2009 (artículos 9, 20, 378 y 379) se indica que es relevante incentivar la investigación y el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, en concordancia

con criterios de conservación del medio ambiente, universalidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y control social. No obstante, en la actualidad no se cuenta con una normativa específica que establezca incentivos concretos (tributarios y/o arancelarios) que den impulso a esta política sectorial. Por su parte, el Plan Nacional de Desarrollo fijó la diversificación de la matriz energética y de las fuentes de generación de electricidad para el mercado interno y externo como uno de sus pilares.

Finalmente, según información del MHE, en el marco del Programa Electricidad para Vivir con Dignidad se están desarrollando y ejecutando los siguientes proyectos/programas: i) Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios y Sociales, que benefician a familias y unidades educativas en Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija; ii) Programa Euro-Solar, que instaló pequeños centros educativos alimentados con generación fotovoltaica y eólica en 35 municipios rurales; iii) Proyecto Híbrido El Espino (65 Kw Solar-Diésel) que, financiado en su componente solar por el BID y hoy en proceso de licitación, beneficiará a 124 familias indígenas del departamento de Santa Cruz; iv) Programa de Electrificación Rural con Energías Renovables, que corresponde a una donación de US\$5,5 millones para instalar 90 kW de sistemas fotovoltaicos, 675 sistemas solares (fotovoltaicos y termo-solares) en escuelas y puestos de salud y 3.000 lámparas pico fotovoltaicas; v) Proyecto de Introducción de Energía Limpia mediante Energía Solar que, costado con una donación de JICA, prevé la puesta en marcha de dos pequeños parques solares de 50 KW y 315 KW en 2015.

El subsector de hidrocarburos

La Constitución Política de Estado (CPE) de 2009 consagra, en el artículo 384, que “son recursos naturales los minerales en todos sus estados, los hidrocarburos, el agua, el aire, el suelo y el subsuelo, los bosques, la biodiversidad, el

Matriz institucional actual del subsector de hidrocarburos en Bolivia*

Producción		Refinación/transformación		Transporte		Distribución/comercialización		
Ppal. empresa	YPFB (todas las operadoras deben entregar en propiedad a YPFB la totalidad de la producción de hidrocarburos que realicen en el país)	Ppal. empresa	YPFB	Hidrocarburos Líquidos		Derivados líquidos		
		Propiedad	100% publica	Ppal. empresa	YPFB	Precios	Regulados	
		Part. privada	Permitida	Part. privada	Permitida	Part. privada	Permitida	
		Crudo		Oleoductos	19 en total (2.605 km)	Ppal. empresa	YPFB	
Propiedad	100% publica	Principal empresa	YPFB (refinería más grande del país)	Poliductos	9 en total (1.521 km)	Estaciones	489 en total	
Part. privada	Permitida			Precios	Regulados	Gas natural		
Principales Empresas y su participación en la actividad de producción (Operadoras en virtud de contratos de servicio suscritos con YPFB)	Crudo	Capacidad refinación	55,5 mbd	Gas natural		Precios	Regulados	
	<ul style="list-style-type: none"> • Repsol E&P Bolivia: 73% • YPFB Chaco: 17% • YPFB Andina: 7% • Pluspetrol Bolivia: 3% 	Total de refinerías	Tres en total:	Principales empresas	<ul style="list-style-type: none"> • YPFB Transporte (49% de red) • Gas Trans Boliviano (14% red) • Gas Oriente Boliviano (9% red) 	Part. privada	No permitida	
			<ul style="list-style-type: none"> • Gualberto Villarroel: 28 mbd • Guillermo Elder Bell: 24,3 mbd • Oro Negro: 3,2 mbd 	Part. privada		Permitida	Subsidios	Sí
		Gas natural	Gas natural		Gasoductos	31 en total (6.064 km)	Cobertura	381.124 usuarios
		<ul style="list-style-type: none"> • Petrobras Bolivia: 54% • Repsol E&P Bolivia: 18% • YPFB Chaco: 11% • YPFB Andina: 9% • Pluspetrol Bolivia: 4% • Otras empresas: 4% 	Ppal. empresa	YPFB	Precios	Regulados	Gas natural vehicular	253 estaciones de GNV
Centros de procesamiento (3 en total)	Principal: Planta de Separación Río Grande (200 MMpcd)		Gas licuado de petróleo (GLP)		Gas licuado de petróleo (GLP)			
			Ppal. empresa	YPFB	Precios	Regulados		
		Gas licuado de petróleo (GLP)		Part. privada	Permitida	Part. Privada	Permitida	
		Ppal. empresa	YPFB	Precios	Regulados	Ppal. Empresa	YPFB	
Producción diaria promedio	Crudo: 5.140 bpd Condensados: 42.340 bpd Gas natural: 2.058 MMpcd	Total producción	7.682 bpd			Subsidios	Sí	
Campos en producción	57 total <ul style="list-style-type: none"> • 32 en Santa Cruz • 12 en Tarija • 10 en Cochabamba • 2 en Chuquisaca • 1 en Tarija-Chuquisaca 	Principales centros de producción	<ul style="list-style-type: none"> • Planta Separación Río Grande • Refinería Gualberto Villarroel 					
Contratos vigentes	41							

(continúa en la página siguiente)

Matriz institucional actual del subsector de hidrocarburos en Bolivia* (continuación)

Exportación		Importación	
Principales empresas	YPFB	Principales empresas	YPFB
Participación privada	Permitida	Participación privada	Permitida
Exportaciones de gas natural	280.457 bpd	Bolivia actualmente no importa petróleo crudo ni gas natural	
Destinos	Brasil y Argentina		
Exportaciones de productos derivados	7.464 bpd	Importaciones de productos derivados	19.435 bpd
Exportaciones de GLP	134 bpd	Importaciones de GLP	109 bpd
Bolivia no exporta crudo ni condensados			
Reguladores	Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)		
Miembros integrantes	1 (director ejecutivo)		
Nombrado por	Presidente de la República de las ternas propuestas por dos tercios de los votos de los miembros presentes de la Cámara de Senadores		
Presupuesto	Ministerio de Hidrocarburos y Energía		

Fuente: MHE, YPFB, ANH, empresas y legislación vigente. * Información de producción, exportaciones e importaciones, empresas y su participación en cada uno de los segmentos al 31-dic-2013.

espectro electromagnético y todos aquellos elementos y fuerzas físicas susceptibles de aprovechamiento. Los recursos naturales son de carácter estratégico y de interés público para el desarrollo del país”. Concretamente en el rubro hidrocarburos, el artículo 359 de la CPE establece que “los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en la que se presenten, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. El Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización. La totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será propiedad del Estado”. Asimismo, el artículo 360 indica que “el Estado definirá la política de hidrocarburos, promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, y garantizará la soberanía energética”. De esta forma se explica el rol predominante del Estado en el subsector de hidrocarburos en Bolivia en la actualidad.

Los antecedentes normativos que precedieron la promulgación de la CPE y los principios que ella contiene sobre el sector de hidrocarburos son, esencialmente, los siguientes:

- i. La Ley N°1182 de 1990, o Ley de Inversiones, que disponía el estímulo y la garantía a la inversión nacional y extranjera para promover el crecimiento y el desarrollo económico y social de Bolivia y fijó los lineamientos de los contratos de riesgo compartido (joint venture)¹⁶ que rigieron los acuerdos de exploración y explotación de hidrocarburos hasta 2005, año de promulgación de la nueva Ley de Hidrocarburos.
- ii. Ley N°1689 de 1996, o Ley de Hidrocarburos, que introdujo las reglas generales relativas a la propiedad y a la concesión de los hidrocarburos. La norma establece que el derecho de exploración y explotación y

el de la comercialización serán ejercidos por el Estado a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), en virtud de contratos de riesgo compartido con personas individuales y colectivas, nacionales o extranjeras. Además, indica que la importación, la exportación y la comercialización interna son libres y asienta las condiciones para el otorgamiento de concesiones para el transporte de hidrocarburos y distribución de gas natural, la refinación e industrialización de hidrocarburos, las patentes y regalías petroleras, la expropiación y las servidumbres, la competencia del Sirese y los requisitos de los contratos de operación y asociación. Esta legislación modificó la Ley N°1194, o Ley de Hidrocarburos, de 1990.

- iii. Decreto Supremo N° 27507 de 2004 que convocó al referéndum vinculante en el que se les consultó a los ciudadanos bolivianos sobre la recuperación de la propiedad de los hidrocarburos (en boca de pozo) en favor del Estado boliviano, la derogatoria de la Ley N° 1689 de 1996 y la refundación de YPFB.

La población respondió afirmativamente a esta consulta, hecho que abrió paso a la promulgación del nuevo ordenamiento jurídico del subsector, a saber:

- i. Ley N° 3058 de 2005, o Nueva Ley Hidrocarburos: incorpora lo aprobado en el referéndum de 2004 sobre los puntos consultados. Además, modifica las modalidades de contratación existentes a la fecha, que debieron adecuarse a la nueva Ley; dicta los lineamientos de la Política de Industrialización de

¹⁶ Artículos 16 al 19 de la Ley N° 1182 de 1990.

- Hidrocarburos; amplía las funciones del ente regulador y crea el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).¹⁷
- ii. Decreto Supremo N° 28324 de 2005: establece los nuevos estatutos de YPFB, acordes con la nueva legislación y políticas del subsector. En consecuencia, la petrolera estatal queda a cargo de ejecutar las actividades en toda la cadena productiva de hidrocarburos y de representar al Estado en la negociación, suscripción, fiscalización y administración de contratos petroleros, en función de lo que estipula la Ley de Hidrocarburos recién promulgada.
 - iii. Decreto Supremo N° 28701 de 2006 Héroes del Chaco: también responde al mandato popular de aprobación de la nacionalización de los hidrocarburos del país. La norma dispone que el Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos y establece que las empresas petroleras que hasta ese momento realizaban actividades de producción de gas y petróleo en Bolivia tienen la obligación de entregar en propiedad a YPFB toda la producción de hidrocarburos. En ese sentido, el decreto impuso la condición de que solo las empresas que cumplieren este mandato en un plazo no mayor a 180 días podrían seguir operando en el país. YPFB pasó a controlar, al menos, el 51% de las acciones de las empresas nacionalizadas en ese entonces.¹⁸ También dispuso la modificación de los porcentajes de regalías.
 - iv. Decreto Supremo N° 29894 de 2009: extingue las Superintendencias de los Sistemas de Regulación Sectorial (Sirese), incluso la Superintendencia de Hidrocarburos, lo cual derivó en la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como ente regulador del subsector.

La ANH regula las actividades de la cadena de los hidrocarburos (exploración y producción, refinación, procesamiento e industrialización, transporte por ductos y comercialización) y autoriza la importación y exportación de hidrocarburos líquidos y derivados. YPFB se encarga de la administración y la supervisión de los contratos de E&P por medio de la Gerencia Nacional de Administración de Contratos y representa al Estado en la negociación, suscripción, fiscalización y administración de contratos petroleros. Por su parte, el MHE, a través de sus viceministerios, formula, ejecuta y evalúa las políticas de desarrollo del subsector; supervisa y efectúa el seguimiento de la liquidación y el cobro de regalías, y propone las políticas para que la ANH fije los precios finales de venta al consumidor de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.¹⁹

YPFB Corporación tiene actualmente las siguientes empresas filiales y subordinadas: YPFB Chaco S.A., YPFB Transporte S.A., YPFB Refinación S.A., YPFB Petroandina SAM e YFPB Andina S.A. Por su parte, las empresas subsidiarias son: Empresa Engarrafadora de Gas (Flamagas S.A.), Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A., filiales de YPFB Chaco S.A.; Gas Trans Boliviano S.A. y Transredes Do Brasil Holding Ltda., filiales de YPFB Transporte S.A.

La participación de empresas privadas está permitida en exploración, producción y refinación de hidrocarburos, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización,

¹⁷ Contratos de producción compartida, operación y asociación. Los contratos de operación y asociación son definidos por la Ley N° 1194 de 1990. El contrato de producción compartida fue establecido por la Ley N° 1182 de 1990 o Ley de Inversiones.

¹⁸ Chaco S.A., Andina S.A., Transredes S.A., Petrobras Bolivia Refinación S.A. y Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia S.A.

¹⁹ Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (VMEEH) y Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos (VMICTAH).

importación y exportación. Hoy en día intervienen empresas nacionales, como YPFB y grupo de empresas, y empresas extranjeras, como BG Group Bolivia, Pluspetrol, Gazprom Internacional, Petrobras, Vintage Petroleum Boliviana y Repsol.

Según informan el Instituto Boliviano de Comercio Exterior y el Banco Central de Bolivia, en 2013 las exportaciones de hidrocarburos representaron el 55% del total de los sectores tradicionales y no tradicionales: se ubicaron en el primer lugar en ventas al exterior, seguidas por las del sector minero. Las exportaciones de petróleo, gas natural y derivados fueron de US\$6.681 millones, un 13% más que en 2012. Asimismo, el sector captó el 69% de la Inversión Directa Extranjera (IED), que en 2013 alcanzó un valor bruto de US\$2.030 millones, superior en US\$525 millones a la registrada en la gestión 2012 (IBCE, 2013).

La producción certificada de crudo ha aumentado de un promedio de 4.630 bpd en 2012 a 5.140 bpd en 2013. Sin embargo, el crudo tiene la participación más baja en la producción total de hidrocarburos líquidos en Bolivia. El de mayor incidencia en la producción es el condensado, cuyo promedio fue de 42.340 bpd al cierre de 2013 (YPFB, 2013).

Ese mismo año, de acuerdo con los datos del MHE, Bolivia importó, en promedio, 19.545 MPD de productos líquidos derivados: un 82% de diésel, un 17% de gasolina especial, un 2% de Aceites y Grasas y un 1% de GLP. El gas natural es el protagonista de este sector: al finalizar 2013 la producción de gas natural representó el 85% de la producción nacional de hidrocarburos y el 97% de las exportaciones totales de hidrocarburos. En cuanto al consumo, el gas natural fue el segundo energético más consumido en el país, solo superado por el diésel (MHE, 2013).

Exploración y producción

Las distintas reformas realizadas en el subsector de hidrocarburos en Bolivia en la última

década han dado lugar a la ejecución de políticas determinantes en su funcionamiento actual: i) la propiedad estatal (a través de la petrolera estatal YPFB) de todos los hidrocarburos producidos en el país por empresas nacionales o extranjeras (Decreto Supremo N° 28701 de 2006); ii) el contrato petrolero es el contrato de servicio, en virtud del cual las empresas operadoras (nacionales o extranjeras) o las sociedades anónimas mixtas (en las que YPFB es accionista mayoritario) reciben una remuneración por parte del Estado como contraprestación al suministro de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, y iii) el rol predominante del Estado en la cadena de los hidrocarburos a través de YPFB y grupo de empresas, que participa en todos los segmentos del subsector nacional.

Con un promedio de 5.140 bpd en 2013, Bolivia es uno de los productores de petróleo crudo más pequeños de América Latina. En contraste, según indica la ANH, la producción de gas natural en el mismo período fue de 2.058 MMpcd, lo que ubica a Bolivia como uno de los principales productores de este hidrocarburo en la región latinoamericana. La producción diaria promedio de condensados alcanzó 42.340 bpd.

Respecto de las reservas de crudo y gas natural, cabe mencionar que entre 2003 y 2013 han disminuido. A continuación se presenta un cuadro en el que se compara el estado de las reservas de petróleo y gas natural en Bolivia en 2003, 2009 (año en que las nacionalizaciones de los yacimientos de hidrocarburos ya habían finalizado) y 2013 (la información más reciente).

En cuanto a la actividad exploratoria, en 2013 fueron perforados 11 pozos exploratorios y 47 pozos de desarrollo, mientras que en 2012 habían sido 8 y 31, respectivamente (MHE, 2013). La producción nacional, en tanto, ha presentado las siguientes modificaciones: la de gas natural se incrementó cerca del 40% (de 1.487 MMpcd

CUADRO 8: Reservas de petróleo y gas natural de Bolivia, 2003, 2009 y 2013

Reservas totales (probadas, probables y posibles)			
	2003	2009	2013
Petróleo crudo	Probadas: 486,3 MMb Probables: 470,8 MMb Posibles: 454,8 MMb Reservas totales: 1.412 MMb	Probadas: 209,8 MMb Probables: 98,2 MMb Posibles: 198,2 MMb Reservas totales: 506,2 MMb	Probadas: 211,5 MMb Probables: 72,3 MMb Posibles: 80,4 MMb Reservas totales: 346,2 MMb
Gas natural	Probadas: 28,7 TCF Probables: 26,2 TCF Posibles: 24,2 TCF Reservas Totales: 79,1 TCF	Probadas: 9,9 TCF Probables: 3,7 TCF Posibles: 6,3 TCF Reservas totales: 19,9 TCF	Probadas: 10,5 TCF Probables: 3,5 TCF Posibles: 6,3 TCF Reservas totales: 18,1 TCF

Fuente: Elaboración del autor con información de MHE e YPFB.

en 2008 a 2.058 MMpcd en 2013); la de petróleo se ha mantenido por debajo del promedio de los 5.000 bpd desde 2010.

Actualmente, YPFB cumple con la función de administrar los recursos de hidrocarburos del país. En 2012 tuvo lugar la Primera Ronda Internacional de Exploración - YPFB, cuyo propósito fue promover, sobre todo entre empresas extranjeras, el proceso de licitación de 15 áreas exploratorias. Como consecuencia de esta actividad, se suscribieron dos contratos de servicios con BG Bolivia y Petrobras Bolivia, empresas que ya operaban en el país. Desde entonces no se han realizado procesos similares y los demás contratos suscritos durante 2013 fueron el resultado de procesos de negociación directa con la petrolera estatal. Hoy en día, y por disposición constitucional (artículo 362 de la CPE), todos los contratos de servicios firmados por YPFB deben ser aprobados por la Asamblea Legislativa Plurinacional de Bolivia mediante la sanción de una ley.

En 2005, el artículo 138 de la Ley N° 3058 de Hidrocarburos estableció las siguientes definiciones de contratos petroleros:

- **Contrato de asociación:** es el contrato suscrito entre YPFB y el titular de un contrato de operación para ejecutar las actividades de explotación y comercialización, sobre

la base del régimen de los contratos de asociación accidental o cuentas de participación, establecido en el Código de Comercio.²⁰

- **Contrato de operación:** es aquel por el cual el titular ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo a nombre y representación de YPFB las operaciones correspondientes a las actividades de exploración y explotación dentro del área materia del contrato, según el sistema de retribución, en caso de ingresar a la actividad de explotación. YPFB no efectuará inversión alguna y no asumirá ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados obtenidos relacionados con el contrato, debiendo ser exclusivamente el titular quien aporte la totalidad de los capitales, instalaciones, equipos, materiales, personal, tecnología y otros elementos necesarios.
- **Contrato de producción compartida:** es aquel por el cual una persona colectiva,

²⁰ Artículo 365: "Por el contrato de asociación accidental o de cuentas en participación, dos o más personas toman interés en una o más operaciones determinadas y transitorias, a cumplirse mediante aportaciones comunes, llevándose a cabo las operaciones por uno o más o todos los asociados, según se convenga en el contrato. Este tipo de asociación no tiene personalidad jurídica propia y carece de denominación social".

nacional o extranjera, ejecuta con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo las actividades de exploración y explotación a nombre y representación de YPFB. El titular en el contrato de producción compartida tiene una participación en la producción, en el punto de fiscalización, una vez deducidas regalías, impuestos y participaciones.

En 2009 la CPE establece en su artículo 362 los contratos de servicios con YPFB como la única modalidad de contrato petrolero disponible en el país. El artículo dispone: “Se autoriza a YPFB a suscribir contratos en el régimen de prestación de servicios, con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. La suscripción de estos contratos no podrá significar en ningún caso pérdidas para YPFB o el Estado”.

En la actualidad, el contrato de servicios puede ser de dos clases:

- i. Contrato de servicio-operación: la empresa titular del contrato realiza, por su cuenta y riesgo, las actividades de exploración y explotación, e YPFB, luego de la declaratoria de comercialidad del yacimiento y el inicio de la explotación, le reconoce una remuneración por la prestación de dichos servicios, que le permita a la empresa cubrir los costos de E&P más una utilidad razonable.
- ii. Contrato de servicio-SAM: la empresa titular del contrato realiza, por su cuenta y riesgo, las actividades de exploración. Una vez declarada la comercialidad del yacimiento, la empresa debe constituir una sociedad anónima mixta (SAM) con YPFB para realizar actividades de explotación. De acuerdo con la Ley de Empresas

Públicas vigente (Ley N° 466 de 2013), YPFB deber tener al menos el 51% del capital social de dichas sociedades en representación del Estado boliviano.

Al final de 2013, en Bolivia se encontraban en operación 57 campos en los que se producía gas natural, crudo y condensados. Según datos de YPFB, la mayor producción de hidrocarburos durante ese año se generó en los siguientes campos:

Hidrocarburos líquidos:

Principales campos de producción de petróleo:

- Surubí Noroeste: empresa operadora, Repsol E&P Bolivia
- Surubí: empresa operadora, Repsol E&P Bolivia
- Bloque Bajo: empresa operadora, Repsol E&P Bolivia

Principales campos gasíferos con producción de condensado:

- Sábalo: empresa operadora, Petrobras Bolivia
- Margarita Huacaya: empresa operadora, Repsol E&P Bolivia
- San Alberto: empresa operadora, Petrobras Bolivia
- Bulo Bulo: empresa operadora, YPFB Chaco
- Río Grande: empresa operadora, YFPB Andina
- Itaú: empresa operadora, Petrobras Bolivia

Gas natural:

- Sábalo: empresa operadora, Petrobras Bolivia (el 32% de la producción fiscalizada nacional)
- San Alberto: empresa operadora, Petrobras Bolivia (el 19% de la producción fiscalizada nacional)

- Margarita Huacaya: empresa operadora, Repsol E&P Bolivia (el 18% de la producción fiscalizada nacional)
- Yapacaní: empresa operadora, YPFB Andina (el 4% de la producción fiscalizada nacional)
- Buló Buló: empresa operadora, YPFB Chaco (el 4% de la producción fiscalizada nacional)
- Río Grande: empresa operadora, YPFB Andina (el 3% de la producción fiscalizada nacional)
- Otros campos: el 20% de la producción fiscalizada nacional

Por su parte, la información provista por ANH indica que la participación de las empresas operadoras en la producción nacional en 2013 se expresó de la siguiente manera:

- Crudo: Repsol E&P Bolivia (el 73%), YPFB Chaco (el 17%), YPFB Andina (el 7%) y Pluspetrol Bolivia (el 3%)
- Gas natural: Petrobras Bolivia (el 54%) Repsol E&P Bolivia (el 18%), YPFB Chaco (el 11%) YPFB Andina (el 9%), Pluspetrol Bolivia (el 4%), otras empresas (el 4%).

Hasta el momento, en Bolivia no se han realizado actividades de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. Durante 2013 y 2014 las petroleras estatales YPFB e YPF Argentina suscribieron acuerdos de cooperación técnica con el propósito de evaluar el potencial y adelantar planes de E&P en este tipo de yacimientos.

Refinación y transformación

En la actualidad, la capacidad total de refinación de Bolivia es de 55.550 barriles por día (el país no exporta ni importa petróleo crudo). Los procesos industriales de refinación y producción de derivados del petróleo se realizan, principalmente,

en tres refinerías: Refinería Gualberto Villarroel (que posee la mayor capacidad de refinación), Refinería Guillermo Elder Bell y Refinería Oro Negro. Las dos primeras son propiedad de YPFB Refinación S.A. y refinan el 94% del petróleo que se produce en Bolivia. La tercera refinería es propiedad del Grupo Empresarial Equipetrol.

La Refinería Gualberto Villarroel, la más grande del país, tiene una capacidad para refinación de crudo de 28.000 bpd; la Guillermo Elder Bell, de 24.350 bdp, y la Oro Negro, de 3.200 bpd.

El plan de inversiones de YPFB Refinación tiene previsto adicionar una capacidad de 12.500 bpd en la Refinería Gualberto Villarroel y realizar obras de modernización en la Refinería Guillermo Elder Bell que incluyen: automatización industrial, nuevos tanques de almacenamiento, unidad de isomerización, adecuación de las instalaciones de GLP, entre otras.

Por su parte, en el rubro procesamiento de gas natural, YPFB es propietaria de las siguientes plantas:

- Planta de Separación de Líquidos Río Grande, cuya capacidad de procesamiento es de 232 MMpcd de gas natural y 6.000 bpd de hidrocarburos líquidos, actualmente produce GLP, gasolina e isopentano. Esta planta marca el inicio del plan de industrialización de hidrocarburos impulsado por el gobierno de Bolivia desde la promulgación de la CPE en 2009.
- Planta de Separación de Líquidos Gran Chaco, en operación comercial desde 2015, cuenta con una capacidad de procesamiento de 32,2 Mm3D y sus principales productos son etano, GLP, isopentano y gasolina natural.

Además, se encuentran operando en el país la Planta Colpa (Petrobras Argentina) y la Planta Paloma (Repsol).

A continuación se resumen las características de las refinerías y la infraestructura de procesamiento de gas natural en Bolivia.

La producción de GLP en Bolivia proviene, principalmente, de plantas y refinerías que son propiedad de YPFB. No obstante, también Repsol (Planta Paloma), Petrobras Argentina (Planta Colpa) y Equipetrol (Oro Negro) contribuyen a la producción nacional. En 2013 las plantas produjeron 5.756 bpd (el

75% del total) y las refinerías, 1.926 bpd (el 25%) (MHE, 2013).

Según información del MHE, en 2013 YPFB inició la construcción de una planta de gas natural licuado (GNL) en el departamento de Santa Cruz. Su operación buscará abastecer el mercado interno a través del transporte terrestre a más de 26 estaciones de regasificación ubicadas en distintas ciudades del país. Además, la empresa estatal puso en marcha la edificación

Refinerías:

Refinería Gualberto Villarroel - YPFB Refinación S.A.

- Ubicación: Cochabamba, departamento de Cochabamba
- Capacidad de refinación: 28 mbd
- Naturaleza: complejo refinador
- Productos: gasolina especial, diésel oil, jet fuel, gasolina de aviación, kerosene, GLP, aceites lubricantes, crudo reconstruido (RECON)

Refinería Guillermo Elder Bell - YPFB Refinación S.A.

- Ubicación: Santa Cruz de la Sierra, departamento de Santa Cruz
- Capacidad de refinación: 24,3 mbd
- Naturaleza: complejo refinador
- Productos: gasolina especial, gasolina premium, diésel oil, jet fuel, kerosene, GLP, aceites lubricantes, crudo reconstruido (RECON)

Refinería Oro Negro - Equipetrol

- Ubicación: Santa Cruz de la Sierra, departamento de Santa Cruz
- Capacidad de refinación: 3,2 mbd
- Productos: diésel oil, nafta, crudo residual y GLP

Plantas de procesamiento de gas natural:

Planta de Separación de Líquidos Río Grande - YPFB

- Ubicación: Cabezas, departamento de Santa Cruz
- Capacidad de procesamiento: 232 MMpcdde gas natural y 6.000 bpd de hidrocarburos líquidos
- Productos: GLP, gasolina e isopentano

Planta Dew Point Colpa - Petrobras Argentina

- Ubicación: Warnes, departamento de Santa Cruz
- Capacidad de procesamiento: 50 MMpcd
- Productos: gas natural, condensado, gasolina natural y GLP

Planta Criogénica Paloma - Repsol E&P Bolivia

- Ubicación: Eterasama, departamento de Cochabamba
- Capacidad de procesamiento: 40 MMpcd
- Productos: gas natural, condensado, gasolina natural y GLP

Planta de Separación de Líquidos Gran Chaco - YPFB (en operación desde 2015)

- Ubicación: Yacuiba, departamento de Tarija
- Capacidad de procesamiento: 32,2 Mm3D de gas natural
- Productos: gas natural, etano, GLP, isopentano y gasolina natural

Fuente: Elaboración del autor con información de YPFB, ANH y empresas.

de un complejo petroquímico de propileno, polipropileno, etileno y polietileno, y de las plantas de amoníaco y urea de Carrasco.

Transporte

En la actualidad Bolivia posee una red nacional de transporte de hidrocarburos conformada por 2.605 km de oleoductos, 1.512 km de poliductos y 6.064 km de gasoductos. Como la intervención privada en este segmento está permitida, varias empresas (en su mayoría bolivianas, como Discar SRL, Oro Negro, Gas Oriente Boliviano, y extranjeras, como Pluspetrol y Repsol) realizan esta actividad. YPFB y grupo de empresas ostentan la mayor participación en la red de transporte de hidrocarburos del país.

Según la ANH, en Bolivia hay 19 oleoductos. Los más extensos son: Santa Cruz - Arica (972 km), Camiri - Yacuiba (261 km) y Chorety - Santa Cruz (260 km), todos operados por YPFB Transporte. Además, existe una red de nueve poliductos, de los cuales el más extenso es Cochabamba - La Paz (371 km), seguido por Chorety - Sucre (312 km) y Santa Cruz - Chorety (270 km), operados por YPFB Logística. El actor más importante en el transporte de hidrocarburos líquidos es YPFB y grupo de empresas, ya que opera el 96% de la red de oleoductos del país (2.506 Km de los 2.605 Km) y el 99% de la red de poliductos.

El transporte de gas natural, en tanto, se realiza a través de 31 gasoductos cuya longitud total alcanza 6.064 km. Tres de ellos son ductos menores y cuatro son ductos laterales (82 km). El transporte de gas por red de ductos en Bolivia es una actividad regulada por la ANH, que tiene a su cargo la aprobación de las normas técnicas para transporte de gas. Hoy en día, YPFB Transporte, que domina el transporte de gas natural en el país, opera los tres gasoductos principales: i) Gasoducto al Altiplano (779 km) traslada el gas natural desde Río Grande hasta La Paz (Sistema de Transporte para Mercado Interno - Occidente);

ii) Gasoducto Taquiperenda - Cochabamba (582 km) lleva gas natural de la Estación de Compresión de Taquiperenda a la ciudad de Cochabamba (Sistema de Transporte para Mercado Interno - Sur); iii) Gasoducto Colpa Yacuiba (529 km) transporta gas natural desde Colpa en Santa Cruz hasta Yacuiba en el sur del país (Sistema de Transporte para Mercado Externo) (ANH, 2013).

El siguiente cuadro lista los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte de gas natural en Bolivia. Los más importantes son operados por YPFB y grupo de empresas (el 88%), pero también participan en él empresas privadas como Gas Oriente Boliviano, Oro Negro, Repsol, Pluspetrol, entre otras, que en conjunto manejan el 12% de la red.

Los principios y reglas para el transporte de hidrocarburos por oleoductos y poliductos están consignados en el Decreto Supremo N° 29018 de 2007, que ha sido modificado en 2014 por medio del Decreto Supremo N° 1908. Estas disposiciones excluyen la distribución de gas por redes y las líneas de recolección, cuyo reglamento ha sido establecido en el Decreto Supremo N° 28291 de 2005, que también ha sido reformado en 2014 a través del Decreto Supremo N° 1996 (Nuevo reglamento de distribución de gas natural por redes).

En 2011 comenzaron los trabajos, que se extenderán hasta 2016, en una serie de proyectos de expansión de la capacidad de los gasoductos de YPFB Transporte para el mercado interno. El incremento total planificado es de 112,9 MMpcd en la capacidad del Gasoducto al Altiplano, el Cochabamba-Sucre, el Sucre - Potosí y el Villamontes - Tarija.

En cuanto a la venta de gas natural al exterior, actualmente Bolivia exporta a Argentina y Brasil en virtud de los contratos YPFB - ENARSA (firmado en 2006) e YPFB - Petrobras (firmado en 1999). Según datos provistos por YPFB, los volúmenes diarios promedio exportados y

CUADRO 9: Red de gasoductos de Bolivia, 2013

Gasoducto	Longitud (en Km)	Empresa propietaria
Gasoducto al Altiplano (GAA)	779	YPFB Transporte
Taquiperenda - Cochabamba (GTC)	582	YPFB Transporte
Santa Cruz -Yacuiba (GCY)	529	YPFB Transporte
Río Grande - Mutún (GTB)	557	Gas TransBoliviano (Grupo YPFB)
Yacuiba - Río Grande (GASYRG)	431	Transierra (Grupo YPFB)
Estación Chiquitos - San Matías	363	Gas Oriente Boliviano
Otros gasoductos del Grupo YPFB	2.481	Grupo YPFB
Gasoductos de otras empresas	342	Pluspetrol, Repsol, Oro Negro, Minera Paititi

Fuente: Elaboración del autor con información de la ANH.

facturados a Brasil explicaron el 68% del total de las exportaciones y los que fueron facturados y enviados a Argentina, el 32% restante.

El transporte de GLP a través de ductos dentro del país se realiza por medio de la red de poliductos de YPFB Logística.

Distribución y comercialización

El decreto de nacionalización de 2006 introdujo cambios en la actividad de comercialización de hidrocarburos en Bolivia. Desde ese momento, las empresas deben entregar la producción de hidrocarburos a YPFB para que esta se encargue de la comercialización. Además, el artículo 14 de la Ley N° 358, de 2005, determina el carácter de servicio público de las actividades de distribución y comercialización de hidrocarburos y, en su disposición transitoria tercera, indica que YPFB será el único distribuidor mayorista de los productos líquidos derivados del petróleo en el país. En consecuencia, es la empresa estatal la encargada de proveer esos productos a las estaciones de servicio de todo el país.

En la distribución de gas natural interviene, además de YPFB, la Empresa Tarijeña de Gas - Emtagas (en la que participan YPFB, la Gobernación Autónoma del Estado de Tarija y la Alcaldía Municipal de Tarija).

La distribución minorista o comercialización de los derivados líquidos se realiza a través

de estaciones de servicio automotriz (489) y estaciones de servicio en aeropuertos (13).²¹ De acuerdo con los datos de la ANH, 438 estaciones de servicio automotriz eran operadas por comercializadores privados y 51 por YPFB. Sin embargo, por mandato legal (artículos 9 y 10 de la Ley N° 100 de 2011), hoy YPFB es el único y exclusivo distribuidor minorista de productos derivados del petróleo (incluido el GLP) en zonas de frontera.

En virtud del artículo 89 de la Ley N°3058 de 2005, la determinación de los precios máximos para la comercialización de productos derivados del petróleo en el mercado interno la realiza el Estado boliviano por medio del ente regulador (antes el Sirese, ahora la AHN, en el sector de hidrocarburos). Actualmente esta institución es la encargada de fijar los precios finales al consumidor de los productos regulados (gasolina premium, gasolina especial, gasolina de aviación, GLP, kerosene, jet fuel, diésel, fuel oil y GNV) de acuerdo con las políticas de precios establecidas por el MHE y el ordenamiento jurídico vigente desde 2004 (que se explicará a continuación). La Dirección

²¹ A partir de la expedición del Decreto Supremo N° 011, de 2009, que nacionalizó el 100% de las acciones de AIR BP Bolivia S.A - ABBSA, las estaciones de servicio en aeropuertos son propiedad del Grupo YPFB.

de Regulación Económica de la ANH publica los precios mensualmente.

La determinación de los precios finales al consumidor de los productos regulados en el país se realiza en función de lo dispuesto en múltiples decretos supremos promulgados desde 2004, año en que el Estado boliviano puso en marcha una política de precios regulados e inalterados para el mercado interno. Esta política consiste en el establecimiento de una banda de precios para el barril de petróleo comercializado en el mercado doméstico. Este precio se ha mantenido constante durante la última década en US\$27,11 por barril. Este esquema normativo explica la formación actual de precios internos de los combustibles derivados del petróleo en el país. Entre estas normas, las más importantes son:

- Decreto Supremo N° 27691 de 2004: define un sistema de estabilización para el precio de referencia del petróleo crudo puesto en refinería sin Impuesto al Valor Agregado (IVA). En consecuencia, entra en vigencia en el país un sistema de banda que fija un precio mínimo y uno máximo en dólares americanos para el barril de petróleo puesto en refinería: $P_{min} = US\$24,53/\text{barril}$ y $P_{max} = US\$27,11/\text{barril}$.²² En ese contexto, si el precio de referencia internacional del barril de petróleo se ubica por encima del precio máximo mencionado, el precio utilizado para calcular los precios internos de los productos derivados del petróleo es el límite superior de la banda. Esto ha sucedido desde que este decreto entró en vigencia, pues en la última década los precios internacionales del crudo han sido superiores a los US\$27,11 establecidos por el Estado boliviano.
- Decreto Supremo N° 27778 de 2004: estabiliza los precios de referencia de los productos regulados como consecuencia

de la estabilización del precio del petróleo en el mercado interno.

- Decreto Supremo N° 27959 de 2004: modifica la definición del precio de referencia para los productos derivados del petróleo regulados al disponer que el valor será el que resulte de aplicar los preceptos del Decreto Supremo N° 27691 de 2004.
- Decreto Supremo N° 27992 de 2005: declara la estabilización de los precios de los principales productos del petróleo y abroga las normas que disponían el ajuste de estos precios en función de los valores internacionales y del tipo de cambio.
- Decreto Supremo N° 28117 de 2005: crea el margen de compensación de US\$1,57 por barril como parte de la formación de precios de todos los productos refinados regulados con excepción del GLP (de refinería y plantas de separación de gas natural), el gasoil y el agro fuel. Este margen debe ser adicionado al precio ex-refinería de los mencionados productos y será usado para cubrir parcialmente el diferencial de precios del GLP (tema que se explica más adelante).
- Decreto Supremo N° 28701 de 2006, de nacionalización de hidrocarburos Héroes del Chaco: el artículo 2 dispone que “YPFB, a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asume su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto

²² El establecimiento de un precio máximo y uno mínimo para el barril de crudo en refinería ha desincentivado la inversión en exploración y producción en campos de crudo en Bolivia durante la última década. Por ese motivo, en 2012 el gobierno boliviano expidió el Decreto Supremo N° 1202 que fijó un incentivo a la producción de petróleo crudo en campos marginales que consiste en el pago de US\$30 adicionales al precio de banda por barril medido en punto de fiscalización y pagadero a las empresas operadoras a través de Notas de Crédito Fiscal (Nocres).

para el mercado interno como para la exportación y la industrialización”.

- Decreto Supremo N° 29814 de 2008: establece el mecanismo para la determinación del precio de la gasolina especial internacional y del diésel oil internacional y las condiciones para la comercialización de dichos productos a vehículos de matrícula extranjera. Desde entonces, en Bolivia existe un diferencial de precios de comercialización de diésel y gasolina para vehículos con placa de circulación extranjera en territorio boliviano.²³ El artículo 5 indica que el monto correspondiente al diferencial de precios debe ser consignado por las estaciones de servicio en una cuenta habilitada por YPF. El Decreto Supremo N° 1905 de 2014 lo reformó parcialmente.
- Decreto Supremo N° 176 de 2009: determina los mecanismos para facilitar la recuperación de la subvención por la importación de diésel oil a través de la emisión de Notas de Crédito Fiscal (Nocres) endosables en favor de YPF.

La aplicación de las normas aquí descritas en relación con la determinación de los precios finales de los productos derivados del petróleo regulados en el mercado interno permitió que estos se mantuvieran inalterados durante la última década (con excepción de aquellos vendidos a vehículos de matrícula extranjera) a pesar de que los precios del petróleo en el mercado internacional estuvieron muy por encima del precio máximo de US\$27,11 por barril establecido en el Decreto Supremo N° 27691 de 2004.

En este marco, el Estado boliviano subvenciona los combustibles líquidos (gasolinas, diésel, GLP y gasoil) con cargo al presupuesto nacional, cuya partida para el año fiscal 2013 fue de US\$1.060 millones de dólares (Presupuesto General del Estado, 2012). A partir de la caída

del precio internacional del crudo en 2014, el monto de las partidas del Presupuesto General del Estado destinadas a la subvención de estos productos disminuyó a US\$922 millones en 2014 y US\$658 millones en 2015 (Presupuesto General del Estado, 2013 y 2014).

La estabilización de los precios de los combustibles en el mercado interno (vigente desde 2004) los hace sustancialmente más bajos que los que rigen en países vecinos, lo cual ha propiciado el contrabando. Por ese motivo, el Decreto Supremo N° 29158 de 2007 definió mecanismos de control y sanción para las actividades ilícitas de distribución, transporte y comercialización de GLP en garrafas, diésel oil y gasolinas. En tanto, la Ley N° 100 de 2011 instituyó a YPF como el único distribuidor minorista de estos combustibles en zonas de frontera.

Gasolinas y diésel

En Bolivia, la ANH calcula y publica los precios máximos de estos combustibles en observancia de la política de precios regulada establecida por el MHE y del ordenamiento jurídico vigente en el país desde 2004 que se detalla en el apartado anterior.

Formación de precios de venta al público en el mercado interno: gasolinas y diésel

Precio final en el mercado interno²⁴ =

$$P_R + M_R + M_C + IEHD + T + M_{DM} + M_{ES} + IVA$$

²³ Según la ANH, los precios vigentes para marzo de 2016 y el correspondiente diferencial con el precio final para consumidores nacionales eran: gasolina especial internacional: Bs.8,68/L - Dif. de precios: Bs.4,94/L.; 1905 de 2014.fuero-: o en los Decretos Supremos 29814 de 2008 y Decreto Supremo 1905 de 2014.; diésel oil internacional: Bs.8,88/L - Dif. de precios: Bs.5,16/L.

²⁴ Excluye los precios de venta final a vehículos con placa de circulación extranjera, que se determinan de acuerdo con lo establecido en los Decretos Supremos N° 29814 de 2008 y N° 1905 de 2014.

P_R : precio de referencia del petróleo crudo puesto en refinería sin IVA según lo dispuesto en el Decreto N° 27691 de 2004.

M_R : margen de refinería.

M_C : margen de compensación establecido por el Decreto N° 28117 de 2005 para todos los productos derivados regulados (excepto GLP, gasoil y agro fuel).

IEHD: Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados

T: transporte por poliductos y terrestre.

M_{DM} : margen del distribuidor mayorista.

M_{ES} : margen de las estaciones de servicio.

IVA: Impuesto al Valor Agregado.

Fuente: Elaboración del autor de acuerdo con el ordenamiento jurídico vigente.

Bolivia importa combustibles líquidos como gasolinas, diésel y GLP, entre otros. Según datos del MHE, en 2013 estas compras alcanzaron un promedio de 19.545 bpd, de los cuales 15.885 bpd (el 81% del total, aproximadamente) correspondieron a diésel.

Gas natural

Por disposición del artículo 31 de la Ley N° 3058 de 2005, la distribución de gas natural por redes es una actividad de interés y utilidad públicos. El Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes (Decreto Supremo N° 1996 de 2014) confirma dicha naturaleza en sus artículos 3 y 4: “La actividad de distribución de gas natural por redes es un servicio público de interés del Estado, destinado a satisfacer las necesidades energéticas de la población, por lo que goza de la protección del Estado”. Asimismo indica que se entiende como distribución aquella que se realiza desde “el punto de entrega del gas natural por parte de la empresa de transporte hasta la entrega al usuario de las distintas categorías de uso y consumo”.

En función de las políticas establecidas por el MHE y las normas vigentes, la institución

reguladora de la actividad de distribución de este hidrocarburo en Bolivia es la ANH. De acuerdo con el artículo 10 del Decreto Supremo N° 1996 de 2014, las facultades que le competen, en lo que a la distribución de gas natural por redes se refiere, son las siguientes:

- Regular, controlar, supervisar y fiscalizar la actividad de distribución de gas natural por redes a efectos de cumplir y hacer cumplir el presente reglamento.
- Otorgar la Licencia de Operación para la Distribución de Gas Natural por Redes en una determinada área geográfica.
- Registrar y autorizar a las empresas instaladoras de gas natural para la prestación de servicios técnicos de instalaciones a cada categoría de usuario.
- Controlar y fiscalizar el cumplimiento de los derechos y obligaciones de los usuarios de gas natural.
- Velar para que el servicio de distribución sea eficiente, continuo, seguro y confiable, garantizando su disponibilidad para todos los usuarios dentro del área geográfica de distribución.
- Aprobar las tarifas y su estructura para la actividad de distribución de gas natural por redes para cada categoría de usuario de acuerdo con la reglamentación específica.
- Evaluar y aprobar los planes de expansión presentados por la empresa distribuidora.
- Aplicar multas y sanciones por infracciones a las disposiciones del presente reglamento.
- Realizar los actos necesarios para el cumplimiento de sus funciones, de acuerdo con la normativa vigente.

Actualmente, las redes de distribución de gas natural son operadas por YFPB y Emtagas. La planificación, el desarrollo, la ampliación, la operación y el mantenimiento de la

infraestructura de los sistemas de distribución de gas natural dependen de la Gerencia Nacional de Redes de Gas y Ductos (GNRGD), que forma parte de YPFB. El sistema está compuesto por las redes de La Paz, El Alto, Oruro, Cochabamba, Chuquisaca y Santa Cruz.

Según datos de la ANH, al cierre de 2013 el servicio de gas natural tenía una cobertura de 381.124 usuarios, de los cuales 374.947 pertenecían a la categoría doméstica (el 98%); 4.624 eran clientes comerciales; 1.327, industriales, y 226, de gas natural vehicular (GNV). En términos de número de usuarios, YPFB atendió al 88% del total, mientras que Emtagas brindó el servicio al 12% restante.

La más reciente definición de categorías de usuarios de gas natural por redes en Bolivia está consignada en el artículo 6 del Decreto Supremo N° 1996 de 2014. Las características principales de cada categoría son:

- **Categoría doméstica:** uso del gas natural en viviendas unifamiliares y multifamiliares para cocción, generación de agua caliente sanitaria y/o calefacción.
- **Categoría comercial:** uso del gas natural en locales comerciales, para cocción, generación de agua caliente sanitaria y/o calefacción.
- **Categoría industrial:** uso del gas natural como combustible en establecimientos industriales que tienen como finalidad transformar las materias primas en productos elaborados, pudiendo utilizar complementariamente el gas natural en la generación eléctrica para consumo propio.
- **Categoría GNV:** uso del gas natural para la venta de gas natural vehicular en estaciones de servicio de GNV.

La clasificación de los usuarios en estas categorías se realiza en función de: i) presión de operación del sistema al que se conectará el

usuario; ii) el caudal de demanda máxima; iii) el volumen medio de consumo mensual.

El artículo 12 del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes (Decreto Supremo N° 1996 de 2014) establece que las empresas distribuidoras tienen el derecho exclusivo de prestar el servicio dentro del área geográfica que se les asigne, con excepción de “las centrales de generación eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y los sistemas aislados, las refinерías, el consumo propio del sistema de transporte por ductos y de las plantas de separación de líquidos, plantas de industrialización de gas natural, plantas industriales estratégicas, plantas de GNL y plantas de GNC”.

El artículo 56, en tanto, define los principios tarifarios aplicables a la distribución de gas por redes:

“Las tarifas serán determinadas en base a los siguientes principios tarifarios: a) las tarifas deberán asegurar el costo más bajo a los usuarios, precautelando la seguridad y continuidad del servicio así como la expansión de los sistemas de distribución, dentro del territorio nacional; b) las tarifas podrán contemplar estratificación por segmentos de consumo en las diferentes categorías de usuarios; c) las tarifas podrán ser diferenciadas para los usuarios dentro de una misma categoría, sin que ello signifique una reducción en la calidad del servicio, y las Unidades Estatales de Servicio Social podrán contar con tarifas diferenciadas; d) las tarifas podrán contemplar subsidios a ser otorgados en las diferentes categorías de usuarios, contemplando lo establecido en el inciso e) del presente artículo; e) las tarifas permitirán a las empresas distribuidoras, bajo una administración

racional, prudente y eficiente, percibir los ingresos suficientes para cubrir inversiones, todos sus costos operativos, administrativos, impuestos, depreciaciones, costos financieros y obtener un retorno adecuado y razonable.”

En 2014, el Decreto Supremo N° 1996 creó el Fondo Nacional de Gas para YPF (FONGAS YPF), que tiene el propósito de fomentar el uso del gas natural en el ámbito nacional y la expansión de proyectos de YPF en sus áreas geográficas de distribución. Según dispone el artículo 68 del mencionado decreto, los recursos del FONGAS-YPF tendrán el siguiente origen:

“Cuando YPF actúe por sí misma, los recursos del FONGAS YPF estarán constituidos por: a) el monto resultante de aplicar US\$0,48 por millar de pie cúbico sobre el volumen comercializado por YPF en la distribución de gas natural; b) el monto resultante de aplicar US\$0,16 por millar de pie cúbico sobre el volumen comercializado en la distribución de gas natural por aquellas empresas distribuidoras en las que YPF no actúe por sí misma y que cuenten con sistemas primarios de distribución de propiedad de YPF, por concepto de mantenimiento mayor y correctivo; c) los montos por concepto de multas aplicadas por el ente regulador, excepto las aplicadas a las empresas distribuidoras donde YPF no actúa por sí misma, de conformidad a lo establecido en el presente reglamento y la ley.”

En enero de 2015 fue promulgado el Decreto Supremo N° 2255 que define los

lineamientos para la determinación de los precios del gas natural suministrado a través del sistema de compresión, transporte y descarga de Gas Natural Comprimido (GNC) para su comercialización en el mercado interno. Las tarifas iniciales del sistema de GNC establecidas por el artículo 7 del mencionado decreto están integradas por tarifas de compresión (US\$0,58/millar de pies cúbicos), transporte (US\$1,77/millar de pies cúbicos) y descarga (US\$0,20/millar de pies cúbicos). Asimismo, el decreto dispone que la ANH deberá realizar una revisión tarifaria ordinaria cada cuatro años y una revisión tarifaria extraordinaria cuando los factores considerados para el cálculo de las tarifas establecidas hayan variado significativamente. Por último, el artículo 5 indica que el precio del gas para la categoría doméstica será el mismo para todos los usuarios en el país y permite que existan subsidios cruzados.

Ese mismo año, el gobierno boliviano aprobó el Decreto Supremo N° 2267, que nivela los precios y tarifas del gas natural por redes en el departamento de Tarija con relación a las tarifas aplicadas por YPF en el resto del país. En ese sentido, la norma dispone que Emtagas debe nivelar las tarifas de distribución de la categoría doméstica y sus segmentos de consumo a las aplicadas por YPF en los departamentos de La Paz, Potosí y Oruro. En tanto el precio del gas natural en el departamento de Tarija se fija en un valor máximo de US\$1,70/millar de pies cúbicos para la categoría industrial y en US\$1,70/millar de pies cúbicos para la categoría de Gas Natural Vehicular (GNV), un valor similar al aplicado por YPF en el nivel nacional.

GLP

La distribución y comercialización de GLP en Bolivia está regulada por la ANH. Actualmente, el mercado interno es atendido por YPF y empresas privadas. En 2013 se produjeron 7.682 bpd de GLP, en plantas separadoras de líquidos

de gas natural y refinerías. El principal productor es YFPB. La distribución y comercialización se realiza en observancia de lo establecido en la Ley de Hidrocarburos de 2005, el Decreto N° 24721 de 1997 y sus modificaciones, y el Decreto Supremo N° 29158 de 2007. Hoy existen 33 plantas engarradoras o de envasado (27 de YFPB y seis privadas) y 135 plantas distribuidoras de GLP en garrafas. Bolivia es importador y exportador de GLP: en 2013 exportó 134 bpd e importó 109 bpd. Los destinos de las exportaciones son Paraguay, Uruguay y Perú.

Los precios del GLP los determina cada grifo o estación de servicio de acuerdo con límites establecidos por el regulador. En efecto, la AHN calcula y publica mensualmente el precio de venta al público en el mercado interno (es el mismo para el GLP de refinería y el de plantas de separación) en aplicación del ordenamiento jurídico vigente. En 1997 el precio de GLP fue definido por el Reglamento sobre el Régimen de Precios de los Productos del Petróleo (aprobado por el Decreto Supremo N° 24914 de dicho año). Más tarde fue modificado por las siguientes normas: i) el Decreto Supremo N° 27343 de 2004 (que dispuso una nueva metodología de cálculo del precio final para el mercado interno sobre la base del margen de refinería negativo, un margen de transporte igual a cero y el mandato de que el precio final al público no podrá ser inferior a Bs.2,10 por kilogramo); ii) el Decreto N° 27959 de 2004 (que definió el precio de referencia para el GLP), y iii) el Decreto Supremo N° 28117 de 2005 (que estableció un nuevo margen de refinería y creó el diferencial de precios).²⁵ Dichas normas, promulgadas hace ya una década, explican la política de precios internos que rige actualmente en Bolivia para el GLP, cuyo objetivo principal ha sido evitar que el precio máximo final de venta al público se incremente. La expedición de los mencionados decretos supremos da cuenta de ello, pues estos han fijado un precio de referencia

del barril inalterado para el GLP de refinerías de US\$27,11 y han creado un diferencial de precios en beneficio de los productores con el fin específico de reducir el precio ex-refinería del GLP. Por mandato del Decreto Supremo N° 28117 de 2005 este diferencial de precios para las garrafas de 10 Kg (consumidores residenciales) es compensado con la emisión de Notas de Crédito Fiscal (Nocres) en favor de las empresas engarradoras y con el margen de compensación aplicado a otros productos refinados regulados como las gasolinas y el diésel. Los elementos considerados en la formación de precios del GLP de uso residencial (garrafas de 10 kg) podrían resumirse de la siguiente manera:

Precio final al público del GLP =
 $(P_R + M_R - DP) + T + M_{DM} + M_M + IVA$

P_R : precio de referencia del petróleo crudo puesto en refinería sin IVA según lo dispuesto en los Decretos N° 27691 de 2004 y N° 28117 de 2005.

²⁵ Decreto Supremo N° 28117 de 2005: "Artículo 4. (Diferencial de precios y compensación). Se establece el siguiente mecanismo para el cálculo de precios y compensación para los productos regulados:

- a) Para los casos del GLPR, GLPP y gasoil se crea un diferencial de precios igual a la diferencia entre el precio ex-refinería sin IVA vigente a la fecha de publicación del presente Decreto Supremo y los siguientes conceptos: el precio de referencia actual y el margen de refinería definido en el artículo 3 del presente Decreto Supremo. Todos estos conceptos no incluyen IVA.
- b) Para el GLPP como para el GLPR destinados a la comercialización de garrafas de 10 kilogramos dicho diferencial de precios será compensado mediante Nocres por un monto que a la fecha es de US\$5,12/Bbl (cinco 12/100 dólares americanos por barril), cifra que no incluye IVA. El desembolso de las Nocres no excederá los noventa (90) días posteriores al mes objeto de la compensación. Esta compensación deberá ser aplicada en el reglamento para el procedimiento y cálculo de la compensación por la subvención estatal al consumidor final de GLP vigente. Para el caso del GLPR, la diferencia entre el saldo del diferencial de precios y el monto a ser compensado mediante Nocres será devuelta mediante el margen de compensación. (...)"

M_R margen de refinería establecido en el Decreto Supremo N° 28117 de 2005.
DP: diferencial de precios creado por el Decreto N° 28117 de 2005 con el fin específico de reducir el precio ex- refinería del GLP.

T: transporte por poliductos y terrestre.

M_{DM} : margen del distribuidor mayorista

M_M : margen minorista.

IVA: Impuesto al Valor Agregado.

Fuente: Elaboración del autor de acuerdo con el ordenamiento jurídico vigente.

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL SECTOR ENERGÉTICO

Evolución de la matriz energética

Período 1971-74

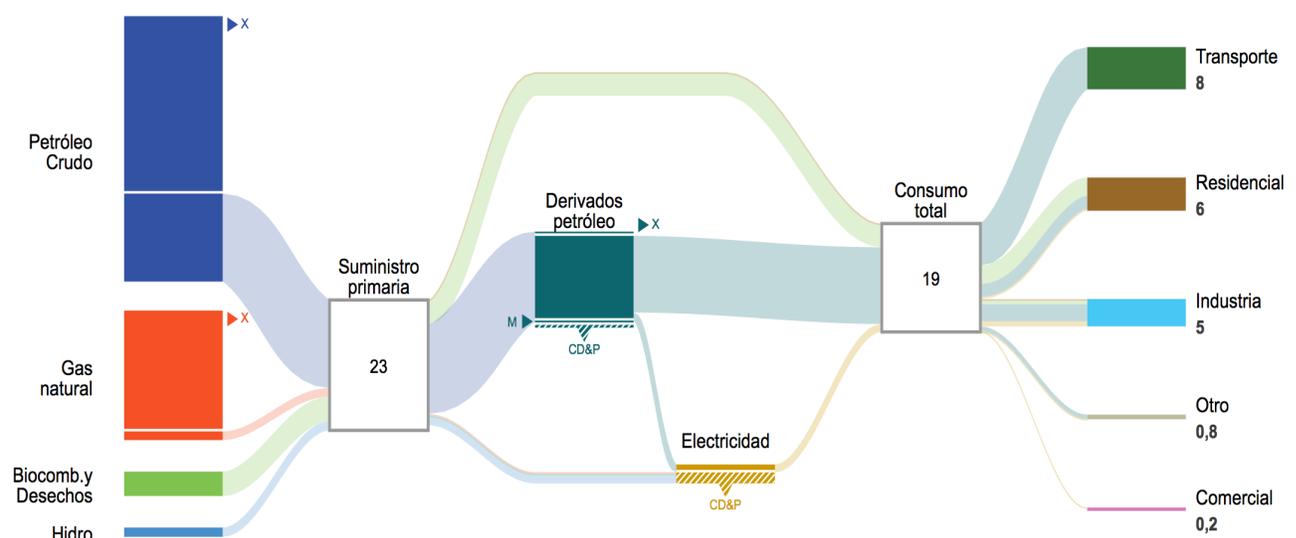
Para este período la producción de energía primaria se basó, principalmente, en petróleo crudo (el 62%), gas natural (el 30%) y energías renovables (el 8%). En el subsector eléctrico la generación de electricidad provino sobre todo de centrales hidroeléctricas (más del 80%), mientras que el

sector de mayor consumo fue el transporte, con el 39% del total, seguido por el residencial y la industria con el 31% y el 25%, cada uno.

Consumo total de energía

Entre 1971 y 1974 el consumo energético de Bolivia alcanzó 24,2 mbepd. Este consumo dependió de forma sustancial de los derivados del petróleo, que abastecieron el 74% del consumo total, mientras que el uso de biocombustibles suministró el 18% del consumo

Todas las cifras en mbep/día



Fuente: Cálculos del BID sobre datos de la Agencia Internacional de Energía. Disponible en www.iadb.org/datosenergia.

CUADRO 10

Electricidad, 1971-74	Insumos (mbepd)	Porcentaje	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	Porcentaje
Combustibles líquidos	1,37	41	131	0,2	11,4
Hidrogenación	1,66	49	963	1,44	83,4
Biocombustibles	0,11	3	11	0,02	0,95
Gas natural	0,24	7	49	0,07	4,2
Total	3,39	100	1.154	1,72	100

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

total de energía (4,4 mbepd). El porcentaje restante se distribuyó entre la energía hidráulica (el 7%) y las importaciones de derivados del petróleo (el 1%).

Electricidad

Los insumos para la generación de energía eléctrica, en tanto, llegaron a 3,39 mbepd: el 49% del total provino de la energía hidráulica y el 41%, de los combustibles líquidos. El 10% restante se compuso con un 7% de gas natural y un 3% de biocombustibles. El 51 % de estos insumos fue destinado a las centrales termoeléctricas y el 49%, a plantas hidroeléctricas.

Por su parte, el consumo eléctrico total fue de 1.154 GWh de los cuales más del 83% tuvo origen hidroeléctrico. La demanda a base de combustibles líquidos fue del 11,4%, mientras que el porcentaje restante correspondió al gas natural y los biocombustibles, tal como se observa en el siguiente cuadro.

Consumo final por sectores

El consumo sectorial para este período alcanzó 19,4 mbepd. El sector transporte representó el 39% del consumo final, con alrededor de 7,56 mbepd abastecidos por productos derivados del petróleo. En el segundo lugar se ubicó el sector residencial, con 5,94 mbepd (el 31% del total) suministrados por un 56% de biocombustibles y desechos, un 39% de derivados del petróleo y un 6% de electricidad. En tercer lugar se colocó el sector industrial, con el 25% del total, y un consumo basado en un 69% de derivados del petróleo, un 19% de electricidad, un 18% de biocombustibles y un 2% de gas natural. Por último, el sector comercial acumuló el 1% del consumo final, con la electricidad como su fuente principal de suministro de energía.

Período 1984-87

Durante este período el consumo total superó el doble del consumo promedio registrado en

CUADRO 11

Consumo por sectores	Industrial	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Combustibles líquidos	62%	100%	39%	0%	99%
Biocombustibles	18%	0%	56%	0%	0%
Electricidad	19%	0%	5%	100%	1%
Gas natural	1%	0%	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

el lapso anterior debido a un incremento en el uso de petróleo crudo, gas natural y biocombustibles. La generación de electricidad creció un 57% respecto de 1971-74 y la participación de los insumos para la generación se redistribuyó de tal forma que el gas natural se convirtió en la fuente de mayor relevancia con el 40% del total, seguido por la energía hidráulica y los derivados del petróleo. De manera similar, el consumo sectorial cambió su incidencia porcentual: el sector residencial se ubicó como el de consumo más alto con el 49% del total, seguido por el sector transporte y la industria.

Consumo total de energía

El consumo total de energía (CTE) del país totalizó 51 mbepd, lo que implica un crecimiento del 112% en comparación con el período anterior. Una vez más los derivados del petróleo representaron el grueso del consumo, con un aporte del 46% del CTE y un aumento del 44% sobre el total del período anterior. A esta fuente le siguieron los biocombustibles, que proveyeron el 33% del CTE (un 292% más que en el período anterior). El gas

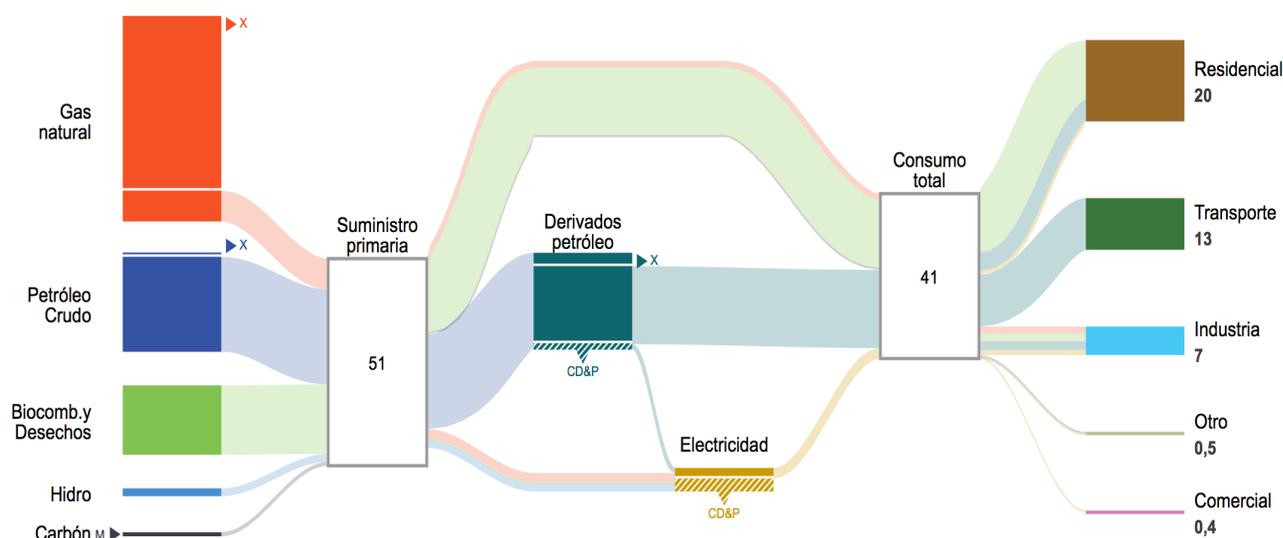
natural, por su parte, contribuyó con el 15% del consumo total y experimentó el mayor incremento en su aporte energético al superar en casi 5 veces el consumo promedio de 1,55 mbepd registrado entre 1971 y 1974. La contribución de la energía hidráulica se mantuvo en una cifra cercana a 1,93 mbepd (el 4% del CTE), y se introdujo el carbón, que alcanzó el 1% del consumo total de energía.

Electricidad

Los insumos para la generación de electricidad demandaron 5,8 mbepd, lo que representa un aumento del 71% respecto del período anterior. Entre 1984 y 1987 el gas natural tuvo un crecimiento de producción importante, que se reflejó en su aporte del 40% a los insumos para la generación, y desplazó al segundo lugar a la energía hidráulica, que suministró el 33% del total de los insumos. En tercer lugar se colocaron los productos derivados del petróleo, con el 21% del total, mientras que el 5% restante provino de los biocombustibles.

Con estos energéticos se generaron, en promedio, 1.814 GWh. Del consumo total de electricidad el 62% fue despachado desde centrales

Todas las cifras en mbep/día



Fuente: Cálculos del BID sobre datos de la Agencia Internacional de Energía. Disponible en www.iadb.org/datosenergia.

CUADRO 12

Electricidad, 1984-87	Insumos (mbepd)	Porcentaje	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	Porcentaje
Combustibles líquidos	1,23	21	199	0,3	11
Hidrogenación	1,93	33	1.120	1,67	61,7
Biocombustibles	0,3	5	26	0,04	1,4
Gas natural	2,35	40	470	0,7	26
Total	5,81	100	1.814	2,71	100

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

hidroeléctricas como resultado de su alta eficiencia en el proceso de transformación. El gas natural, en tanto, abasteció el 26%, los combustibles líquidos, el 11%, y los biocombustibles, el 1,4%.

Consumo final por sectores

El consumo sectorial para este período alcanzó 41 mbepd. El sector con mayor consumo de energía del país fue el residencial, con el 49% del total, construido a base de un 73% de biocombustibles, un 22% de productos derivados del petróleo y un 5% de electricidad. Detrás se colocó el transporte (con el 31% del consumo total), que solo usó combustibles líquidos. La industria consumió 7 mbepd (el 17% del consumo final) suministrados por un 29% de biocombustibles, un 23% de gas natural, un 23% de derivados del petróleo, un 18% de electricidad y un 7% de carbón. El sector comercial representó el 1% del total, y su consumo provino exclusivamente de la electricidad.

Período 1999-2002

Durante estos años la matriz energética de Bolivia aumentó su dependencia de los combustibles fósiles, que en este período aportaron el 78% del consumo total de energía. La producción nacional provino de dos fuentes principales, el gas natural y el petróleo crudo. La generación de electricidad creció un 119% respecto de la etapa anterior y el gas natural se mantuvo como la fuente de insumos más importante para la generación con una contribución del 68% del total, seguido por la energía hidráulica y los biocombustibles. Por otro lado, el consumo sectorial cambió su distribución porcentual: el transporte fue el sector de mayor consumo (con el 41% del total); detrás se ubicaron el sector industrial y el residencial.

Consumo total de energía

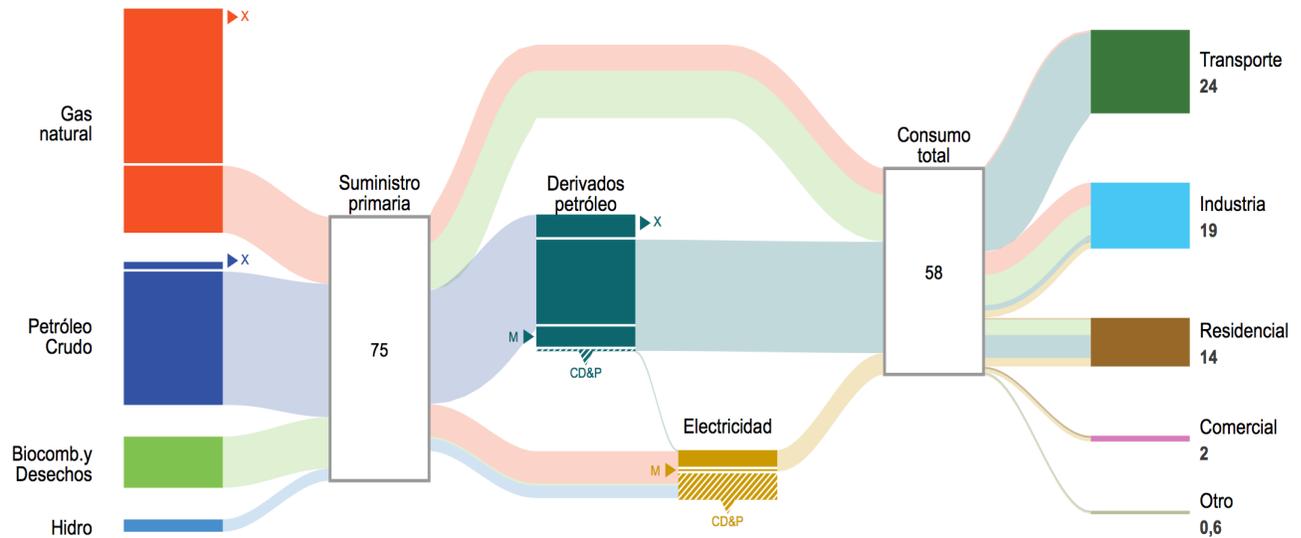
En este período el consumo total alcanzó 81 mbepd, lo que implica un aumento del 58% con relación a la etapa anterior. Los derivados del

CUADRO 13

Consumo por sectores	Industrial	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Electricidad	18%	0%	5%	100%	8%
Combustibles líquidos	23%	100%	22%	0%	92%
Carbón	7%	0%	0%	0%	0%
Gas natural	23%	0%	0%	0%	0%
Combustibles renovables	29%	0%	73%	0%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

Todas las cifras en mbep/día



Fuente: Cálculos del BID sobre datos de la Agencia Internacional de Energía. Disponible en www.iadb.org/datosenergia.

petróleo conservaron su posición dominante dentro del CTE con un aporte equivalente al 47% del total. En segundo lugar se situó el gas natural: con el 23% del total y un crecimiento del 150% respecto del período anterior desplazó a los biocombustibles, que con una contribución del 18% del CTE mostraron una caída del 15% en comparación con su provisión promedio entre 1984 y 1987. La energía hidráulica, en tanto, sostuvo su participación del 4% en el CTE y experimentó un crecimiento del 80%. Por otra parte, durante estos años no se registró el consumo de carbón pero, a diferencia del período 1984-87, se consignó la importación de derivados del petróleo (representaron el 7% del CTE).

Electricidad

Los insumos para la generación de electricidad demandaron 13,58 mbepd. Esta cifra marca un incremento del 134% respecto del período anterior. Este cambio fue impulsado por el gas natural, que expandió su incidencia casi un 300% en comparación con el período anterior y representó el 68% del total de los insumos.

Le siguieron la energía hidráulica, con el 26% del total; los biocombustibles, con el 4%; y los derivados del petróleo, con el 2%.

Con estos energéticos se generaron, en promedio, 3.981 GWh. Del consumo total, el 51% fue despachado desde centrales hidroeléctricas debido a su alta eficiencia en el proceso de transformación. En segundo lugar se colocó el gas natural, que aportó el 47%, mientras que el 2% restante provino de la participación equitativa de los combustibles líquidos y los biocombustibles.

Consumo final por sectores

El consumo sectorial para este período creció un 40% hasta alcanzar 58,34 mbepd. El transporte fue el sector de mayor consumo, con un 41% del total y 23,64 mbepd provistos por un 97% de derivados del petróleo y un 3% de gas natural. A este sector le siguió la industria con 19 mbepd (equivalentes al 32% del consumo final) suministrados por un 46% de biocombustibles, un 35% de gas natural, un 10% de electricidad y un 9% de derivados del petróleo. En tercer lugar se ubicó el sector residencial (con el 24% del

CUADRO 14

Electricidad, 1999-2002	Insumos (mbepd)	Porcentaje	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	Porcentaje
Combustibles líquidos	0,31	2	51,5	0,1	1
Hidrogenación	3,48	26	2.016	3	51
Biocombustibles	0,62	4,5	54	0,1	1
Gas natural	9,17	67,5	1.862	2,8	47
Total	13,58	100	3.981	5,9	100

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

total) con un consumo a base del 47% de derivados del petróleo, el 34% de biocombustibles, el 18% de electricidad y el 1% de gas natural.

Período 2005-08

Durante este período la producción de gas natural se triplicó respecto del período anterior, hecho que originó un mayor aporte de esta fuente en el consumo total de energía y en los insumos para la transformación de electricidad. En tanto, la generación de electricidad creció el 37% en comparación con el período anterior, y un 75% de los insumos para la generación provino del gas natural. El consumo sectorial mantuvo su distribución porcentual, por eso el transporte continuó siendo el sector de mayor consumo, seguido por la industria y el sector residencial.

Consumo total de energía

El consumo total alcanzó 126,2 mbepd, lo que simboliza un aumento del 56% en relación

con el período anterior. Con un aporte del 41% del total, los productos derivados del petróleo conservaron su posición dominante en el CTE. En segundo lugar se colocó el gas natural con el 36% del total y un incremento del 136% en comparación con el período anterior. Los biocombustibles contribuyeron con el 14% del CTE, lo que implica un aumento del 19% respecto de su participación promedio entre 1999 y 2002. Por su parte, la energía hidráulica sostuvo su incidencia relativa del 3% en el CTE, al igual que la importación de derivados del petróleo, que representó el 6% del consumo total.

Electricidad

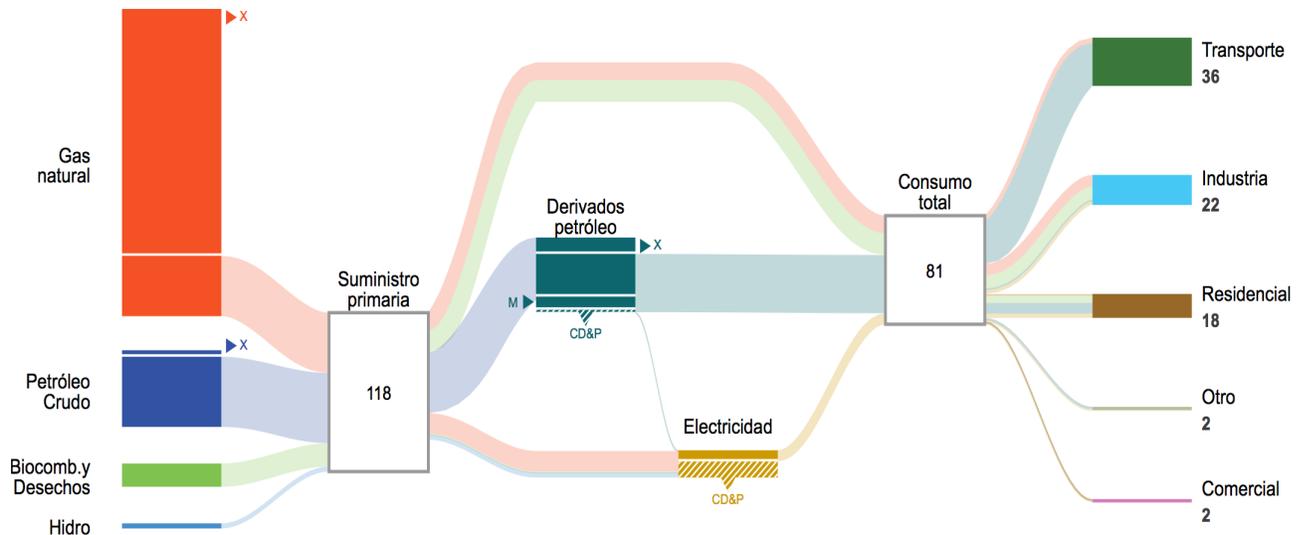
Los insumos de energía para la transformación eléctrica alcanzaron 20,3 mbepd. Este consumo muestra un aumento del 49% respecto del período anterior impulsada, una vez más, por el gas natural, que creció un 67% con relación

CUADRO 15

Consumo por sectores	Industrial	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Electricidad	10%	0%	18%	86%	37%
Combustibles líquidos	9%	97%	47%	5%	63%
Gas natural	35%	3%	1%	9%	0%
Combustibles renovables	46%	0%	34%	0%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

Todas las cifras en mbep/día



Fuente: Cálculos del BID sobre datos de la Agencia Internacional de Energía. Disponible en www.iadb.org/datosenergia.

a la etapa anterior y representó el 75% del total de los insumos. A esta fuente le siguió la energía hidráulica, con el 19% del total. El 6% restante provino de los biocombustibles y los derivados del petróleo que suministraron un 3% cada uno.

Con estos energéticos se generaron, en promedio, 5.437 GWh. Por primera vez el despacho de carga desde termoeléctricas a base de gas desplazó la generación de plantas hidroeléctricas. Del consumo total de electricidad, el 57% fue originado en centrales de gas y el 40% en centrales hidroeléctricas. El 3% restante

provino de los combustibles líquidos y los biocombustibles con el 2% y el 1% respectivamente.

Consumo final por sectores

El consumo sectorial para este período creció un 38% y llegó a 80,1 mbepd. El sector transporte representó la mayor porción del consumo final de energía, con el 44% del total y 35,86 mbepd abastecidos por un 89% de derivados del petróleo y un 11% de gas natural. A este sector le siguió la industria con 22 mbepd (equivalentes al 28% del consumo final) provistos por un 44% de biocombustibles, un 38% de gas natural, un

CUADRO 16

Electricidad, 2005-08	Insumos (mbepd)	Porcentaje	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo eléctrico (mbepd)	Porcentaje
Combustibles líquidos	0,54	3	87,8	0,1	2
Hidrogenación	3,8	19	2.188	3,3	40
Biocombustibles	0,68	3	59,5	0,1	1
Gas natural	15,27	75	3.101,3	4,6	57
Total	20,27	100	5.436,5	8,1	100

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

CUADRO 17

Consumo por sectores	Industrial	Transporte	Residencial	Comercial	Otros
Electricidad	12%	0%	18%	79%	23%
Combustibles líquidos	6%	89%	44%	6%	77%
Gas natural	38%	11%	2%	15%	0%
Combustibles renovables	44%	0%	35%	0%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de la AIE.

12% de electricidad y un 6% de derivados del petróleo. El sector residencial ocupó el tercer lugar de importancia en el consumo con el 22% del total y su suministro de energía dependió en un 44% de derivados del petróleo, un 35% de biocombustibles, un 18% de electricidad y un 2% de gas natural.

Evolución institucional del sector energético

Principales reformas

Las más recientes reformas en el sector energético se inician con la promulgación de la Constitución Política del Estado (CPE) que establece los lineamientos y principios del régimen económico boliviano que sustentaría y apoyarían la estrategia de nacionalización de los recursos energéticos del Bolivia, desde el año 2006.

La promulgación de la Ley N°466 o Ley de Empresa Pública de 2013, cambió radicalmente la estructura de las empresas del sector energético, creando cuatro tipos de empresas públicas:

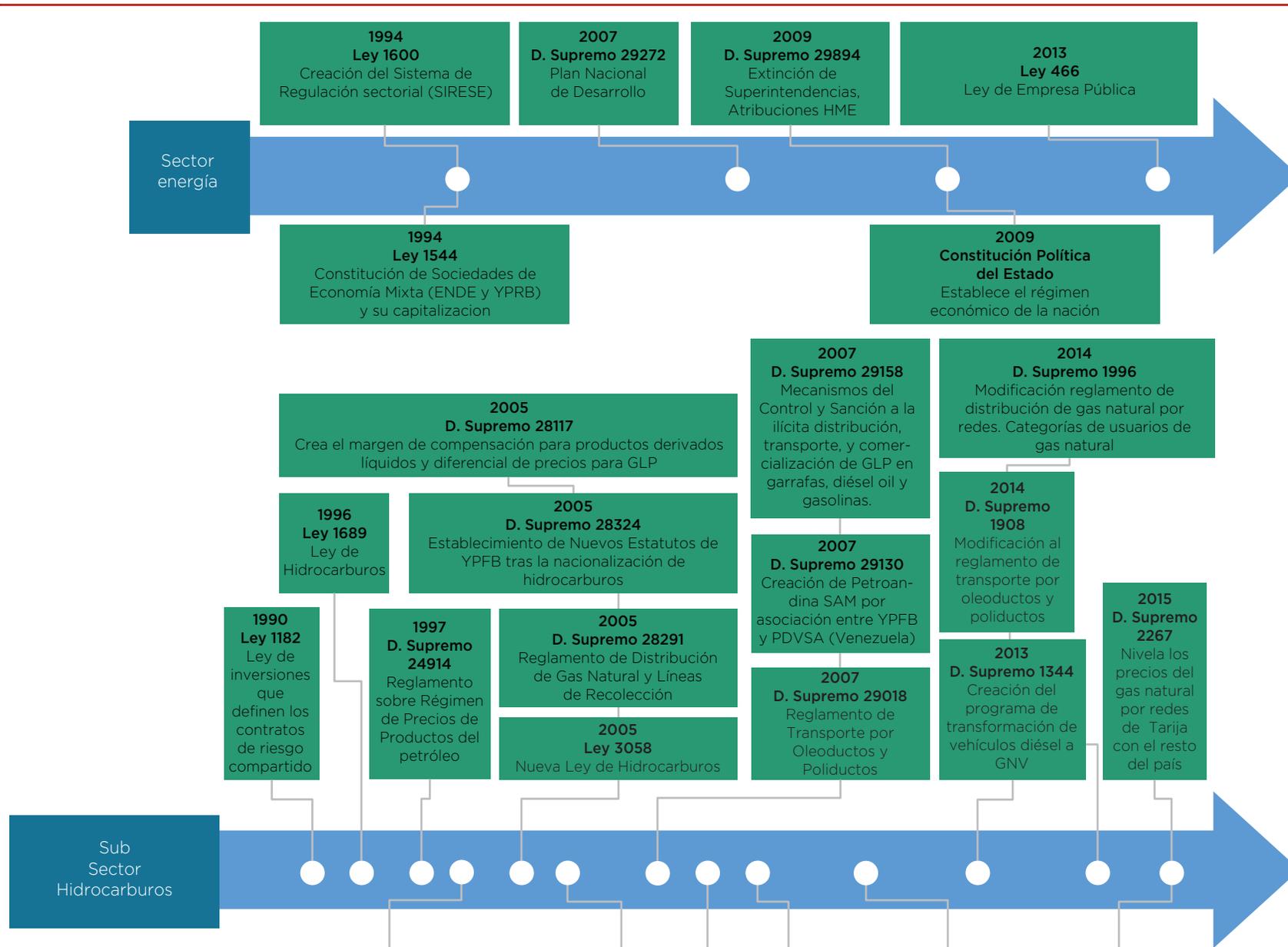
- Empresa estatal: su patrimonio pertenece en un 100% al nivel central del Estado. En el subsector eléctrico, la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), es la empresa nacional estatal que opera las empresas eléctricas subsidiarias y filiales; en el sub

sector de hidrocarburos, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) es la empresa estatal de hidrocarburos encargada de operar y desarrollar la cadena de hidrocarburos.

- Empresa Estatal Mixta: su patrimonio está constituido por aportes del nivel central del Estado mayores al 70% y menores al 100% y aportes privados de origen interno y/o aportes de empresas públicas o privadas extranjeras.
- Empresa Mixta: patrimonio constituido por aportes del nivel central del Estado desde el 51% y hasta el 70%, y aportes privados de origen interno y/o aportes de empresas públicas o privadas extranjeras.
- Empresa Estatal-Intergubernamental: patrimonio constituido por aportes del nivel central del Estado desde el 51% y menores al 100% y aportes de las Entidades Territoriales Autónomas.

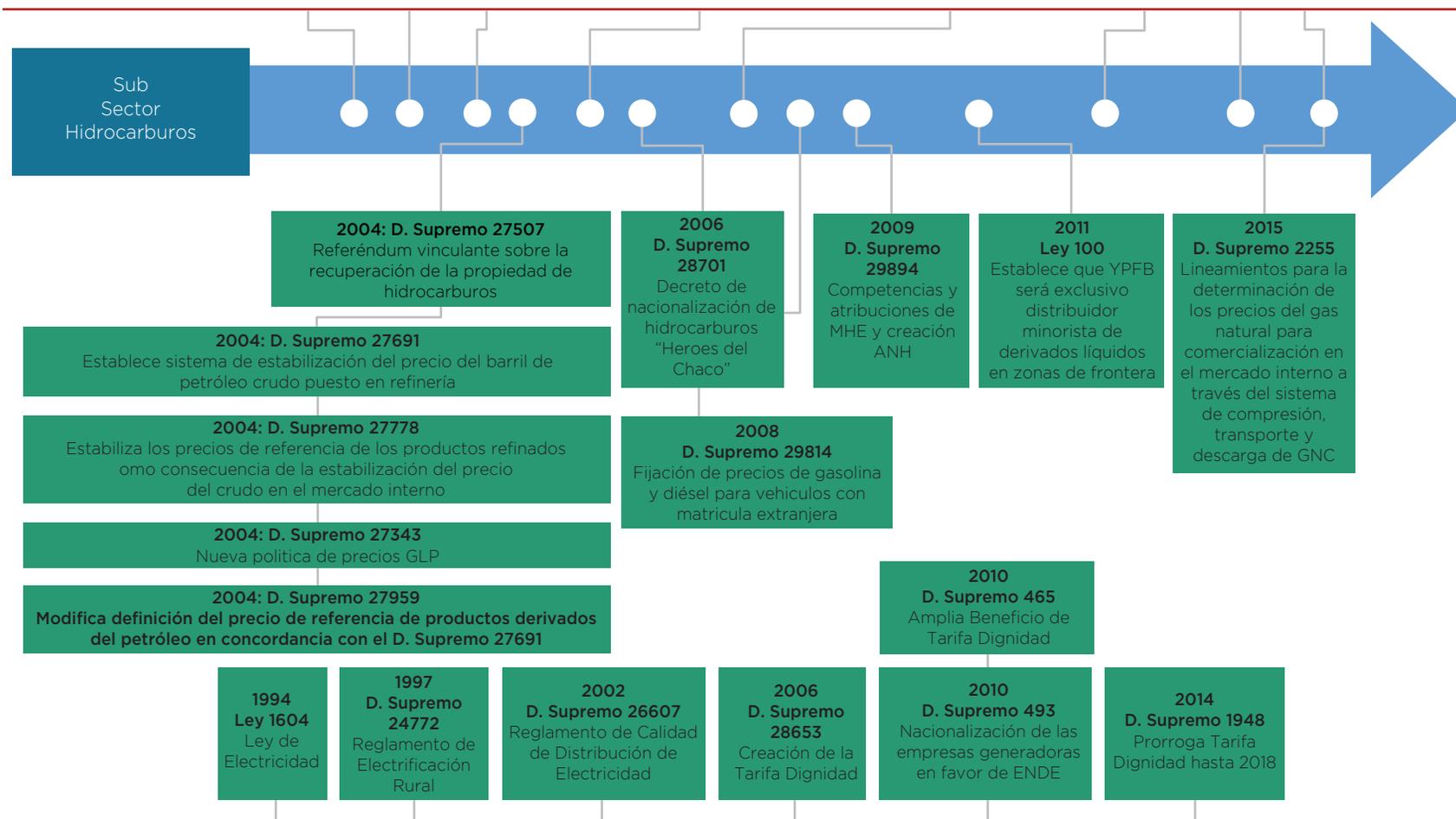
Las disposiciones sobre regulación de las actividades de los subsectores, fueron establecidas por la Ley N°1600 de 1994 que creó el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), cuyo objetivo primordial fue regular, controlar y supervisar actividades de varios sectores económicos en Bolivia por medio de superintendencias. Éstas desaparecen como reguladores del sector energético con la aprobación del Decreto Supremo N°29894 de 2009, que da paso a la creación de la Autoridad de

Evolución del marco regulador del sector energético, el subsector eléctrico y el subsector de hidrocarburos



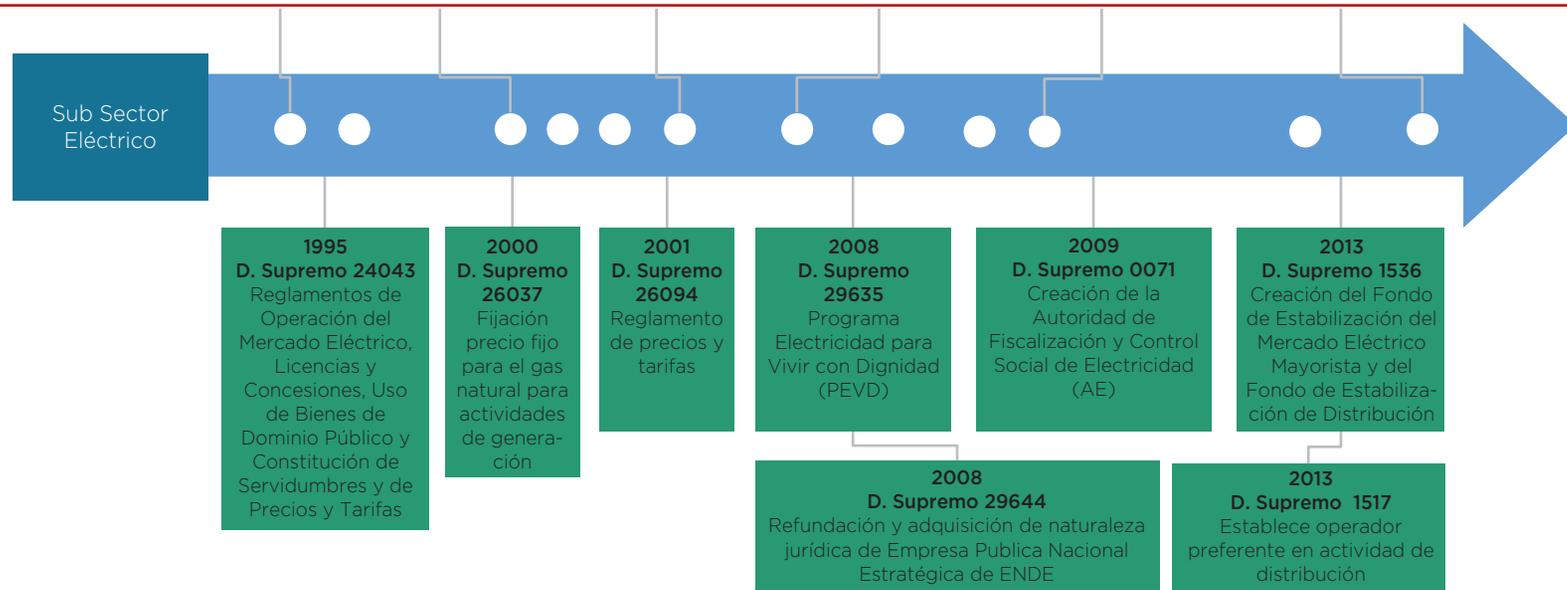
(continúa en la página siguiente)

Evolución del marco regulador del sector energético, el subsector eléctrico y el subsector de hidrocarburos (continuación)



(continúa en la página siguiente)

Evolución del marco regulador del sector energético, el subsector eléctrico y el subsector de hidrocarburos (continuación)



Fuente: Elaboración del autor.

Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (AHN). Adicionalmente, este Decreto define las atribuciones y obligaciones de los ministerios y viceministerios del órgano ejecutivo, incluyendo el Ministerio de Hidrocarburos y Minas (MHE).

La evolución del sub-sector eléctrico en Bolivia en las últimas tres décadas está marcada por la Ley N°1604 o Ley de Electricidad de 1994. Esta ley estableció los principios de la actividad eléctrica en Bolivia, definiendo una nueva estructura institucional e industrial. La Ley de Electricidad desincentiva la integración vertical de las actividades de sub-sector, y buscó potenciar el mercado eléctrico e incrementar las inversiones privadas en la generación y distribución, y se privatizó la transmisión. Así mismo, esta Ley establece los tipos de consumidores, el otorgamiento de licencias y concesiones, las importaciones, exportaciones de electricidad e interconexiones de electricidad. Se definen las funciones y atribuciones del ente regulador, que para ese momento, era la Superintendencia de Electricidad; y se determina la estructura del subsector en dos sistemas: i) Sistema Interconectado Nacional (SIN), que incluye la operación de generación, transmisión y la creación del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); ii) Sistemas Aislados, que pueden operar bajo integración vertical, a diferencia del SIN. Esta Ley también define las condiciones para las concesiones y las licencias para desarrollar actividades de la industria eléctrica y para los contratos de suministro de electricidad.

Adicionalmente, se establecen los precios y las tarifas de los consumidores regulados, los precios de generadores a distribuidores, precios máximos de transmisión y precios máximos de distribución. Pese a las reformas estructurales en la década del 2000, la Ley de Electricidad de 1994 sigue vigente. En 1995, se aprueba el

Decreto Supremo N°24043 que contiene los siguientes reglamentos: operación del mercado eléctrico, concesiones y licencias, uso de bienes de dominio público y de precios y tarifas. Respecto del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, éste se deroga en 2001 por medio del Decreto Supremo N°26093. Este reglamento se modifica posteriormente en 2008 y 2012.

En 2001, se prueba el Decreto Supremo N°26094 con el que se deroga el Reglamento de Precios y Tarifas de 1995, en respuesta a los cambios al reglamento del mercado eléctrico en 2001. Un acontecimiento relevante en el sub-sector, ocurre en 2006 con la creación de la “Tarifa Dignidad”, reglamentada en el Decreto Supremo N°28653. El mismo plantea un acceso más favorable a la energía eléctrica a las familias vulnerables (descuento de 25% promedio de la tarifa vigente para los consumidores domiciliarios atendidos en el SIN y SA con consumos de hasta 70 kWh por mes). Esta tarifa fue extendida por 4 años más en el año 2014 en virtud del Decreto Supremo 1948 de 2014.

Por medio del Decreto Supremo N°27302 de 2003, se crean el Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista y el Fondo de Estabilización de Distribución con el fin de estabilizar las tarifas de electricidad y limitar la variación de las tarifas.

En el año 2005 el Decreto Supremo N°28146 creó la “Tarifa Solidaria” para el suministro de electricidad a pequeños consumidores residenciales de bajos recursos (consumo mensuales menores o iguales a 50 kWh). La tarifa es equivalente al 5% del salario mínimo vigente. En ese mismo año, la legislación indica nuevos criterios para la determinación de estructuras tarifarias, creando la “Tarifa Social” a fin de obtener una disminución promedio de 25%.

En 2008, la Empresa Nacional de Electricidad de Bolivia (ENDE) creada en 1962, se refunda por medio del Decreto Supremo

N°29644 y adquiere naturaleza jurídica de empresa estatal, en representación del Estado y cuya finalidad es la participación en toda la cadena productiva de la industria eléctrica. En 2010, por medio del Decreto Supremo N°493, se nacionaliza el paquete accionario de las empresas generadoras privadas, en favor de ENDE. Más adelante, en 2012, se nacionaliza la empresa distribuidora Iberbolivia y ENDE asume sus actividades y también se nacionalizan las acciones de la empresa transportadora TDE (Decreto Supremo N°1214), que hasta entonces era propiedad de Red Eléctrica de España (REE). En 2013, la empresa estatal se consolida a través de la definición de la estructura de ENDE Corporación, la estructura organizacional y funciones de ENDE Matriz.

El año 2009 se crea la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) por medio del Decreto Supremo N°0071. Hasta ese entonces, la autoridad reguladora era la Superintendencia de Electricidad que, fundada en 1994 en el marco de la Ley N°1600, reglamentó el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) reuniendo diversos organismos de regulación en diferentes sectores de la economía boliviana.

En cuanto al sub-sector hidrocarburos la Ley N°1689 de 1996 o Ley de Hidrocarburos establece los principios generales relativos a la propiedad y a la concesión de hidrocarburos en Bolivia. Para ese momento, YPFB estaba facultado para explorar y explotar los campos de hidrocarburos y comercializar los productos derivados en nombre del Estado. La ley consideraba que el transporte de hidrocarburos y la distribución de gas natural debían ser regulados por la Superintendencia de Hidrocarburos. Esta ley también clasifica las actividades del sub sector en Bolivia en: exploración, explotación, comercialización y transporte, refinación e industrialización y distribución de gas natural por redes e incorpora la modalidad de

contrato de riesgo compartido en la sub-sector de hidrocarburos.

Por medio de estos contratos, empresas nacionales o extranjeras desarrollaban actividades en el sub sector y se suscribían con YPFB. El plazo máximo no debía exceder los 40 años. Este tipo de contrato fue definido en la Ley N°1182 de 1990 o Ley de Inversiones y fue incorporado al subsector de hidrocarburos con la Ley de 1996. En esta última Ley, se definieron las regalías de las actividades del subsector: 12% (11% regalía de participación departamental de la producción en boca de pozo y 1% regalía nacional compensatoria); se define también una participación de 6%, a favor de YPFB, en la producción de hidrocarburos existente que debe ser transferida al Tesoro General de la Nación (TGN).

Más adelante en 2004, el gobierno boliviano realiza una consulta popular a través de un referéndum vinculante sobre la política de hidrocarburos. Se consultó a los ciudadanos bolivianos y se aprobó la recuperación de la propiedad de los hidrocarburos (en boca de pozo) para el Estado boliviano, la abrogación de la Ley de Hidrocarburos N°1689 de 1996 y la refundación de YPFB. Este referéndum ocurre durante el gobierno del presidente Carlos Mesa Gisbert, quien renuncia a su cargo en 2005. En ese mismo año es elegido el presidente Evo Morales.

En este contexto, se promulga una nueva Ley de Hidrocarburos (Ley N°3058 de 2005) como respuesta al mandato popular que requería una nueva legislación. La misma, dicta la política y organización institucional del sector, clasifica y define las actividades de toda la cadena y crea el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) a la producción en boca de pozo. Además, se realizan modificaciones a las condiciones de las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos, de acuerdo con la recuperación de los hidrocarburos por parte del Estado. En materia

de contratación, la Ley de 2005, establece que los antiguos contratos de riesgo compartido de la extinta Ley de Hidrocarburos, debieron ser transformados a la condiciones de contratos de asociación, operación y producción compartida, descritos en la nueva Ley; se declara al gas natural como recurso estratégico y se fija la política de distribución de gas natural por redes en el territorio nacional.

También, en 2005, se promulga el Decreto Supremo N°28324, que redefine las atribuciones de YPFB luego de su refundación en la Ley N°3058. Este decreto tiene el propósito de recuperar la propiedad estatal de las acciones en las empresas petroleras capitalizadas en toda la cadena de hidrocarburos.

En 2006, la promulgación del Decreto de Nacionalización de Hidrocarburos “Héroes del Chaco” (N° 28701), el Estado recupera la propiedad y el control de la industria del subsector hidrocarburos. El Decreto indica que las empresas que hasta el momento realizaban actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional, estaban obligadas a entregar en propiedad a YPFB toda la producción de hidrocarburos. De esta manera, se establece que las acciones que formaban parte del Fondo de Capitalización Colectiva en las empresas petroleras capitalizadas Chaco S. A., Andina S. A. y Transredes S. A., se transfieren en propiedad a YPFB, a título gratuito. Adicionalmente, YPFB, a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asumiría su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno, como para la exportación y la industrialización.

Con el Decreto de Nacionalización se redefinen también las condiciones de las regalías. Estableciéndose que para los campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido superior a los

100 millones de metros cúbicos diarios, el valor de la producción se distribuirá en 82% para el Estado (18% de regalías y participaciones, 32% de Impuesto Directo a los Hidrocarburos - IDH y 32% a través de una participación adicional para YPFB), y 18% para las compañías (que cubre costos de operación, amortización de inversiones y utilidades)”. Además se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas Chaco S. A., Andina S. A., Transredes S. A., Petrobrás Bolivia Refinación S. A. y Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia S. A.

En 2008, se crea la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) como una empresa autárquica de derecho público, bajo la tuición de MHE y de YPFB. Su objetivo principal es promover, realizar y ejecutar estudios y proyectos, tanto en el territorio nacional como en el extranjero en materia de separación de gas natural, petroquímica en general y otras actividades de industrialización de hidrocarburos. Hasta el 2016, se pretende abastecer primero la demanda interna de productos de industrialización del mercado nacional y exportar los excedentes.

Respecto al Ente Regulador del subsector, la ANH fue creada en reemplazo de la Superintendencia de Hidrocarburos, extinta por medio del Decreto Supremo N°29894 de 2009. Esta entidad había desempeñado labores de regulación en el segmento Downstream, mientras que en el segmento Upstream, el regulador principal era el Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (VMEEH). Éste último se encargaba del control y la fiscalización de las instituciones y empresas en las actividades de exploración y producción, además de formular, ejecutar y evaluar políticas de desarrollo en este segmento. En el año 2013 con la Ley N°466 de la Empresa Pública, se establece que la regulación, supervisión y fiscalización de todas las actividades del subsector

de hidrocarburos serán competencia exclusiva de la ANH, en arreglo al artículo 365 de la CPE.

En el año 2009, el régimen de contrato petrolero se estableció a partir de la Constitución Política del Estado (CPE) en sus artículos 351 y 362. Este mandato constitucional explica las disposiciones sobre la propiedad, desarrollo y forma de aprovechamiento de los hidrocarburos y la vigencia del Contrato de Servicios con YPFB como la única modalidad de contrato petrolero en el país.

Gas natural en Bolivia

La Política Nacional de Hidrocarburos, consignada en la Ley N°3058 de 2005, establece como objetivo primordial la masificación del uso del gas natural en el mercado interno, que supondrá la mejora en la calidad de vida de los bolivianos. La mayor parte de la legislación sobre gas natural en Bolivia se encuentra consignada en la Ley de Hidrocarburos de 2005, desarrollada por el Decreto Supremo N°28291 de 2005 que reglamenta la distribución de gas natural por redes. Este último fue abrogado en 2014 por el Decreto Supremo N°1996 que define nuevos reglamentos para la distribución de gas natural por redes y para el diseño, construcción, operación de redes de gas natural e instalaciones internas.

En la actualidad, el gas natural representa el mayor producto de exportación del país, cuyos destinos son Brasil y Argentina. Se han suscrito el contrato GSA con Petrobras de Brasil, desde 1996, con una vigencia de 20 años, a partir de 1999 hasta 2019. Además se han suscrito contratos interrumpibles de compra venta de gas entre YPFB y Compañía Matto-Grossense.

Por su parte, en 2006, se suscribe un contrato con la empresa argentina ENARSA con una vigencia de 20 años (desde 2007 hasta 2026), aunque Bolivia exporta gas natural hacia Argentina desde 1969. También se firmó un contrato interrumpible con ENARSA en 2012.

Según datos del Balance Energético Nacional de 2013 del MHE, durante ese año se exportaron en promedio 280,457 barriles equivalentes por día de gas natural, de los cuales según datos de YPFB el 68% tuvo como destino a Brasil y el 32% restante Argentina.

Actualmente en Bolivia la fuente predominante y de mayor crecimiento para la generación eléctrica es el gas natural. Lo anterior, se explica con la entrada en vigencia del Decreto Supremo N°26037 de 2000, que fija el precio del gas natural para la generación eléctrica y que se ha mantenido inalterado desde el año 2001..

Nacionalizaciones de hidrocarburos en Bolivia

Los antecedentes de los procesos de nacionalización de hidrocarburos en Bolivia se inician en 1916, durante el gobierno del presidente Ismael Montes, quien promulgó la Ley de Reserva Fiscal (considerada la primera Ley de Hidrocarburos) para terminar con las concesiones de grandes extensiones de tierras, otorgadas a empresas chilenas para la exploración petrolera, que luego eran vendidas al empresario William Braden. Esta ley indicaba que el 10% de las regalías debía ser transferido al Estado. En 1921 el presidente José Gutiérrez Guerra abolió la mencionada ley y proclamó una nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, que reivindicaba la propiedad nacional de los hidrocarburos, autorizaba la contratación para la explotación mediante arrendamientos temporales por un período de 66 años y aumentaba las regalías para el Estado al 11% de la producción. Al amparo de la ley derogatoria, Gutiérrez Guerra aprobó la concesión de 1 millón de hectáreas en favor de la empresa Richmond Levering, que cedió sus concesiones a la Standard Oil sin el conocimiento y el consentimiento de las autoridades bolivianas. A partir de esta cesión y de nuevas adquisiciones, hacia 1926 la empresa acumulaba cerca de 7 millones de hectáreas.

Según el MHE e YPFB, en el subsector de hidrocarburos ha habido tres nacionalizaciones. La primera nacionalización de petróleo así como la confiscación de bienes pertenecientes a la Standard Oil se remontan a 1937, durante la presidencia del coronel David Toro. Previamente, en 1936, se había creado YPFB a fin de promover las actividades en el subsector, con la responsabilidad de explorar, explotar y comercializar petróleo y sus derivados. Ese año las actividades de minería e hidrocarburos se separaron de las de industria y comercio, lo que dio origen al Ministerio de Minas y Petróleos, que fue suprimido en 1942 (sus competencias fueron incorporadas al Ministerio de Economía Nacional). Más adelante, en 1952, en el gobierno del presidente Víctor Paz Estenssoro, el Ministerio de Minas y Petróleos fue restablecido como actor fundamental en la recuperación de los recursos naturales y con facultades de inspección y control de la gestión y la administración de la Corporación Minera de Bolivia, YPFB, el Banco Minero de Bolivia y el Instituto Metalúrgico Boliviano. En 1956, aún durante el mandato de Paz Estenssoro, se aprueba el Código de Petróleo, o Davenport, que respalda la estrategia de Estados Unidos. La normativa liquida YPFB, transfiere las áreas de reserva a la compañía norteamericana Gulf Oil (que era la misma empresa Standard Oil) y establece utilidades del 19% para el Estado y del 80% para la Gulf. Durante los 14 años de vigencia del Código 14 empresas extranjeras ingresaron en Bolivia para realizar actividades de exploración.

La segunda nacionalización se produjo en 1969, durante el gobierno del General Alfredo Ovando Candía: por medio de la derogación del Código Davenport, a fin de incluir el gas natural, se nacionalizaron los bienes de Gulf. Además, ese año se inició la exportación de gas natural a Argentina. En 1970 se creó el Ministerio de Hidrocarburos y Energía de modo que estas

actividades quedaron separadas del sector minero y del metalúrgico.

La tercera nacionalización, y la más reciente, sucedió en 2006, durante el gobierno del actual presidente Evo Morales, quien aprobó el Decreto de Nacionalización Héroes del Chaco por medio del cual el Estado recuperó la propiedad y el control de los hidrocarburos a través de YPFB. Este proceso supuso la modificación de los contratos firmados hasta la fecha con las empresas petroleras y la realización de ajustes de las regalías en favor del Estado boliviano (que no serán inferiores al 50% de la producción de hidrocarburos). En el caso de que la producción superase los 100 millones de pies cúbicos diarios, el aporte al Estado sería equivalente al 82% (un 18% de regalías, un 32% del IDH y un 32% de una participación adicional para YPFB), mientras que el 18% restante estaría destinado a cubrir costos de operación, amortización de inversiones y utilidades por parte de las compañías. El decreto estipulaba un plazo de 180 días para que las empresas regularizaran sus actividades en conformidad con las disposiciones de la nacionalización y ejecutaran las modificaciones a los contratos existentes.

YPFB Petroandina SAM

YPFB Petroandina SAM es una Sociedad Anónima Mixta fundada en 2007 en Bolivia a partir de acuerdos de cooperación entre YPFB y PDVSA de Venezuela.²⁶ Más tarde el Decreto Supremo N° 29130 (también de 2007) determinó que las actividades de exploración y explotación en áreas reservadas en favor de YPFB podían ser realizadas de manera directa por la empresa o en asociación, a través de la conformación de Sociedades de Economía Mixta (SAM). El 60% de la participación de Petroandina corresponde a YPFB y el 40%, a

²⁶ Decreto Supremo N° 29009 de 2007.

PDVSA. En enero de 2015 la sociedad efectuó la primera perforación de exploración en el norte de La Paz, zona de la Amazonía boliviana, específicamente en el pozo Lliquimuni. Según YPFB, las exploraciones se iniciaron en 2008 en zonas no tradicionales como Lliquimuni, Sécore, Madidi, Chispani y Chepite y estuvieron a cargo de la empresa china Sinopec International

Petroleum Service. En 2013, la sociedad YPFB Petroandina SAM inició la perforación del pozo Timboy X2, en el departamento de Tarija, donde está previsto encontrar reservas de 0,7 TPC de gas natural. Asimismo, está proyectada la realización de trabajos sísmicos 3D en los departamentos de Beni y Pando con el fin de aumentar la reservas del país.

REFERENCIAS

- AE (Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad). 2013. Tarifa Dignidad. Resoluciones, normas, datos estadísticos y cuentas bancarias de las empresas receptoras. Disponible en línea en: <http://www.ae.gob.bo/aewebmobile/main?mid=1&cid=18>.
- . 2014. El sector en cifras. Disponible en línea en: <http://www.ae.gob.bo/aewebmobile/main?mid=1&cid=103>.
- . 2015. Misión y visión. Disponible en línea en: <http://www.ae.gob.bo/aewebmobile/main?mid=1&cid=33>.
- ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). 2013. Ductos y transportes. Volúmenes de gas natural transportados por empresas gestión 2013-2014. Disponible en línea en: http://www.anh.gob.bo/g.php?myfile=InsideFiles/Documentos/Documentos_Id-127-140505-02.pdf.
- . 2015. Identidad institucional. Disponible en línea en: <http://www.anh.gob.bo/index.php?N=identidad>.
- Banco Mundial. 2014. Datos de libre acceso del Banco Mundial: Bolivia. Disponibles en línea en: <http://datos.bancomundial.org/pais/bolivia>.
- Censo Nacional de Población y Vivienda. 2012. Disponible en línea en: www.ine.gob.bo:8081/censo2012/PDF/resultados-CPV2012.pdf.
- CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga). 2016. Agentes del MEM. Disponible en línea en: http://www.cndc.bo/agentes/lista_agentes.php.
- . 2015. Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia, 2025. Disponible en línea en: www.cndc.bo/media/archivos/boletines/peebol2025.pdf.
- CPE (Constitución Política del Estado). 2009. Artículos 320 y 378. Disponible en línea en: http://www.mindef.gob.bo/mindef/sites/default/files/nueva_cpe_abi.pdf.
- ENDE (Empresa Nacional de Electricidad). 2015. Presentación y plan estratégico. Disponible en línea en: <http://www.ende.bo/bienvenida> y <http://www.ende.bo/plan-estrategico>.
- Gobierno de Bolivia. 2013. Ley N°466 de la Empresa Pública. Artículo 6: Tipología de las empresas públicas del nivel central del Estado. Disponible en línea en: <http://gacetaoficialdebolivia.gob.bo/index.php/normas/descargar/149758>.
- IBCE (Instituto Boliviano de Comercio Exterior). Comercio Exterior de Bolivia 2013. Disponible en línea en: <http://ibce.org.bo/images/publicaciones/ce-220-Cifras-Comercio-Exterior-Bolivia-2013.pdf>.
- Lexivox. 2012. Bolivia: Ley Financiamiento/Presupuesto General del Estado/Gestión 2013. Lexivox, portal jurídico libre. Disponible en línea en: <http://www.lexivox.org/norms/BO-L-N317.xhtml>.
- . 2013. Bolivia: Ley Financiamiento/Presupuesto General del Estado/Gestión 2014. Disponible en línea en: <http://www.lexivox.org/norms/BO-L-N455.xhtml>.
- . 2014. Bolivia: Ley Financiamiento/Presupuesto General del Estado/Gestión 2015.

- Disponible en línea en: <http://www.lexivox.org/norms/BO-L-N614.xhtml>.
- MHE (Ministerio de Hidrocarburos y Energía). 2009. Plan de desarrollo energético-Análisis de Escenarios: 2008-2027. La Paz, julio de 2009. Disponible en línea en: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/phocadownload/PLAN%20DE%20DESARROLLO%20ENERG%C3%89TICO.pdf>.
- . 2012. Ministerio de Hidrocarburos y Energía: Boletín Estadístico 2012. Disponible en línea en: <http://www.hidrocarburosbolivia.com/downloads/ANUARIO%20BOLETIN%20%20ESTADISTICO%20MHE%202012.pdf>.
- . 2013a. Balance Energético Nacional 2000 - 2013. Disponible en línea en: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/publicaciones/balance-energ%C3%A9tico/balance-energ%C3%A9tico-departamental/file/766-balance-energetico-nacional-2000-2013.html>.
- . 2013b. Memoria Ministerio de Hidrocarburos y Energía 2013. Disponible en línea en: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/memorias-e-informes-de-gestion/file/648-memoria-ministerio-de-hidrocarburos-y-energia-2013.html>.
- . 2015. Misión y visión. Disponible en línea en: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/2012-06-12-16-11-50/mision-y-vision.html>.
- Olade (Organización Latinoamericana de Energía). 2014. *Informe de Estadísticas Energéticas*. Quito: Olade.
- PEVD (Programa Electricidad para Vivir con Dignidad). 2008. Disponible en línea en: <http://www.pevd.gob.bo/pevd>.
- PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo). 2014. Índice de desarrollo humano. Disponible en línea en: <http://www.undp.org/content/undp/es/home/librarypage/hdr/2014-human-development-report>.
- YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos). 2012. Boletín Estadístico 2012. Disponible en línea en: <http://www.ypfb.gob.bo/es/component/phocadownload/category/72-publicaciones.html?download=457:boletin-estadistico-2012>.
- . 2013. Boletín Estadístico 2013. Disponible en línea en: <http://www.ypfb.gob.bo/es/component/phocadownload/category/86-boletines.html?download=787:-boletin-estadistico-enero-diciembre-2013>.
- . 2015a. Misión y visión. Disponible en línea en: <http://www.ypfb.gob.bo/es/informacion-institucional/mision-y-vision.html>.
- . 2015b. Contexto Histórico de YPFB. Disponible en línea en: <http://www.ypfb.gob.bo/es/informacion-institucional/contexto-historico.html>.