



# REPORTE ANUAL DE INDUSTRIAS EXTRACTIVAS

Carlos Arze  
Juan Carlos Guzmán  
Emilio Madrid  
José Alejandro Peres-Cajías

**REPORTE ANUAL  
DE INDUSTRIAS  
EXTRACTIVAS**

Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario - CEDLA  
Plataforma Energética  
Carlos Arze, Pablo Poveda, Juan Carlos Guzmán,  
Emilio Madrid, José Alejandro Peres-Cajías

Reporte de Industrias extractivas/ CEDLA (Ed.)

I. t.

II. s.

#### DESCRIPTORES TEMÁTICOS

<INDUSTRIA> <LEGISLACIÓN> <INDUSTRIAS EXTRACTIVAS> <PRODUCCIÓN> <DEMANDA>  
<MINERALES> <PETROLEO> <INDUSTRIALIZACIÓN> <LEY MINERA> <MATRIZ ENERGÉTICA> <PUEBLOS  
INDÍGENAS> <COMIBOL> <NACIONALIZACIÓN> <YPFB> <GOBERNACIONES> <GASTO PÚBLICO>  
<MEDIO AMBIENTE>

#### DESCRIPTORES GEOGRÁFICOS

<BOLIVIA>

© 2014, Carlos Arze, Pablo Poveda, Juan Carlos Guzmán,

Emilio Madrid, José Alejandro Peres-Cajías / CEDLA

Director ejecutivo: Javier Gómez Aguilar  
Cuidado de edición: Beatriz Cajías  
Fotografía de tapa: CEDLA  
Diseño y armado: Milton Iñiguez

**Impresión:** Imprenta Ofavim

Editorial: CEDLA Av. Jaimes Freire N° 2940, Sopocachi  
Telfs. 2-412429 - 2-413175 - 2-413223  
Fax: (591) (2) 2-414625  
E-mail: [cedla@cedla.org](mailto:cedla@cedla.org)  
URL: [www.cedla.org](http://www.cedla.org)  
La Paz - Bolivia

Impreso en Bolivia  
Printed in Bolivia

Este documento ha sido publicado gracias al apoyo del Gobierno del Principado de Asturias.

Ninguna parte de esta publicación, incluso en el diseño de tapa y el contenido, puede ser reproducida, o difundida total o parcialmente por ningún medio, sin el conocimiento y previo permiso del editor.

# Reporte anual de industrias extractivas

Carlos Arze  
Juan Carlos Guzmán  
Emilio Madrid  
José Alejandro Peres-Cajías

# ÍNDICE

<b>Presentación</b> .....	ix
<b>CARÁCTER PRIMARIO EXPORTADOR DE LA MATRIZ DE PRODUCCIÓN DE MINERALES</b> .....	1
<i>Carlos Arze y Pablo Poveda</i>	
Introducción.....	3
Participación de la Industria en el PIB.....	5
Participación de las industrias extractivas y sus manufacturas en el PIB.....	6
Producción y demanda de productos industriales metálicos.....	7
Demanda intermedia de minerales.....	8
Producción de minerales.....	10
Destino de la producción minera: exportación e industrialización.....	12
Fundiciones por metales.....	14
Proyectos estatales de industrialización minera.....	15
Conclusiones.....	20
<b>Bibliografía</b> .....	21
<b>NATURALEZA Y ORIENTACIÓN DEL PROYECTO DE LEY MINERA</b> .....	23
<i>Carlos Arze Vargas</i>	
Introducción.....	25
Contexto sectorial.....	25
Aspectos generales del proyecto.....	29
Naturaleza y orientación de la política minera en el proyecto.....	29
La propiedad pública y privada de los recursos naturales.....	31
Los derechos mineros de los actores.....	33
Contratos mineros y autorizaciones.....	36

Autorización legislativa de los contratos.....	39
Derechos de COMIBOL, empresas privadas y cooperativas.....	40
Los pueblos indígenas y sus derechos.....	41
Las regalías.....	45
Conclusiones.....	45
<b>SUSTENTABILIDAD DE LA MATRIZ ENERGÉTICA BOLIVIANA.....</b>	<b>47</b>
<i>Juan Carlos Guzmán Salinas</i>	
La matriz energética boliviana.....	49
El modelo primario exportador de la matriz energética boliviana.....	57
Productividad.....	60
Satisfacción de las necesidades sociales.....	72
Energía de fuente renovable y cambio de la matriz energética.....	79
Emisiones contaminantes del sistema energético.....	82
<b>Anexos</b> .....	95
<b>NACIONALIZACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN BOLIVIA.....</b>	<b>97</b>
<i>Carlos Arze Vargas y Juan Carlos Guzmán</i>	
Resumen ejecutivo.....	99
Introducción.....	100
Ajuste estructural y privatización del sector eléctrico.....	100
La política energética del proceso de cambio. 2006-2009.....	102
Antecedentes y contexto inmediato de la nacionalización.....	105
Evaluación comparativa sobre la evolución del sector.....	108
Naturaleza de la nacionalización.....	119
Implicaciones de la nacionalización para el ámbito regional.....	121
Conclusiones.....	126
<b>Bibliografía</b> .....	129
<b>REGULACIÓN Y GESTIÓN AMBIENTAL DE LA MINERÍA: RESULTADOS Y PERSPECTIVAS.....</b>	<b>131</b>
<i>Emilio Madrid Lara</i>	
Contexto de las políticas y la legislación ambiental de la minería.....	133
Regulación Ambiental acorde con el predominio privado de la minería.....	134
Enfoque formal del Estado sobre la problemática ambiental minera.....	136

Autocontrol y regulación privada de la gestión ambiental minera.....	137
Resultados del autocontrol ambiental minero a 16 años de vigencia de la legislación ambiental del sector.....	138
Derrame de colas de la mina Porco en el Rio Pilcomayo.-.....	139
Auditoría Ambiental de Kori Kollo.....	139
Antequera y San Cristóbal, desprotección de las aguas subterráneas.-.....	140
Cantu Marka la disolución de la responsabilidad en los pasivos mineros.....	140
Perspectivas de la gestión ambiental minera en el marco de los lineamientos del proyecto de ley de minería.....	141
A manera de conclusiones.....	142
<b>Bibliografía</b> .....	145
<b>ANÁLISIS SOBRE EL USO DEL EXCEDENTE FISCAL PROVENIENTE DE LA INDUSTRIA EXTRACTIVA EN BOLIVIA</b> .....	147
<i>José Alejandro Peres-Cajías</i>	
Introducción.....	149
Bases metodológicas y conceptuales del análisis.....	151
El gasto público de las gobernaciones.....	153
El gasto público de los municipios.....	160
Conclusiones y propuestas de futuras investigaciones.....	165
<b>Referencias bibliográficas</b> .....	167



## PRESENTACIÓN

A lo largo de su historia, a la economía Bolivia pareciera que no le ha quedado más opción, con mayor o menor intensidad, dependiendo de la orientación ideológica de sus gobernantes, que adscribirse al modelo capitalista extractivista prevaleciente en el mundo. Una especie de sino del que no ha podido o no ha sabido apartarse desde que su riqueza natural comenzara a ser explotada desde la Colonia.

Más recientemente, la actual administración de gobierno, aun cuando en el discurso se planteó superar ese carácter primario exportador de la economía boliviana a través del reconocimiento de una economía plural constituida por formas de organización económica comunitaria, estatal, privada y social cooperativa, en realidad no ha hecho más que continuar el modelo.

En el presente trabajo los investigadores Carlos Arze y Pablo Poveda exploran ese carácter primario exportador de la matriz de producción de minerales, la participación de las industrias extractivas y sus manufacturas en el producto interno bruto (PIB) y analizan la producción y demanda de productos industriales metálicos y de minerales, concluyendo en el análisis de los proyectos estatales de industrialización minera.

A continuación, Carlos Arze analiza la naturaleza y orientación del proyecto de Ley Minera que plantea el Ejecutivo; explora la propiedad pública y privada de los recursos naturales; los derechos mineros de actores como la COMIBOL, las empresas privas y las cooperativas; además de cómo afecta a los derechos de los pueblos indígenas.

A su turno, el investigador Juan Carlos Guzmán Salinas analiza la sustentabilidad de la matriz energética boliviana a partir de la constatación de que es una matriz también inscrita en el modelo primario exportador. Cuestiona el deterioro de la autarquía como resultado de la ausencia de planificación en la demanda y de escaso control sobre la producción, que tiene como resultado el incremento de las importaciones de combustible a precio internacional y las consecuentes subvenciones. Explora la participación de las fuentes de energía renovable en la matriz de consumo final nacional como fuentes sustentables que implicarían una menor emisión de gases contaminantes del sistema energético boliviano.

Se hace también una evaluación de la reciente nacionalización del sector eléctrico en Bolivia, luego de que éste estuviera las últimas dos décadas en manos privadas a raíz del proceso de “capitalización” impulsado por el gobierno de entonces. El análisis, a cargo de los investigadores Carlos Arze y Juan Carlos Guzmán, encuentra que en la actual administración de gobierno permanecen los problemas de eficacia y calidad del servicio, la inequidad social en el acceso al servicio, además del deterioro del rendimiento energético y sostenibilidad ambiental, aunque, observan, se consiguió mayor soberanía en la planificación energética.

El especialista Emilio Madrid Lara explora los resultados y perspectivas de la regulación y gestión ambiental de la minería en Bolivia, haciendo un recuento del contexto de las políticas y la legislación ambiental de la minería vigente en el país. Describe los impactos del derrame de colas de la mina Porco en el río Pilcomayo, los resultados de la auditoría ambiental de Kori Kollo, la implicación del uso de agua en el caso las mineras San Cristobal y Antequera y el caso Cantu Marka como ejemplo de la disolución de la responsabilidad en los pasivos mineros.

Finalmente, el investigador José Alejandro Peres-Cajías hace un análisis sobre el uso del excedente fiscal proveniente de la industria extractiva en Bolivia, tanto desde el gasto público de las gobernaciones como desde el gasto público de los municipios.

Temas de actualidad que componen este Reporte Anual de Industrias Extractivas que presenta el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA) con el apoyo del Gobierno del Principado de Asturias, como insumos necesarios para un debate crítico sobre estos temas.

Javier Gómez Aguilar  
Director Ejecutivo  
CEDLA

**CARÁCTER PRIMARIO EXPORTADOR  
DE LA MATRIZ DE PRODUCCIÓN  
DE MINERALES**

Carlos Arze y Pablo Poveda



## **Introducción**

El presente informe evalúa el carácter primario exportador de la matriz de producción, transformación y mercado de minerales. Por una parte, la matriz de producción hace referencia a una estructura de la producción, que desde el punto de vista de la oferta se puede clasificar en extracción de materias primas, producción de medios de producción, infraestructura para la producción, fuerza de trabajo, producción de insumos para la producción y producción de bienes para el consumo social.

El objetivo de la producción debería concentrarse en el desarrollo de las fuerzas productivas, teniendo como finalidad última, la de facilitar y mejorar las condiciones de vida de la población. Sin embargo, en la sociedad actual, la forma de producción general, capitalista, se cimienta en la explotación del trabajo y en la distribución inequitativa de la producción.

El modo de producción capitalista, surge con la revolución industrial, que provocó un salto en el desarrollo de las fuerzas productivas sociales, al transformar la sociedad rural agraria basada en la producción manual aislada, en una sociedad urbana donde el medio de trabajo se ha transformado de herramienta en máquina.

Toda máquina desarrollada se compone de tres partes esenciales diferentes: el motor, la transmisión y la herramienta. El motor opera como fuerza impulsora de todo el mecanismo, el mecanismo de transmisión regula el movimiento, convirtiéndolo por ejemplo, de circular en perpendicular, para transferirlo a la máquina-herramienta, que genera el movimiento por el cual se apodera del objeto de trabajo y lo transforma.

La fuerza de trabajo que regula con su energía los movimientos de la herramienta sobre el objeto de trabajo, queda desplazada y replegada a realizar actividades de apoyo de la producción del sistema de máquinas. Este cambio de la forma de producción viene aparejado de un cambio en las relaciones de producción de la sociedad rural, la nueva forma de producción surge de la formación de una clase de burgueses, que motivados por la ganancia, desarrollan la industria, pero además presionan para la expropiación de la tierra a los pequeños productores, quienes se convierten en asalariados, que venden su fuerza de trabajo al capital.

La fuerza de trabajo se vende a cambio de los medios de vida necesario para que el obrero y su familia se reproduzcan como clase, sin embargo, en el proceso

de producción, los trabajadores producen mercancías por encima de ese valor, ese excedente constituye el trabajo no pagado, que se plasma en la circulación mercantil como ganancia. La lucha por la ganancia en la producción mediante la explotación de obreros, y en la circulación mercantil entre capitalistas, son los factores que determinan que a pesar que exista un desarrollo de las fuerzas productivas sociales grandes capas de la población no accedan a ellos.

Por otra parte, esta competencia por la realización de las ganancias entre capitalistas, genera procesos de concentración y centralización de la producción en pocas manos, transformando la producción de libre competencia en monopolio, una fase de descomposición de las relaciones capitalistas que se caracteriza por la formación de cárteles de la producción, la fusión del capital productivo en el capital bancario, sometiéndose a su dominio, y la disputa monopólica de las fuentes de materias primas y mercados en los países atrasados.

En este grupo de países se sitúa Bolivia, sin un desarrollo industrial propio, que más bien se articuló a la economía mundial capitalista cuando ésta atravesaba ya su fase imperialista, es decir, en un momento donde el reparto del mundo entre las grandes potencias y asociaciones monopolistas de capitalistas ya se había consumado, siendo el capitalismo el resultado de un fenómeno externo, pues llegó como capital monopólico.

La penetración del capital monopólico logra la transformación capitalista de sectores económicos específicos y no del conjunto de la economía, ésta se realiza subordinada a los intereses monopólicos. En el caso de la actividad minera en Bolivia, el dominio del capital monopólico, la limitó únicamente a las fases extractiva y de concentración de mineral, frenando la posibilidad de desarrollo interno de la estructura capitalista. La explotación minera depende de los procesos de acumulación que se dan en la fundición del mineral y la fabricación de máquinas y herramientas en los países industrializados.

Bajo ese contexto histórico, el nuevo Estado Plurinacional de Bolivia se propone en el “Plan Nacional de Desarrollo, Bolivia digna, soberana, productiva y democrática para vivir bien”, superar el patrón primario exportador de la economía. Las acciones para lograrlo consisten en el reconocimiento de una economía plural constituida por formas de organización económica comunitaria, estatal, privada y social cooperativa, que tienen asimetrías en la productividad y accesos inequitativos a los medios de producción.

En consecuencia el Estado se concibe como un actor central en la economía que promueve el desarrollo de las formas de producción vulnerables y las integra con las empresariales en complejos productivos, además, que participa en actividades estratégicas como hidrocarburos y minería, que impulsen el desarrollo productivo con la generación de valor agregado y su industrialización.

Admitir la existencia de otras formas de producción en convivencia armónica, y fomentarlas, no cuestiona el carácter de explotación que se dan bajo las relaciones de producción y distribución capitalistas dominantes, la distribución de los medios de producción queda inalterada. En el caso del sector minero, base de la conformación de la estructura productiva industrial, las empresas transnacionales extractivas mantienen

el monopolio de la producción exportadora, el Estado se presenta como un actor más en ese escenario, y por otra parte, se fomenta la pequeña producción cooperativa.

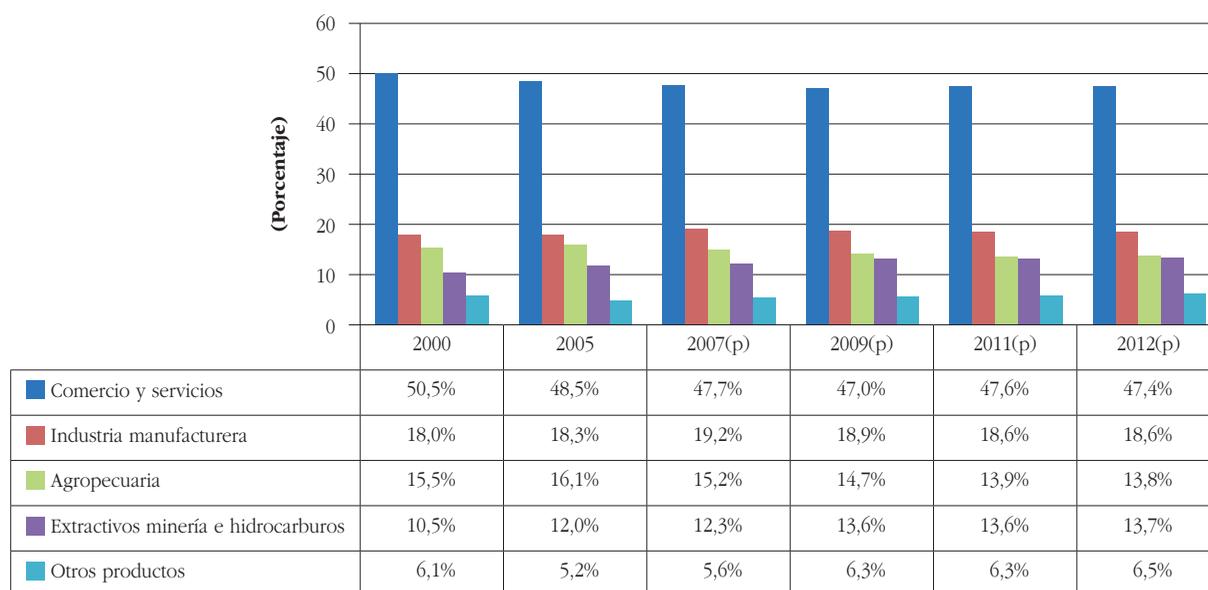
Por tanto, no se puede esperar que se hayan producido grandes cambios en la matriz productiva, ni en su orientación primaria exportadora. Para constatar esta situación se toma como información estadísticas de la producción minera y metalúrgica del Ministerio de Minería y Metalurgia, del Instituto Nacional de Estadísticas e informes de los proyectos de inversión estatales.

### Participación de la Industria en el PIB

El grado de industrialización de la economía nacional es bajo, medida como participación porcentual en el Producto Interno Bruto (PIB).

La participación de la industria manufacturera siempre fue minoritaria: en las últimas décadas constituyó menos de una quinta parte del producto y no mostró grandes variaciones. En el período 2006-2012, la participación de la Industria Manufacturera a precios básicos se mantuvo, como promedio anual, alrededor del 18,8%.

### Estructura sectorial del PIB (Porcentajes)

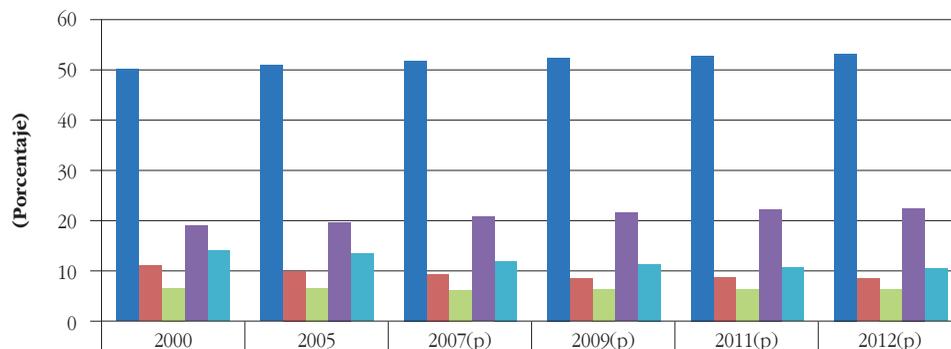


Fuente: INE.

La otra característica fundamental de la industria boliviana es su carácter básico, por la preeminencia de los rubros de alimentos y bebidas y tabaco, que durante los últimos 30 años representó entre el 40% y el 50% del PIB industrial. En el quinquenio 2006-2012 esta situación se agudizó, pues dichos rubros sobrepasaron el 50% (fueron los únicos que demostraron cierto crecimiento en su participación junto a la producción de cemento), en tanto que los productos derivados del petróleo aumentaron su participación en un 13%, los textiles y prendas de vestir sufrieron una caída del 18%

en su participación y las otras industrias manufactureras —entre las que se encuentran las industrias de maquinaria, metálicos básicos y diversos— descendieron un 22%.

### Estructura del PIB industrial (Porcentajes)



■ Alimentos, bebidas y tabaco	49,7%	50,7%	51,9%	52,0%	52,6%	53,2%
■ Textiles, prendas de vestir/de cuero	11,0%	10,0%	9,2%	8,5%	8,5%	8,2%
■ Madera y productos de madera	6,6%	6,5%	6,3%	6,3%	6,4%	6,2%
■ Otras industrias manufactureras	18,9%	19,7%	20,6%	21,4%	22,3%	22,2%
■ Otros productos	13,9%	13,1%	12,0%	11,3%	10,3%	10,2%

Fuente: INE.

### Participación de las industrias extractivas y sus manufacturas en el PIB

La participación de la extracción minera y de hidrocarburos en el PIB ha crecido de 10,46% en el año 2000 a 13,7% en el 2012, equivalente a un crecimiento de 31% en el período. En cambio las industrias de transformación de esos productos primarios han crecido a una tasa menor: los cuatro rubros correspondientes a refinación de petróleo, cemento, fundición de metales y fabricación de maquinaria y equipo, por ejemplo, crecieron en el período 2000-2008 sólo un 14%.

En los últimos años, 2006-2012, el incremento de los volúmenes de producción de extracción minera y de hidrocarburos ha estado sometido a los vaivenes del mercado internacional y sin mostrar cambios importantes en la escala de producción, debido a la escasez de inversiones en nuevos proyectos: la producción de hidrocarburos creció a una tasa anual promedio de 4,9% y la de minerales a una tasa de 11%. Asimismo, el comportamiento de las industrias de transformación de minerales e hidrocarburos, ha derivado del ritmo de las mencionadas industrias extractivas y de algunas características especiales del contexto económico nacional: la refinación de petróleo ha crecido a una tasa anual de sólo 3,7% debido a la caída en la producción de líquidos, mientras la industria de productos de minerales no metálicos lo hizo a una tasa de 10,2%, guiada por la producción de cemento para enfrentar la demanda creciente de la construcción.

## Participación de IIEE y sus manufacturas en el PIB a p.b. (porcentaje)

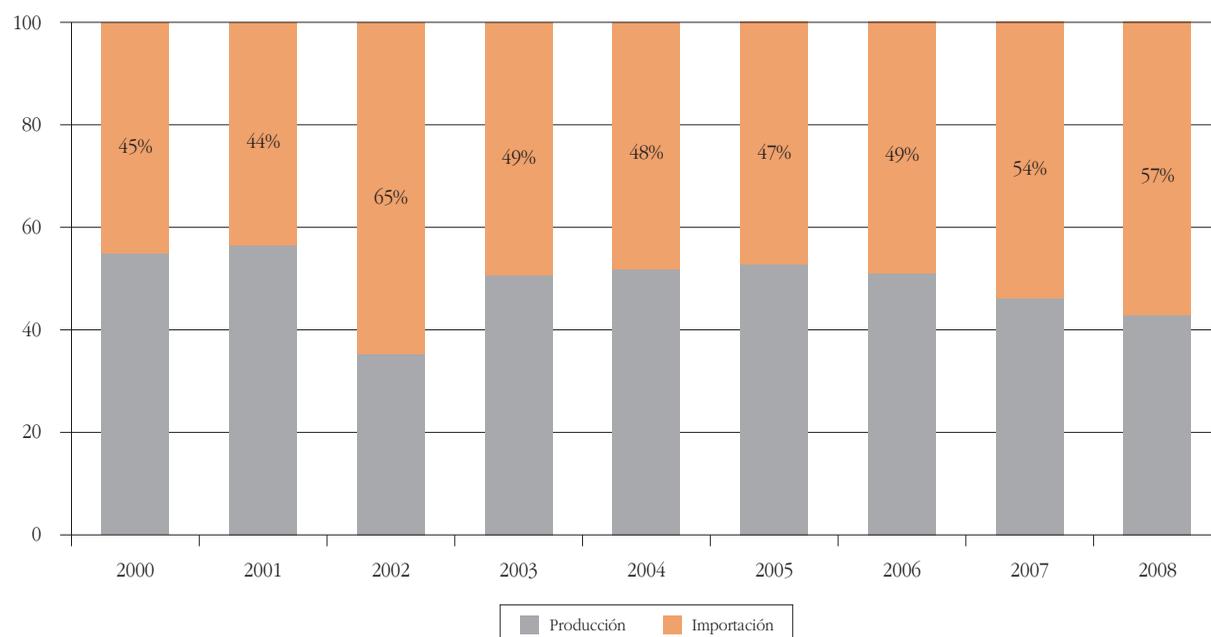
	2000	2005	2007	2009	2011	2012
Extracción petróleo-gas	5,32%	7,52%	7,58%	6,1%	6,8%	7,5%
Extracción minerales	5,14%	4,43%	4,76%	7,4%	6,8%	6,2%
Productos de Refinación del Petróleo	2,08%	2,14%	2,23%	2,0%	2,0%	2,0%
Productos de Minerales no Metálicos	1,32%	1,46%	1,71%	2,0%	2,2%	2,1%
Productos básicos de metales	0,21%	0,20%	0,17%	n.d.	n.d.	n.d.
Productos metálicos, maquinaria y equipo	0,31%	0,20%	0,20%	n.d.	n.d.	n.d.

Fuente: elaboración propia con base en INE, Matrices de Insumo Producto y PIB real base 1990.

## Producción y demanda de productos industriales metálicos

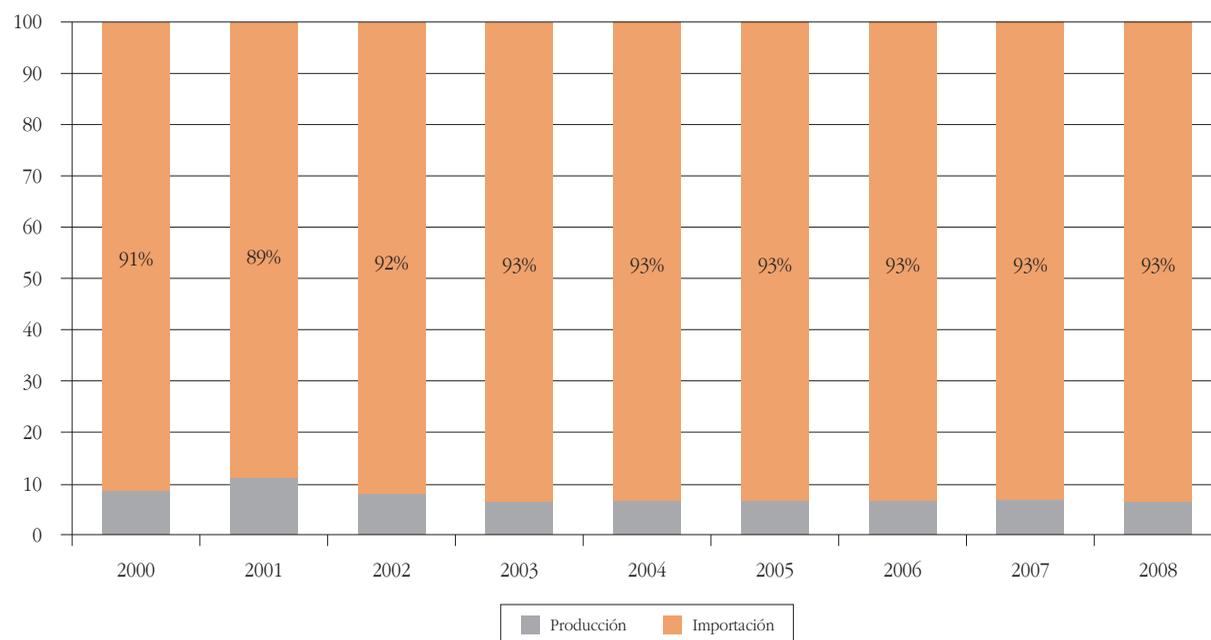
En las cuentas nacionales, reflejadas en las matrices de insumo producto, podemos identificar la oferta de productos básicos de metales en la economía nacional. En esa información, destaca que la oferta de estos productos está mayoritariamente compuesta por producción interna a lo largo del período 2000-2008. Empero, se debe destacar que en este rubro, la producción está concentrada fundamentalmente en la fundición de algunos minerales como el estaño, bismuto, antimonio y cobre, y la refinación y fundición de oro y plata, que en gran parte son destinados a la exportación; en cambio, la importación está referida a productos laminados y acabados de distintos metales.

## Oferta de producto básicos de metales (Porcentajes)



Del mismo modo, podemos apreciar en la información de cuentas nacionales la oferta de productos como maquinaria y equipo elaborados con metales. En este caso, la oferta está compuesta, casi en su totalidad, por importaciones. Los ítems específicos que se incluyen en este rubro son: herramientas, muebles y accesorios metálicos, equipos y material de transporte y productos diversos de metal (clavos, cables, vajilla, etc.).

### Oferta de producto metálicos, maquinaria y equipo (Porcentajes)



### Demanda intermedia de minerales

Con base en la Matriz de Insumo Producto - cambio de año base 2007, en el siguiente cuadro se muestra los coeficientes de demanda de minerales por ramas de actividad económica. La Matriz de Insumo Producto consta de 39 ramas de actividad económica, sin embargo, la extracción de minerales sólo contribuye a la demanda de 12 sectores.

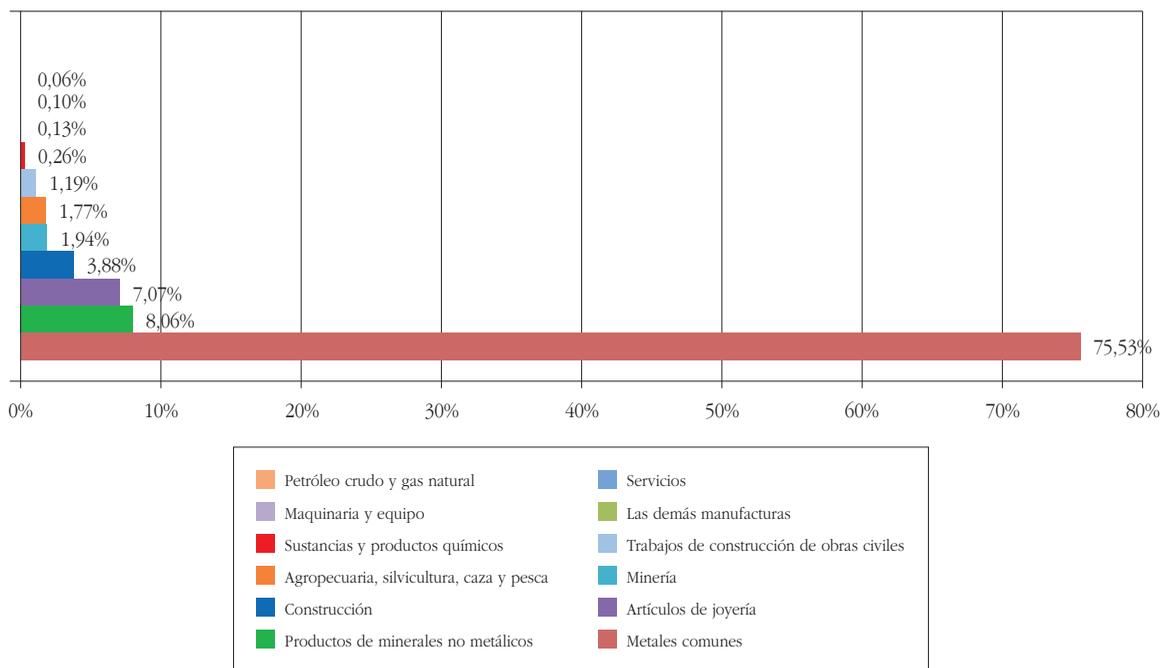
## Demanda intermedia de minerales (Porcentaje)

Productos/ Ramas	Metales comunes	Produc- tos de minera- les no metáli- cos	Artícu- los de joyería	Cons- trucción	Minería	Agrope- cuaria, silvi- cultura, caza y pesca	Trabajos de cons- trucción de obras civiles	Sustan- cias y pro- ductos quimi- cos	Las demás manu- facturas	Maqui- naria y equipo	Servi- cios	Petróleo crudo y gas natural
MINERALES METÁLICOS	95,70%	0,00%	1,77%	0,00%	2,44%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,02%	0,00%
Estaño concentrado	96,86%	0,00%	0,00%	0,00%	3,14%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oro	93,73%	0,00%	4,43%	0,00%	1,84%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Minerales concentrados	97,87%	0,00%	0,00%	0,00%	2,13%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Hierro	97,87%	0,00%	0,00%	0,00%	2,13%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Minerales metálicos concentrados diversos	97,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,44%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,21%	0,35%	0,00%
MINERALES NO METÁLICOS	0,00%	38,25%	26,90%	18,42%	0,09%	8,38%	5,67%	1,23%	0,61%	0,19%	0,20%	0,03%
Minerales no metáli- cos para la industria química	0,03%	34,08%	0,17%	0,00%	0,00%	50,83%	0,00%	8,20%	5,36%	1,17%	0,03%	0,00%
Piedras preciosas y semipreciosas	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Minerales no metálicos para la construcción y otros	0,00%	55,64%	0,02%	29,81%	0,14%	4,26%	9,17%	0,49%	0,00%	0,09%	0,32%	0,05%

Fuente: Elaboración CEDIA con datos de la Matriz Insumo Producto 2007, INE.

La demanda intermedia consolidada de minerales por la economía que se muestra en el gráfico a continuación, muestra que los bajos porcentajes de utilización de materias primas minerales en la producción, que no superan el 4%, se concentran en cuatro ramas de la producción: 76% metales comunes, 8% productos de minerales no metálicos, 7% en la joyería, y 4% en la construcción.

### **Demanda intermedia de minerales (Porcentaje)**

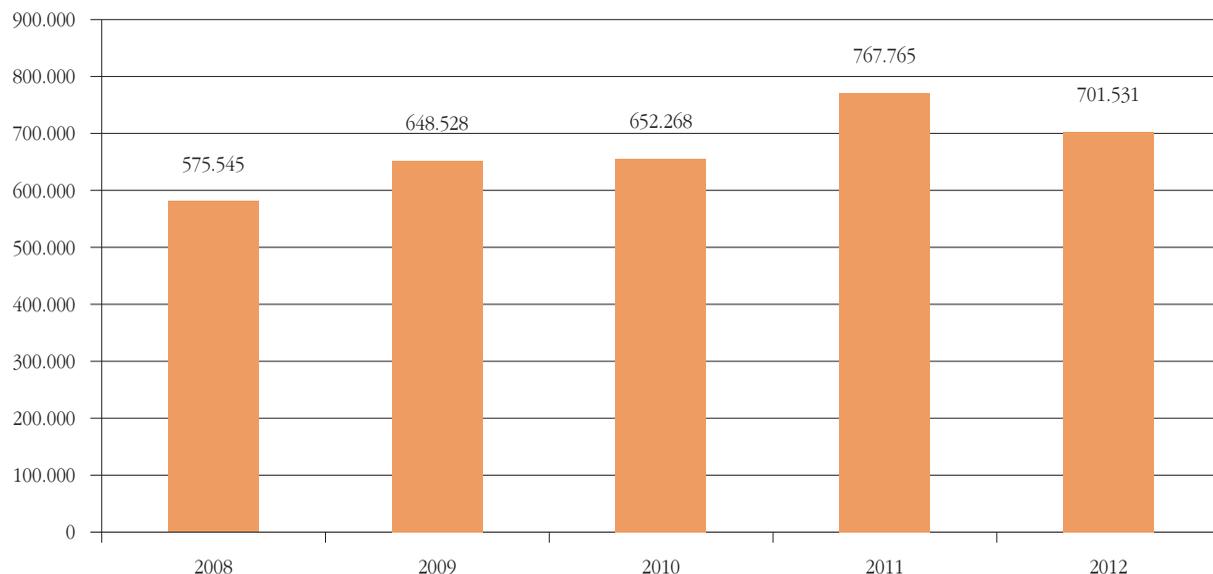


Fuente: Elaboración CEDLA con datos de la Matriz Insumo Producto 2007, INE.

### **Producción de minerales**

La producción de minerales ha tenido un crecimiento de un tercio entre el año 2008 a 2011, para caer en 9% en 2012 a 701.531 TME. En ese año, el 74% de esta producción estuvo compuesta por minerales metálicos básicos para la industria como son el zinc, estaño, oro, plata, antimonio, plomo, wólfam, cobre, bismuto y hierro. Tres de ellos concentraron el 95% de la producción de minerales metálicos: el zinc 75%, el plomo 16% y el estaño 4%. En cambio los minerales no metálicos, empleados principalmente en la industria química y la construcción, tienen una importancia relativa del 26% en la producción minera, destacándose la producción de ulexita (70%) y ácido bórico (8%) con el 79% de la producción no metálica.

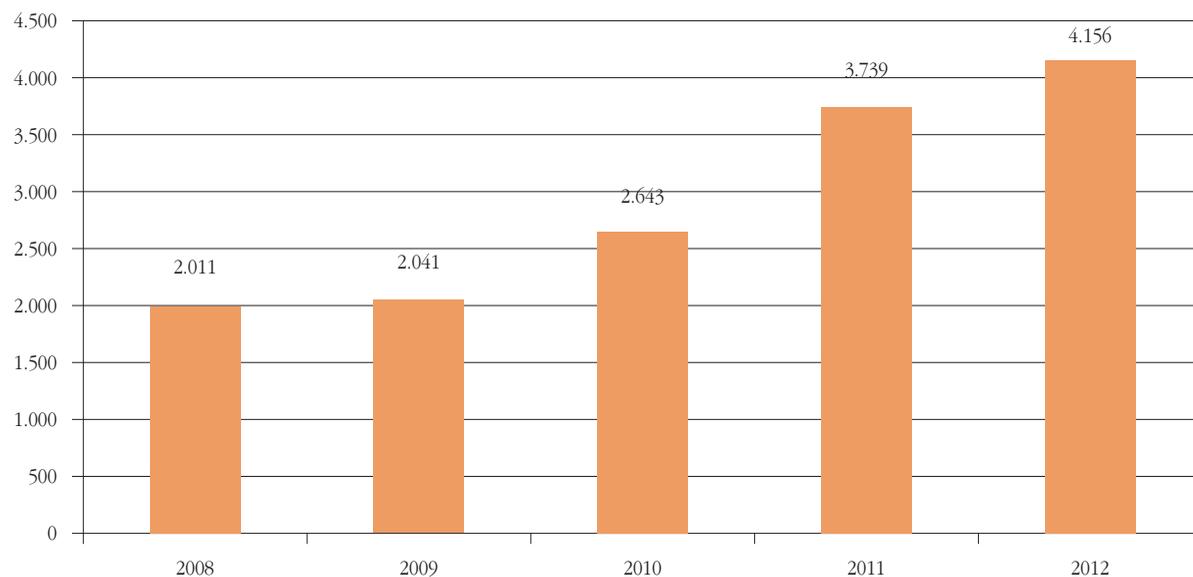
### Producción de minerales (En Toneladas Métricas Finas)



Fuente: Elaboración CEDLA con datos MMM.

En cuanto al valor de la producción de minerales, ésta se ha duplicado entre el 2008 y el 2012 de \$us 2.011 millones a \$us 4.156 millones, incluso el año 2012 cuando cae la producción en 6%, el valor crece en 11%.

### Valor de la producción de minerales (En Millones de \$us)



Fuente: Elaboración CEDLA con datos MMM.

En el año 2012, el valor de la producción de minerales metálicos significó el 99% del valor total de la producción minera. Sin embargo, sólo cinco minerales concentraron el 94% del valor de la producción: el oro con una participación de 35%, la plata de 27%, el zinc 18%, estaño 10% y plomo 4%. En el caso de los minerales no metálicos, el valor más representativo corresponde a la producción de la ulexita, con 0,61%.

Cabe señalar aquí que en los últimos años, después de la puesta en marcha de los proyectos de San Cristóbal, San Bartolomé y San Vicente, en el sector minero privado no existen nuevos proyectos de explotación minera importantes. El proyecto de explotación de oro de Amayapampa por la empresa Nueva Vista Gold aún no termina la fase de preparación, el proyecto de explotación de plata e indio en Pulacayo por la empresa Apogee Minerals recién empieza la explotación, el proyecto de Rincón del Tigre para la explotación de níquel por la empresa Votarantim continua en la fase de exploración, el proyecto de explotación de oro de Mallku Khota pasó de la empresa South American Silver a COMIBOL en la fase de exploración.

### **Destino de la producción minera: exportación e industrialización**

En correspondencia con la orientación general de la política de recursos naturales no renovables del gobierno, en el período 2006-2012 se advierte que el destino prioritario de los minerales producidos fue la exportación de concentrados sin mayor valor agregado, exportación que equivalió al 94,73% del volumen de extracción.

Contrariamente, una parte muy pequeña de los minerales extraídos se destina a la fundición. En el período, ese porcentaje fue decreciente y como promedio alcanzó sólo al 4,42%.

Considerando los volúmenes anuales de extracción, exportación y fundición, se constata que en algunos años del período hubo un saldo de minerales que pudieron haber sido destinados al consumo del mercado interno, el mismo que alcanzó como promedio al 0,85% del volumen de concentrados producidos.

Finalmente, es preciso señalar que la producción de metálico también se exporta en su totalidad, habiendo algunos años en los que la exportación superó la producción anual, lo que se puede deber a la utilización de stocks y/o a problemas de registro de las instituciones oficiales del sector.

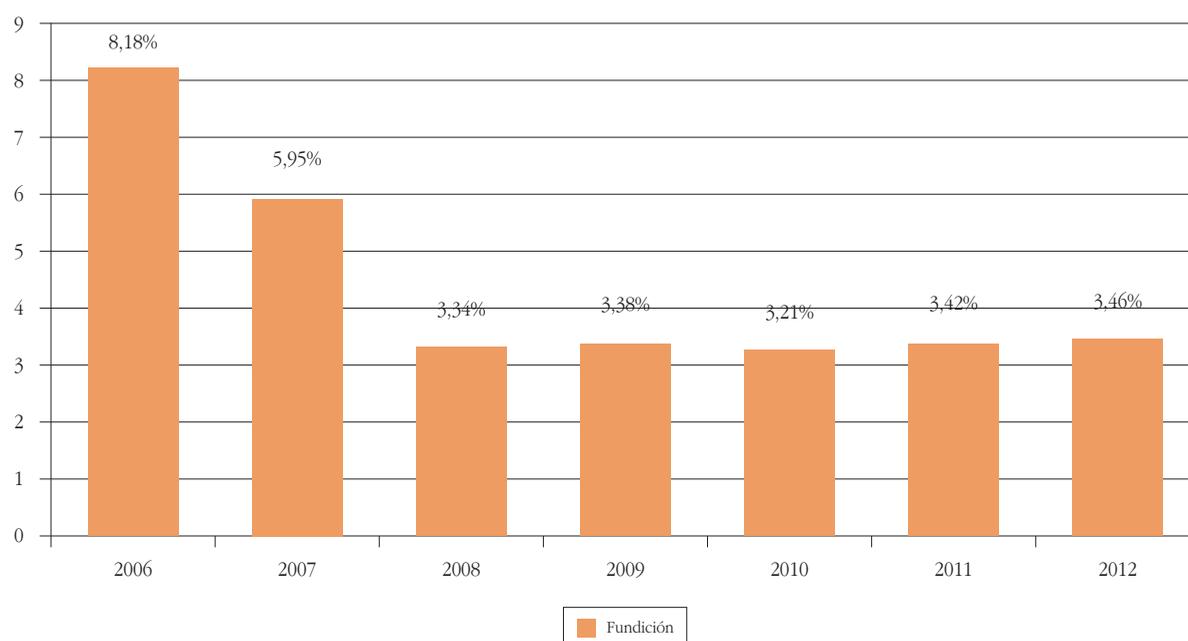
## Grado de industrialización de minerales metálicos (porcentajes)

Año	Extracción	Fundición	Exportación Concentrado	Concentrado Mercado Interno	Exportación Metálicos/Fundición
2006	100,00%	8,18%	94,05%	-2,22%	97,73%
2007	100,00%	5,95%	91,60%	2,45%	97,73%
2008	100,00%	3,34%	97,06%	-0,41%	103,22%
2009	100,00%	3,38%	95,96%	0,65%	100,16%
2010	100,00%	3,21%	95,64%	1,15%	118,12%
2011	100,00%	3,42%	95,97%	0,61%	106,84%
2012	100,00%	3,46%	92,80%	3,74%	127,87%
Promedio		4,42%	94,73%	0,85%	107,38%

Fuente: Elaboración CEDLA con datos del MMM.

En consecuencia, el siguiente gráfico corresponde al grado de industrialización básica, consistente en el porcentaje de minerales que son fundidos. Se puede observar los reducidos y descendentes niveles de la industrialización básica de los minerales metálicos durante el período correspondiente a la actual administración gubernamental.

## Valor de la producción de minerales (En Millones de \$us)



Fuente: Elaboración CEDLA con datos MMM.

## Fundiciones por metales

El grado de industrialización básica de los minerales metálicos es heterogéneo. En los casos del zinc, plomo, wólfram y hierro no existe actividad de fundición en el país.

Tomando en cuenta el valor de la producción y su exportación, la fundición de estaño es la más importante porque alcanza al 75% de la materia prima, con un volumen cercano a las 15.000 TMF de estaño metálico, cuya exportación llega a un valor de entre 300 y 400 millones de dólares, dependiendo de la cotización internacional.

El segundo lugar está ocupado por la fundición de oro, pese a que la proporción de materia prima fundida ha ido reduciéndose desde un 60% en 2008 a un escaso 8% en 2012; sin embargo, el valor de exportación llegó a los 142 millones de dólares.

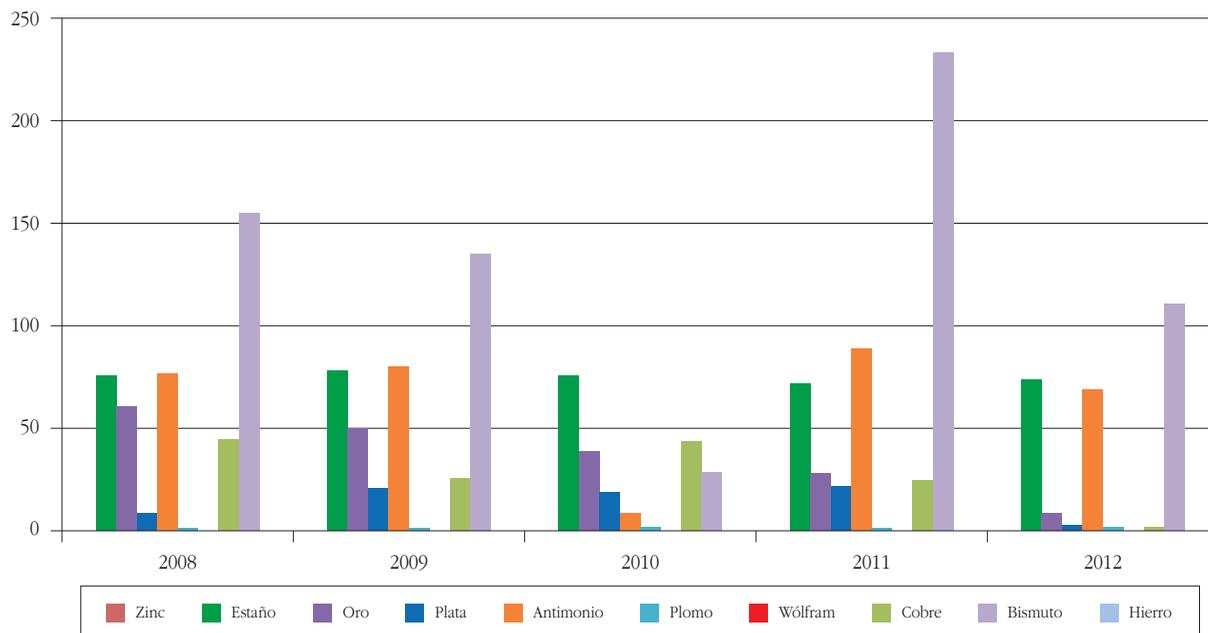
La fundición de antimonio tiene índices de industrialización básica de alrededor del 80% de la materia prima extraída y tiene un valor de exportación de 55 millones de dólares en 2012.

En el caso de la plata el rango promedio de industrialización básica entre los años 2009 y 2011 fue de 20%, la misma que ha descendido hasta sólo un 2% en 2012. Pese a ello, ese último año el valor de las exportaciones del producto fue de 210 millones de dólares.

El mayor grado de industrialización básica del cobre fue de 43% en el año 2010, para luego caer al 25% en 2011 y 0% en 2012.

En el caso del bismuto, el promedio anual de fundición de la materia prima extraída en el período 2008-2012 llega a 87%, sin embargo existen incoherencias de información entre la producción de concentrado y su fundición. Aunque toda su producción se exporta, sus valores no son relevantes: alrededor de 2 millones de dólares en 2011.

### Grado de industrialización básica por metales (Porcentajes)



En cuanto a las empresas fundidoras, existen 29 empresas, de las cuales cuatro tienen el control del 89% de la producción, siendo la más importante la empresa estatal Vinto.

### **Participación de empresas de fundición en volumen y valor (gestión 2008)**

Nº	Sigla	Mineral	% Volumen	% Valor	Nº	Sigla	Mineral	% Volumen	% Valor
1	VINTO	ESTAÑO	54,54%	40,47%	22	Z-N.I.	A-SN-PB	0,16%	0,11%
2	OMSA	ESTAÑO	17,77%	13,27%	23	VINTO	BISMUTO	0,16%	0,14%
3	EMUSA	ANTIMONIO	7,77%	1,89%	24	CIA MIN ESP	ANTIMONIO	0,14%	0,03%
4	POLYMET	ANTIMONIO	6,93%	1,72%	25	PIRME	A-SN-CU	0,12%	0,00%
5	COMIMET	PLOMO	2,74%	0,29%	26	MANQUIRI	PLATA	0,11%	1,76%
6	VINTO	A-SN-SB	1,26%	1,00%	27	MERCOMIN	ANTIMONIO	0,08%	0,02%
7	BERA	A-SN-PB	0,97%	0,75%	28	BAREMSA	PLATA	0,08%	1,65%
8	CHILLAYA	ANTIMONIO	0,85%	0,21%	29	EL MOLINO	PLOMO	0,05%	0,00%
9	MARIACA	A-SN-CU	0,82%	0,15%	30	TECMET	PLATA	0,03%	0,51%
10	RECIMETAL	A-SN-CU	0,73%	0,02%	31	PROCESSORS	ANTIMONIO	0,03%	0,01%
11	EL MOLINO	ANTIMONIO	0,68%	0,17%	32	Z-N.I.	PLATA	0,02%	0,21%
12	PEÑA ARAUZ	A-SN-CU	0,55%	0,10%	33	INTI RAYMI	ORO	0,02%	17,59%
13	SALINAS	ANTIMONIO	0,52%	0,12%	34	INTI RAYMI	PLATA	0,01%	0,29%
14	OMSA	A-SN-SB	0,51%	0,48%	35	EMIPA	ORO	0,01%	15,86%
15	COMIMET	A-PB-SB	0,41%	0,05%	36	COMCO	PLATA	0,00%	0,07%
16	VINTO	A-PB-BI	0,39%	0,03%	37	PROCESOS MET	PLOMO	0,00%	0,00%
17	BARROQUIRA	ESTAÑO	0,37%	0,33%	38	EMIPA	PLATA	0,00%	0,04%
18	BERA	A-SN-CU	0,37%	0,21%	39	INTRAYMI	PLATA	0,00%	0,00%
19	BERNAL	ANTIMONIO	0,34%	0,08%	40	LA ROCA	ORO	0,00%	0,14%
20	BAAJADERIA	ESTAÑO	0,24%	0,21%	41	EXPORT BOL	PLATA	0,00%	0,00%
21	MARISCAL	ANTIMONIO	0,23%	0,06%	42	MANQUIRI	ORO	0,00%	0,00%

Fuente: Elaboración CEDLA con datos de MMM.

### **Proyectos estatales de industrialización minera**

En el caso del sector minero existen nueve proyectos de industrialización con una inversión de \$us 3.578 millones a cargo del Estado. Además, existen tres proyectos más pequeños de industrialización que van más allá de la metalurgia, con una inversión de Bs. 24 millones. No existen proyectos privados de inversión en metalurgia.

La gestión del sector a cargo del Ministerio de Minería y Metalurgia se desarrolló en el marco de la improvisación, pues la elaboración del Plan de Desarrollo Minero Metalúrgico, cuya elaboración se delegó a una consultoría que debía concluir con su presentación en 2010, no había concluido hasta fines de 2011.

El plan de industrialización en el sector minero muestra un bajo grado de cumplimiento. De los nueve proyectos incorporados en los planes gubernamentales, cuatro se encuentran en construcción y son, precisamente, los más grandes e importantes en términos de volumen de la inversión y de la complejidad de los procesos de transformación industrial: Karachipampa, Refinerías de Zinc, Horno Ausmelt de Vinto y Fabricación de Litio Metálico. El proyecto más importante y grande se ha detenido de manera indefinida: Siderurgia en el Mutún.

Los proyectos más importantes tropezaron con innumerables problemas, algunos derivados de la ineficiencia de los operadores públicos y otros de condiciones técnicas y de mercado.

### Proyectos de industrialización en el sector minero

	Estado en 2012	Fecha de inicio de operaciones inicial	Fecha de inicio de operaciones prevista	Inversión \$us MM
Fundición de Bismuto Telamayu <sup>1</sup>	En funcionamiento	2008	2011	8,5
Fabrica Ácido Sulfúrico	Produce con azufre importado	2009	-	1,5
Fundidora Karachipampa <sup>2</sup>	Pruebas en vacío	2011	2012	17,0
Hidrometalúrgica Corocoro	Exportando cobre catódico	2009	-	18,5
Refinerías de Zinc (2 plantas)	Aprobación de diseño final	2014	n.d.	500,0
Horno Ausmelt Vinto	En construcción	2011	2012	30,0
Rehabilitación Fundición Antimonio	En funcionamiento	2011		0,8
Evaporíticos Litio-Uyuni	Construcción planta piloto	2011	2015	902,0
Siderúrgica Mutún <sup>3</sup>	Elaboración especificaciones contrato	2012	f/f	2.100,0
<b>Total</b>				<b>3.578,3</b>

(1) Comenzó a operar en noviembre de 2008, se paralizó en 2009, vuelve a rehabilitarse en julio de 2010.

(2) En 2005 se firmó contrato con Atlas Precious Metals. En 2011 se rescinde el mismo y se inicia la rehabilitación a cargo de Comibol.

(3) La inversión corresponde a la empresa Jindal.

Fuente: Elaboración propia con base en: Ministerio de Minería y Metalurgia, *Memoria 2010 e Informe de Gestión 2010*; Comibol, *Memoria Institucional 2010 y Plan Operativo Anual 2012* y página web; EMV, *Rendición de Cuentas 2011*; GNRE, *Memoria Institucional 2010*.

La *fundición de plomo-plata* de Karachipampa debía iniciar su producción en el segundo semestre de 2012, bajo conducción de la Comibol. La inversión actual llegaría a 12 millones de dólares y se prevé una inversión de 50 millones de dólares para la compra de materia prima; concentrados provenientes principalmente de la empresa minera San Cristóbal. Aunque se inaugura oficialmente en enero de 2013, problemas en la planta generadora de oxígeno la detienen a escasas tres semanas de iniciada su actividad. En octubre del mismo año se alerta sobre los peligros para la

planta de una decisión de reiniciar sus actividades, por lo que a la fecha no ha vuelto a funcionar y se desconoce su estado. Los problemas que identifica Héctor Córdova en el desarrollo de este proyecto se refieren a la falta de personal técnico adecuado y la de generación de contaminación que podría remediarse con la construcción de una fábrica de ácido.

Así, en el caso de las *refinerías de zinc*, la primera licitación para su construcción en 2010 fue declarada desierta por falta de proponentes; la segunda, en 2011, se adjudicó a una firma china pero el contrato se anuló al poco tiempo por incumplimiento; recién en 2012 se adjudicó, por invitación directa, a la española Técnicas Reunidas y se esperaba —según previsiones de la licitación— que se construyera en cuatro años. Sin embargo, en septiembre de 2013 el presidente de Comibol anunció la postergación indefinida, a la espera de un inventario del volumen y la calidad del zinc producido en el país para concluir con la invitación a empresas privadas para la construcción de las plantas.

En el caso del *horno Ausmelt*, diseñado para incrementar la capacidad de producción de la Empresa Metalúrgica Vinto, se ha avanzado en la construcción del horno y de las obras civiles. Este horno debería entrar en funcionamiento en 2013 para tratar ente 30.000 y 38.000 TMF de concentrados de estaño, subiendo la capacidad de la EMV hasta 18.000 TMF de estaño metálico y abriendo la posibilidad de fundir otros minerales. De acuerdo al análisis del expresidente de Comibol, Ing. Héctor Córdova, el problema al que se enfrentaría este proyecto sería la limitada provisión de materia prima.

En el caso de la industrialización de los *recursos evaporíticos* del Salar de Uyuni —presentada como el paradigma del “salto industrial” de Bolivia—, se ha avanzado hasta la producción piloto de Cloruro de Potasio, con una capacidad de aproximadamente 200 toneladas diarias. En cambio, la producción de Carbonato de Litio, que constituye la materia prima de la producción de baterías de Ión-Litio, se encuentra retrasada, pues a esta fecha no se está produciendo las 40 toneladas mensuales previstas. Es más, no se conoce el volumen efectivamente producido ni su calidad y se conoce, por una investigación reciente de Cedla, que se habría sustituido el uso del denominado “método boliviano” por uno ya desarrollado en Chile, situación que traería un problema adicional en el futuro: la producción de una enorme cantidad de desechos contaminantes. La falta de información sobre esos aspectos por parte de las autoridades encargadas, arroja una sombra de dudas sobre la viabilidad inmediata del proyecto de producción de Carbonato de Litio con el grado de pureza necesario para la producción de baterías y de sus impactos ambientales.

El *proyecto siderúrgico* del Mutún, que representaba la mayor inversión extranjera (\$US 2.100 millones en siete años) prevista durante el Gobierno del MAS, ha sido suspendido indefinidamente porque la empresa Jindal Steel & Power solicitó la rescisión del contrato debido al incumplimiento de la provisión de terrenos legalmente saneados y la provisión suficiente de gas natural —YPFB sólo garantiza una provisión de 2,5 millones de metros cúbicos diarios frente a un cálculo inicial de 5 millones

diarios. Pese a la validez de esos argumentos, se debe mencionar que la empresa extranjera ha rehuído a la realización de una auditoría para comprobar los \$US 600 millones de inversión comprometidos. Las circunstancias especiales que rodearon el desarrollo de este proyecto desde su inicio, tales como las dificultades puestas por Jindal Steel & Power, encargada del proyecto siderúrgico del Mutún, incumpliendo los cronogramas de inversión e incrementando injustificadamente el volumen de gas natural, sumadas a la incapacidad de la estatal Empresa Siderúrgica del Mutún (ESM) para supervisar el cumplimiento del contrato, pero especialmente la inexistencia de un “proyecto a diseño final” que defina los requerimientos de insumos —entre ellos el gas natural— y los volúmenes de producción de acero, explican su inviabilidad y conducen a pensar que la empresa Jindal nunca estuvo dispuesta a llevar a cabo la acería, sino que tenía intereses especulativos. Asimismo, se puede colegir que su elección no fue adecuada y estuvo determinada por razones políticas.

Cuatro proyectos entraron en funcionamiento. Excepto el caso de la Hidrometalúrgica de Coro Coro, en los casos de la Fábrica de Ácido Sulfúrico, de la Fundición de Bismuto de Telamayu y de la Fundición de Antimonio de Vinto, se trata, en realidad, de su rehabilitación y no de nuevas construcciones.

En estos proyectos también se presentan problemas que dificultarían su éxito.

La *Planta Hidrometalúrgica de Corocoro* inició sus operaciones en octubre de 2009 y tiene una capacidad de procesamiento de 600TMF diarias de materia prima y de producción de 3.500 Toneladas anuales de cobre metálico de 99,999% de pureza. La inversión para todo el proyecto minero/metalúrgico de la sociedad Comibol/Kores es de 200MM\$us. La implementación de la fase minera tiene retraso, pues aunque debía operar desde 2011, su inicio se postergó por 14 meses. Se conoce que la planta produjo un tercio de su capacidad en 2011 —cerca de 1.010 Toneladas— y en 2012 las estadísticas oficiales consignan sólo 8,3 Tn (0,24%), de acuerdo a Héctor Córdova la planta “tiene errores de diseño serios”, tiene problemas de provisión de materia prima de calidad pues la mina a cargo de Kores no produce hasta ahora, y enfrenta falta de personal técnico y potenciales problemas ambientales.

En el caso de la *fábrica de Ácido Sulfúrico en Eucaliptus*, que cuenta con una capacidad de producción de 80 a 100 toneladas diarias, producto de una inversión de 1,1 millón de dólares: Su producción —basada en la importación de materia prima— apenas llega a 18 toneladas diarias, insuficientes para cubrir la demanda nacional de 64 toneladas, de las cuales 30 toneladas provendrían de la empresa Coro Coro. El mayor problema para el desarrollo de este proyecto sería el retraso en la producción de materia prima en la mina Capuratas, proyecto a cargo de Comibol y con una inversión de 15.5 millones de Bolivianos. Según Héctor Córdova, el mayor problema que retrasa la producción de materia prima serían los problemas del diseño técnico de dicho emprendimiento minero.

La *fundición de bismuto en Telamayu*, debía dar inicio a sus operaciones en 2009 con una producción de 360 toneladas —según el ministro Alberto Echazú— y su construcción demandaría una inversión de 1 millón de dólares. Posteriormente, la Comibol

anunció que su producción llegaría a 660 toneladas anuales, con una inversión de 8.5 millones de dólares. En agosto de 2009 se decidió detener sus operaciones por falta de energía, paralización que se prolongó hasta el año 2011. En 2013, el expresidente de Comibol **Héctor Córdova informó que su producción ese año no había sobrepasado de las 3 toneladas mensuales**. La misma exautoridad identifica los principales problemas de este emprendimiento: provisión materia prima, debido a que los cooperativistas sólo proveen de 50 a 60 TMF de bismuto; provisión de combustible, motivo por el cual ya se habría dispuesto la sustitución de GLP por diésel oil; insuficiencia de personal técnico.

El caso de la fundición de Antimonio de Vinto es un caso paradigmático de la incapacidad en la gestión pública. Recuperada en mayo 2010, debería procesar 300 TMF de estaños concentrado: Entra en funcionamiento recién en 2011 procesando estaño y no antimonio, como se había anunciado; así lo demuestra la información de la empresa, pues para 2011 y 2012 no registra producción de antimonio metálico. La demora en su funcionamiento de habría debido a un “descuido” de las autoridades técnicas del sector que al momento de la nacionalización de la Empresa Metalúrgica de Vinto no informaron de la existencia de esta planta adicional al Presidente Evo Morales<sup>1</sup>.

Finalmente, mencionamos que entre los planes gubernamentales se incluyó la construcción en 2010 de una planta hidrometalúrgica pequeña, para procesar complejos de zinc-plata en Machacamarca. Las autoridades informaron que este proyecto se realizaría mediante la inversión de 30 millones de dólares de una empresa privada, la Royal Silver Company (RSC) que transferiría la misma a Comibol en 5 años, luego de obtener una utilidad de 78 millones de dólares. En 2011 el Ministerio de Minería y Metalurgia <sup>2</sup> daba cuenta de la firma de un convenio con la mencionada empresa para la inversión de 50 millones de dólares y la aplicación de la tecnología ARGON de su propiedad. En marzo de 2011, la prensa informaba que se había iniciado la construcción de la planta, pero en septiembre del mismo año la RSC anuncia su postergación por 12 meses debido a “problemas de financiamiento”. Finalmente, en el año 2013<sup>3</sup> el presidente de Comibol, Marcelino Quispe anunció que la Dirección de Proyectos y RSC habrían elaborado un estudio TESA para la instalación de dicha planta, propósito “que no llegó a concretarse”.

Al margen de estos proyectos de industrialización metalúrgica, las instituciones públicas del sector anunciaron la intención de desarrollar algunos proyectos de productos básicos de metal.

---

<sup>1</sup> Evo Morales en su Informe del 2011 señalaba: “ni el MMM informó que había otro ingenio... luego de 2 años nos dimos cuenta”.

<sup>2</sup> Boletín No. 235.

<sup>3</sup> Periódico La Patria de 29 de septiembre de 2013.

## Otros proyectos de industrialización mineros

	Estado en 2012	Fecha de inicio de operaciones inicial	Inversión Bs
Fundición de alambón	Invitación directa para construcción	2012	16.656.000
Rehabilitación Fábrica ALUBOL	Invitación directa para construcción	2012	2.000.000
Rehabilitación planta industrial Pulacayo	Maestranza/Rehabilitación hornos	2012	5.008.898
<b>Total</b>			<b>23.664.898</b>

Fuente: Comibol, POA 2012.

En el caso de la fábrica de alambón de cobre, el mencionado expresidente de Comibol, Héctor Córdova, revela que el mismo tiene una demora de dos años. Sobre la reahbilitación de la fábrica de perfiles de aluminio, destaca que no se ha puesto en marcha pese a que, según estudios contratados, se habría comprobado su viabilidad en el corto plazo y su costo no sería elevado. Finalmente, la planta industrial de Pulacayo habría sido rehabilitada parcialmente y habría entrado en funcionamiento, elaborando algunos equipos para las plantas de industrialización de Potasio y de Litio en Uyuni.

## Conclusiones

Para concluir, señalamos algunas consideraciones título de conclusiones generales:

- La industrialización, en general, no ha sido el norte de las acciones gubernamentales, fue relegada por el objetivo primordial de incrementar la recaudación fiscal mediante la acelerada monetización de las reservas minerales y la exportación de materias primas.
- El relajamiento de la fiscalización, con el objetivo de acelerar el logro de resultados políticamente necesarios derivó en ineficiencia y en riesgo de corrupción en la gestión de los proyectos de industrialización minera.
- La gestión de la industrialización por parte del Ministerio de Minería y Metalurgia y de la COMIBOL, tropezó con innumerables problemas derivados de: la improvisación, la ineficiencia técnica de los operadores públicos, las condiciones técnicas y de mercado, y el manejo político.
- Es destacable la ausencia de inversión privada en proyectos de industrialización minera, lo que corrobora que el principal interés de las empresas operadoras es la exportación de materia prima sin valor agregado.
- Pese a la propuesta gubernamental de una política minera con participación del Estado como protagonista y promotor del desarrollo de la minería y metalurgia, los datos muestran que, en los hechos, se ha profundizado el patrón primario exportador de la economía, deteriorándose la matriz de producción.

## BIBLIOGRAFÍA

### **Ministerio de Minería y Metalurgia**

2013 *Boletines estadísticos 2008 a 2012*. La Paz, Bolivia.

### **Instituto Nacional de Estadística**

*Matrices de Insumo Producto*, [www.ine.gob.bo](http://www.ine.gob.bo).

### **Gaceta Oficial Boliviana**

2007 *Plan Nacional de Desarrollo*, La Paz, Bolivia.

### **Marx, Karl**

1990 *El Capital*. Siglo XXI. México DF, México.

### **Córdova, Héctor**

2013 *El desarrollo de la metalurgia: una asignatura pendiente*, en *¿De vuelta al Estado minero?*. Fundación Vicente Pazos Kanki. La Paz.



# **NATURALEZA Y ORIENTACIÓN DEL PROYECTO DE LEY MINERA**

Carlos Arze Vargas



## **Introducción**

La propuesta de proyecto de Ley Minera que analizamos fue elaborada en consenso por una comisión compuesta por representantes del Ministerio de Minería y Metalurgia, de la COMIBOL, de la Asociación Nacional de Mineros Medianos, de la Cámara Nacional de Minería, de la Federación Nacional de Cooperativas Mineras, de la Federación Sindical de Trabajadores Mineros y de la Autoridad General Jurisdiccional Administrativa Minera<sup>1</sup>. El proyecto comprende 277 artículos organizados en dos libros: el primero relativo a las normas sustantivas y el segundo a las normas adjetivas. No incluye el régimen tributario para el sector.

Es posible que la negativa del gobierno a enviar un proyecto de ley conteniendo el régimen tributario se explique por el temor de que algunas características del régimen tributario, como las exenciones en favor del sector cooperativo, pudieran causar malestar en la opinión pública. Pese a que, según información de la prensa escrita, la versión entregada por la comisión en julio del presente año al Ministro Mario Virrerira contenía un capítulo referido a los aspectos tributarios, posteriormente dicha autoridad declaró que el proyecto no incluía el capítulo referido al régimen tributario, el mismo que se incluiría en una norma general sobre impuestos nacionales<sup>2</sup>. Pese a ello, un dirigente de FENCOMIN salió a desmentir la versión oficial de que no se hubiese arribado a un acuerdo sobre el régimen impositivo entre los actores, reclamando el respeto a las condiciones preferenciales que habría logrado incorporar en la norma el sector cooperativista<sup>3</sup>.

## **Contexto sectorial**

En el actual contexto de la minería en el país destaca el amplio dominio de los sectores privados de la producción. Al no haberse realizado la nacionalización de las empresas operadas por capitales transnacionales, ni tampoco reformas importantes en la normativa relativa a la propiedad ni al control de las actividades mineras, las

---

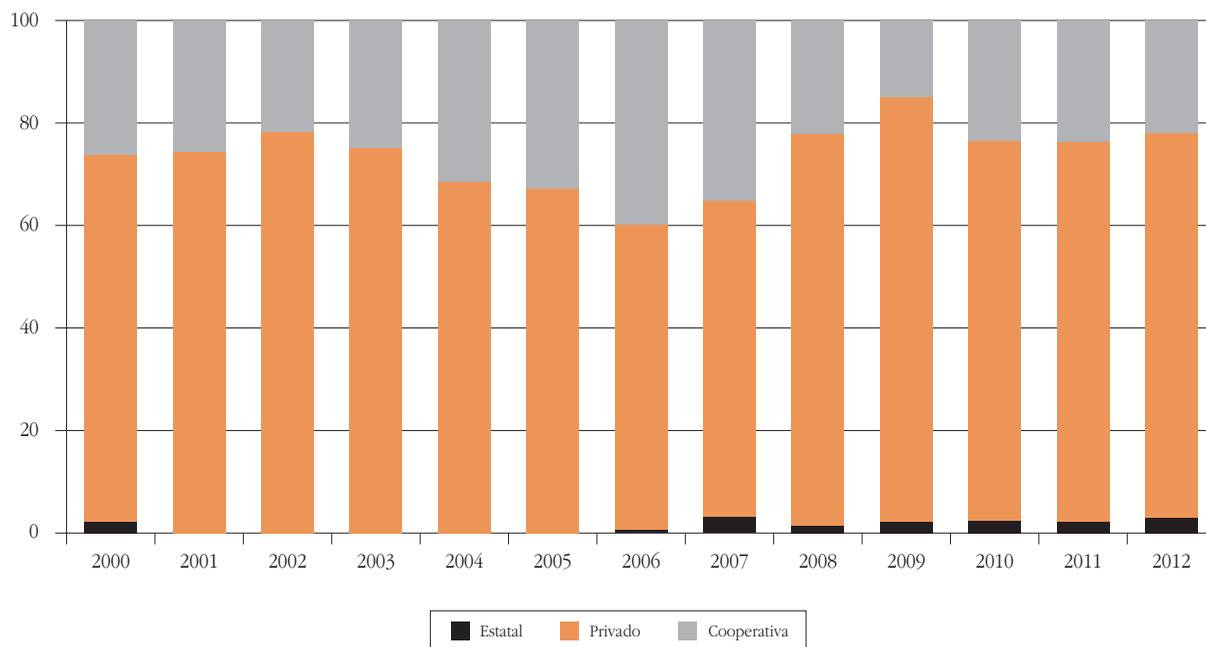
<sup>1</sup> La copia a la que tuvimos acceso corresponde a la versión enviada por el Ministerio de Minería a los dirigentes de CONAMAQ, respondiendo una solicitud de dicha organización de agosto de 2013.

<sup>2</sup> La Razón, 17 de septiembre de 2013.

<sup>3</sup> Erbol, 20 de septiembre de 2013.

principales empresas extranjeras son responsables de alrededor de dos tercios de la producción de concentrados. Paralelamente, la política de fomento y apoyo gubernamental a las cooperativas, ha permitido que dicho sector –compuesto en parte por verdaderas empresas privadas basadas en la explotación de trabajo asalariado- ocupe el segundo lugar en la producción. Contrariamente, la participación estatal, a través de COMIBOL, es marginal y alcanza apenas al 3% de la producción de minerales.

### Producción de concentrados por subsector (Porcentaje)



Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Minería y Metalurgia.

La producción de las empresas extranjera está concentrada en pocas empresas: Minera San Cristóbal S.A. (mina San Cristóbal), Sinchi Wayra S.A. (minas Porco, Bolívar, Poopó y Caballo Blanco), Empresa Minera Manquiri S.A. (mina San Bartolomé) y Pan American Silver (mina San Vicente). Estas operaciones mineras, excepto San Cristóbal, se realizan en áreas pertenecientes a COMIBOL, bajo contratos de riesgo compartido o de arrendamiento. En el último año, el gobierno ha procedido a la transformación de algunos de esos contratos en contratos de riesgo compartido que mejoran la participación estatal en las utilidades de algunas empresas, garantizando, paralelamente, la presencia por muchos años más del capital transnacional en el país.

## Contratos mineros de COMIBOL con empresas privadas

Nº	Proyecto	Tipo de contrato	Razón social (Empresa)	Departamento	Minerales	Fecha de inicio	Vigencia de contrato	Participación estatal
1	Bolívar	Asociación	Iapa Sinchi Wayra	Oruro	Zn-Pb-Ag	23/04/2013	15 años prorrogables*	55% de Utilidad Neta
2	San Vicente	Riesgo Compartido	Pan American Silver	Potosí	Zn-Ag-Cu	21/06/1999	30 años	20-30% de Flujo de Caja Operativo. Durante periodo de recuperación de inversión 37,5% de Ingresos Netos de Costos**
3	Bonete	Riesgo Compartido	New World Resource	Potosí	Pb-Ag-Zn	07/01/2008	10 años	Periodo de recuperación de inversiones 5% del Flujo de Caja Operativo. Posteriormente 17% del mismo
4	Corocoro	Riesgo Compartido	Korea Resources Corporation (KORES)	La Paz	Cu	18/06/2008	30 años	55% del Flujo de Caja Neto
5	Porco	Asociación	Iapa Sinchi Wayra	Potosí	Zn-Pb-Ag	23/04/2013	16 años prorrogables***	55% de Utilidad Neta
6	Choroma	Arrendamiento	Lambol S.A.	Potosí	Ag	04/06/2000	15 años	10% del VNV desde dic. 2008****
7	Colas Itos San José	Riesgo Compartido	BAREMSA/EMUSA	Oruro	Ag	18/11/2011	2 1/2 años	55% de Flujo de Caja Neto*****
8	Esmoraca	Arrendamiento	E. M. Copacabana	Potosí	WO <sub>3</sub>	05/03/2003	10 años	Canon de arrendamiento de 5% de VW
9	Palacos, escombreras y colas oxidadas	Arrendamiento	E. M. Manquiri	Potosí	Ag	24/07/2001	25 años	Canon de arrendamiento 2,5% (Más 1,5% para cooperativas)

Fuente: Ministerio de Minería y Metalurgia-Estadísticas del Sector Minero 1980-2009; Luna, J. Análisis para optimizar las estructuras contractuales de Comibol según el anteproyecto Nueva Ley Minera. Teis de grado, UMSA, 2013; Comibol, Informes de Auditorías.

- (\*) Según Contrato DGAJ-CTTO.MN-094/2013. El anterior contrato de 30 años se cumplía en 2023 y la participación estatal era de 50% de las Utilidades.
- (\*) Según el cálculo del Estado de Resultados, en el periodo 2009-2018, la participación estatal será del 20,4 del Ingreso Bruto de Ventas.
- (\*\*\*) Según Contrato DGAJ-CTTO.MN-094/2013. El anterior contrato de 15 años se cumplía en 2014 y la participación se basaba en una fórmula que consideraba el factor F(1,1% del canon de arriendo) y la cotización del Zn, Pb y AG; en 2005 una adenda incrementó el factor F según variación de cotizaciones.
- (\*\*\*\*) Contrato inicial tenía de 5,2% de VNV, modificado en adenda de 2011. La diferencia entre 10% y 5,2% para el período dic. 2008 y dic. 2010, de 186 M \$us debería ser pagada por la empresa en dos pagos hasta dic. 2011.
- (\*\*\*\*\*) Contrato de arrendamiento anterior, después de adendas, era de 26 años

Por su parte, las cooperativas también trabajan en áreas pertenecientes a COMIBOL bajo contratos de arriendo y en concesiones propias. El número real de cooperativas es un misterio Aunque la información oficial sólo da cuenta de la existencia de 640 cooperativas agrupadas dan 11 federaciones para el año 2010, algunos especialistas estiman el número de éstas en más de 1.600, la mayoría de las cuales se habrían creado a partir de 2006 en que Evo Morales asume el gobierno. Su peso electoral y su capacidad de movilización, les han permitido a las cooperativas obtener una serie de ventajas económicas del gobierno nacional, tales como la entrega a título gratuito de

equipos y maquinaria pertenecientes a COMIBOL (empresa en cuyo directorio tenían participación hasta hace no mucho), la otorgación de recursos a fondo perdido para créditos, la creación de instituciones y mecanismos para facilitarles la comercialización, la rebaja y exención de impuesto y, principalmente, la concesión de áreas mineras de explotación, incluso de aquellas arrebatadas a propietarios privados.

En el caso de la empresa estatal, su participación en la producción se limita a los centros mineros recuperados por los trabajadores asalariados de manos de empresas extranjeras: Huanuni y Colquiri. En el último tiempo, el gobierno ha amenazado con revertirlas nuevamente a propiedad privada si sus utilidades no son lo suficientemente elevadas como para justificar su administración estatal. Asimismo, presionado como está por la declinación de reservas y la escasez de materias primas para algunos emprendimientos públicos industriales, ha impuesto medidas legales para que los trabajadores incrementen la producción y declinen la realización de huelgas.

El dominio privado sobre el sector que se refleja en la participación aplastante de empresas privadas extranjeras y cooperativas en la explotación minera, se puede explicar en gran medida a partir de la estructura de la propiedad de las áreas mineras. Luego de la privatización de la COMIBOL y el levantamiento de la reserva fiscal, durante el período neoliberal, se produjo una masiva otorgación de concesiones a personas individuales y colectivas, es decir, personas particulares, empresas y cooperativas. Ese proceso no cambió radicalmente con la asunción al poder de Evo Morales, sino solamente en el 2013, cuando se dictó una norma de reversión de concesiones ociosas, lo que afectó principalmente a personas individuales. Con todo, la situación actual muestra el deterioro del control de áreas mineras por parte del Estado y la posición dominante de las empresas privadas y las cooperativas, que les da la posibilidad de usufructuar de los recursos minerales que, líricamente, pertenecen a todos los bolivianos.

### Concesiones mineras

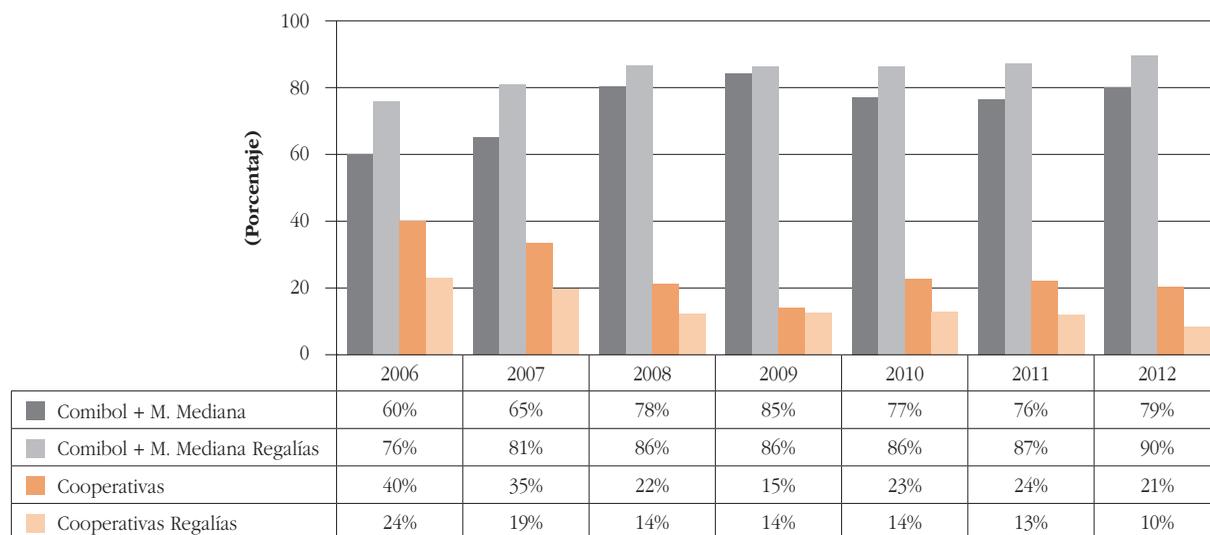
	2007		2013	
	Número	Km2	Número	Km2
<b>Bolivia</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
Comibol	17,3%	12,7%	26,7%	15,1%
Empresas	17,0%	35,1%	24,0%	43,5%
Cooperativas	3,1%	2,1%	16,8%	16,7%
Unipersonal	62,5%	50,1%	32,5%	24,6%

Fuente: elaboración propia con base en Sergeotecmin

El resultado práctico de esa orientación de la política –reflejada en la limitada presencia productiva de COMIBOL y en cambios insustanciales en el régimen tributario-, es que la participación en la renta minera por parte del Estado que era ya pequeña durante el período neoliberal, se mantiene en niveles reducidos; esto, se ve

agravado, además, por el tratamiento preferencial otorgado a las cooperativas mineras en materia tributaria. De esa manera, la información oficial revela que existe una asimetría en el pago de tributos entre los actores: mientras que la COMIBOL y las empresas privadas, con el 79% de la producción de concentrados a su cargo pagan al Estado el 90% de los tributos, las cooperativas con el 21% de la producción a su cargo sólo pagan el 10% de los tributos.

### Producción vs. Regalías + Impuestos por Subsectores\*



(\*) Concentrados de Estaño, Zinc, Cobre, Oro, Plata, Antimonio, Bismuto, Wolfram y Plomo.

Fuente: Ministerio de Minería y Metalurgia, Ministerio de Economía y Finanzas, Boletín de Ingresos Tributarios 2011 y 2012.

### Aspectos generales del proyecto

El ámbito que abarcaría la nueva ley es el de la regulación de todas las actividades mineras sobre recursos minerales del suelo o subsuelo. La ley establece los principios, las normas, los procedimientos y todos los aspectos concernientes a la regulación de las actividades mineras. Incorpora a los áridos, como materiales cuya explotación está sujeta a la ley minera, aunque determina que la fiscalización de la explotación de los áridos será una atribución de los gobiernos municipales. Por otro lado, excluye de las actividades mineras el aprovechamiento de las aguas medicinales minerales, al considerar que ellas no son un recurso minero.

El objetivo general de la ley sería el de promover el desarrollo responsable, planificado y sustentable de la minería en el país. También establece la institucionalidad del sector, es decir, las instituciones que van a dirigir, normar y fiscalizar; también los roles y atribuciones de los actores.

### Naturaleza y orientación de la política minera en el proyecto

En coincidencia con el Plan Nacional de Desarrollo del 2006 se plantea que el sector minero es estratégico, en la medida en que permite la generación de excedente

económico que debería, a través de transferencias, servir para impulsar las actividades de los sectores generadores de empleo y de ingresos, como son la agricultura, la industria manufacturera, etc. Este objetivo general de las actividades mineras, que se resume en la provisión de ingresos fiscales mediante el pago de impuestos y regalías, determina todas las políticas sociales, ambientales, laborales, etc., aplicables al sector.

El proyecto incorpora la definición de la **Función Económica Social**, que consiste en el aprovechamiento de las riquezas minerales en condiciones de sustentabilidad ambiental y promoviendo la generación de empleo, que complementa la orientación general que debería asumir el desarrollo de la minería. Este concepto intenta equilibrar la preocupación social por los efectos nocivos de la minería sobre el medio ambiente, con la necesidad de empleos de la población, favoreciendo de esta manera la legitimidad de esta actividad económica y de la política que alienta su incremento.

En la misma dirección, el proyecto ratifica la garantía estatal de **seguridad jurídica y la promoción de las inversiones privadas**, como principios ordenadores. La seguridad jurídica implica el reconocimiento, respeto y garantía estatal de los derechos de usufructo de los actores mineros y el amparo de sus inversiones, mientras que la promoción de las inversiones se refiere a la orientación que las políticas públicas sectoriales deberían privilegiar. Estos son elementos clave en la atracción de capitales para incrementar las actividades mineras, más aún en un escenario de reducción paulatina de las cotizaciones internacionales de las materias primas producido en el curso del último año.

En este ámbito, también se determina que el **Interés Económico Social** -que es un concepto que alude a la razón por la que un actor desarrolla las actividades mineras- se cumple con el derecho de vigencia, nuevo nombre de la patente minera, y el inicio de actividades en el plazo de un año desde la fecha de la firma del contrato respectivo. En realidad, al definirse así, se estaría determinando que el ejercicio del derecho a realizar actividades mineras está condicionado al pago de dicha patente en parajes y el inicio de actividades en determinada área minera; en otras palabras, se estaría estableciendo la condición para el ejercicio del derecho privado de aprovechamiento de los recursos mineros pertenecientes al pueblo boliviano.

Consecuentemente, el proyecto de ley define como actividades prioritarias a la **prospección y la industrialización**.

La *prospección* sería prioritaria porque para garantizar un flujo permanente y creciente de ingresos fiscales se requiere la existencia de una gran cantidad de yacimientos mineros nuevos, para la reposición de aquellos que se encuentran en declinación. Lógicamente, como veremos más adelante, las normas específicas que regulan la prospección deben ser livianas, es decir, bastante permisivas, de modo que no la impidan, sino que la promuevan.

Por su parte, la *industrialización* sería una meta deseable, debido a que los precios de los productos procesados industrialmente son mayores que los de los minerales simplemente concentrados. Además, como corresponde al discurso oficial, el proceso

de industrialización de los recursos naturales sería el rasgo que diferencia al Modelo Económico, Social, Comunitario y Productivo de sus antecesores. Empero, el proyecto plantea la industrialización como una actividad esencialmente de responsabilidad de los agentes privados y no a cargo del Estado, pues mientras determina que el Estado estará encargado de promover la industrialización encarada por empresas privadas o por cooperativas, la participación estatal está relegada a la posibilidad de que las empresas públicas cuenten con recursos financieros propios.

También determina que será una prioridad de la política el incentivo de la *explotación de yacimientos detríticos-aluviales*, principalmente de oro, evitando la explotación selectiva irracional. Esta prioridad parece alentada por la particularidad que tiene este mineral, cuyo precio tiene un comportamiento distinto al de los otros minerales, debido a que se constituye en un refugio de valor en tiempos de inestabilidad económica. En este caso hay que recordar que actualmente no hay empresas privadas importantes en la producción de oro en el país, por lo que la explotación está dominada por cooperativas que trabajan con técnicas rudimentarias, por lo que la política estaría dirigida principalmente hacia ese sector.

Alineado al discurso gubernamental de la ***Economía Plural***, que concibe la posibilidad de que en el capitalismo se dé la convivencia y el desarrollo armónico de los diferentes modos de producción, la ley minera propugna la participación de los diferentes productores en igualdad de condiciones, en condiciones de competencia mercantil. Paradójicamente, el proyecto elimina la posibilidad de que los pueblos indígenas participen en condición de tales, como actores mineros.

El proyecto establece que todas las personas con capacidad jurídica pueden ser sujetos de la minería aunque no necesariamente actores. Los sujetos son todos aquellos que, de algún modo, están ligados a ese sector, ya sea como beneficiarios o afectados, pero una persona para ser actor con derecho a desarrollar actividades mineras tiene que organizarse necesariamente en una de las tres formas que reconoce la ley: industria estatal, industria privada y cooperativa. De esta manera, la norma estaría obligando a los pueblos indígenas a asumir una forma organizativa propiamente mercantil capitalista abandonando su naturaleza social colectiva. En otras palabras, a contra ruta de lo que señala el discurso oficial del “socialismo comunitario” se prioriza e induce la vigencia y la difusión de las relaciones capitalistas antes que las formas colectivas.

Finalmente, de manera general se plantea que la norma garantiza el cumplimiento y respeto de los derechos laborales y de los aspectos ambientales.

## **La propiedad pública y privada de los recursos naturales**

Un tema fundamental es el de la propiedad de los recursos mineros mineralógicos que se plantea aquí como el gran cambio propugnado por el actual gobierno; ya nos lo dijo en el caso de los hidrocarburos, refiriéndose a las reformas del régimen tributario de la Ley 3058 como sinónimo de nacionalización. Ese cambio que se ha constitucionalizado, se refleja en el proyecto que declara que “los recursos minerales,

cualquiera sea su origen o forma de presentación existentes en el suelo y subsuelo del territorio del Estado Plurinacional son de propiedad y dominio directo, indivisible e imprescriptible del pueblo boliviano” y su administración corresponde al Estado.

El MAS manejó una curiosa y contradictoria teoría del valor y de la renta de los recursos naturales en ocasión de la “nacionalización” de los hidrocarburos. Sostenía que los recursos naturales poseen por sí mismos un valor, “un valor intrínseco”. Los “teóricos” del MAS sostenían que el valor de los hidrocarburos “no proviene sin duda del trabajo incorporado porque los hidrocarburos, como recurso natural, no han sido producidos por el ser humano, han sido, si se quiere ‘producidos’ por la naturaleza”; ese valor “intrínseco” consistiría en la diferencia entre el costo de producción (que incluye la utilidad promedio de la industria) y el precio de venta<sup>4</sup>, y constituiría la renta que pertenece al propietario de los recursos naturales.

Esa concepción desconoce que en la economía capitalista, cuya naturaleza es mercantil, las cosas sólo tienen valor (en rigor, un valor de cambio) cuando son susceptibles de ser vendidas como mercancías generando una ganancia, un plusvalor del que se apropia el capitalista. Esas mercancías adquieren su valor precisamente por ser resultado del trabajo y en una magnitud correspondiente a la cantidad de trabajo invertido en su producción, trabajo que en el capitalismo es provisto por el obrero que, a cambio de un salario, vende su fuerza de trabajo al empresario capitalista generando un valor que excede el valor de su propia fuerza de trabajo consumida. Lo mismo sucede con los minerales, que para convertirse en mercancías y adquirir un valor de cambio requieren primero ser extraídos -del subsuelo o de la superficie- y estar disponibles en el mercado en condiciones rentables, es decir, en condiciones de producir una ganancia para el productor; por el contrario, carecen de valor alguno si se mantienen como meros recursos naturales en los yacimientos. Su característica diferencial es que su precio, debido a su carácter extraordinario, se fija más allá del precio de producción –que contiene la tasa de ganancia media-, dando lugar a la existencia de una ganancia extraordinaria -denominada renta- para el propietario/poseedor de los yacimientos. Esta ganancia extraordinaria, pese a ser distinta de la ganancia media, tiene su origen en la misma fuente que aquella: el consumo productivo de la fuerza de trabajo del obrero; en ese sentido, sigue siendo un valor creado por el trabajo y no un don natural o divino.

Esa teoría le sirvió al MAS en el caso de los hidrocarburos para eludir la expropiación de las transnacionales, bajo el razonamiento de que resultaba irrelevante quién los extrajera, pues, de todos modos, esos recursos seguían perteneciéndonos y conservaban su valor “intrínseco” o “natural”. De ese modo, los capitalistas propietarios de los medios de producción –considerados por el MAS como meros empleados-, mantuvieron el control real de la producción y, por ende, de la magnitud del producto y de la renta a ser repartida.

---

<sup>4</sup> Azeñas A., Roxana y Morales O., Manuel. *Marco conceptual de la nacionalización de hidrocarburos en Bolivia*, inédito, 2010.

En el caso de la nueva ley de minería se abandona esa concepción (que justificaba la limitación de la reforma a la percepción de una parte mayor de la renta a través de los impuestos) y se adopta la que prevalece en la actual Ley 1777 de origen neoliberal. Consecuentemente, la propiedad popular sólo abarca a los minerales en su estado natural, en su condición de yacimientos –independientemente de si están en el subsuelo o en el suelo-, mientras que como productos de la extracción –es decir, como mercancías-, pertenecen al productor (actor mineros productivo, en términos legales). Así, en el capítulo sobre Derechos Mineros se establece que si bien éstos no otorgan a sus titulares –los actores productivos- ni a sus socios “derechos propietarios ni posesorios sobre las Áreas Mineras, sino exclusivamente los derechos de prospección, exploración, uso y aprovechamiento”, sí les conceden el “derecho de propiedad, libre disposición y gravamen sobre la producción minera” e incluso el derecho de aprovechar “los residuos minero-metalúrgicos, como ser colas, desmontes, relaves, escorias y similares”. Si recordamos, esa redacción corresponde al espíritu del famoso Anexo D de los contratos de riesgo compartido hidrocarburíferos -impuestos por el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada- y superado por la Ley 3085.

### **Los derechos mineros de los actores**

La orientación general de la nueva ley sería la de dar preponderancia al derecho minero sobre otros derechos. En efecto, en distintos artículos, se remarca el carácter estratégico, de utilidad pública y de necesidad estatal de las actividades mineras. También, se establece como una obligación y función estatal la promoción de las inversiones mineras y de las diferentes actividades de la cadena minera. Consecuentemente, la norma establece la discriminación explícita entre derechos mineros y propiedad de la tierra y le otorga a los primeros una primacía sobre las formas de propiedad de la superficie, al garantizar su aplicación incluso mediante la expropiación a propietarios agrícolas u otros.

El proyecto determina el reconocimiento y respeto por parte del Estado, de los derechos adquiridos en el pasado mediante concesiones mineras tanto a titulares individuales o conjuntos, como a empresas privadas, mixtas y estatales. Al mismo tiempo, reconoce y respeta los derechos pre-constituidos de las cooperativas. Para ello, los actores mineros deben readecuar sus derechos a los nuevos contratos administrativos mineros correspondientes.

El reconocimiento alcanza también a los derechos sobre terrenos o áreas superficiales obtenidos previamente a través de la compra, servidumbre, expropiación o cualquier otra forma legal. Esto incluye a los derechos adquiridos en áreas que posteriormente fueron otorgadas a los pueblos indígenas como Tierras Comunitarias de Origen (TCO) o Territorios Indígenas Originario Campesinos (TIOC).

Como señalamos antes, la futura norma no reconocería el derecho propietario ni posesorio sobre los recursos minerales en estado natural, como lo hace el actual Código de Minería mediante la figura de concesión minera, sino únicamente el derecho de uso, de usufructo, de aprovechamiento de los recursos mediante actividades

que van desde el cateo, la prospección, la exploración, la explotación, la refinación, la concentración y la industrialización.

Por tanto los nuevos derechos mineros otorgarían la propiedad, libre disposición y gravamen sobre la producción minera, pero están prohibidos de arrendar las áreas mineras que se les otorgan. El proyecto remarca en sus primeras disposiciones que ninguna persona puede invocar la propiedad de los recursos minerales aunque fuese propietaria del suelo; más aún, establece que las áreas mineras sobre las que los actores productivos pueden poseer derechos son intransferibles, inembargables y no heredables. Además, prohíbe a los poseedores de derechos mineros la inscripción de los “recursos mineralógicos en estado natural” como derechos propietarios “en mercados de valores nacionales o extranjeros”, impidiendo de esa forma que las empresas especulen y obtengan ganancias extraordinarias.

Sin embargo, así como los actores tienen el más amplio derecho para disponer de la producción minera y de las utilidades que ésta les reporta, el proyecto les otorga la posibilidad de “utilizar la información cuantitativa o cualitativa, obtenida mediante estudios u otros medios, sobre los recursos o reservas minerales” con fines de financiamiento “en bolsas de valores autorizadas nacionales o extranjeras”. Si consideramos que en las bolsas de valores es precisamente la información relativa a las perspectivas de ganancia de las empresas la que dan valor a sus acciones, este derecho tendría, en la práctica, el mismo efecto que aquel que está prohibido en el mismo texto.

Estas disposiciones generales sobre los derechos mineros, se concretiza en el reconocimiento de derechos específicos:

#### **a) Derecho a percibir y remitir utilidades**

La norma reconoce a los actores productivos el derecho a la libre disposición de las utilidades, incluida la remisión de las mismas al exterior, sólo a condición de cumplir con las obligaciones tributarias. En el caso de las empresas estatales dependientes de COMIBOL, sus utilidades remanentes, después de disponer la previsión para reinversiones, deben ser transferidas a la empresa matriz; contrariamente, el financiamiento recibido por estas empresas de parte de la COMIBOL serán pagadas como cualquier otro financiamiento privado.

Cabe anotar aquí, que el reconocimiento del derecho de libre remisión de utilidades, contradice el discurso oficial acerca de la obligación de los inversionistas extranjeros de reinvertir sus utilidades en el país y con el artículo 351 de la Constitución Política del Estado que determina esa obligación para los contratos de asociación mixtos de explotación de recursos naturales.

#### **b) Derecho a seguridad a seguridad y protección**

El proyecto dispone el derecho a la seguridad y la protección estatal de los emprendimientos e inversiones mineras ante “actos de personas individuales o colectivas que pretendan avasallar o avasallen, invadan o pretenda invadir sus Áreas

Mineras, plantas o instalaciones”. Como sabemos, ya existe una norma aprobada sobre avasallamientos que tiene el mismo espíritu y que impide a los pueblos indígenas originarios reclamar sobre acciones ya ejecutadas, aunque hayan sido realizadas sin su consentimiento, so pena de ser encarcelados.

Esta nueva norma iría más allá, pues no sólo castigaría actos efectivos de “avasallamiento”, sino todo acto de “impedimento”, cuya calificación estará librada a la autoridad y que puede ir desde la declaración de un dirigente de futuras acciones de protesta en defensa de sus derechos.

Aquí señalamos un hecho interesante. El mismo día en que se aprobó la ley contra avasallamientos mineros, se aprobó también otra disposición que autoriza a la AJAM dar curso a las solicitudes de peticiones mineras que estaban detenidas, entre ellas las presentadas por las cooperativas sobre áreas mineras de propiedad de la COMIBOL. Lo curioso es que esta segunda norma suspende por 180 días la aplicación de la ley contra avasallamientos a miembros de las cooperativas involucrados en casos de ese tipo, que hayan realizado las peticiones mineras.

Entonces, aquí la penalización del avasallamiento está dirigida efectivamente a quienes pudiesen reclamar la vulneración de sus derechos, es decir, contra los pueblos indígenas.

### **c) Derecho a la previsibilidad tributaria y competitividad**

La norma también establece que se otorgará condiciones de competitividad tributaria y previsibilidad jurídica a los actores mineros, respondiendo a una demanda permanente de los empresarios privados. Al margen de contradecir el discurso “estatista” del propio gobierno, esta disposición estaría dirigida a enfrentar probables deterioros en las cotizaciones internacionales que podrían poner en riesgo la obtención de ganancias por parte de las empresas transnacionales que operan en el país, por lo que el gobierno podría realizar cambios adecuados al interés de dichas empresas en ámbitos relativos a los costos, para hacerlos competitivos con los vigentes en otros países. En el caso de la tributación, también resulta ser un anticipo de la orientación que tendrá la nueva reforma tributaria, en la que se incluiría el régimen tributario de la minería.

### **d) Derechos sobre residuos mineros**

La norma daría a los actores productivos derechos sobre los residuos, desmontes, relaves similares, etc., yendo más allá de la actual ley neoliberal que reserva esos recursos para el Estado.

Este derecho sobre los residuos mineros no es poco significativo, pues como la minería es una actividad muy antigua en Bolivia, han quedado muchísimos residuos en distintas formas en muchas zonas mineras, los mismos que con las nuevas tecnologías de tratamiento pueden adquirir valores significativos. Ese es el caso de los pallacos del Cerro Rico de Potosí, por ejemplo, que están siendo aprovechados por la minera San Bartolomé, sobre la base de una asociación con cooperativas que tenían

contratos de arrendamiento con COMIBOL, su propietaria; lo mismo se puede decir de los desmontes de la mina Catavi que, por disposición directa de Evo Morales han sido otorgados a los cooperativistas en 2013.

#### **e) Derechos sobre materiales y aguas existentes en el área minera**

Los poseedores de derechos mineros también tendrían derecho sobre recursos del área, tales como materiales de construcción, madera, leña, turba, etc. Asimismo, obtendrían derecho de uso de aguas existentes o que discurren por su área minera. En el caso del uso de aguas de dominio público o privado, los actores mineros deberán arribar a un acuerdo con los titulares y a falta de ello, recurrir a la autorización administrativa.

En otras palabras, las empresas mineras y cooperativas podrán hacer uso de las aguas de manera casi irrestricta, exceptuando aquellos casos en que se interrumpa la provisión de agua potable para la población.

#### **f) Derechos mineros sobre derechos de terceros**

Los poseedores de derechos mineros, también tendrán derecho de paso y uso en áreas superficiales ubicadas en el mismo lugar de su área minera también y en áreas vecinas, lo que les permitiría abrir caminos, construir puentes, etc., sólo bajo la condición de cumplir con las normas ambientales.

Empero, en concordancia con la preeminencia del derecho minero sobre otros derechos, los actores mineros podrían “constituir derecho de superficie sobre la propiedad agraria o de otra naturaleza” previo pago de compensación o indemnización. Más aún, si no se pudiese establecer acuerdo sobre la constitución de ese nuevo derecho de superficie en favor del actor minero, éste podrá “recurrir al procedimiento de la expropiación previsto en la presente ley”, el mismo que da al Director Departamental o Regional, la potestad de resolver la solicitud en plazos muy cortos.

### **Contratos mineros y autorizaciones**

Las formas con que se otorgan los derechos mineros son: los contratos administrativos mineros, los contratos de asociación minera, las autorizaciones mineras y las licencias de operación y comercialización.

#### **a) Contratos administrativos mineros**

Los contratos administrativos mineros son de uso y aprovechamiento sobre un o varias áreas mineras. La Autoridad Jurisdiccional Administrativa Minera (AJAM) es la entidad encargada de reconocer los derechos mineros mediante contratos.

Los contratos administrativos mineros son, según el actor que los detenta: Contrato Administrativo Minero Privado, Contrato Administrativo Minero Cooperativo y Contrato Administrativo Minero Estatal.

La norma establece que no se puede transferir derechos ni obligaciones de los contratos administrativos mineros.

Además de los documentos legales que habiliten a los titulares de los derechos como personas jurídicas, se establece la exigencia de presentar planes de inversión para los privados y planes de trabajo para las cooperativas. Asimismo, se impone cláusulas obligatorias referidas al cumplimiento de estipulaciones legales de protección ambiental y derechos laborales.

La superficie máxima de un contrato de administración sería 250 cuadrículas, equivalentes a 6.250 hectáreas. El plazo de vigencia de los *contratos administrativos privados* es de treinta años, que pueden renovarse por otros treinta años cuando el proyecto justifique su ampliación. En el caso de los *contratos administrativos cooperativos*, el plazo es indefinido, condicionado al pago del derecho de vigencia.

Los contratos están sujetos al cumplimiento del *interés económico y social*, que les obliga al pago del derecho de vigencia para mantener sus derechos sobre el área minera correspondiente. Este derecho de vigencia que es un símil de las actuales patentes mineras, van de los 300 a los 600 bolivianos anuales, excepto en las áreas pertenecientes a COMIBOL que provienen de grupos mineros nacionalizados, donde no se paga dicho derecho de vigencia. Además, el titular está en la obligación de dar inicio a las actividades mineras en el plazo de un año después de firmado el contrato, para mantener en vigencia sus derechos mineros.

Aquí cabe hacer una puntualización sobre la obligación de cumplimiento de los derechos laborales, que se incluye en los contratos administrativos mineros. En el caso de las cooperativas mineras, se determina que ellas no pueden contratar personal, excepto para tareas administrativas, técnicas y de asesoramiento, sin embargo, se autoriza la suscripción de contratos de asociación no-estatal con diversas personas jurídicas que, como ha sucedido en otros sectores en el pasado, podría servir para burlar los derechos laborales de los trabajadores asalariados a través de contrataciones atípicas.

## **b) Contratos de asociación minera**

Los contratos de asociación minera para “realizar actividades en todo o parte de la cadena productiva minera” pueden ser *estatales*: cuando se establecen entre una empresa estatal y un actor no estatal (empresa privada o una cooperativa), o *no-estatales*: cuando se establece una asociación entre actores no-estatales (empresa privada o cooperativa).

Estos contratos de asociación minera no generan nueva personalidad jurídica. Esto quiere que al establecerse una sociedad entre actores estatales y privados o entre privados únicamente, ella no da lugar a una nueva personería jurídica. Por tanto, los derechos y obligaciones de las partes se mantienen y realizan de manera separada.

En el caso de las asociaciones estatales, cuando incluyan actividades de exploración previa se pueden suscribir por invitación directa o a propuesta de un actor minero privado interesado. Esta disposición se adecúa al actual contexto de la minería, en el que destaca la inexistencia de nuevos prospectos rentables, por lo que la búsqueda de nuevos yacimientos se convierte en un imperativo para el gobierno.

Así, cualquier empresa privada puede asociarse con el Estado y adquirir derechos mineros sin necesidad de concursar en una licitación internacional.

Eso sí, la norma determina que en proyectos en que no se pase a la fase de explotación, los gastos de exploración serán asumidos en su totalidad por el socio privado, librándose de toda responsabilidad la empresa estatal asociada.

Respecto a la participación en las utilidades, se determina que en el caso de una asociación estatal, la participación de la empresa estatal no puede ser menor al 55% de las utilidades antes de impuestos. En cambio, en el segundo caso, la participación de las partes en las utilidades será establecida de común acuerdo y estarán estipuladas en el contrato.

Empero, en los dos tipos de asociación, los tributos se pagarán por separado. En cualquiera de los tipos de asociación, estatal o no-estatal, los actores privados pagarán el impuesto a la utilidad a las empresas vigentes, la estatal contabilizará el ingreso de acuerdo a normas que le sean aplicables y pagará también dicho impuesto. Contrariamente, las cooperativas contabilizarán la parte de los ingresos que les corresponda entre sus “excedentes para su distribución”, es decir, no como utilidades, sino bajo la forma en que ya la Ley de Cooperativas recientemente aprobada define dichos ingresos: como “excedentes de percepción”, asimilables a la figura del salario y exentos como él, del pago del impuesto a la utilidad.

Entonces inclusive cuando la asociación no-estatal explote un importante yacimiento con la participación de una empresa privada extranjera o una empresa estatal, obteniendo elevadas ganancias, las cooperativas intervinientes no pagarán impuestos sobre utilidades, sino únicamente el socio privado o estatal. Así, esta norma se anticipa al nuevo código tributario en la ratificación de la exención a los cooperativistas mineros del pago de este impuesto.

### **c) Autorizaciones mineras**

Las autorizaciones para la prospección y exploración, permiten que cualquier persona realice el cateo, que es una búsqueda superficial de indicios sin afectar derechos de terceros.

En el caso de la prospección y la exploración, la autorización de la AAJAM otorga el derecho preferente; es decir, aquellos que tienen esta autorización para explorar tendrán un derecho preferente en el momento de convertir el contrato en uno de explotación.

La autorización de exploración tiene carácter cedible a diferencia del contrato administrativo minero. Cuando el titular de la autorización no hace uso de su derecho preferente para solicitar derechos de explotación en un área minera, los informes de resultados finales de la exploración deben entregarse obligatoriamente a la AJAM. Con todo, el carácter cedible de los derechos, podría permitir la proliferación de empresas mineras denominadas *junior*, dedicadas a la exploración y prospección y a la venta de los prospectos rentables a empresas productoras, como sucedió en la época neoliberal.

La superficie máxima para la exploración con estas autorizaciones, es de 500 cuadrículas, equivalentes a 12.500 hectáreas. El plazo es de cinco años y puede extenderse por otros tres años.

#### **d) Las licencias mineras**

Las licencias de operación se otorgan para el desarrollo de actividades de concentración, beneficio, fundición y/o refinación de minerales o metales, ya sea de forma aislada o integrada.

Facultan también a sus titulares, la realización de actividades de comercialización, previo registro en el Servicio Nacional de Registro y Control de Comercialización de Minerales y Metales (SENARECOM).

Se determina que los productores de minerales y los comercializadores están en la obligación de ofrecer en venta aquellos, primero a las fundiciones o refinерías estatales y luego a las privadas establecidas en el país, en condiciones de competitividad y precio. De no poderse realizar la venta interna en estas condiciones definidas por la ley, los comercializadores podrán exportar esos productos al mercado internacional.

#### **Autorización legislativa de los contratos**

En el discurso oficial, en particular en la justificación de la “nacionalización”, se hace hincapié en la importancia de la autorización legislativa de los contratos de explotación de los recursos naturales como una salvaguarda efectiva y necesaria. Es más, en la acusación a la política neoliberal de la “capitalización” de entreguista, la omisión de dicha autorización por parte de los gobiernos que aplicaron aquella es un elemento principal. Por esa razón, el proyecto incorpora la obligatoriedad de la autorización de los contratos mineros por parte del Órgano Legislativo Plurinacional.

El proyecto dice que los contratos administrativos mineros y los contratos de asociación estatal requieren de aprobación legislativa, excepto: i) los contratos administrativos adecuados, por ser derechos adquiridos o pre-constituidos, ii) los contratos de asociación que sustituyan a los contratos de riesgo compartido, iii) los contratos administrativos cooperativos, por ser de carácter social, iv) los contratos administrativos estatales y los contratos administrativos privados cuya inversión sea inferior al millón de dólares.

Tampoco requieren aprobación legislativa los contratos de asociación no-estatales.

Entonces los que sí requieren aprobación legislativa son únicamente los nuevos contratos administrativos privados y los nuevos contratos de asociación del Estado con los privados.

De esta manera, la redacción del proyecto da por legales todos los contratos previos con las empresas privadas y las cooperativas, reconociéndoles los derechos pre-constituidos o adquiridos, y libera de esa obligación a los futuros contratos mineros cooperativos. Esa posición privilegiada de las cooperativas deja abierta la puerta para que dichas empresas “sociales” permitan el ingreso irrestricto, vía contratos de

asociación no-estatal, de los capitales privados extranjeros o nacionales en la minería, burlando la decantada salvaguarda.

### **Derechos de COMIBOL, empresas privadas y cooperativas**

Los derechos de la COMIBOL, se siguen ejerciendo sobre sus áreas propias, es decir, sobre áreas y parajes nacionalizados desde el 52 que siguen bajo su administración y sobre las ATE de COMIBOL sujetas a adecuación, respetando los derechos de los contratos suscritos con actores privados.

Los contratos de arrendamiento, de riesgo compartido o asociación de COMIBOL con privados, continuarían vigentes hasta su vencimiento. En el caso de contratos de asociación vencidos, se prevé la posibilidad de suscribir nuevos contratos bajo condiciones de la nueva ley, es decir desarrollarse como contratos de asociación estatal; para la negociación de esos contratos nuevos se establece un plazo de 3 meses, tras los cuales COMIBOL ejercerá sus derechos.

En los contratos de arrendamiento y riesgo compartido que no puedan renovarse, los actores privados pueden establecer con la COMIBOL contratos de asociación estatal, manteniendo las condiciones originales. De manera específica, los contratos de arrendamiento en áreas fiscales se adecuarán a contratos administrativos y el canon de arrendamiento será sustituido por el pago de los derechos de vigencia.

Las concesiones mineras de COMIBOL –sea por cuadrículas, pertenencias y parajes- concedidas a cooperativas bajo contratos de arrendamiento, así como las áreas de colas, desmontes, pallacos, etc. sometidas a la misma modalidad, se convierten en Contratos Administrativos Mineros. Esas áreas mineras comprenden no sólo las concesiones de la empresa estatal adquiridas posteriormente a la nacionalización de 1952, sino también a las áreas nacionalizadas.

Esa conversión en contratos cooperativos –es decir, en derechos de las cooperativas- incluye también la extinción de las obligaciones recíprocas de COMIBOL y las cooperativas, la transferencia gratuita de los equipos, maquinaria y herramientas pertenecientes a la empresa estatal a las cooperativas y la cesión en favor de FO-FIM –fondo de apoyo estatal a las cooperativas- de la deuda de las cooperativas por arrendamientos y compra de maquinarias, inmuebles, muebles, etc.

De manera especial, la norma incorpora un capítulo sobre los derechos pre-constituidos de las cooperativas, que complementan esta orientación privatista. En primer lugar, se respeta los derechos que los cooperativistas tienen reconocidos en las actuales ATE; segundo, los contratos administrativos cooperativos respetarán las condiciones y características de los contratos de arrendamiento -de los que resultan por adecuación- en concesiones pertenecientes a COMIBOL, sustituyendo el pago del canon por el pago del derecho de vigencia; tercero, en áreas donde COMIBOL y las cooperativas compartan trabajos de explotación, se respetarán los derechos por separado; en cuarto lugar, los contratos de riesgo compartido que las cooperativas hayan suscrito con actores privados, se mantendrán hasta la conclusión del contrato; quinto, los contratos de sub-arrendamiento de las cooperativas con privados, en áreas

arrendadas por COMIBOL, se transformarán en contratos de asociación no-estatal, sobre la base del reconocimiento de derechos mineros a las cooperativas; finalmente, los contratos de arrendamiento y de riesgo compartido de las cooperativas en áreas privadas, se convertirán en contratos de asociación no-estatal.

Como se puede advertir, el reconocimiento de los derechos pre-constituidos de las cooperativas en contratos de arrendamiento, sub-arriendo y riesgo compartido en áreas estatales, constituye una forma de privatización de dichas áreas, pues las cooperativas pasan a detentar los derechos de usufructo. Más aun, esto ocasionaría la pérdida de la renta minera - ganancia extraordinaria obtenida en la producción- por el Estado, bajo la forma de canon de arrendamiento o de alquiler en su calidad de dueño de las concesiones; con la transformación de ese canon en derecho de vigencia (antigua patente), la COMIBOL deja de obtener renta y el TGN los obtiene sólo como un pago de vigencia de derechos, pero de carácter fijo y que no tiene relación con el valor de los minerales producidos, como corresponde al canon de arrendamiento.

Finalmente, la norma define cual será el patrimonio de COMIBOL. El artículo 40 del proyecto dice textualmente, que las áreas de la empresas estatal “con excepción de las que se otorgan mediante esta ley a las cooperativas mineras” serán: i) las áreas de los grupos nacionalizados en 1952; ii) las concesiones adquiridas posteriormente a la nacionalización y las que adquiriera en el fuero; iii) los desmontes y otros residuos provenientes de las áreas mencionadas en los acápite precedentes; iv) las áreas de uso exclusivo definidas por el DS 1369; y v) las áreas bajo su administración, definidas por el DS 1308.

Además, se reconoce el derecho propietario de COMIBOL sobre los campamentos, plantas metalúrgicas e hidrometalúrgicas, industriales, ingenios, bienes mueble e inmuebles, e instalaciones adquiridos por COMIBOL, con “excepción de los transferidos legalmente con anterioridad a la presente ley”, es decir exceptuando las instalaciones transferidas a cooperativas en el pasado.

Finalmente, se determina que las empresas dependientes de COMIBOL serán: i) Empresa Minera Huanuni; ii) Empresa Minera Colquiri; iii) Empresa Minera Coro Coro; iv) Empresa Metalúrgica Vinto; v) Empresa Metallúrgica Karachipampa; vi) Empresa Boliviana de Recursos Evaporíticos; y vii) otras empresas a crearse.

Llama la atención que entre las áreas mineras de COMIBOL, citadas en el proyecto de ley, no figura el Cerro Rico de Potosí que, como sabemos, se encuentra bajo administración mayoritaria de las cooperativas que cuentan con contratos de arrendamiento con la empresa estatal. Esta ausencia se derivaría directamente de la disposición de esta ley de convertir las áreas en arrendamiento, en nuevos contratos administrativos mineros cooperativos que, como señalamos, tienen vigencia indefinida.

## **Los pueblos indígenas y sus derechos**

El primer aspecto que destaca de la redacción del proyecto, en referencia a los pueblos indígena-origenarios es que no se les reconoce como sujetos de derecho minero, es decir, como actores mineros productivos. Para ser actores deben organizarse

bajo las modalidades de empresa privada o cooperativa minera. Esto significa que la ley desconocería su presencia con identidad propia, conservando sus características económicas y sociales.

Esta orientación, que supone la intención gubernamental de promover una estructura social de tipo capitalista, no es novedosa, pues en el pasado diferentes gobiernos pretendieron homogenizar a los grupos sociales bajo formas típicas del capitalismo, en el supuesto de que era factible la modernización capitalista bajo dirección de la “burguesía nacional”. Así por ejemplo, constituyó el anhelo del gobierno dictatorial de Banzer, que prometía a todos los bolivianos transformarlos “de proletarios en propietarios”. Lo paradójico es que hoy sea un gobierno “indígena” el que lo promueva.

Conservando la orientación de la actual Código Minero aprobado por el gobierno neoliberal de Goni, se determina que el derecho minero es distinto del derecho de propiedad de la tierra. En otras palabras, el derecho minero goza de un carácter de privilegio, pues puede imponerse al derecho propietario de la tierra, pues la actividad minera es “de utilidad pública y necesidad estatal”. Obviamente, esta definición, que limita la propiedad de la tierra al suelo y la subordina a los derechos de explotación minera, borra de raíz toda referencia a la demanda indígena de territorio -que involucra el derecho del suelo, el subsuelo y el vuelo- y de autodeterminación indígena.

Los pueblos indígenas en la nueva ley gozarían únicamente de la participación en los beneficios de la explotación minera, en particular de las regalías percibidas por las gobernaciones de los departamentos donde se ubique la producción minera. Esta participación no sería diferente a la que está reconocida actualmente: en el presupuesto fiscal de las gobernaciones los recursos de las regalías mineras se destinarían en 80% a cubrir “necesidades de las naciones y pueblos originarios campesinos ... y para las necesidades, programas y proyectos del Gobierno Autónomo Departamental”.

Adicionalmente, los pueblos indígenas podrían obtener recursos de compensación determinados en procesos de consulta previa.

El otro ámbito en el que se reconoce la participación de los pueblos indígenas es el relacionado con la Consulta Previa en Materia Minera. Esta acción está dirigida a precautelar los derechos de los pueblos “indígena originario campesinos y la población que pudieran ser directamente afectados” por la realización de actividades de *explotación* minera y está basada en preceptos legales contenidos en la Constitución Política del Estado. El objetivo de la consulta sería la concertación entre el Estado, el actor minero y “las comunidades de los pueblos indígena originario campesinos”, para dar curso a un proyecto de explotación minera.

La consulta previa no se realizaría para proyectos en fase de *exploración*.

La consulta previa es una obligación del Estado y es delegada en el proyecto a la AJAM. Aunque los acuerdos, como resultado de la consulta, tienen carácter vinculante y son de cumplimiento obligatorio, se establece que, el Ministerio de Minería y Metalurgia es la entidad que decide los aspectos relativos a la autorización de los proyectos mineros en caso de que el proceso de consulta no arribe a un acuerdo final.

La consulta debería realizarse *paralelamente* con el proceso de otorgación de la licencia ambiental respectiva y *previamente* a la emisión de la licencia ambiental.

Las disposiciones de esta nueva ley en esta materia, regirán para los proyectos futuros y para los procesos de consulta en curso en el momento de su promulgación.

La consulta se realizaría considerando a toda la población del área de influencia, es decir, no solamente a los pueblos indígenas que poseen un territorio, sino a la población del área de influencia del proyecto minero, lo que llevaría, sin duda, a que los derechos e intereses de los indígenas se diluyan en un conjunto más amplio de grupos sociales o, lo más grave, que se desvirtúen y sean vulnerados.

La norma prohíbe el “pago en dinero a los sujetos de la consulta previa... ni a sus autoridades y/o dirigentes”. Empero, no prohíbe expresamente la entrega o pago en especie, por lo que se abre la posibilidad de que el gobierno o el mismo actor minero recurra a prácticas prebendales o clientelares para asegurarse un resultado favorable en la misma, como sucedió en la experiencia del Tipnis.

Respecto a las compensaciones e indemnizaciones, se establece que los recursos obtenidos por esos conceptos sólo pueden destinarse al desarrollo productivo o social de las comunidades o poblaciones afectadas, limitando el libre uso de los mismos por parte de las comunidades y sometiendo sus prioridades a una definición burocrática, lo que contradice la declaración genérica de la misma disposición de respetar “cultura, idioma, instituciones, normas y procedimientos” de los pueblos indígenas.

El inicio del procedimiento consiste en que el solicitante debe presentar el estudio de impacto ambiental ante la autoridad ambiental competente, para que la AJAM emita la resolución del inicio del proceso de consulta.

La misma AJAM notifica a los posibles afectados por el proyecto cuya autorización se ha solicitado. Los afectados serán representados por personas elegidas según normas convencionales o según usos y costumbre.

La consulta se hace mediante audiencias públicas, en el lugar y la fecha fijadas por la AJAM. El número de audiencias también es determinado por la AJAM en función de las características del proyecto y deben realizarse en los primeros tres (3) meses. El procedimiento de consulta no puede durar más de cuatro (4) meses, contando desde la fecha de notificación de los involucrados. Luego de las audiencias se elaborarán actas, conteniendo los acuerdos y firmadas por los representantes de las partes.

A la conclusión de las audiencias, que dará lugar a una Resolución de AJAM, se establecerá un “proceso de negociación final” basado en las actas de las audiencias y llevado a cabo por los representantes y la autoridad de la AJAM, la misma que durará un (1) mes y arribará a “la firma de acuerdos ejecutables”. Los acuerdos serán homologados por la misma AJAM y se podría abrir un período adicional de veinte (20) días para resolver observaciones técnicas.

Como se puede observar, pese a que las audiencias son mencionadas como la forma fundamental del proceso, la norma abre un espacio de “negociación final” -que ya no es público y en el que no participan directamente las comunidades interesadas- que podría convertirse en un espacio librado a la arbitrariedad de los

representantes individuales y dar curso a la tergiversación de la voluntad colectiva expresada en las audiencias.

Si no hubiese acuerdo tras ese proceso de cuatro meses, se pasa a un período de conciliación, denominado “mediación y decisión”. Este proceso consiste en la presentación de los resultados por parte del actor minero solicitante a la AJAM, la misma que remitirá los antecedentes al Ministerio de Minería y Metalurgia para que esta repartición, a su vez, inicie un “procedimiento de aproximación y de mediación” de sesenta (60) días.

Nuevamente, la consulta pública y colectiva es sustituida por un procedimiento cerrado a los representantes individuales para intentar superar la falta de concertación. En este caso, el Ministerio lleva a cabo un papel de conciliador de intereses de las partes, en un espacio en el que él mismo representa sus intereses, lo que conlleva el peligro de que se produzca una situación donde los intereses de los pueblos indígenas queden en desventaja.

Si en ese proceso de “conciliación” no se llega a acuerdos definitivos, el Ministerio se convierte en “la última instancia administrativa que, mediante resolución fundada y en el marco de las normas legales aplicables, dirima las diferencias y resuelva los derechos y las obligaciones”, es decir, en la última palabra sobre la viabilidad del proyecto minero en cuestión, pues su resolución “será definitiva e inapelable”.

Esta forma de dar curso a la implementación de un proyecto minero, corresponde plenamente a la insistente demanda de empresarios y autoridades gubernamentales por acelerar los trámites legales en favor de la inversión, especialmente de la privada, oponiéndose a los supuestos escollos que pondrían las exigencias “exageradas” de los pueblos indígenas. Por ello, que el gobierno, que tiene también intereses, encabece un proceso de “conciliación” entre pueblos indígenas y empresarios para la resolución definitiva de las obligaciones y los derechos mineros, convirtiéndose en juez y parte, resulta una solución adecuada a los propósitos coincidentes de incrementar la actividad minera, las ganancias empresariales y las recaudaciones fiscales.

En el caso de la licencia ambiental, para proyectos que por sus características requieran Estudio de Evaluación e Impacto Ambiental (EEIA), ella debe ser otorgada por el Ministerio de Minería y Metalurgia. En cambio, los proyectos de impactos conocidos poco significativos obtendrán su licencia ambiental de las Gobernaciones Departamentales respectivas.

No puede haber actividades mineras en áreas protegidas, pero se respetan los derechos adquiridos pre-constituidos, esos ya no pueden ser observados ni cuestionados aunque estuviesen en áreas protegidas. Esta disposición legaliza muchas de las concesiones realizadas en el pasado en áreas protegidas como parques nacionales que en algunos casos coinciden geográficamente con territorios indígenas.

El cierre de operaciones requiere una previsión contable, pero sin especificar mayores condiciones ni características de esa previsión ni de su relación con el proceso de cierre de operaciones.

El control y la fiscalización del desempeño ambiental estarán a cargo del Ministerio de Minería y Metalurgia, en concurrencia con la autoridad ambiental y las entidades autónomas, sin ninguna participación social.

## **Las regalías**

Las regalías, consideradas un derecho del Estado y una compensación por la explotación de los recursos mineros, se gravan a las siguientes actividades: i) explotación, concentración o comercialización, en el momento de la venta interna o externa de minerales o metales; ii) fundición, refinación e industrialización, solo cuando forman parte de un proyecto de explotación minera; iii) prospección y exploración, cuando en ellas se obtienen productos comerciables.

Como una forma de estimular la industrialización, el pago de regalías de las actividades del inciso b) equivaldrá al 60% de las alícuotas normales, para las empresas estatales y para los nuevos proyectos bajo contratos administrativos creados por esta ley. Contradictoriamente, no se gravan las regalías a las actividades manufactureras que utilizan minerales o metales que *no estén integradas* al proceso de explotación minera, pero sí a las que lo estén, lo que desestimularía que los proyectos mineros contemplen pasar a niveles superiores de transformación.

La base de cálculo de la regalía es el valor bruto de venta, considerando para ello la cotización oficial de los minerales o metales. Las escalas de las alícuotas de la regalía minera consideran rangos del precio o cotización oficial de cada producto específico, manteniendo la lógica del actual Código Minero. Los niveles de estas alícuotas, respecto a las del Código Minero y las reformas parciales llevadas a cabo por el gobierno del MAS no cambian, excepto en el caso del oro, en el que la categoría “yacimientos marginales, con escasa producción” tiene un escala donde el porcentaje mínimo se reduce de 1,5% a 1%, en referencia a la Ley 4049 de 2009.

La alícuota más elevada corresponde al oro natural, pre-concentrado, amalgama o residuo con 7% para una cotización mayor a 700 dólares la onza troy. La segunda más alta es de la onza troy de plata para un precio mayor a 8 dólares. En el resto de los minerales y metales, el valor máximo de alícuota más común es de 5%.

La norma también incluye escalas de alícuotas para nuevos productos minerales y metales, como piedras preciosas, recursos evaporíticos, minerales raros y minerales no metálicos.

El mantenimiento de los niveles de las alícuotas de las regalías, desmiente el temor expresado por analistas que responden a los intereses de la empresa privada de que el Estado, debido a una supuesta orientación “socialista”, habría previsto subir los tributos y hasta estatizar toda la cadena productiva.

## **Conclusiones**

Algunas conclusiones sumarias que podemos sacar de la lectura del proyecto de nueva ley minera, son:

- 1) Ratifica la preeminencia de la actividad minera sobre otras actividades productivas como la agricultura.
- 2) Está destinada a impulsar y fomentar la privatización de la actividad minera, a través de los actores privados: empresas y cooperativas.
- 3) Se dirige a consolidar la presencia de la Gran Minería, garantizando estabilidad de las condiciones tributarias, garantizando competitividad y protegiendo sus inversiones del avasallamiento y de todo impedimento al desarrollo de sus actividades.
- 4) Prioriza a las cooperativas como nueva burguesía “nacional” y como respuesta a la limitada generación de empleo en el país.
- 5) Relega la presencia estatal y las empresas públicas deben someterse a la competencia de mercado, como cualquier actor privado.
- 6) No prioriza la industrialización y la sujeta a la iniciativa privada.
- 7) Significa un retroceso en el reconocimiento de los derechos de los Pueblos Indígena-originarios a quienes no se reconoce como actores (sujetos con derechos mineros)
- 8) Se somete los derechos de los pueblos indígenas, incluida la consulta previa, a los intereses de los actores mineros, principalmente de los privados.

**SUSTENTABILIDAD  
DE LA MATRIZ ENERGÉTICA  
BOLIVIANA**

Juan Carlos Guzmán Salinas



## **La matriz energética boliviana**

### ***Producción primaria de energía***

Según la información oficial<sup>1</sup> la producción primaria de energía alcanzó, al 2012, a 139,3 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep) y tuvo un crecimiento de 10,8 %/año en el período 2000-2012.

La matriz de producción primaria está compuesta mayoritariamente por hidrocarburos, gas natural (80,3%) y petróleo (13,6%) y minoritariamente por producción de origen renovable, es decir, biomasa que tiene una participación casi constante (5%) y una participación marginal de la hidroenergía (1,2%).

Aunque en valor absoluto todos los componentes de la matriz de producción han experimentado un crecimiento, debe notarse que el gran crecimiento de la producción de gas natural ha introducido un sentido de desequilibrio en la matriz. Uno de los resultados de esta evolución es que la producción de origen renovable pasó, en el período de análisis, de un máximo de 16% en el año 2000 a 6.1% el año 2012.

### ***Evolución del consumo de energía***

A pesar que es objetable, desde el punto de vista conceptual, el término “consumo de energía”<sup>2</sup> atendiendo a las definiciones del Balance Energético Nacional encontramos que el consumo final de energía en el país ha llegado, en 2012, a 39,5 millones de barriles equivalentes de petróleo (39,5 Mbep) y tuvo un crecimiento, en el período 2000-2012, de 5,6%/año.

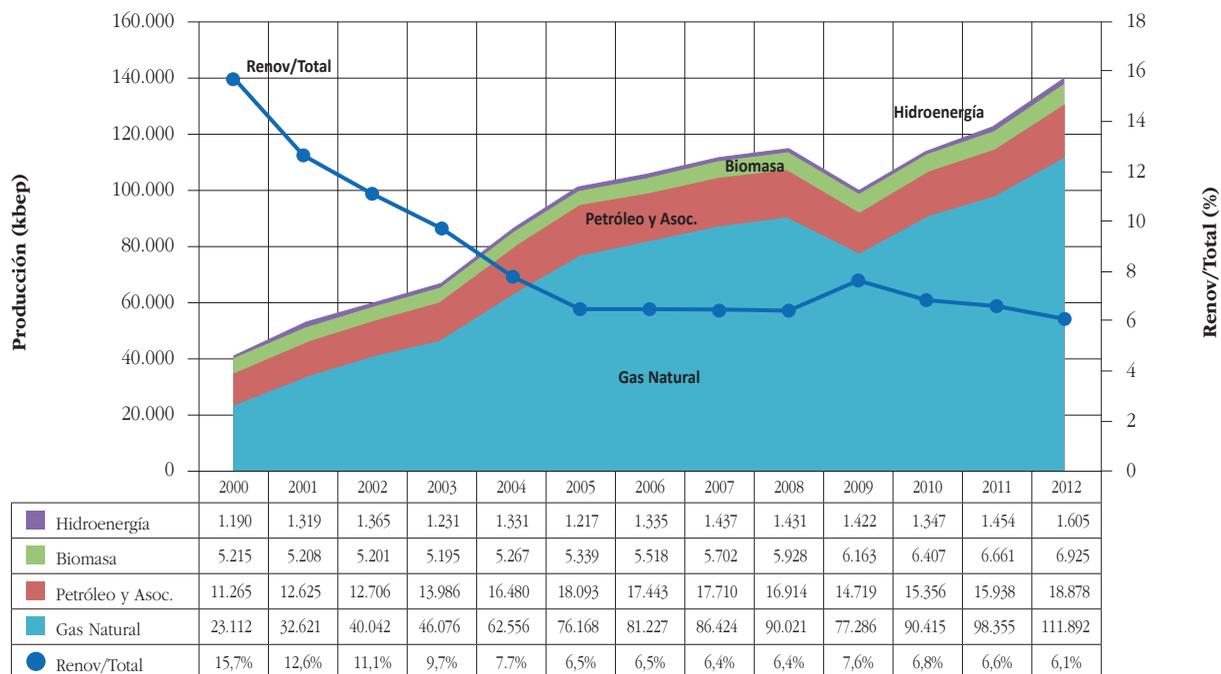
En la misma tendencia desde el año 2000 el energético más demandado es el diesel oil que tuvo un crecimiento de 6,3%/año.

---

<sup>1</sup> Balance Energético Nacional 2000-2011. MHE. 2012

<sup>2</sup> Las leyes de la termodinámica establecen claramente que la energía no se “consume” sino se transforma en otra forma de energía. “ La razón... se basa en que a lo largo del siglo XX determinados sectores

**Gráfico 1**  
**Bolivia: Evolución de la producción primaria de energía**  
**(kbep)**



Fuente: Balance Energético Nacional 2000-2011. MHE 2012.

Elaboración: CEDLA.

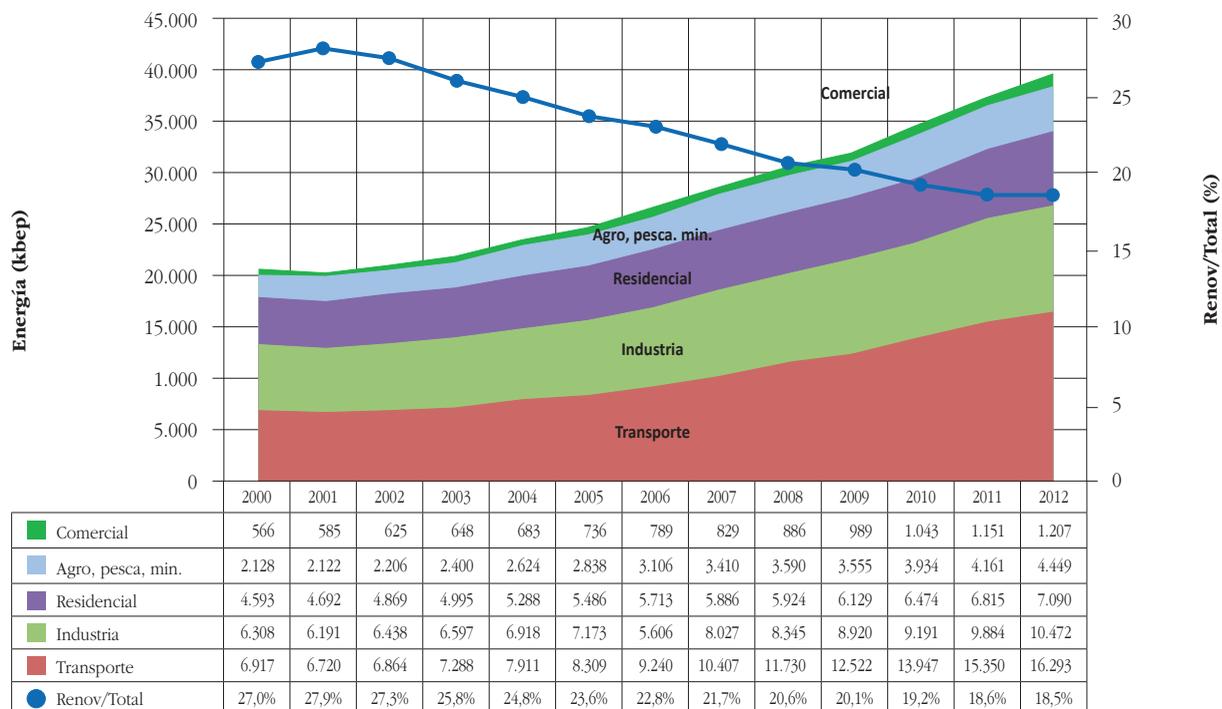
Por su parte, el gas natural y la gasolina especial, que representan el 22,3% y 16,8% de la demanda, respectivamente, experimentaron tasas de crecimiento superiores a 11%/año Y 6,1%/año, respectivamente

En cantidad de energía la biomasa (15,7%) aunque sigue siendo más importante que el consumo de electricidad ha reducido paulatinamente su participación en la matriz de consumo.

Se puede observar que la matriz de consumo es preponderantemente de origen fósil, pues la participación de las fuentes de origen renovable no supera 18,5%.

El análisis del consumo desde la perspectiva sectorial nos muestra que, sin ningún cambio desde el año 2000, el transporte es el principal problema energético ambiental del país y demanda el 41,2% de la demanda total y tuvo un crecimiento de 7,4%/año.

**Gráfico 2**  
**Bolivia: Evolución del consumo final de energía**  
**(kbep)**



Fuente: Balance Energético Nacional 2000-2011. MHE 2012.

Elaboración: CEDLA.

La tendencia en la evolución del consumo nos muestra que la liberalización del servicio, vigente desde la reforma liberal de primera generación, es concurrente con el abandono estatal de la planificación y gestión de los sistemas de transporte que ha devenido en la búsqueda de soluciones individuales de transporte. Desde otra óptica, debe anotarse que este consumo se debe, también, a que el transporte se ha convertido en una de las varias respuestas a la búsqueda de soluciones individuales de empleo.

El gas natural, cuyo principal destino es la generación de electricidad,

En términos de sector y fuente, el GLP sigue siendo el principal energético de las familias bolivianas, seguido de la biomasa.

Falta de transparencia. El sector agro pesca minería está agrupado

Soberanía energética, principal objetivo de la política energética?

Si el primer y principal objetivo de la política energética es garantizar, en el largo plazo, la sostenibilidad de suministro energético al mercado interno, la capacidad de un sistema energético de abastecer su oferta interna a partir de la producción nacional establece la posibilidad de ejercer soberanía en la planificación del mismo.

Esta última cualidad, que en el sector recibe el nombre de autarquía, otorga al gestor de un sistema energético, el gobierno, la posibilidad de planificar y aplicar los

incentivos necesarios para orientar/regular el consumo, pues es claro que un sistema seguro no autárquico depende de importaciones cuyo costo limita los grados de libertad en el ejercicio de la política pública.

El grado de autarquía de un sistema energético define, al mismo tiempo, su grado de subordinación al mercado internacional, fue un concepto que prácticamente desapareció luego de la reforma liberal de los años 90. Se asumía que una vez abiertos los mercados y regulados por los precios internacionales, la economía energética había superado el viejo y “obsoleto” concepto de autarquía. En términos políticos, la desaparición de la autarquía como objetivo de política pública supone la minimización del rol del estado en la planificación y decisión sobre el sistema.

Como se verá en las siguientes líneas del presente informe el contenido conceptual y político de la autarquía está aún hoy ausente en la gestión del sistema energético.

### ***Estado de la autarquía/soberanía energética boliviana***

La autarquía energética boliviana, siguiendo una tendencia general en la región, se ha deteriorado desde el 92,2% en el año 2000 hasta llegar al 87,0% el año 2012. Si bien este nivel de autarquía es alto y mantiene al país entre los países de mayor fortaleza energética de la región, es necesario, en términos de política energética, intentar encontrar explicaciones a este deterioro.

La manifestación visible del deterioro de la autarquía se la puede apreciar en el consumo final de los derivados de petróleo. Por supuesto, la manifestación más visible del deterioro de la autarquía energética boliviana se encuentra en el diesel. La importación de diesel constituye el principal problema de autarquía energética del país, pues la producción nacional, al 2012, apenas logra cubrir el 48% de la demanda interna. Los niveles de autarquía de diesel del año 2000 (58%) habían sido mejorados hacia el año 2004 cuando se alcanzó un nivel máximo de 73%, época en la que se inicia un continuo deterioro hasta los niveles actuales ya mencionados.

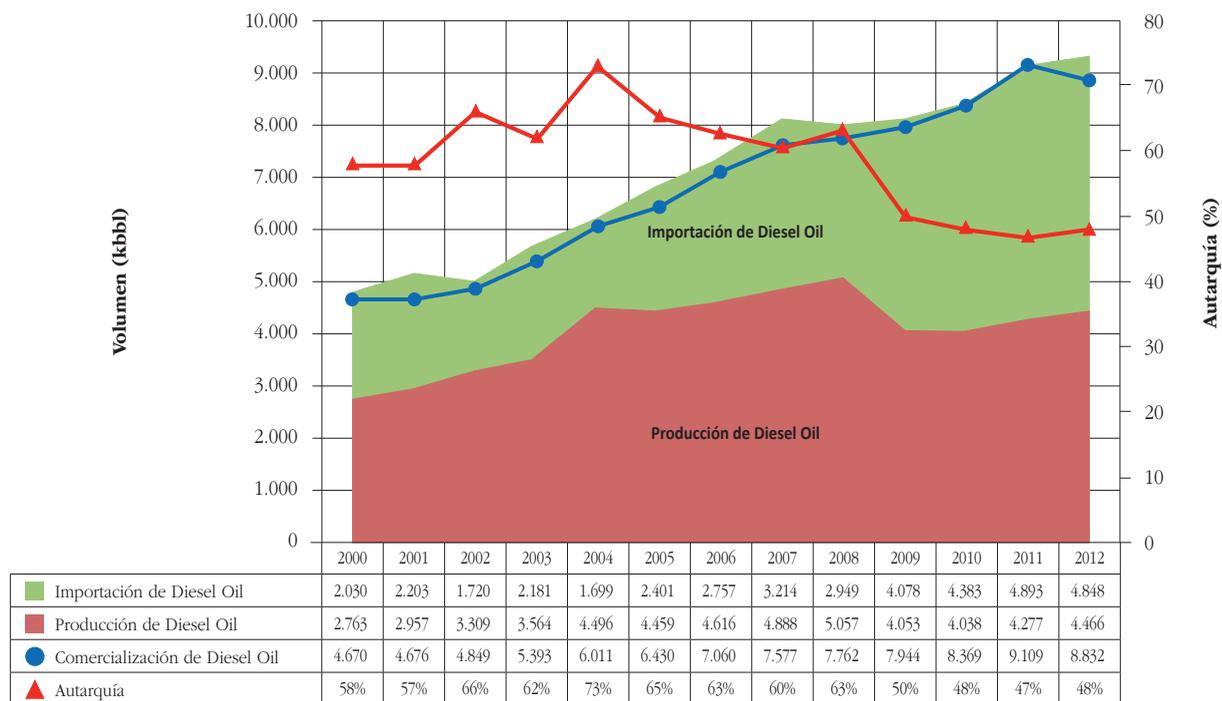
Se puede ver claramente en el cuadro que el crecimiento desmesurado de las importaciones de diesel (9,9%/año) no se origina en la demanda sino más bien en la caída de producción, que de manera preocupante y sin explicación pública conocida, tuvo una abrupta caída de 1 Mbbl (un millón de barriles) en el período 2008 - 2009.

Ya desde el lado de la demanda, la información oficial nos muestra que el 65% del diesel está destinado al transporte automotor público y particular. El 30% se destina a la agroindustria y el 5% a la generación de electricidad en los sistemas aislados, particularmente de la Amazonía.

En el caso del déficit de gasolina especial, responsable de menos del 20% del deterioro de la autarquía, encontramos la concurrencia de un crecimiento elevado de la demanda ( 6,1%/año) y de un súbito estancamiento de la producción en refinerías a partir de 2008.

### Gráfico 3

#### Bolivia: Evolución del balance interno de diesel oil



Fuente: Balance Energético Nacional 2000-2011. MHE 2012. Boletines estadísticos YPFB.

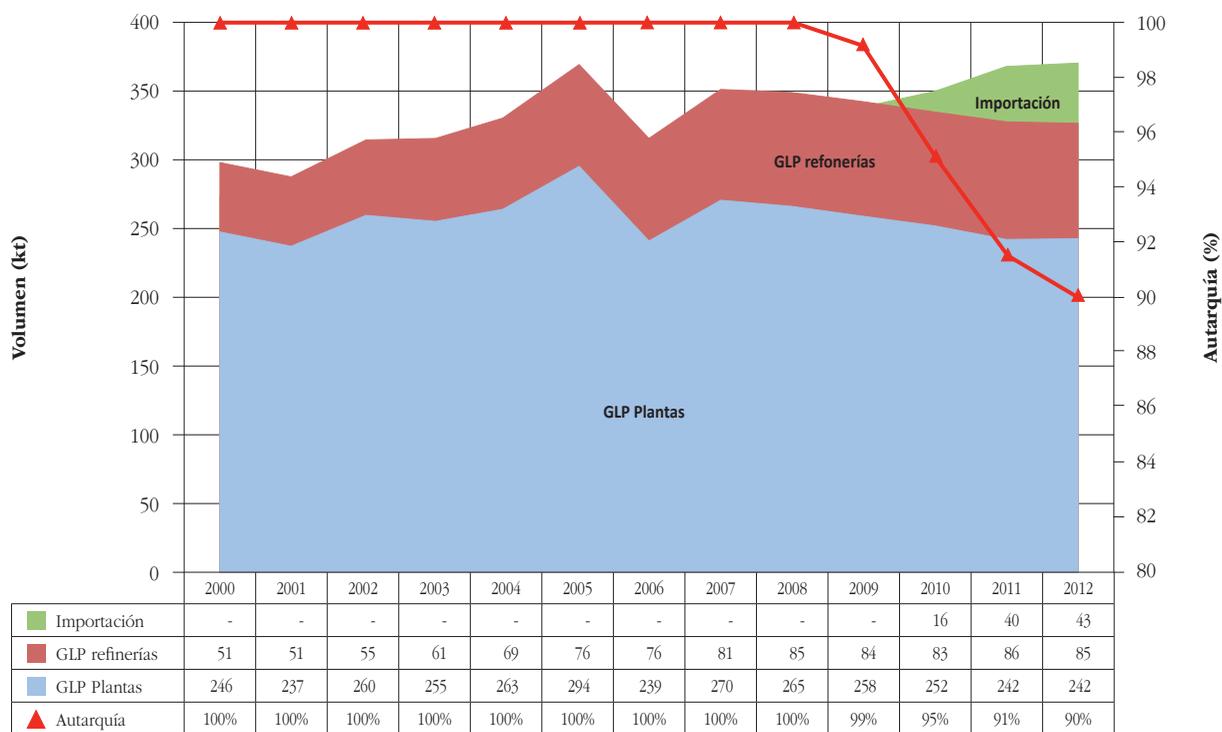
Elaboración: CEDLA.

En el caso del GLP, que explica una parte menor del deterioro de la autarquía de la matriz, destaca la caída de la producción de GLP en plantas de gas natural<sup>3</sup> a pesar del inusitado crecimiento de la producción de gas asociado. Contrario a versiones oficiales que encontraban que el problema de crisis de suministro de junio de 2013 se debía al crecimiento invernal de la demanda, el gráfico a 4 nos muestra claramente que el problema tiene origen en la producción de GLP desde el año 2007. El estancamiento de la producción en plantas podría tener más de una explicación: i) porque la capacidad de las plantas de procesamiento de gas habría llegado a su límite y/o; ii) por un empobrecimiento, en términos de contenido de GLP, en el gas asociado que ingresa a plantas y/o; iii) por la completa falta de inversiones en nuevas plantas de procesamiento y/o; iv) la exportación directa de gas “rico” sin pasar por el proceso de separación de licuables. Cualquiera haya sido el origen del estancamiento de la producción de GLP en las plantas de GLP, muchas de las cuales ya estaban en funcionamiento desde finales de los años 70 del siglo pasado, el hecho concreto es que la ausencia de política energética, que en el caso presente se reflejaría en el control de la cadena, tuvo como resultado que el país se vio obligado a importar

<sup>3</sup> Según la información de YPFB, la producción de GLP en plantas de gas se redujo de 246,4 kt en el año 2000 a 242,3 kt en el 2012.

GLP, el principal energético de los hogares bolivianos, aún cuando la exportación de gas natural tuvo un crecimiento de 18%/año.

**Gráfico 4**  
**Bolivia: Evolución del balance interno de GLP**



Fuente: Balance Energético Nacional 2000-2011. MHE 2012. Boletines estadísticos YPFB. Boletines Estadísticos MHE.

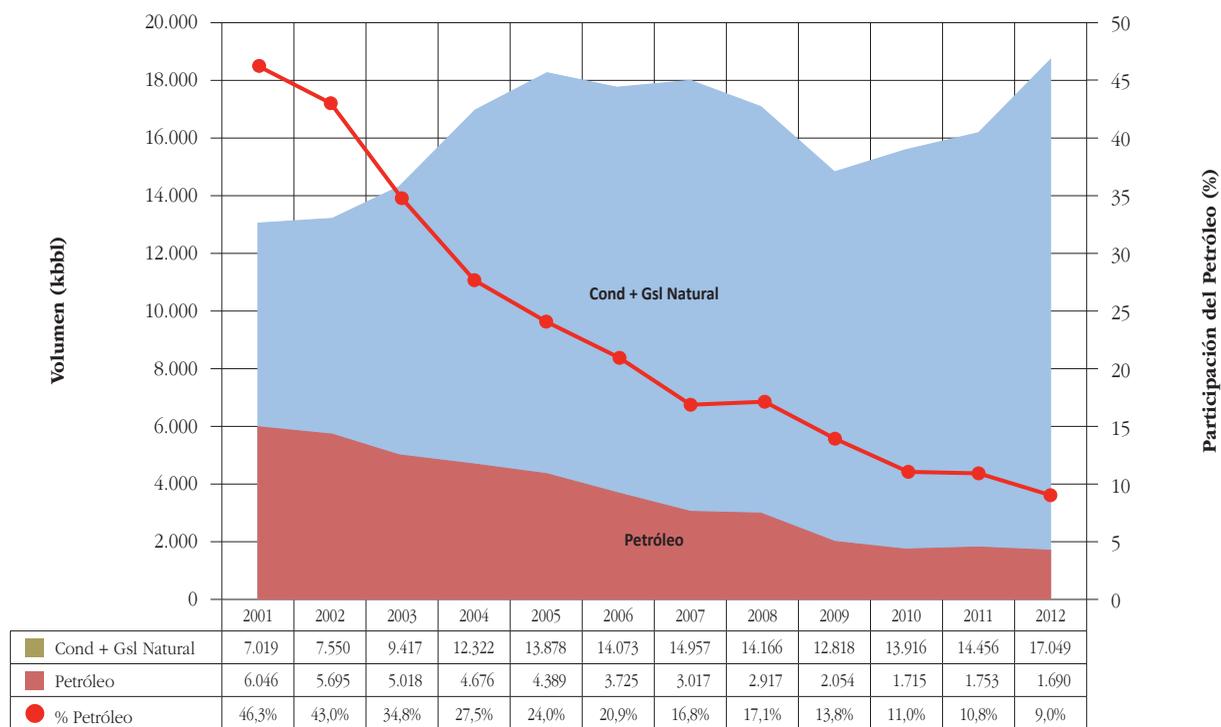
Elaboración: CEDLA.

El problema de la autarquía de diesel y gasolina especial tiene origen en un problema estructural como la caída de la fracción de petróleo en la producción de hidrocarburos líquidos, como resultado de la declinación de los campos y la ausencia de actividades para incrementar la producción y la reposición de reservas. Se podrá ver en el gráfico 5 que la caída en la producción de diesel y gasolina coincide con la caída en la producción de petróleo en el período 2008-2010, que supera un millón de barriles y la continua declinación de la porción de petróleo respecto a la totalidad de hidrocarburos líquidos. Ya una investigación pasada<sup>4</sup> surgió la interrogante sobre cómo se explicaba una caída abrupta de más de 1 millón de barriles y el cierre de varios campos petrolíferos que se encontraban en manos de una subsidiaria de la empresa estatal, y cuyo resultado principal sería el crecimiento de las importaciones de diesel a precio internacional. El deterioro de la producción de petróleo se verifica por la relación entre el volumen de producción anual y la reserva del hidrocarburo que, en el caso boliviano, es menor a 10 años y tuvo un deterioro de -2.5%/año.

<sup>4</sup> Gasolinazo: subvención popular al Estado y a las petroleras. Arze, et al. CEDLA. 2011.

## Gráfico 5

### Bolivia: Evolución del balance interno de GLP



Fuente: Boletines estadísticos YPFB. Boletines estadísticos MHE.

Elaboración: CEDLA.

### ***Los costos de la pérdida de soberanía***

El deterioro de la autarquía, explicada líneas arriba por la ausencia de planificación en la demanda y de escaso control sobre la producción, tiene como resultado el incremento de las importaciones de combustible a precio internacional y, por tanto, el crecimiento de las subvenciones para mantener el precio de los combustibles en los niveles del mercado nacional; en otras palabras, las falencias de política energética que derivan en el deterioro de la autarquía, terminan derivando en un problema fiscal.

El crecimiento de los costos de compra de combustibles en el exterior responde a un doble efecto: por un lado el aumento de los precios internacionales del petróleo y, por otro, el incremento gradual de las importaciones. En el período 2000-2005 los costos de importación fueron afectados por un aumento de 9,95%/año en los precios y 3,42%/año en los volúmenes de importación. En el período 2006-2012 los precios se incrementaron a razón de 8,44%/año y los volúmenes a razón de 9,86%/año. Esto nos permite estimar que los costos de compra de combustibles de 94 MUS\$ de 2000 llegaron a 898 MUS\$ el año 2012.

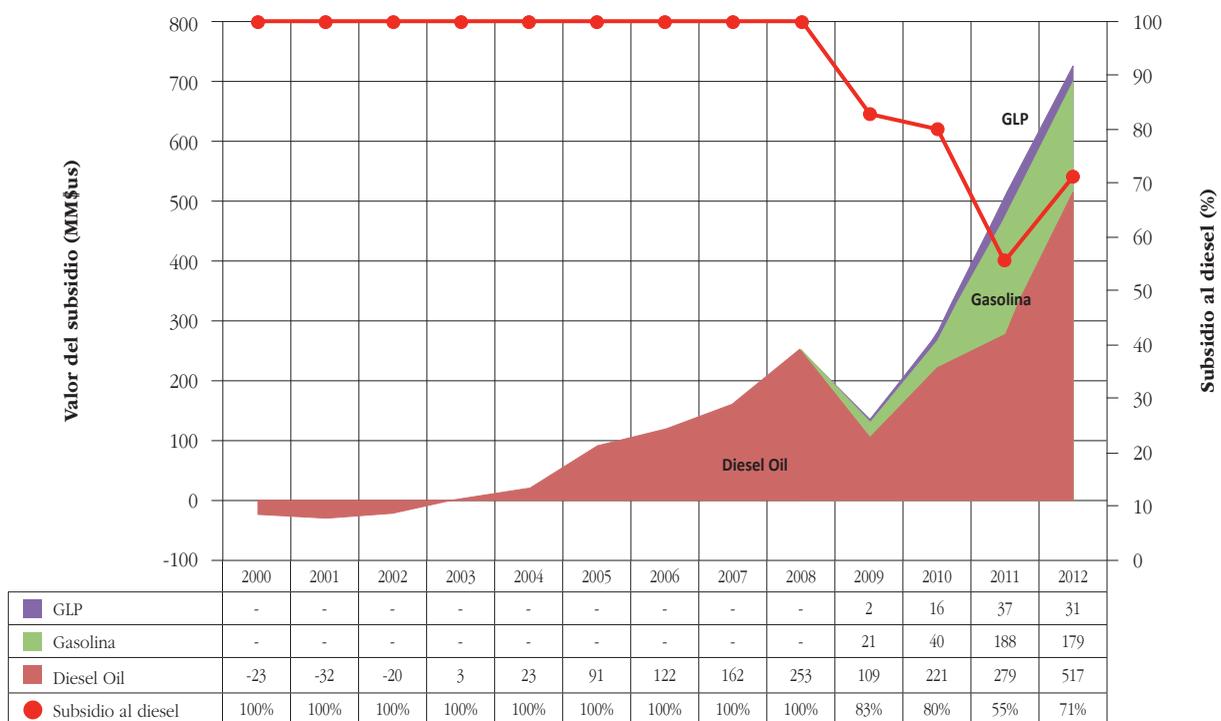
A los costos de compra de combustibles deben añadirse los costos de transporte e internación hasta las terminales de almacenamiento del país. Aunque la información

oficial no da cuenta de la estructura de costos de la producción e importación, hemos estimado que estos costos podrían haber alcanzado a 350 MUS\$ el año 2012.

El monto neto de la subvención será igual, por tanto, a los costos totales de importación menos el monto que YPFB recibirá por la venta de los combustibles a los usuarios finales. Por tanto, si los costos totales de importación de 2012 - costos de compra de combustibles más costos de transporte e importación- se estiman en 1.248 MUS\$ y las ventas de combustibles a 533 MUS\$, el subsidio neto estaría en el orden de los 715 MUS\$, de los cuales el subsidio al diesel oil representa el 71%.

El Gráfico 6 refleja la evolución del subsidio neto a los combustibles hasta 2012.

**Gráfico 6**  
**Bolivia: Evolución del subsidio neto a los combustibles**



Fuente: Boletines estadísticos YPFB y MHE. EIA. OLADE.

Elaboración: CEDLA.

Para evitar el crecimiento de las subvenciones, que desde la óptica gubernamental es mayor a nuestras estimaciones, el gobierno buscó en 2010 enfrentar el problema promulgando el DS 0748 -más conocido como “gasolinazo”- que incrementaba el precio final de los combustibles a los niveles internacionales a través de un incremento del impuesto específico a los hidrocarburos. El “gasolinazo”, que tuvo que ser derogado por la fuerte resistencia popular a la medida, buscó enfrentar el problema de las crecientes subvenciones siguiendo tres definiciones de corte liberal: i) incentivar la producción a través de las empresas transnacionales, dando señales de precio e incentivo a la producción primaria a costa de sacrificar la participación boliviana en

el excedente; ii) controlar la demanda subiendo el precio a los usuarios finales e; iii) incrementar las recaudaciones fiscales tomando el excedente de los consumidores a través de los impuestos a los combustibles.

La constatación de que el principal problema desde el lado de la demanda - consumo de diesel para el transporte- constituye, al mismo tiempo, el principal problema desde el lado de la oferta -declinación de la producción de petróleo- y que esta situación no haya cambiado en los 12 años del período de la evaluación, da cuenta de la crisis del sistema de planificación energética boliviana y nos muestra que el estudio de la autarquía energética no había sido la revisión de un indicador obsoleto bajo las definiciones de la reforma liberal sino, más bien, el sentido principal de la política energética nacional.

Desde otra arista del mismo problema, el deterioro de la autarquía energética se agrava por la necesidad de alimentar un sistema típicamente moderno, urbano y capitalista, en el que el crecimiento de las necesidades de movilidad y empleo de la ciudadanía es resuelto por la vía tradicional capitalista de autopistas, vehículos y combustibles.

Para terminar, esta sección nos ha mostrado que no obstante la autarquía energética boliviana, en el contexto regional, está entre las de mayor fortaleza, los problemas derivados de la crisis de planificación tienen implicaciones preocupantes, más aún si la crisis del sistema de planificación representa la continuación de la reforma liberal y, por tanto, las soluciones provendrán de las mismas definiciones.

### **El modelo primario exportador de la matriz energética boliviana**

El debate sobre el contenido económico-político de la dependencia de la exportación de materias primas data, en la región, de los años cincuenta del siglo pasado, con aportes muy importantes acerca del deterioro de los términos de intercambio a través del cual los países de la región tenían una situación asimétrica con los principales centros industriales<sup>5</sup>.

Desde las primeras exportaciones de gas natural a la Argentina en la década de 1970, hasta la reforma liberal de 1996 que fijó las bases de exportación hacia el Brasil y el nuevo contrato con Argentina, la exportación de energía, en términos de “gas rico” tuvo siempre el principal objetivo de obtener recursos para el tesoro nacional.

En efecto, producto de estas definiciones de política, los ingresos por la exportación de gas natural crecieron notoriamente, principalmente después de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos 3058 en mayo de 2005 que logró una importante mejora de la participación boliviana en el excedente. En todo caso, es necesario relacionar el crecimiento de las exportaciones con la capacidad del sistema económico boliviano para generar riqueza.

---

<sup>5</sup> La división internacional del trabajo implica que los países en desarrollo se especializan en la producción de materias primas y los países industrializados en manufacturas, los primeros deberán crecer con más lentitud o, alternativamente, los excedentes de bienes primarios que producen tenderán a presionar a la baja sus precios relativos en el ámbito internacional (CEPAL, xx)

Esta relación, que se mide en unidades de energía exportada por unidades de producto, debiera entenderse como la intensidad de exportaciones y que bajo las definiciones de la Cumbre de Río en 1992 se denominó robustez energética.

Desde el enfoque de la sustentabilidad energética la situación óptima ocurre cuando la mayor cantidad de producción de energía primaria está destinada al mercado interno y la generación de riqueza depende de los procesos de agregación de valor principalmente industriales. Por el contrario, la situación de mayor vulnerabilidad ocurre si las exportaciones de energía primaria son más importantes, en cantidad, que la producción destinada al mercado interno. El deterioro de este indicador no expresa, en estricto sentido, un deterioro de los términos de intercambio entre los países objeto de la relación comercial ( Bolivia - Brasil y Bolivia - Argentina) pero nos permite reflexionar sobre el sentido de asentar el crecimiento en la explotación y exportación de recursos naturales en estado primario y la ausencia sostenida de una política de desarrollo industrial.

### ***La especialidad boliviana: exportar energía primaria***

Las exportaciones de gas natural bolivianas llegaron a 87,4 Mbep en 2012 y, con ventaja, colocan al país como el primer exportador de gas natural de la región. Este nivel de exportaciones, por supuesto, tiene impacto/relación con las reservas nacionales del hidrocarburo. El indicador que relaciona las reservas con la producción, y se mide en años, nos mostraba en 2010 un valor de 19 años con una tasa de deterioro de - 11%/año, dando cuenta, ya en este año, de una situación de reservas crítica. A pesar de ello, las exportaciones se incrementaron aún más hasta el 2012.

La intensidad de las exportaciones energéticas bolivianas, medida como la relación entre la cantidad de energía exportada y la generación de riqueza a valores constantes de 2005, creció desde 1.62 bep/kUS\$, en el año 2000, a 7,58 bep/kUS\$ en 2012.

Este indicador, en términos simples, nos muestra que la exportación de gas natural tiene importante impacto en los ingresos fiscales pero su relación con la generación de riqueza es mucho menor, pues las exportaciones de energía debieron casi quintuplicarse mientras que la economía boliviana, en términos reales, produce la misma cantidad de riqueza.

Este indicador sitúa al país, en 2012, en la peor posición de la región, dentro de un grupo de países en las que la exportación de energía constituye más de la mitad de la producción primaria. Los indicadores más bajos de la región provienen de países en los que la producción industrial y de servicios es mucho más alta en la generación de riqueza.

**Tabla 1**  
**Intensidad de exportaciones primarias (kbep/US\$<sub>2005</sub>)**

Año	2000	2012	TC
Chile	-	-	
Uruguay	-	-	
Paraguay	-	0.001	5.0%
Argentina	0.778	0.084	-17.0%
Brasil	0.009	0.176	28.0%
Perú	0.077	0.347	13.4%
México	0.865	0.497	-4.5%
Región	0.977	0.742	-2.3%
Ecuador	2.647	2.401	-0.8%
Colombia	2.512	2.957	1.4%
Venezuela	7.185	4.111	-4.5%
<b>Bolivia</b>	<b>1.621</b>	<b>7.580</b>	<b>13.7%</b>

Fuente: OLADE.2014. CEPAL. 2013

Elaboración: CEDLA

La evolución del indicador nos muestra que el país ha profundizado su vocación primaria exportadora de manera preocupante y nos indica que la industrialización no acompañó a la exportación de gas natural, principal resultado de la reforma liberal de 1996.

### ***El precio de mantener vigente el modelo***

El análisis previo, aplicado al gas natural muestra una tendencia más preocupante, pues el 78,1% de la producción primaria de gas natural está destinada a la exportación y sólo el 21,9% al mercado interno. En términos de atención a mercados, el indicador nos dice que los principales clientes de la matriz energética boliviana son Brasil y la Argentina. El deterioro del indicador constituye una distorsión preocupante desde la óptica de política energética pues ha constituido a los clientes de la exportación como los principales usuarios de la matriz energética boliviana o, dicho de otra manera, se ha confundido la política energética por una política de rentas.

La aplicación de los precios de petróleo internacionales de la energía al indicador de intensidad de exportaciones expresa el resultado de la especialización boliviana, pues en relación a un producto de 1.000 US\$ en valores constantes del año 2005, el año 2000 se exportó un valor de 47.5US\$ de energía y el 2012 se habría exportado un valor de 757,8 US\$ de energía, un deterioro que expresa de manera preocupante el resultado de persistir en el modelo primario exportador y rentista.

## **Productividad**

Los principios de la termodinámica indican que el único valor de la energía está constituido por la cantidad de trabajo que puede ser obtenido de ella y, esta cantidad, depende de la capacidad y habilidad de los sistemas tecnológicos que transforman la energía y las condiciones económicas para la realización de dicho trabajo. Los estudios de uso final de la energía revelan, normalmente, que la mayor parte de los servicios obtenidos de la energía están imperfectamente acoplados a su fuente y, por lo tanto, demandarán consumos excesivos que redundarán en una pobre productividad de la energía (Commoner, Barry. 1977)

La eficiencia de un sistema económico de transformar la energía en riqueza tiene que ver, por tanto, con el grado de industrialización, la competitividad y la eficiencia energética del mismo y dependerá en gran medida de los cambios operados en las tecnologías de transformación productiva. Un sistema económico poco eficiente, desde la óptica de la política energética, consumirá cada vez más energía, demandará mucho más capital y generará mucho menos trabajo, es decir, producirá la misma o menor cantidad de riqueza para un mayor o similar consumo energético, respectivamente. Esta definición conceptual es expresada por la relación entre el uso final energético y la generación de riqueza del país.

El estudio de la productividad energética, adicionalmente, contribuye a esclarecer la importancia del desarrollo industrial, la investigación y el desarrollo tecnológico, y las implicaciones ambientales locales y globales de un sistema económico, tanto que: "... la alternativa al conjunto de problemas ambientales, energéticos y económicos pasa por una reorientación de las tecnologías erróneas, para así ahorrar energía, restituir la calidad al medio ambiente, ahorrar capital y crear numerosas oportunidades de trabajo" (Commoner, Barry. 1978)

Una buena parte de las transformaciones tecnológicas, sin embargo, han devenido en un deterioro de la productividad, particularmente en la introducción de electricidad en sustitución de mano de obra y tracción animal. Paralelamente, debe tomarse en cuenta que las transformaciones tecnológicas en el sector energético han implicado reducciones de la productividad del capital, pues para la misma cantidad de transformación energética - en cualquiera de las etapas- se requieren inversiones crecientes<sup>6</sup>.

Los cambios en la productividad energética que están asociados a transformaciones tecnológicas tienen también implicaciones en la productividad del trabajo y la degradación ambiental. La experiencia del desarrollo industrial capitalista alejado de la conservación ambiental nos muestra que tales transformaciones "... han instituido un estrecho vínculo entre dos aspectos característicos de nuestras dificultades económicas: la desocupación crónica y la carencia de capital..." (Commoner, Barry. 1978)

---

<sup>6</sup> Los casos típicos de la caída de la productividad del capital en el sector están representados por las centrales nucleares en lugar de centrales de generación convencionales, la producción de agro-combustibles y algunos tipos de hidrocarburos no convencionales en los que el balance energético resultante no se muestra claramente favorable.

## **Estado Nacional**

Bajo las definiciones precedentes, y con escasos cambios en la tendencia, se puede afirmar que la productividad energética boliviana ha experimentado un retroceso constante durante los doce años de estudio. Si el año 2000 el sistema económico boliviano producía 400 US\$ de riqueza -a precios constantes de 2005- por cada barril equivalente de petróleo utilizado, hacia finales de 2012 la productividad energética había caído a 300 US\$ de riqueza para la misma cantidad de energía utilizada.

Si a estos indicadores de productividad se le aplican los precios medios del barril equivalente de petróleo en el período<sup>7</sup>, encontramos que en el año 2000 se producían 13.6 US\$ de riqueza por el gasto de 1 US\$ en la energía utilizada para dicha producción, y en 2011 se habría llegado a producir sólo 2.9 US\$ de riqueza por el mismo valor de energía utilizada, es decir, una pérdida de la productividad, vista desde los costos específicos de energía, de casi 5 veces.

El indicador de productividad energética, en el contexto regional, sitúa al país como el sistema económico menos eficiente de la región, cuya productividad energética es menor a una cuarta parte de los países más productivos. La información económica y energética oficial de la región (OLADE 2012) nos muestra que, con excepción de Ecuador y Bolivia, la productividad energética media para todos los países de la región ha experimentado un crecimiento de 0,7%/año. Destaca, por supuesto, la tasa de deterioro de la productividad energética boliviana en el período de -2,4%/año. (ver Tabla 2)

**Tabla 2**  
**Productividad energética (US\$2005/bep)**

<b>Países</b>	<b>2000</b>	<b>2012</b>	<b>TC</b>
MÉXICO	1.07	1.17	0.8%
COLOMBIA	0.74	1.09	3.3%
PERÚ	0.79	1.03	2.2%
URUGUAY	0.92	0.94	0.1%
CHILE	0.71	0.89	1.9%
REGION	0.75	0.81	0.7%
ARGENTINA	0.55	0.72	2.3%
BRASIL	0.68	0.69	0.1%
ECUADOR	0.71	0.66	-0.6%
VENEZUELA	0.51	0.50	-0.1%
PARAGUAY	0.30	0.35	1.5%
<b>BOLIVIA</b>	<b>0.40</b>	<b>0.30</b>	<b>-2.4%</b>

Fuente: OLADE. 2014. CEPAL 2013.

Elaboración: CEDLA

<sup>7</sup> Para el cálculo de los costos específicos a valores de 2005 se han ajustado los ingresos por ventas utilizando las tasas de pérdida de poder adquisitivo del dólar.

El deterioro de la productividad energética que es resultado del estancamiento de la producción para un mayor consumo energético o viceversa, sectorialmente podría explicarse desde varias aproximaciones: el uso poco productivo de la energía en el transporte, la industria, la generación de electricidad y la producción de minerales.

### ***Transporte***

Una primera y principal explicación al deterioro de la productividad energética del sistema económico boliviano se podría encontrar en el crecimiento de la demanda de energía en el sector transporte y su escaso aporte a la generación de riqueza.

En efecto, como se anotó ya el año 2011<sup>8</sup>, el crecimiento inusitado de la demanda energética destinada a atender las necesidades de movilidad de pasajeros y mercancías encuentra explicación en el abandono de los sistemas de planificación para satisfacer las necesidades de movilidad de pasajeros y mercancías, en la liberalización del servicio de transporte vigente desde la reforma liberal de primera generación, en la búsqueda de soluciones individuales y particulares de transporte y, en la búsqueda individual del empleo.

La combinación de las causas anotadas ha tenido como resultado una fuerte concentración de vehículos en las ciudades generando los problemas de tráfico<sup>9</sup> tan comunes en las ciudades latinoamericanas. La concentración de vehículos, por definición, reduce la velocidad de circulación media en las ciudades, incrementando aún más el consumo, reduciendo la generación de riqueza en el sector y deteriorando la eficiencia energética del servicio.

Debe recordarse que en el estudio económico del transporte bajo las definiciones de la reforma liberal, vigente plenamente en la Bolivia urbana de 2013, se excluía a todas las necesidades de movilidad de la sociedad que no eran valorables, no eran intercambiables y, por tanto, no representaban un potencial de apropiación y acumulación por los agentes económicos.

En la medida que el transporte privatizado y motorizado es considerado como el instrumento central de esta producción y, por tanto, de la generación de riqueza, los sistemas de planificación del transporte han evitado cuestionar la conveniencia de persistir en un modelo de movilidad que, además de ineficiente energéticamente, es ineficaz como servicio, deteriora la calidad del aire y profundiza la vulnerabilidad de la autarquía energética del país.

En este marco, haber reducido la planificación de los sistemas de movilidad de personas y mercancías a la programación de obras de infraestructura (calles, autopistas, puentes), suministro de combustibles y organización del tráfico podría

---

<sup>8</sup> Gasolinazo, subvención popular al Estado y las transnacionales. Arze, et al. CEDLA, 2011

<sup>9</sup> La diferenciación esencial entre tráfico y movilidad es que el segundo concepto amplía el objeto de estudio que tenía el primero. Frente a una disciplina, el tráfico, cuyo objeto de estudio era básicamente la circulación de vehículos motorizados, la movilidad trata del movimiento de personas y mercancías sin la jerarquía implícita del transporte motorizado. ( Sanz Alduán, Alfonso. The journey of words. Madrid, 2005)

considerarse causa importante de los problemas energético-ambientales de la sociedad urbana, moderna y capitalista.

Podrá entenderse, en el mismo contexto, el decurso paradójico del llamado “proceso de cambio” que sustituyó las necesidades de movilidad -no valorables- y la demanda de energía útil para su realización (valor de uso), por el derecho de grupos y clases -antaoño empobrecidas- a la compra masiva de vehículos y combustibles, ejecutando un servicio -particular o público- que privilegia la movilidad por medios motorizados.

Finalmente, pareciera que los sistemas de planificación nacionales no incluyen entre sus análisis la eventual imposibilidad del sistema energético boliviano de suministrar combustibles, es decir de que la actual pérdida de autarquía energética alcance el punto de crisis de suministro con su correspondiente correlato en los recursos fiscales.

### **Estado de la productividad**

En un contexto de plena liberalización del sector que mercantiliza plena e indiscriminadamente las necesidades de movilidad de personas y mercancías, sea por soluciones comerciales -eufemísticamente denominadas “transporte público”- o soluciones particulares, el sector ha visto deteriorada su productividad desde un máximo en 2002 de 123,8 US\$/bep hasta 82,6 US\$/bep en 2012, es decir, una reducción cercana al 33%<sup>10</sup>.

El resultado anterior se podría explicar desde varios enfoques: i) un crecimiento del 157% en el consumo de energía, debido del crecimiento de la demanda de movilidad de pasajeros y mercancías, el consiguiente crecimiento del parque automotor y la reducción de la velocidad media en las ciudades; ii) un menor crecimiento del producto del sector, que podría explicarse por la precarización del empleo en el transporte y; iii) el crecimiento del transporte particular de pasajeros.

La aplicación de los precios medios de la energía al indicador de productividad mostrado líneas arriba nos permite calcular la productividad energética del sector a partir de los costos específicos de la energía, es decir, el producto generado a partir del costo energético para producirlo. Es importante remarcar que bajo esta óptica se generan dos escenarios: i) un deterioro de la productividad energética de -1,32%/año si la productividad se calcula con precios de los combustibles vigentes en el mercado nacional<sup>11</sup>, es decir, la productividad del sector se ha mantenido casi constante y el sector conserva así su potencial económico para proveer miles de empleos y generar el interés para la apropiación particular de los excedentes del sector; ii) por el contrario, si se aplicasen los precios internacionales de los combustibles, el deterioro de la productividad energética del sector tiene un deterioro de -10,62%/año y alcanza en 2012 a 0.97 US\$/US\$, es decir, el producto generado es menor que el costo de la energía utilizada. (Ver tabla XX del anexo)

<sup>10</sup> El producto generado en el sector se calcula a precios constantes de 2005.

<sup>11</sup> Para encontrar el costo específico se ha calculado el valor de los combustibles vigentes en el mercado nacional y su actualización a valores constantes en dólares de 2005.

Lo descrito en el último párrafo tiene particular relevancia por las implicaciones que tiene el hecho de que la productividad energética, desde los costos específicos, se haya mantenido casi constante gracias al precio del mercado interno de los combustibles. Es conocido que en Bolivia: i) el precio de los combustibles están congelados, al menos desde 2004, en un valor cercano a 85 US\$/bbl; ii) el precio del petróleo está fijado en 27.11 US\$/bbl<sup>12</sup>; iii) el Estado aplica subsidios a los combustibles importados para mantener su precio al nivel del mercado nacional. Es por esta razón que se puede afirmar que la productividad del sector se mantiene en valores positivos gracias a la transferencia de la renta de hidrocarburos, impuestos no percibidos y subvenciones a los combustibles importados. Estas transferencias son apropiadas por los usuarios particulares que poseen un vehículo para dar solución individual a sus demandas de movilidad y, principalmente, por transportistas que prestan el servicio de transporte público de pasajeros y de mercancías.

Siendo el sector una fuente importante de empleos precarios es posible entender la reacción popular al DS 0748, más conocido como “Gasolinazo”, que buscó elevar el precio de los combustibles al nivel de los precios internacionales. Desde el enfoque de la productividad, una medida de esta naturaleza habría “quebrado” el sector, arrastrando en su caída no sólo las utilidades apropiadas por los empresarios del sector sino, también, miles de empleos de transportistas asalariados.

### ***Industria***

Otro sector que explica la evolución de la productividad energética nacional es el industrial, pues además de constituirse en uno de los principales consumidores de energía en el país es un sector con mayor potencial de generación de valor agregado.

La productividad energética industrial, durante el período 2000-2012, se ha mantenido constante, pues ha experimentado un pequeño deterioro de -0.24%/año y se encuentra, a 2012, en 147 US\$/bep, medido en valores constantes de 2005. Este resultado es producto de un incremento similar en el consumo de energía y en el producto obtenido. Debe anotarse, sin embargo, que esta productividad alcanzó un máximo de 159 US\$/bep en 2007, para iniciar un deterioro continuo hasta el valor mínimo de 2012.

Es posible anticipar que esta evolución es producto de condiciones económicas, energéticas y tecnológicas que no han presentado grandes variaciones en los últimos trece años y, al ser esta productividad una de las más bajas de la región, podría anticiparse la persistente ausencia de una política de desarrollo industrial complementaria a la política económica y a la política energética para lograr cambios sustanciales en la productividad del sector.

---

<sup>12</sup> El precio oficial del petróleo está fijado en 27.11 US\$/bbl y este valor no incluye los incentivos de 30 US\$/bbl que el Ministerio de Economía y Finanzas paga a los operadores desde la emisión del DS 1202; incentivo que eleva el valor de producción del petróleo y no paga los impuestos a las regiones (Regalías e IDH) y constituye una subvención estatal a las empresas petroleras.

La aplicación de los precios de la energía a la productividad energética para obtener la productividad del sector desde la óptica de los costos específicos de energía, en valores constantes del mercado nacional de energéticos en 2005, nos muestra que la productividad energética del sector industrial habría experimentado un incremento a razón de 0.68 %/año y habría alcanzado un valor, en 2012, de 8.3 US\$ de producto por 1 US\$ de gasto en energía para producirlo. Salta a la vista que, desde esta óptica, el sector industrial es seis veces más productivo, energéticamente, que el sector del transporte<sup>13</sup>.

Por el contrario, la aplicación de los precios internacionales de los energéticos nos muestra que, en valores constantes de 2005, el sector habría sufrido un deterioro de -7,77%/año, y habría llegado a un valor hipotético de 1.73 US\$ de producto por cada 1 US\$ de energía utilizada, es decir, 1.5 veces la productividad del transporte. (Ver cuadro xx del anexo)

Siendo el gas natural y la electricidad los energéticos más importantes en el sector industrial podría concluirse que su productividad energética, en forma similar al transporte, se asienta en la transferencia de rentas del gas natural que el Estado ha dejado de percibir, a través del congelamiento del precio del gas natural en el mercado interno tanto para el sector industrial como para la generación de electricidad<sup>14</sup>.

Esta constatación da cuenta de la necesidad de cambiar la persistente ausencia de política de desarrollo industrial complementaria a la política energética y a la política fiscal, para enfrentar, al menos, el carácter rentista de la reforma liberal de 1995.

### ***Generación de Electricidad***

El sistema de suministro de electricidad a los usuarios finales de la energía es una cadena de producción, transformación y transporte y, como tal, tiene pérdidas de energía de acuerdo al tipo, estado y gestión de la tecnología que se emplea en cada eslabón de la cadena. Un balance entre las cantidades de energía a la entrada y salida de cada etapa permite calcular el rendimiento energético global (REG), que da cuenta de la eficiencia energética y permite calcular la cantidad de energía perdida en el subsistema analizado (Arze y Guzmán. 2013)

Es lógico pensar que la producción de riqueza en un sistema económico está muy relacionada con la eficiencia en la utilización de la electricidad y es claro que por cada unidad de electricidad utilizada al final de la cadena del sistema, por ejemplo en fuerza motriz, ha tenido que generarse una mayor cantidad de electricidad para cubrir las pérdidas de transporte y distribución y, más aún, haberse empleado mucha más energía primaria para introducirla a las unidades de generación de electricidad.

---

<sup>13</sup> Para lograr este cálculo han sido utilizados los precios de los diferentes tipos de energía utilizada por la industria (gas natural, diesel oil, GLP, electricidad, querosene y biomasa) actualizados a valores constantes, en dólares, de 2005.

<sup>14</sup> El precio del gas natural para el mercado interno está fijado, desde la reforma liberal, en 1.7 US\$/kp3 para el sector industrial y 1.30 US\$/kp3 para la generación de electricidad.

Las pérdidas de energía en la cadena de generación, transporte y distribución de la electricidad representan un incremento de consumo de energía primaria que le afecta a la productividad energética nacional. Debe tomarse en cuenta, sin embargo, que el consumo y pérdidas del mismo sector energético son contabilizados, en el Balance Energético Nacional, al nivel de la transformación de energía, no son considerados como uso final de la electricidad y no ingresan en el cálculo de la productividad energética del país, a pesar del producto o riqueza que éste genera.

Bajo las definiciones de la reforma liberal de 1995 se suponía que el sistema ofertaba electricidad con los más altos índices de rendimiento pues era producto de la competencia casi perfecta al nivel de la generación, el nivel de pérdidas debía estar controlado por el sistema de regulación y las pérdidas, en los niveles mínimos esperados, serían transferidos a los usuarios finales de la electricidad. Sin embargo, producto de los incentivos que otorgó la reforma liberal, entre ellos el congelamiento del precio del gas natural en 1,25 US\$/kp<sup>3</sup> (millar de pies cúbicos)<sup>15</sup>, el rendimiento energético global (REG) en la producción de electricidad en el SIN sufrió un enorme deterioro.

El indicador de rendimiento energético global en la generación de electricidad ha pasado de 54,7% en el año 2001 hasta 40,1% en 2012, es decir, más de la mitad de la energía primaria a la entrada de los sistemas de generación se pierde en esta etapa de la cadena. En otras palabras, la cantidad de electricidad perdida en las centrales de generación llega casi al 60% de la cantidad de energía primaria (gas natural, hidroenergía, biomasa o diesel) introducida al proceso de generación.

En el contexto regional, el Rendimiento Energético Global en la generación de electricidad tiene implicaciones económicas que reflejan el estado de competitividad de los sistemas de electricidad al momento de interconectar los sistemas eléctricos de los países. Un cálculo similar sobre los balances energéticos nacionales de la información oficial regional no arroja los mismos resultados que los logrados con la información nacional, y el resultado sitúa al país en una situación aún menos ventajosa respecto de los vecinos. La Tabla 3 nos muestra que el sistema de generación de electricidad del país es el menos eficiente de la región y habría deteriorado su rendimiento desde 51,4% el año 2001 a 35,2% en el 2011 a una tasa de -2,3%/año respecto al 2000.

Inequívocamente, esta cantidad de pérdida de energía, con todas sus implicaciones, debe atribuirse a las inversiones – privadas hasta 2009, y estatales después de la nacionalización – en sistemas de generación a gas natural y diesel poco eficientes y, principalmente, a los incentivos otorgados por la reforma neoliberal y mantenidos después de la nacionalización.

Este resultado vinculado a la utilización masiva de gas natural en la generación tiene implicaciones económicas directas en los usuarios, dado que por la estructura de costos del sistema los usuarios acaban pagando el 100% de las pérdidas de energía

a lo largo de la cadena. Desde esta perspectiva, la lógica de traspasar a los usuarios finales y al medio ambiente los costos e impactos de las pérdidas ha continuado invariable incluso después de la nacionalización de 2010.

**Tabla 3**  
**REG en la generación de electricidad (%)**

País	2000	2012	TC
PAR	89.0%	90.9%	0.2%
BRA	81.1%	74.2%	-0.7%
COL	61.6%	64.2%	0.3%
REGION	58.2%	57.7%	-0.1%
CHI	53.3%	55.8%	0.4%
URU	80.9%	55.2%	-3.1%
ECU	62.9%	54.1%	-1.2%
PER	69.3%	50.3%	-2.6%
VEN	56.8%	48.8%	-1.3%
ARG	45.4%	44.8%	-0.1%
MEX	39.1%	42.4%	0.7%
<b>BOL</b>	<b>45.4%</b>	<b>40.5%</b>	<b>-1.0%</b>

Fuente: SIE. OLADE. 2014

Elaboración: CEDLA

Dado que las pérdidas totales están compuestas por pérdidas de rendimiento termodinámico, inherentes al tipo de tecnología, y por las pérdidas debido a ineficiencias de gestión, mantenimiento y operación, cabe preguntarse qué porción de la energía perdida debiera atribuirse a pérdidas por ineficiencia en la gestión de los sistemas, es decir, ausencia de política energética que propiciaría una situación en la que una porción importante de las pérdidas totales es producto de la selección de tecnologías más ineficientes cada año. (Arze y Guzmán, 2013)

El resultado final es que la oferta de electricidad puesta a disposición de los usuarios (medida en proporción a la energía primaria al inicio de la cadena) también sufrió un importante deterioro desde 40.2% el 2005, hasta 31% a finales de 2012, siguiendo la tendencia al deterioro de la eficiencia energética en el sistema

Dado que las definiciones de la reforma liberal de 1996 se encuentran vigentes en el sector eléctrico, la totalidad de las pérdidas son incorporadas en los costos de producción, transmisión y distribución y pasadas a los usuarios finales de la energía. Los usuarios finales deben incorporar en sus costos las pérdidas de electricidad, hecho que les quita competitividad.

## **Minería**

En el período 2000 - 2012 el producto minero tuvo un crecimiento medio anual de 6,6%/año y alcanzó en 2012, en valores constantes de 2005, a 1.467 MUS\$. Este nivel de crecimiento, que fue producto de la elevación de los precios y de los incentivos otorgados al sector por la normativa de la reforma liberal, colocó al sector minero como responsable del 7% del producto total nacional.

El patrón primario exportador de la minería boliviana, lejos de cambiar, se ha mantenido e incluso profundizado durante los últimos años, debido al incremento de los precios de los minerales y la vigencia predominante de las definiciones políticas de la reforma liberal en el sector. En efecto, hacia el año 2012 solamente un 2,6% de la extracción total de concentrados ingresaron a etapa de fundición. Pese a esta bajísima cantidad la exportación de minerales procesados tuvo un crecimiento en el mismo período de 8%/año y de 12,7%/año en valor. Es así que el valor total de las exportaciones de productos minerales con algún grado de procesamiento llegó a constituir el 17,6% de las exportaciones mineras del país en 2012. (Ver Tabla xx del anexo)

El consumo energético del sector extractivo, en el que se encuentra la minería junto a la agricultura y la pesca, tiene como principales componentes a la electricidad y el diesel oil; éste último representa el 87% del consumo del sector extractivo y, es de lamentar que no pueda ser discriminado principalmente del sector agrícola. Existe constancia de la utilización de diesel oil en la minería, particularmente de cooperativas mineras que laboran en zonas rurales alejadas del sistema eléctrico nacional, como en los ríos de la Amazonia, pero dicho consumo es asociado al consumo agrícola o, en muchos de los casos, al consumo del transporte.

El restante 13% del consumo del sector extractivo corresponde al consumo de electricidad y, en este caso, no es equivocado suponer que una mayor parte del consumo eléctrico corresponda a la minería.

El consumo de electricidad en la minería boliviana, en términos de demanda hasta la producción de concentrados, alcanzó, en 2012, a 667.588 MWh y tuvo un crecimiento de 23,4%/año respecto del año 2005. Este consumo equivale al 80% del consumo eléctrico de todo el sector extractivo y cerca del 12% del consumo del Sistema Interconectado Nacional de Bolivia<sup>16</sup>. Es cubierto a través de dos modalidades: i) por una parte, el suministro de electricidad provisto por las distribuidoras de electricidad que poseen concesiones monopólicas de distribución en los departamentos y que atienden al universo de usuarios regulados y, por otra; ii) el suministro del mercado eléctrico mayorista que atiende a usuarios cuya demanda de potencia es superior a 2 MW, denominados usuarios no regulados. Hecha esta aclaración, debe mencionarse que el consumo de los usuarios de minería que se encuentran en el mercado regulado alcanzó en 2012 a 243.015 MWh, es decir, el 36,4% del sector minero y, el consumo de los usuarios de minería “no regulados” alcanzó el mismo año a

---

<sup>16</sup> El sistema eléctrico boliviano está compuesto por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA).

424.573 MWh (63,6%). Como podrá deducirse, debido a la magnitud de su demanda de potencia, el universo de consumidores de minería no regulados corresponde a operaciones mineras de gran escala

**Tabla 4**  
**Consumo de electricidad en el sector minero (MWh)**

<b>AÑO</b>	<b>Usuarios No Regulados</b>	<b>Usuarios Regulados</b>	<b>Consumo total (MWh)</b>
2005	49 665	103 550	153 215
2006	53 888	108 436	162 323
2007	178 973	117 066	296 038
2008	425 373	146 864	572 237
2009	458 618	163 330	621 948
2010	441 112	200 104	641 217
2011	425 737	257 300	683 037
2012	424 573	243 015	667 588

Fuente: Autoridad de electricidad. SNDC. 2005 – 2013

Elaboración: CEDLA

El hecho de que los usuarios no regulados realicen sus transacciones de suministro de electricidad directamente en el mercado mayorista supone que éstos no deben pagar los costos de la distribuidora de electricidad que posee el monopolio de distribución en la zona donde se encuentren emplazadas sus instalaciones, por tanto, como se verá más adelante, sus costos de compra de electricidad son menores al conjunto de usuarios que compran dentro del mercado regulado. Esta característica producto de la reforma liberal de 1996, más allá de representar un incentivo a las grandes demandas de electricidad, le afecta al factor de carga de las distribuidoras de electricidad que se traducirá en el incremento de las tarifas del universo de usuarios regulados<sup>17</sup>.

El universo de consumidores “no regulados” de minería que realizan sus compras de electricidad directamente en el mercado mayorista de electricidad está compuesto por dos operaciones mineras de gran escala (San Cristóbal e Intiraymi) operadas por compañías privadas y una planta de fundición estatal (EM Vinto). En este pequeño universo destaca el consumo de la minera San Cristóbal, operada por la corporación japonesa Sumitomo, que demanda el 87% de la electricidad consumida en este grupo.

<sup>17</sup> El abandono del sistema regulado por parte de un usuario de gran demanda tiene impacto en el factor de carga de la distribuidora quitándole eficiencia a las inversiones de la distribución y, por tanto, afectando al cálculo de la tarifa media del sistema bajo regulación.

## Tarifas de electricidad y productividad minera

La tarifa media de electricidad en el sistema interconectado nacional (SIN) tuvo una tasa de incremento, en el período 2005 - 2012, de 3,8%/año y alcanzó un máximo valor de 8,0 cUS\$/kWh. La tarifa media residencial entre todas las distribuidoras del SIN ha tenido un crecimiento de 4,2%/año, tiene un valor ligeramente superior de 8,16 cUS\$/kWh, patrón que se ha mantenido durante los últimos 8 años, con excepción de 2005. A pesar de ello se puede verificar que la tarifa residencial en Bolivia se encuentra entre las más bajas de la región.

La orientación política de la reforma liberal de 1996, vigente tanto en el sector eléctrico como minero, se puede verificar al analizar la tarifa media de electricidad que pagan los usuarios de minería. La tarifa media de los usuarios regulados de minería alcanzó, en 2012, a 5,37 cUS\$/kWh, y la de los usuarios de minería no regulados a 3,87 cUS\$/kWh, es decir, valores equivalentes al 66% y 47% de la tarifa residencial, respectivamente. La composición de las transacciones de los dos tipos de usuarios de minería arroja un valor medio para el sector de 4,41 cUS\$/kWh, es decir, un valor equivalente al 54% de la tarifa media que pagan los hogares bolivianos. Esta constatación, más allá de constituir un enorme incentivo a la industria extractiva, da cuenta del contenido político de la reforma liberal y su plena vigencia durante los últimos gobiernos, incluido el del denominado “proceso de cambio”.

**Tabla 5**  
**Tarifas de compra de electricidad (cUS\$/kWh)**

AÑO	Usuarios No Regulados Minería	Usuarios Regulados Minería	Total Minería	Tarifa residencial
2005	2.50	3.88	3.43	6.13
2006	4.61	4.04	4.23	6.27
2007	5.14	4.47	4.88	6.67
2008	3.17	5.09	3.67	7.46
2009	3.42	4.53	3.71	7.65
2010	3.66	4.50	3.92	7.12
2011	3.82	5.01	4.26	8.07
2012	3.87	5.37	4.41	8.16

Fuente: Autoridad de electricidad. SNDC. 2005 – 2013

Elaboración: CEDLA

El crecimiento del producto proveniente de la minería da la apariencia de que la política pública habría sido eficaz en el cumplimiento de metas de crecimiento al alcanzar en 2012 un valor histórico de 1.467 MUS\$ de 2005. Sin embargo, se puede observar también que el consumo de electricidad experimentó un crecimiento de 23,4%/año. Esta evolución nos muestra que la productividad energética del sector ha alcanzado en 2012 un valor de 2,20 US\$<sub>2005</sub>/kWh y experimentó un deterioro de

-13,6%/año, un valor muy inferior respecto de la industria e incluso el transporte. Se puede ver, también, que en términos de costos de electricidad el indicador nos muestra que el sector produce 59 US\$ de riqueza, en valores de 2005, por cada 1 US\$ de compra de electricidad; productividad energética específica que a pesar de haberse deteriorado a razón de -14,7%/año se ve beneficiada por los precios de los minerales y es muy superior al transporte y la industria.

Este deterioro da cuenta de una pérdida de eficiencia del sector que podría explicarse -léase en términos de hipótesis- por: i) una pérdida gradual de la eficiencia energética de los procesos, asociada a la precariedad de las tecnologías de uso final de electricidad, que incluye a maquinaria comprada a medio uso en mercados secundarios; ii) la pérdida de eficiencia en los procesos de extracción de minerales que se encuentra fuertemente afectada por la gran expansión de la minería cooperativa privada; iii) la incorporación, en la matriz de producción de minerales, de yacimientos con menores concentraciones y; iv) la pérdida de eficiencia en los procesos de concentración y fundición de minerales. Todos estos factores, y tal vez otros, han contribuido a que, en la actualidad, la minería boliviana requiera más del triple de energía de aquella requerida en 2005 para producir la misma cantidad de riqueza, a pesar, incluso, del incremento en los precios de los minerales.

Los registros oficiales de transacciones comerciales de electricidad, por otra parte, muestran que la electricidad utilizada por la minería proviene del Sistema Interconectado Nacional, cuyas fuentes primarias son la hidroenergía y el gas natural. Si al consumo de electricidad de la minería se le aplica el índice de rendimiento energético global medio anual del sistema eléctrico boliviano se encontrará que la energía primaria al ingreso de centrales de generación de electricidad tiene un crecimiento de 26,9%/año. Este crecimiento, en términos de gas natural es aún mayor (28,1%/año) dado que la participación de fuentes de energía renovable para la generación de electricidad se fue reduciendo en los últimos años. Producto de esta deducción se demuestra que los 667.588 MWh utilizados por la minería en 2012 se convierten en una demanda de 1.373.209 MWh de gas natural.

Producto de las definiciones de la reforma liberal de 1996 en el sector eléctrico el precio del gas natural para la generación de electricidad está fijado en 1,30 US\$/kp<sub>3</sub>, cuando el precio promedio de exportación, al 2012, fue de 10,51 US\$/kp<sub>3</sub>. Esta diferencia en los precios debe ser entendida como una transferencia de la renta del gas natural que el Estado renuncia a percibir para transferirla a favor de los usuarios del sistema de electricidad. En este contexto, el valor actual del costo de gas natural involucrado en la generación de electricidad para la minería de 5,8 MUS\$ adquiere un valor - en términos de precios de gas natural para la exportación - de 47,2 MUS\$, de manera que la renta transferida a las empresas mineras alcanzó en 2012 a la suma de 41,3 MUS\$ y tuvo un crecimiento de 67,1%/año respecto de 2005.

Si se aplican los precios del gas natural de exportación a las tarifas finales de electricidad para la minería y realizamos un nuevo cálculo de la productividad energética, encontraremos que ésta se ha deteriorado a razón de -22,6%/año y se habría reducido, en valores de 2005, desde 147US\$/US\$ a 24 US\$/US\$ en 2012 (Ver Tabla xx

del anexo). Este resultado por supuesto, cuestiona el resultado de la política pública de los gobiernos bolivianos, particularmente del gobierno del MAS, que dando continuidad a las definiciones de la reforma liberal de 1996 ha reducido a un mínimo la eficiencia para generar riqueza de los sectores energético y minero y permitido una transferencia creciente de la renta del gas natural a favor de otro sector extractivo. Bajo estas condiciones podrá anticiparse que la renta neta del sector minero es menor a la declarada<sup>18</sup> y que el grado de apropiación de renta por parte de las operaciones de gran escala ha sido incrementada, configurando un diseño institucional que otorga cada vez más incentivos a la industria extractiva.

### **Satisfacción de las necesidades sociales**

El indicador de cobertura de necesidades básicas (CNB) aborda la dimensión social del enfoque del desarrollo sostenible y busca medir, por definición, el grado de satisfacción de las necesidades energéticas de los hogares.

Una de las razones para incorporar el consumo de energía en el sector residencial como parte del enfoque de la sustentabilidad energética está relacionada con los fallos del sistema energético para hacer frente a las necesidades sociales esenciales. Estos fallos van desde la desatención de las necesidades básicas de los ciudadanos de servicios que se derivan de la energía (iluminación, comunicación audiovisual, cocción de alimentos en condiciones de mediana salubridad, confort ambiental en los hogares) como responsabilidad básica e ineludible de la institucionalidad del sector energético; hasta el incumplimiento de las responsabilidades estatales de planificación de los sistemas de movilidad, de atención prioritaria del mercado interno, o el mantenimiento de sistemas mercantiles de distribución de energéticos que acaban favoreciendo las demandas solventes y castigando a los usuarios de menores recursos.

La ausencia de la orientación social en el sistema, abordada como definición básica en los sistemas de planificación desde la demanda,<sup>19</sup> ha tenido como resultado i) la selección de tecnologías de uso final de baja eficiencia; ii) el mantenimiento de sistemas de tarificación que privilegian la demanda solvente en desmedro de los usuarios de menor poder adquisitivo, particularmente rurales; iii) la permanencia de cadenas de distribución mercantil de energéticos como resultado natural de la vigencia de la reforma liberal en el sistema ; iv) la selección de las tecnologías de generación de electricidad menos eficientes; o, lo que es más grave; iv) la transferencia de los costos de las pérdidas provocadas por tal selección a la economía de los usuarios finales, entre otros.

Todos estos fallos del sistema, de una u otra forma, han limitado el acceso al

---

<sup>18</sup> La renta minera, compuesta por regalías e impuesto complementario minero alcanzó, en 2012, a 3,4% del valor bruto de producción.

<sup>19</sup> El enfoque de la demanda sitúa el estudio, análisis y planificación del sistema energético al nivel del beneficio/servicio que obtienen los usuarios finales de la energía. A partir de él se construye una cadena de demandas logradas con base en los rendimientos en cada etapa de transformación, incluyendo la transformación en el uso final de los usuarios. Bajo este enfoque se logra un panorama completo de las fortalezas y debilidades del sistema, su afectación al sistema económico y su relevancia en los sistemas productivos. (Guzmán, 2010).

consumo de energéticos comerciales y “modernos” en los hogares residenciales. La forma simple de averiguar el estado de atención de las necesidades sociales desde el sistema energético ha sido, en el enfoque de la sustentabilidad, medir el consumo residencial de energía per cápita.

Debe tomarse en cuenta, sin embargo, que la utilización de la energía en el sector residencial se concentra en usos de baja temperatura y de baja potencia <sup>20</sup>cuyo rendimiento energético global, con relación a un estado primario de la energía, siempre será menor a 50%<sup>21</sup>.

El indicador, por tanto, no refleja la gran diferencia que existe entre la cantidad mínima de energía útil requerida al nivel de usuarios finales (el trabajo necesario) y la cantidad de energía neta demandada al ingreso de los hogares<sup>22</sup> y, ni qué decir, de la cantidad de energía que ha debido generarse al inicio de la cadena, es decir, al nivel de energía primaria. Dicho de otro modo, si se mejorase –hipotéticamente– el rendimiento termodinámico en la transformación de energía al nivel del uso final en los hogares podría reducirse hasta el 40% de la energía generada al inicio de la cadena energética sin afectar el valor presente de la energía en los hogares y la calidad de vida o atención de la necesidad social de los usuarios.

Dado que el indicador analiza la demanda de energía neta de los hogares y, en varios de los casos solamente al nivel de la distribución mayorista de energéticos (es el caso del GLP)<sup>23</sup>, es insuficiente para abordar los patrones de consumo y analizar el verdadero servicio que la energía presta a los usuarios en la satisfacción de sus necesidades básicas asociadas a la energía. Es por esta razón que la definición funcional del indicador no es la más correcta para evaluar el estado de atención de las necesidades sociales de los usuarios, pero es la única que existe dado el estado de los sistemas de planificación energética nacionales enfocados desde la oferta<sup>24</sup>.

---

<sup>20</sup> Cocción de alimentos, acondicionamiento de ambientes, iluminación, calentamiento de agua, comunicación audiovisual, conservación de alimentos y otros,

<sup>21</sup> El rendimiento energético global con relación a la fuente primaria es generalmente menor en el uso de la electricidad, particularmente en el caso boliviano, pues independientemente que el rendimiento de transformación en el uso final sea muy alto, como es el caso de una ducha eléctrica cuyo rendimiento supera el 98%, su referencia a la fuente primaria estará afectada por la suma de pérdidas de energía a lo largo de toda la cadena. Es por esta razón que los mayores rendimientos, con relación a la fuente primaria, se presentan en transformaciones de energía primaria al nivel de uso final como sería el caso de la cocción de alimentos con gas natural que supera un rendimiento de 50%.

<sup>22</sup> Debe entenderse por energía neta a la cantidad de energía dispuesta para su transformación final. Generalmente se la puede contabilizar al ingreso del hogar en los contadores de electricidad y gas natural, en el peso de garrafas de GLP o el peso de leña para la cocción de alimentos, entre otros. La forma de medir la energía neta establece la forma en la que la energía adquiere características de mercancía (bien de cambio) que adquieren los usuarios para satisfacer las necesidades sus necesidades de energía útil (valor de uso).

<sup>23</sup> El consumo final de GLP se contabiliza al nivel de la distribución en plantas de envasado.

<sup>24</sup> El enfoque desde la oferta sitúa el estudio, análisis y planificación del sistema energético al nivel de comercialización/suministro/recolección de energía a los usuarios finales y, en algunos casos, al nivel de nodos de distribución. Bajo este enfoque no se toman en cuenta el servicio/trabajo y/o beneficio que la energía le presta a los usuarios finales. (Guzmán, 2010). La diferencia entre los sistemas de oferta y de demanda surgió a la par del desarrollo de los sistemas mercantiles de suministro de energía: “... entroncamos con otro suceso que ocurrió poco tiempo después de que Edison empezara a vender luz eléctrica a sus clientes para competir con el mercado existente entonces, de luz obtenida mediante ignición de gas. Fue la invención del contador de unidades de electricidad lo que trastocó las reglas del mercado, pues se empezó a vender un ‘producto’, electricidad, medido en unidades (kWh) como si de gas se tratara, que es un producto que se consume... como consecuencia los

Como se podrá deducir de los anteriores párrafos, una de las principales debilidades del enfoque de sustentabilidad en este ámbito es que el indicador no toma en cuenta el estado de eficiencia energética en el uso final de la energía en el sector residencial y, bajo esta óptica, un hogar que lleva al máximo su eficiencia y reduce a un mínimo su demanda de energía neta aparecerá como un hogar cuya necesidad social es pobremente atendida y, viceversa, gastos dispendiosos e ineficientes de energía arrojarán como resultado un aparente buen estado de atención a las necesidades sociales. En este grupo de usos de la energía ingresa el consumo intensivo e ineficiente de biomasa para la cocción de alimentos en las áreas rurales, la iluminación ineficiente a partir de luminarias incandescentes, el uso de termotanques eléctricos para calentamiento de agua destinada al aseo personal, etc., que a pesar de reflejar un estado de atraso, pobreza e ineficiencia en el uso de la energía aportarán un valor favorable en la medición. Por el contrario, el indicador sí constituye una referencia pertinente en el caso del acceso al consumo de electricidad en áreas rurales a pesar que ésta no logra sustituir más del 7% de la demanda energética total de un hogar rural.

### ***Estado nacional***

Bajo la definición y con todas las limitaciones precedentes, la medición del consumo residencial per cápita en Bolivia muestra, al año 2012, un crecimiento del 1.9%/año respecto al año 2000 y habría llegado a 0,69 bep/hog-año.

Aunque, como se había dicho, mayores consumos de energía del sector residencial no implican necesariamente un fortalecimiento del sistema energético nacional y, por el contrario, podrían encubrir patrones de consumo cada vez más ineficientes, debe destacarse que el crecimiento del consumo residencial boliviano, en el período 2000-2012 muestra a Bolivia como el país con uno de los mayores crecimientos relativos en la región. Con todo, en los 13 años de evaluación el país ha mantenido el menor consumo residencial per cápita de la región.

Para aproximarnos a una explicación de la evolución del indicador debemos revisar, previamente, la evolución del consumo de energía neta de los hogares bolivianos.

El Gráfico 7 nos muestra que el consumo total de energía en el sector residencial habría alcanzado, en 2012, a algo más que 7,1 millones de barriles equivalentes de petróleo y habría tenido en el período 2000-2012 un crecimiento de 3.7%/año. Puede apreciarse también que la estructura del consumo residencial por fuentes no ha cambiado en el período y, producto de ello, el GLP es el principal energético del sector (41,1%) seguido del consumo de biomasa (30,5%). Si a este consumo se le agrega la porción de gas natural, que en 2012 alcanzó una participación de 6,5%, encontramos que las demandas térmicas residenciales, asociadas a la cocción de alimentos, el calentamiento de agua y acondicionamiento de ambientes, representan más del 78% de la demanda total, sin contar las demandas térmicas satisfechas con uso de la electricidad.

---

usuarios de electricidad se convirtieron en consumidores de electricidad...” (Puig, 2013) y se dio paso a la lógica de planificar los sistemas de suministro de bienes comerciales al nivel de los “consumidores”, dejando al mercado y sus mecanismos la responsabilidad de transformar este producto en servicio para los “consumidores”.

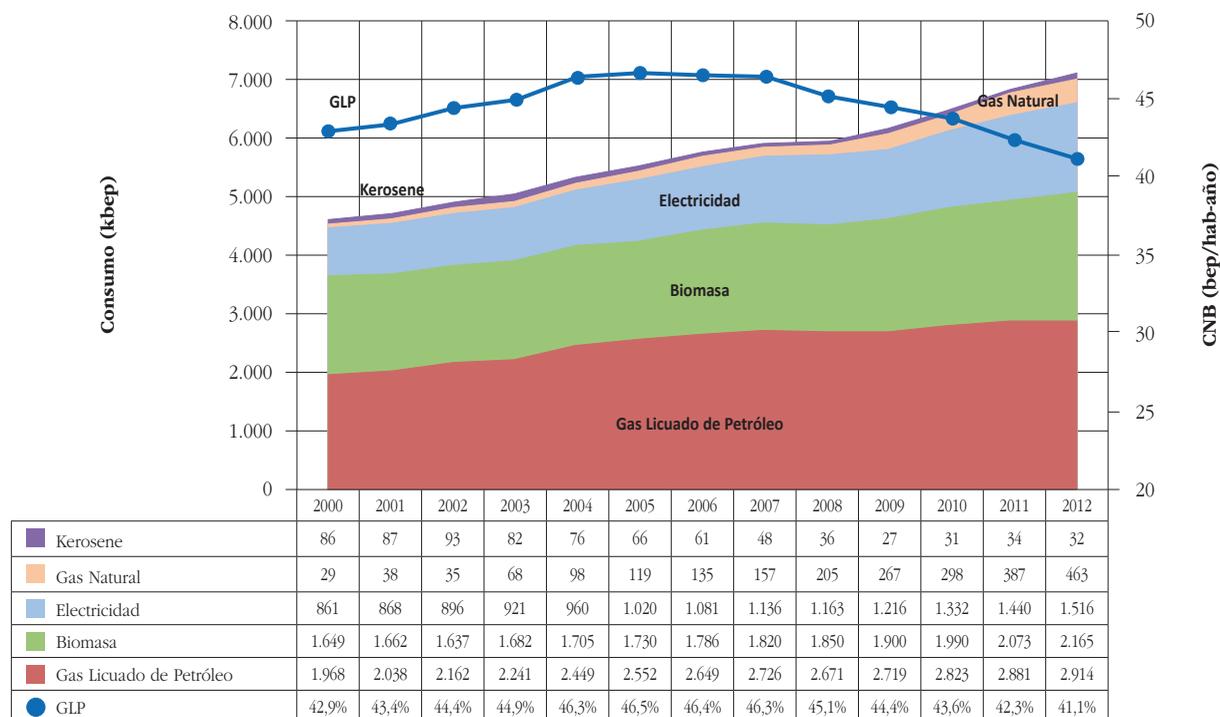
**Tabla 6**  
**Consumo residencial per cápita (bep/hab-año)**

Países	2000	2012	TC
CHILE	2.23	2.43	0.70%
ARGENTINA	1.91	2.32	1.62%
URUGUAY	1.56	1.64	0.39%
PARAGUAY	1.82	1.43	-1.98%
MÉXICO	1.24	1.12	-0.83%
Región	1.11	1.11	0.02%
VENEZUELA	0.96	1.06	0.88%
PERÚ	0.99	0.93	-0.53%
ECUADOR	0.77	0.89	1.23%
BRASIL	0.90	0.86	-0.34%
COLOMBIA	0.77	0.81	0.47%
<b>BOLIVIA</b>	<b>0.55</b>	<b>0.69</b>	<b>1.89%</b>

Fuente: OLADE 2014. CEPAL 2013. BEN 2013. MHE.

Elaboración: CEDLA

**Gráfico 7**  
**Bolivia: Evolución del consumo residencial de energía**



Fuente: Balance Energético Nacional. MHE.

Elaboración: CEDLA.

No obstante su importancia en la calidad de vida, asociada a la iluminación, comunicación audiovisual, calentamiento de agua, preparación y refrigeración de alimentos y otros usos menores como la cocción de los mismos, la electricidad representa sólo el 21.4% de la demanda total.

Un hecho destacable es que a pesar de que habría ocurrido un pequeño proceso de sustitución de biomasa (leña y estiércol) por GLP, que podría constatarse por su menor crecimiento relativo (2.3%/año), la biomasa aún representa, en cantidad de energía, la segunda demanda energética residencial boliviana y es casi seis veces más importante que el gas natural, independientemente del enorme crecimiento de éste último (26.1%/año) principalmente en las áreas urbanas. Esta constatación -léase en términos de hipótesis- nos estaría mostrando que la política de sustitución de combustibles está principalmente dirigida a la población urbana y que la atención a la población rural aún adolece de los problemas identificados en la década de los 90.

Si la hipótesis es cierta, que es lo que muestra la evolución del consumo total, debiéramos revisar la estructura de consumo de un hogar representativo del área rural de los años 90, en la que las demandas de energía térmica, cubiertas por biomasa, GLP y estiércol, representaban más del 90% del consumo total y, la electricidad, en cualquier caso, no excedía del 5% de la misma. Dicha estructura nos muestra que la demanda de energía para la cocción alimentos representaba casi el 90% del consumo total y se realizaba con rendimientos menores al 10%.

Volviendo al estudio del indicador de consumo residencial per cápita, el índice normalizado respecto del año 2000 nos muestra un incremento de 19.3% en el consumo total que se explicaría por incrementos del GLP, la biomasa, la electricidad y el gas natural de 14,4%, 1,5%, 36,1%, 1.144%, respectivamente y una reducción del 72% en el caso del queroseno. Por tanto, en líneas generales, el crecimiento del indicador de satisfacción de necesidades sociales se explicaría principalmente por el gas natural y la electricidad.

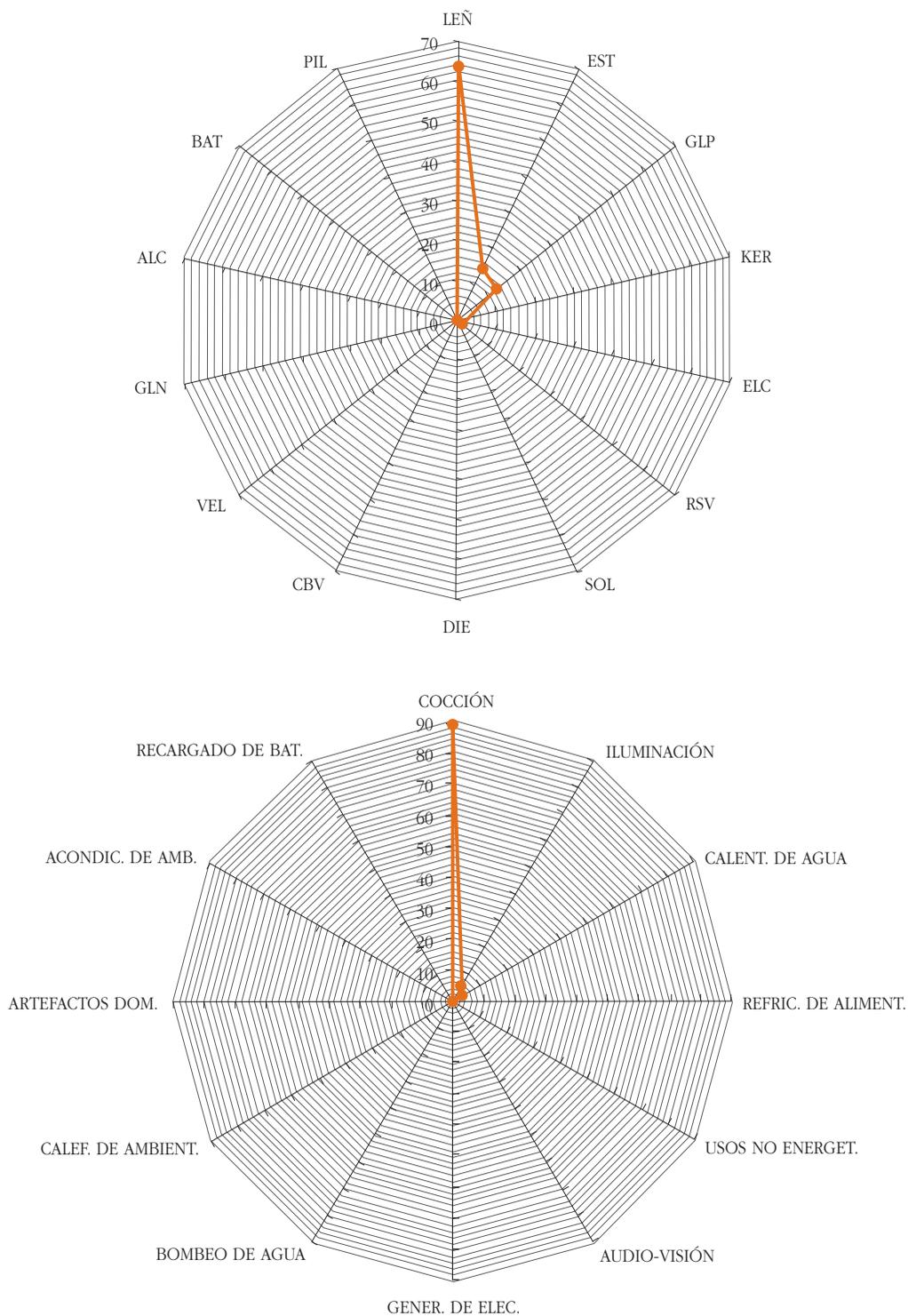
El crecimiento de los consumos térmicos denota escasos cambios en los patrones de cocción de alimentos, particularmente con biomasa, que a pesar de varios proyectos de sustitución tecnológica sigue siendo, en promedio, una actividad de bajo rendimiento que incrementa el consumo para el mismo servicio. Podría afirmarse sin temor que la base de atención a las demandas sociales siguen asentadas en el GLP y la biomasa.

Más allá de que la estructura de consumo de los hogares que no tiene acceso al GLP no habría sufrido modificaciones desde la década de los 90, es indudable que el 19% de mejora en la atención de las necesidades sociales se atribuiría al ingreso del gas natural en el consumo doméstico urbano y al incremento del consumo de electricidad en áreas urbanas y rurales, producto de las inversiones en instalaciones de gas natural en los hogares, crecimiento urbano en capitales y centros poblados e incremento de cobertura de la electrificación rural, respectivamente.

Al mismo tiempo, el incremento de los consumos residenciales de electricidad podrá explicarse por i) mejores ingresos; ii) incremento de la cobertura de electricidad rural; iii) urbanización o crecimiento de las metrópolis

### Gráfico 8

#### Estructura de consumo de un hogar rural que no tiene acceso a GLP



Fuente: Encuesta de consumos energéticos domésticos en el área rural. ESMAP. INE. 1991

Elaboración: CEDLA

### ***Implicaciones de la evolución***

Independientemente de los avances positivos a través del gas natural y la electricidad, el hecho de que la estructura de atención a las necesidades sociales se sustenten en el GLP y biomasa denotan, particularmente en ésta última, una debilidad de fondo en la política energética: ¿Es este, simplemente, un problema de ausencia de planificación en la gestión de la cadena de hidrocarburos para el mercado interno?

Pensamos -léase en términos de hipótesis- que las dificultades para atender el mercado interno, principalmente rural, no son casuales y que debemos fijar nuestra atención también en otros fenómenos. La reforma liberal de 1996, que privatizó la cadena de hidrocarburos, estableció como punto de medición y control de la comercialización de GLP a las plantas de almacenamiento y envasado; a partir de este punto el combustible es distribuido al por menor a través de camiones repartidores que recorren las calles vendiéndolo. La teoría de la reforma liberal decía que esta distribución sería regulada por la superintendencia para que, en precio y peso, los clientes vean satisfechas sus necesidades.

En sujeción a su definición doctrinal la reforma asumía que el mercado privilegiaría la demanda solvente bajo el supuesto que el poder de compra se distribuye de la misma forma que la densidad poblacional de los consumidores y, con ayuda de la regulación, el funcionamiento del mercado sería casi perfecto. Bajo estas definiciones desaparecieron las “agencias de gas” que vendían el producto al precio oficial y a las que los usuarios debían acudir portando su garrafa.

Ahora bien, ¿cómo se esperaba que funcione el mecanismo de atención de la demanda solvente, desde una cadena de distribución privatizada, cuando el precio en el mercado interno es 22,50 Bs/garrafa y el precio internacional es mucho mayor? Dado que el control se realiza en el punto de distribución mayorista (planta de engarrafado) lo menos que habría que esperar es que los distribuidores se las ingeniarían para atender a la demanda “más” solvente, y eso, además los centros de mayor densidad poblacional, incluye al transporte motorizado y la exportación no legal del combustible, es decir, contrabando.

El estudio de la matriz de consumo nos ha mostrado que los problemas de atención a los consumidores, particularmente rurales, son muy parecidos a la etapa liberal y que esta situación obedece a la vigencia de las definiciones liberales en la cadena de distribución de GLP, pues gracias a ellas el precio del GLP en las zonas periurbanas llega hasta triplicar el precio oficial, según la posición geográfica y la época del año, el precio oficial.

Bajo estas definiciones será muy poco probable que ocurran cambios sustanciales en el patrón de consumo rural a pesar, incluso, de un crecimiento de la oferta de GLP debido a la conclusión de la planta separadora de licuables de Río Grande. Como se sabe por las declaraciones de los ejecutivos de YPFB, el principal -tal vez único- plan para los excedentes de la planta mencionada no es la atención al área rural sino, lamentablemente, la exportación de GLP al Paraguay. Como podrá deducirse

una buena parte del indicador de atención a las necesidades sociales de la energía seguirá asentada en el consumo de leña y estiércol en las áreas rurales de Bolivia.

### **Energía de fuente renovable y cambio de la matriz energética**

La dimensión ambiental del enfoque de sustentabilidad se aborda, en primera instancia, a partir de la participación de las fuentes de energía renovable en la matriz de consumo final nacional. Dado que se presume complicado identificar la fuente primaria del energético utilizado al nivel de la demanda final, se relaciona la producción de energía primaria de origen renovable con el consumo final energético. El indicador, por tanto, se medirá en unidades de energía de consumo final (bep) por unidades de producción de energía primaria (bep).

Es necesario remarcar que el indicador se limita a la definición clásica de energía de fuente renovable y, en el caso de la hidroenergía, ésta alcanza al carácter renovable del balance hídrico en el punto de toma o almacenamiento del recurso y no incluye las nuevas definiciones sobre los niveles de resiliencia de los ríos utilizados para la generación de la hidroenergía<sup>25</sup>. La información energética nacional y regional sobre el potencial hidroenergético de las cuencas andinas y amazónicas no da cuenta de los límites de resiliencia de los ríos de la región, información que permitiría establecer la cualidad renovable de la totalidad de proyectos hidroenergéticos.

Previo al estudio de los resultados es necesario aproximarnos al debate conceptual vigente a fin de que los lectores puedan interpretar los resultados de la evolución del indicador en un apropiado contexto, partiendo de la premisa que la situación de mayor fortaleza de la matriz energética, desde el enfoque de la sustentabilidad, es que, en cantidad de energía, la totalidad del consumo nacional provenga de fuente primaria renovable. En este sentido, la evolución del carácter renovable de una matriz sería producto de las acciones concretas de la política energética.

El debate sobre el carácter renovable del sistema energético mundial alcanza un punto máximo inicial luego de la crisis del petróleo del año 73 del siglo pasado. En tal ocasión, la crisis de suministro de combustibles fósiles expuso el grado de vulnerabilidad de los sistemas energéticos nacionales basados en ellos. Peor aún, una lamentable salida a la crisis de suministro de combustibles fósiles, abanderada por las corporaciones de los países industrializados, fue el desarrollo de proyectos termo-nucleares. Por fortuna, "... la tozuda realidad económica y tecnológica y la posición ciudadana, hizo morder el polvo a muchas aventuras nucleocráticas" (Puig, 2013).

La "crisis energética" ha sido, siempre, uno de los argumentos en los que se ha sustentado la presión corporativa para lograr mayores precios y mejores participaciones en la renta de la explotación de recursos naturales, pero ¿hasta donde son válidos

---

<sup>25</sup> Bajo las nuevas definiciones de resiliencia de los ríos, la porción del caudal de un río que podría utilizarse hidroenergéticamente como fuente renovable es aquella que no compromete la reproducción de la biodiversidad y las funciones naturales del río, por tanto, sería equivocado asumir que un proyecto hidroenergético que altera el régimen de flujo original, a través de un embalse por ejemplo, pueda calificarse como totalmente renovable. "...la Huella del Agua es pues el volumen total de agua requerido para mantener una población y sus actividades en un territorio e incluye el uso de los recursos hídricos propios y los de otros países..." (Guhl, Ernesto. 2008)

los argumentos sobre una eventual crisis energética en el planeta?. Pep Puig, presidente de Eurosolar, España, nos dice que: "... si bien las necesidades de energía en el mundo fueron 17 TWaño/año en 2009 y se estima que podrían ser 28 TWaño/año en el año 2050, la cantidad de energía solar que el sistema atmósfera-tierra intercepta se estima en 174.000 TWaño/año, de los cuales llegan a la superficie de nuestro planeta 89.000 TWaño/año. Considerando que, de ellos, se puedan captar 23.000 TWaño/año, podemos concluir que tenemos a nuestra disposición una cantidad de energía solar muy superior a las necesidades de los habitantes de nuestro planeta (del orden de 1.350 veces superior). Si además se añaden los flujos biosféricos que la radiación solar genera (agua, viento, biomasa, etc.), podemos afirmar, sin lugar a dudas, que hablar de "crisis " de la energía es un despropósito interesado. Interesado por aquellos sectores de la sociedad que impusieron, a lo largo del siglo XX, la identificación de energía con combustibles fósiles, como si sólo ellos fueran capaces de proporcionar energía...". En este contexto, la tendencia fósil de la matriz energética mundial sería producto, al menos en parte, de la selección de opciones tecnológicas sustentadas en la búsqueda incesante de rentas monopólicas.

Las cifras oficiales muestran que entre 2000 y 2012 la participación de la producción renovable en relación al consumo final habría pasado de 0,311 a 0,216, un deterioro que ocurrió a una tasa de -2,99%/año.

Aunque el indicador boliviano es menor al de la región, debe anotarse que su deterioro es menor al experimentado por Uruguay y Ecuador, como muestra el cuadro la tabla a continuación.

**Tabla 7**  
**Participación de la energía de fuente renovable**  
**en el consumo final (bep/bep)**

País	2000	2012	TC
Paraguay	1.864	1.817	-0.21%
Brasil	0.467	0.465	-0.04%
Chile	0.300	0.413	2.69%
Colombia	0.366	0.379	0.30%
Región	0.315	0.313	-0.07%
Uruguay	0.526	0.302	-4.53%
Perú	0.308	0.301	-0.20%
<b>Bolivia</b>	<b>0.311</b>	<b>0.216</b>	<b>-2.99%</b>
Venezuela	0.154	0.169	0.78%
Ecuador	0.235	0.159	-3.18%
México	0.150	0.118	-2.01%
Argentina	0.120	0.090	-2.37%

Fuente: Balance Energético Nacional. MHE 2013. OLADE. 2014

Elaboración: CEDLA

Para aproximarnos a una explicación de la evolución del indicador y dada la importancia de la hidroenergía en la producción primaria, debemos considerar que no obstante la implementación de la reforma liberal dio lugar a la realización de inversiones mayoritariamente orientadas a fortalecer el sistema hidroeléctrico, las inversiones en sistemas termoeléctricos y los incentivos en el precio del gas natural tuvieron como directa consecuencia el crecimiento de la generación termoeléctrica basada en la combustión de gas natural. En efecto, en el período 1996-2005 se invirtieron 442,1 millones de dólares en centrales de generación de electricidad, el 65% de esta inversión estuvo dirigida a centrales hidroeléctricas y el 35% a centrales térmicas a gas natural (Gómez, 2013). Posteriormente, en el período 2006-2009, las inversiones llegaron a 59 millones de US\$, provinieron del sector privado y estuvieron dirigidas al fortalecimiento de un antiguo sistema hidroeléctrico y, finalmente, en el período 2010-2011, las inversiones subieron a 122 millones de US\$, provinieron del Estado y se concentraron en la implementación de equipos térmicos a gas natural y diesel para mitigar los efectos de la crisis de potencia y reponer la capacidad instalada del sistema eléctrico boliviano.

La evolución de la generación de electricidad muestra que las condiciones operacionales establecidas en la reforma neoliberal de 1994 -vigentes a la fecha- para la operación del mercado eléctrico implicaron un cambio de la matriz energética en favor de la utilización de energías no renovables, y la participación de la energía de origen fósil que ingresa a las centrales de generación pasó de 72 %, en el año 2000, a 77% en el año 2005, hasta alcanzar a 83% en el año 2012.

Esta tendencia, que se mantuvo constante en el período 2006 a 2012, ocurrió a pesar de los enunciados públicos del gobierno del MAS en defensa del medio ambiente. En efecto, sus planes de política energética adolecieron de la vocación ambiental del discurso y propusieron metodologías claramente desfavorables para la energía renovable<sup>26</sup>. El resultado final es que la participación de la energía de origen renovable en la generación de electricidad se redujo de 28% el año 2000 a 17% el año 2011.

Es necesario aclarar que la información oficial discrimina la electricidad, por fuente, a la salida de los puntos de transformación. Este enfoque muestra, en apariencia, una mayor participación de las fuentes renovables al mostrar una mayor proporción de la electricidad que proviene de fuente renovable obviando el Rendimiento Energético Global (REG) de ambos sistemas. Este enfoque no refleja el impacto ambiental real de la generación de electricidad, pues el rendimiento energético global de los sistemas es diferente. Es por esta razón que en CEDLA se mide la participación de las fuentes en su estado primario, pues en éste estado es que ingresan a punto de transformación y el impacto ambiental ocurre en el paso de la energía primaria a energía motriz, paso previo a convertirse en electricidad.

---

<sup>26</sup> “Uno de los análisis que debe llamar la atención es la metodología propuesta para el cálculo del precio del gas natural para generación de electricidad, sobre la base de igualar los costos de producción de una central térmica con los de una central hidráulica. Esta propuesta podría constituir el desincentivo final a la inversión en centrales hidroeléctricas.” (Guzmán, 2010, citando a la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, 2008: 203-210)

El indicador está también afectado por las deficiencias en la información. Una primera falencia radica en que el Balance Energético Nacional no registra toda la energía renovable generada en bajas potencias y en baja tensión. Es el caso concreto de micro y minicentrales hidroeléctricas y, sistemas solares térmicos y fotovoltaicos. De esta forma, todos los avances que el país ha realizado desde 1996 para incrementar la cobertura rural con base en sistemas renovables descentralizados no pueden ser incorporados en el cálculo del indicador, afectándolo negativamente. Producto de estas deficiencias, menores en cantidad de energía pero significativas cualitativamente, la matriz de producción de energía primaria nos dice que la cantidad de producción de origen fósil habría pasado de 84% en el año 2000, a 94% el año 2012. (BEN, 2013)

Finalmente, desde el lado del consumo, es evidente la influencia que tiene sobre el indicador el crecimiento del consumo final de energéticos de fuente fósil, tanto para el transporte motorizado como para la industria.

### ***Implicaciones de la evolución***

El indicador de participación de energía de fuente renovable en el consumo final es congruente con la evolución del sistema energético de Bolivia que, producto de las definiciones de la reforma liberal acerca de: i) el congelamiento del precio del gas natural para la generación, privilegió las inversiones y rentabilidad corporativa en centrales a gas natural y, en menor cantidad, a diesel, a pesar de las mayores inversiones en sistemas hidroeléctricos realizadas hasta 2005 y; ii) la producción masiva de gas natural destinada a la exportación a Brasil y a la Argentina.

En estas condiciones, es claro que los objetivos de cambio de la matriz energética boliviana, en favor de la energía de fuente renovable constituye, a finales de 2012, una tarea pendiente de gran magnitud.

### **Emisiones contaminantes del sistema energético**

Una segunda aproximación a la variable ambiental de la matriz energética, desde el enfoque de la sustentabilidad, es el análisis de las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la matriz energética. Este análisis, denominado pureza energética, da cuenta de las emisiones específicas del consumo final de energía y mide la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de consumo energético. Está medido en unidades de  $t_{CO_2}/bep$ .

Una de las limitaciones del indicador radica en que no analiza el impacto ambiental local y global que provocan los proyectos hidroenergéticos de embalse, debido a que los inventarios nacionales de emisiones no los incorporan. Sin embargo, más allá de sus características funcionales es importante aproximarse al contenido conceptual de las mismas, en vista de su relación con la variabilidad climática y con un prolífico debate acerca de la misma.

### ***Cambio climático, Madre Tierra y política ambiental boliviana***

El Panel Intergubernamental para el Cambio Climático lidera el consenso científico en sentido de que el cambio climático es un hecho. Según la información contenida en uno de sus últimos informes, la temperatura media de la superficie de la tierra se incrementó 0.6 °C durante el Siglo XX (Tanuro, 2009), el nivel medio del mar habría subido entre 10 y 20 cm, los fenómenos climáticos extremos se habrían incrementado y las masas polares y glaciares se habrían reducido, entre otros fenómenos.

Entre sus conclusiones más importantes el IPCC menciona el consenso científico sobre el origen del problema: las emisiones de gases de efecto invernadero que estarían provocando el cambio climático tienen origen antropogénico y provienen, mayoritariamente, de la quema de combustibles fósiles, las emisiones industriales y la quema de bosques entre otros fenómenos.

Entre otros efectos del cambio climático se incluye a la reducción de la producción de los pequeños agricultores y pescadores tradicionales, es decir, una de las consecuencias del fenómeno sería la pérdida sistemática de medios de vida de pequeñas comunidades agrícolas y pesqueras, situándolas entre las poblaciones de mayor vulnerabilidad. América Latina y África serían los continentes más afectados, con pérdidas de productividad agrícola estimada entre 12% y 15%. Si esta información es cierta y las pequeñas comunidades son las más vulnerables, las consecuencias podrán ser vistas, también, como el predominio futuro de la producción agrícola empresarial.

El escenario de análisis de extremos (IPCC, 2007) que consiste en la estabilización de la concentración de gases de efecto invernadero entre 350 y 400 ppm de CO<sub>2</sub>, demanda: i) la reducción de hasta el 85% de las emisiones actuales hasta el año 2050 y; ii) la cantidad de gases de efecto invernadero emitidos comience a declinar, mundialmente, a más tardar el 2015 (Tanuro, 2007).

Bajo las definiciones propuestas por el IPCC "...es claro que no tendría sentido considerar un problema local relativo al ambiente de manera aislada con respecto al ámbito mundial..." (Commoner, Barry, 1973) resaltando un tema básico del análisis de la crisis ambiental: los estudios se refieren a las interacciones entre los parámetros principales que rigen los efectos recíprocos de las actividades humanas en los recursos naturales y el ambiente, tales como la población, el consumo de recursos y la emisión de contaminantes, y la forma como dichas interacciones deben cambiar a fin de cambiar la tendencia autodestructiva actual. Es en este contexto que las interacciones adquieren sentido en la escala nacional o local (Meadows, et al, 1972)

En el modelo de Meadows, la elevación exponencial del consumo de energía eléctrica se atribuye a la creciente demanda de mercancías producidas con el concurso de electricidad, fenómeno que a su vez es consecuencia de la creciente demanda unitaria y del aumento demográfico. (Commoner, 1973)

Sin embargo, es claro que el incremento de la demanda neta de energía no ha estado acompañada por un aumento del valor de las mercancías producidas debido a que las cadenas productivas que contribuyen con una parte pequeña del crecimiento económico son responsables de buena parte del incremento de la demanda

de energía, al utilizarse ésta con menores rendimientos energéticos globales como la siderurgia, la producción y transformación de hidrocarburos, entre otros.

Como podrá verse, el tema atañe a las definiciones económicas de la producción industrial y, por ello, la problemática de las emisiones de gases de efecto invernadero toca muy rápidamente a los actores y gestores políticos de los países, particularmente al momento de establecer las responsabilidades y obligaciones para revertir o, al menos, contener el fenómeno climático.

Bolivia no ha estado alejada del debate político internacional y, de hecho, el gobierno boliviano arremetió agresivamente con su posición internacional para establecer dichas responsabilidades. Luego de la declaratoria de la cumbre climática de los pueblos realizada en Tiquipaya (Cochabamba) en 2010, que demandaba entre otras cosas la creación de un tribunal internacional contra delitos ambientales, las autoridades bolivianas se referían a los representantes de los países industrializados diciendo: "...luego no nos culpen, si sus pueblos, sus trabajadores, sus jóvenes y clases medias más pronto que tarde se sublevan y les cobran la factura del interés privado y empresarial que ocasiona la catástrofe medioambiental..." (García Linera, Durban, 2011). Esta posición, coherente con la cumbre de Tiquipaya y las definiciones medioambientales de la propia constitución boliviana de 2009 expresaban nítidamente la posición internacional boliviana respecto del fenómeno climático.

El contexto político económico alrededor de las emisiones de gases de efecto invernadero y, principalmente, el establecimiento de responsabilidades y traza de metas de reducción movilizó fuertemente a las corrientes capitalistas conservadoras relacionadas con la industria petrolera, del acero, el carbón y la generación de electricidad. Es así que a partir de 1980 los representantes de los sectores capitalistas de Estados Unidos, ligados a los sectores ya mencionados, desarrollaron las más intensivas campañas de lobby a fin de evitar que el creciente consenso entre los científicos climatológicos se expandiese a los tomadores de decisión y a la opinión pública (Tanuro, 2007). El lobby de las empresas ganó influencia hegemónica sobre los representantes políticos norteamericanos.

La campaña en contra de los científicos del IPCC, fuertemente financiada por las empresas y ejecutada por periodistas y centros de investigación de tendencia liberal, lograron sembrar muchas dudas alrededor del cambio climático. A través de noticias, discursos de activistas al servicio de las industrias y una amplia gama de medios de comunicación arguyeron, primero, que el mundo no se está calentando, que las mediciones que lo indicaban estaban falseadas o, al menos, no eran concluyentes. Desde su posición, cualquier cambio climático en la tierra es natural, obedece principalmente a la actividad solar y no podría ser causado por la actividad humana (Begley, Sharon. 2007)

La actividad del lobby pro capitalista se tornó más contundente en cuanto el consenso científico se acercaba más a las posiciones del IPCC. Las compañías y los gremios que representaban a la industria petrolera, del carbón, la producción de acero, automóviles y a las generadoras de electricidad, formaron grupos de lobby

como la Global Climate Coalition y el Information Council on the Environment. (Oreskes, Naomi, University of California). Estas entidades, junto al George C. Marshall Institute, en los meses previos a la realización de la Cumbre de Río de 1992 publicaron un estudio que concluía que los modelos del efecto invernadero habían exagerado substancialmente su importancia y que el pequeño calentamiento que se está experimentando estaría provocado únicamente por una mayor actividad solar.

Detrás del lobby de las empresas de la industria petrolera y del carbón, que ejecutaban eficientemente científicos afines, periodistas y connotados políticos republicanos, se ocultaba la preocupación de que el protocolo de Kyoto podría tener como resultado la fijación de metas de reducción de gases de efecto invernadero que afectarían a sus utilidades, más aún si persistía la incertidumbre científica acerca del fenómeno.

En la actualidad han surgido nuevos actores y nuevas posiciones en contra del consenso científico alrededor del IPCC y negando completamente el fenómeno del cambio climático global. Estas nuevas posiciones ya no sólo provienen de los sectores políticos más conservadores ligados al capitalismo y a la industria del petróleo y el carbón, sino también de instituciones académicas del mundo y líderes políticos de las corrientes denominadas “progresistas”.

Por ejemplo, “...el Observatorio Astronómico Púlkovo, el más importante de Rusia, acaba de reiterar que la amenaza que se cierne sobre el planeta no proviene, precisamente, del ascenso de la temperatura global de, entre 1,8 y 4 grados centígrados para finales de siglo, sino del inicio de una nueva glaciación mundial. Se espera que a mediados del presente siglo XXI, ‘en la Tierra comenzará un nuevo período glacial porque la energía proveniente del Sol, que comenzó a disminuir a partir de los años 90, alcanzará su punto de descenso máximo hacia el año 2041’, reveló recientemente Jabubiló Absusamátov. Este científico viene denunciando desde hace algunos años el error de las previsiones climatológicas avanzadas por los expertos del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático de la ONU. Las observaciones de la actividad solar en los últimos años confirman la validez de la teoría de los ciclos de actividad solar como factor de influencia predominante en el clima global de la Tierra”. (M. Llamas / J. Ansorena, *Tecnosostenible*, 2008)

Otra posición, de interés para los bolivianos, es la que últimamente tomó el Vicepresidente boliviano durante su exposición al ser nombrado Doctor Honoris Causa del Instituto de Altos Estudios Nacionales (IAEN) de Ecuador que, al referirse al rol de las ONG’s ambientalistas decía “...un tsunami climático provocado por las manazas de un tipo llamado homo sapiens nos acecha irreversiblemente, las especies se extinguen a todo meter, el planeta se ahoga por la deforestación y los incendios, el CO2 provoca huracanes y cambios genéticos hasta en la mosca de la fruta, el sida se extiende en África matando niños cada 8 segundos, la malaria y el dengue ya esta en Bilbao por el calor???...hay que hacer algo para salvar el mundo lo más antes posible y para eso están la ONU y las ONGS, organizaciones no gubernamentales que van a proteger la tierra de los países que quieran explotar sus bosques o riquezas...

detrás de todo este catastrofismo barato y amarillista se esconde un tinglado de intereses económicos de los que nadie puede ni quiere hablar y de los que viven las principales ONGs ambientalistas mesiánicas...la ONU tiene el IPCC para combatir el dichoso falso calentamiento global que provoca -40° en Moscú, -61° en Summit Groenlandia y -85° en Vostok, Antártida, pero ahora necesitan otra oficina mundial del clima, el ONUMA: hay que soltarles más pasta.: es por nuestro bien...la ONU nos pide 200.000 millones de US\$ anuales o el 0,6% del PIB mundial para salvarnos o adaptarnos al calentamiento -¿para construir diques...?....las ONGS se forran desde que estas catástrofes inundan los medios de comunicación. No importa, el escándalo del climategate, no importa que las temperaturas empiecen a bajar , que llevemos enfriándonos desde el 98 y que montones de científicos ya confirmen la tesis de Luis Carlos Campos de que llega un bajón solar con una mini Edad de Hielo. España en quiebra nos ha robado 740 millones de euros para comprar CO2 en un mercado gigantesco creado por Rothschild Australia. Y encima todo lo que venden es falso. ...la biomasa o jardín de la tierra aumenta según los estudios de la NASA de Landsey y Steitz -pero esto jamás lo dicen los medios y la Tierra sólo se ha calentado unos insignificantes 0,6 grados en 2 siglos, igual que lo hace Marte, Venus, Saturno, Jupiter en la actualidad por causas naturales propias de nuestro sistema solar , prueba capital de que nos están mintiendo... en la atmósfera hay 750.000 millones de toneladas de CO2, ¿qué son 1.500? No es Nada. Imposible que eso cause un cambio climático. Es como las bulas medievales. Una burda estafa: tú me pagas, porque eres culpable y yo te salvo de no ir al infierno... los burócratas de la ONU deciden qué es verdad y qué es mentira, no el método científico, que ya no existe. Es la opinión de 150 pseudocientíficos comerciantes de las ONGS ambientalistas que trabajan en la ONU contra 2800 científicos independientes que refutan el famoso calentamiento y demuestran lo contrario”

(<http://progresismohumano.wordpress.com/2013/11/24/vicepresidente-boliviano-denuncia-la-gran-estafa-de-las-ongs-ambientalistas/>)

Por supuesto, lo manifestado por la autoridad boliviana da cuenta de un profundo cambio respecto a su posición en la cumbre climática de Durban en la que ratificaba vehementemente la posición gubernamental sobre el cambio climático. Sea cual fuere el origen y razón de esta contradicción, el hecho es que la política pública ambiental boliviana tiene un desafío importante para encontrar un hilo conductor coherente con las mismas definiciones constitucionales del Estado Plurinacional.

Han pasado muchos años desde la Cumbre de Río y la reunión de Kyoto, cuyo Protocolo fue rechazado por el gobierno de los Estados Unidos, y en la medida en que el consenso alrededor de los científicos del IPCC fue en incremento, las estrategias procapitalistas adoptaron nuevas formas de acción.

La política de clima-energía presentada por Barack Obama durante su campaña presidencial es un elemento decisivo de la orientación que busca salvaguardar la

hegemonía política y económica de Estados Unidos. El cambio propuesto, respecto a la administración Bush, fuerte representante del lobby capitalista en contra del consenso científico alrededor del IPCC, estuvo caracterizado por lo siguiente: i) la búsqueda de independencia energética (autarquía) en relación al petróleo de Oriente Medio y de los regímenes inestables de la región; ii) el desarrollo de un conjunto de soluciones alternativas cuyos principales ejes son el carbón, los biocombustibles, la energía nuclear, las renovables y la eficiencia energética; iii) la aceptación de restringir y cuantificar los objetivos de reducción de las emisiones de los Estados Unidos como una condición esencial para un papel en la negociación e un acuerdo climático internacional que involucre a los grandes países emergentes; iv) una alianza con la Unión Europea contra los países emergentes y; v) un gran apoyo a la industria estadounidense en el dominio de las tecnologías energéticas calificadas como de “bajo carbono”. (Tanuro, 2008)

El hilo conductor de esta política es atenuar, al máximo, el costo de la transición energética accediendo en la región, bajo su dominio hegemónico, a importaciones de biocombustibles y a créditos de carbono baratos. Estos últimos pueden ser obtenidos por la conservación de los bosques existentes, nuevas plantaciones, inversiones en energía renovable y eficiencia energética. (Tanuro, 2008)

Al mismo tiempo que recurrentemente admite que el cambio climático es “el mayor fracaso del mercado” (Stern, Nicholas) la respuesta del capitalismo es profundizar los mecanismos del mercado de manera que, lejos de buscar el real descenso de la concentración de gases de efecto invernadero, se abran nuevas oportunidades de lucro y acumulación.

Entre las propuestas que abogan por una salida a la crisis por la dinamización del crecimiento, se encuentra aquella que ha sido dominada “economía verde”. A pesar de lo atractivo que pueda parecer la propuesta, queda la interrogante sobre si el diseño de un conjunto de indicadores y medidas para cuantificar y valorizar económicamente las funciones de la naturaleza e introducirlas en un mercado gobernado por mecanismos financieros - sobre los que la sociedad no tiene control- constituye alguna posibilidad de solución a la crisis climática actual.

La nueva propuesta va más allá del valor material de los activos de la naturaleza y le asigna valor a las funciones que ésta, en calidad de “servicios”, le presta a la humanidad. Esta agresiva propuesta, que busca posicionarse en el ámbito de la racionalidad económico-ambiental, podría constituir una sofisticada y, a la vez tenebrosa, forma de expansión del capitalismo, para llegar a una etapa superior y quién sabe última: el control total de la naturaleza y la mercantilización de las últimas posibilidades de la humanidad de desarrollarse en armonía con ella.

La propuesta de otorgar precios a bienes y funciones que el mercado no asigna en forma “natural” y crear mecanismos de transacción de los bienes así creados, constituye la demostración más nítida de que el mercado fracasó en la consolidación de una sociedad sustentable.

Esta reforma post-neoliberal, muy probablemente, creará las condiciones para fomentar las inversiones privadas en la transformación y comercialización de los bienes y funciones de la naturaleza, amparadas en un nuevo marco jurídico que, convenientemente, buscará fusionar la sustentabilidad de los ecosistemas con la seguridad de los retornos del capital. Deberá esperarse que, en sincronía con las definiciones políticas y jurídicas, los mecanismos internacionales de cooperación buscarán apoyar al fortalecimiento de una gestión pública dedicada a crear mecanismos operativos entre los que inevitablemente intervendrán los sistemas financieros especuladores.

Esta nueva propuesta va mucho más allá de las definiciones del Desarrollo Sostenible, en tanto éstas acabaron generando mecanismos en los que la especulación financiera no pasó de la valorización de las mejoras de eficiencia y eficacia en los sistemas vigentes, es decir, la creación de economía a partir de los diferenciales ambientales; en el caso de la economía verde los mecanismos financieros se verán beneficiados de la incorporación de un volumen de capital del tamaño de la misma naturaleza y de sus capacidades.

Por otra parte, la posición del G77 + China, a la que se han adscrito varios gobiernos de la región, aún representa una posición tímida que reafirma su compromiso con los principios de Río 92, no se opone a la nueva propuesta de los países ricos y aboga por el respeto a la soberanía de los estados y, con algunas diferencias, su derecho al desarrollo. Esta posición podría constituir un error histórico de parte de estos países, pues presume que un marco jurídico basado en definiciones éticas (respeto y soberanía) se ocupará de limitar la expansión de esta nueva fase del capitalismo.

Entre sus análisis, este grupo de países realiza una crítica a los excesivos e insostenibles patrones de consumo y producción de los países ricos, posición que -más allá de su pertinencia- se ve debilitada por su escaso nivel de autocrítica pues varios países de la región, hace muchos años, ya han alcanzado aquellos patrones de producción y/o consumo cuestionados. (CEDLA, 2013)

La retórica defensa que ésta propuesta hace de los principios de Río 92, no concide con la gestión política y económica que los mismos han realizado, por ejemplo, respecto a los descubrimientos de gas no convencional o petróleo extra pesado, cuya extracción implica daños ambientales que aún no han sido evaluados, ya sea por la utilización masiva de agua y su impacto en la alteración del ciclo hidrológico, por los daños estructurales en las zonas de explotación y/o por la conveniencia del balance energético de dicha explotación.

El debate político, como ha podido apreciarse, es nutrido e incluso contradictorio. Podrá entenderse que los cambios en la posición boliviana sobre el fenómeno climático mundial reflejan la transición que ha experimentado la política del gobierno del MAS al interior del país, y que el enfoque que el gobierno del MAS ha adoptado sobre el fenómeno climático global y la cualidad extractivista de la economía del país deja, en los hechos, un vacío profundo en la política ambiental boliviana.

Es por esta razón que debemos detenernos en algunas reflexiones para darle un sentido, desde la política pública, a la evolución de los indicadores relacionados con la emisión de gases de efecto invernadero en el territorio nacional.

Decir, en primera instancia, que en lo que respecta al sector energético las emisiones de CO<sub>2</sub> están asociadas a los procesos de combustión en la transformación energética. Es así que la combustión de gas natural, GLP, biomasa o combustibles líquidos, según sea el caso, para la cocción de alimentos, el calentamiento de agua, la generación de electricidad, en el transporte motorizado o, para generar energía térmica en las industrias, tendrá dos productos: i) el trabajo o energía útil por una parte y; ii) de otra, la energía contenida en las pérdidas por rendimiento termodinámico, en forma de emisiones de dióxido de carbono y otros gases<sup>27</sup>.

La cantidad de emisiones por cada unidad de trabajo útil obtenido en los procesos de transformación está asociada al rendimiento termodinámico de los mismos, es decir, cuanto menor sea el rendimiento energético global del proceso de transformación se emitirán, por cada unidad de trabajo útil, una mayor cantidad de gases residuales.

Como podrá intuirse casi la totalidad de los problemas encontrados en la productividad energética tienen su correlato en el nivel de emisiones contaminantes del sector. Cuanto menos productivo, energéticamente, es un proceso, más intenso será en emisiones contaminantes. Esto ocurre por el simple hecho que para lograr la misma cantidad de trabajo útil deberá quemarse una mayor cantidad de combustibles.

Dependiendo de la tecnología de combustión (temperatura, compresión, enriquecimiento del aire de combustión, entre otros) los gases residuales tendrán mayor o menor cantidad de otros productos como los gases no quemados, los óxidos de nitrógeno, el material particulado (hollín), que tienen implicaciones ambientales locales directas, que le afectan a la calidad del aire local y a la salud pública.

La reducción de las emisiones y/o la mejora del rendimiento energético global de los sistemas de transformación, debe encararse en la fuente de generación de las mismas. En este contexto, independientemente del fenómeno climático global, el estudio de las emisiones del sector energético tiene sentido económico y ambiental directo para los bolivianos. Y es en este sentido, principalmente, que deberán interpretarse la evolución de los indicadores.

La caída de la productividad energética, la afectación a la calidad del aire y a la salud pública son inherentes al nivel de concentración de emisiones contaminantes en la atmósfera que, independientemente de la existencia de cambio climático, han acentuado la variabilidad climática que se expresa por eventos climatológicos extremos que acaban afectándole a la población más vulnerable. En nuestro análisis debe quedar claro, en cualquier caso, que los niveles de concentración de gases contaminantes en la atmósfera se deben, innegablemente, a los más de dos siglos de desarrollo industrial capitalista.

---

<sup>27</sup> Entre los gases asociados a la combustión se encuentran el monóxido de carbono, el vapor de agua, los óxidos de nitrógeno, gases de azufre, etc.

Las emisiones específicas bolivianas han llegado, en 2012, a 0.42 t CO<sub>2</sub>/bep, es decir, una emisión específica de casi media tonelada de CO<sub>2</sub> por cada barril equivalente de petróleo utilizado en el sector demandante de energía. La información actual de la región nos dice que Bolivia no tiene el más alto nivel de emisiones específicas -debido a que su consumo energético representa el 0.99% de la región- aunque lamentablemente se coloca entre los países que tienen emisiones específicas superiores al promedio regional.

**Tabla 8**  
**Emisiones específicas del sector energético (tCO<sub>2</sub>/bep)**

Países	2000	2012	TC
Paraguay	0.13	0.17	2.1%
Brasil	0.26	0.26	-0.1%
Uruguay	0.28	0.30	0.7%
REGION	0.37	0.39	0.3%
Perú	0.34	0.40	1.5%
Colombia	0.33	0.41	1.8%
<b>Bolivia</b>	<b>0.36</b>	<b>0.42</b>	<b>1.3%</b>
Argentina	0.41	0.44	0.4%
Ecuador	0.41	0.44	0.6%
Chile	0.38	0.46	1.8%
Venezuela	0.52	0.49	-0.5%
México	0.50	0.54	0.5%

Fuente. Balance Energético Nacional. 2013. SIIE OLADE. 2013  
Elaboración. CEDLA

### ***Transporte***

La mayor parte de las emisiones específicas bolivianas provienen del consumo de combustibles líquidos en el transporte, ha evolucionado favorablemente desde el año 2000, a un ritmo de -0,25 %/año, como resultado de la modernización del parque automotor, la sustitución de combustibles líquidos por gas natural y la prohibición de importación de vehículos y motores a diesel de pequeña cilindrada, principalmente. Es por esta razón, que en la región, los países que tienen un alto consumo de diesel oil en el transporte de pequeña capacidad poseen las emisiones específicas más altas de la región.

En el caso boliviano, cuyas emisiones específicas del transporte ocupan el segundo lugar entre las más bajas de la región, sólo detrás de Brasil, la problemática se concentrará en la calidad del aire local, debido a los combustibles no quemados, el material particulado y la emisión de óxidos de nitrógeno.

**Tabla 9**  
**Emisiones específicas de CO2 en el transporte (t<sub>CO2</sub>/bep)**

País	2000	2012	TC
Brasil	0.383	0.334	-1.14%
REGION	0.414	0.392	-0.46%
<b>Bolivia</b>	<b>0.432</b>	<b>0.419</b>	<b>-0.25%</b>
Argentina	0.429	0.423	-0.11%
Colombia	0.428	0.427	-0.02%
Venezuela	0.426	0.428	0.04%
México	0.428	0.428	0.01%
Perú	0.437	0.432	-0.09%
Chile	0.434	0.432	-0.03%
Ecuador	0.489	0.434	-0.99%
Uruguay	0.437	0.435	-0.03%
Paraguay	0.437	0.438	0.02%

Fuente. Balance Energético Nacional. 2013. SIEE. OLADE. 2013

Elaboración: CEDLA

### ***Industria***

Una situación similar ocurre con las emisiones específicas de la industria boliviana, que ocupan el tercer lugar entre las emisiones más bajas de la región. Éstas han evolucionado favorablemente desde el año 2000 a una tasa de -1,87%/año. Es notorio, el caso de Paraguay y Uruguay que poseen las emisiones más bajas, probablemente por la importancia del uso de electricidad que proviene mayoritariamente de fuente renovable. En el caso boliviano, cuyo origen de electricidad es mayoritariamente fósil, influye favorablemente la satisfacción de las demandas de energía térmica a partir de gas natural y da cuenta de una industria manufacturera conocida como “liviana” que no incluye, por ejemplo, a la producción de acero y otros productos terminados de origen mineral. En cualquier caso, destaca la evolución desfavorable del sector industrial venezolano.

**Tabla 10**  
**Emisiones específicas de CO2 en la industria (t<sub>CO2</sub>/bep)**

País	2000	2012	TC
Paraguay	0.029	0.027	-0.53%
Uruguay	0.173	0.061	-8.32%
<b>Bolivia</b>	<b>0.126</b>	<b>0.100</b>	<b>-1.87%</b>
Brasil	0.152	0.159	0.36%
Chile	0.220	0.169	-2.19%
Argentina	0.175	0.177	0.08%
REGION	0.200	0.200	0.00%
Colombia	0.262	0.223	-1.32%
México	0.255	0.244	-0.37%
Ecuador	0.260	0.245	-0.51%
Perú	0.328	0.256	-2.06%
Venezuela	0.253	0.295	1.27%

Fuente. Balance Energético Nacional. 2013. SIEE. OLADE. 2013

Elaboración: CEDLA

### ***Generación de Electricidad***

A nuestro juicio, una limitación del indicador considerado en este análisis es no tomar en cuenta en su cálculo las emisiones específicas de la generación de electricidad y concentrarse sólo en las emisiones al nivel del uso final de la energía. Más allá de las posibles connotaciones políticas de esta definición, de las que nos ocuparemos más adelante, el hecho es que las emisiones específicas de la generación de electricidad se constituyen, después del transporte, en una fuente importante de CO2 a la atmósfera.

Por definición metodológica similar al Rendimiento Energético Global, hemos medido las emisiones específicas relacionando la cantidad de emisiones resultante de la combustión de la energía a la entrada de los sistemas de generación con la cantidad de electricidad obtenida a la salida de los mismos.

En sentido contrario a lo que ocurre con el transporte y la industria, las emisiones específicas en la generación de electricidad bolivianas han evolucionado negativamente a un ritmo de 1,79 %/año y han pasado de 0.46 tCO2/bep en 2000 a 0.58 tCO2 en 2012, debido al deterioro del rendimiento energético global del sistema de generación de electricidad boliviano como resultado del uso intensivo de gas natural en él. El elevado nivel de emisiones contaminantes en la generación de electricidad en Bolivia que es resultado de la adopción de tecnologías poco eficientes a gas natural y diesel, ingresa en el campo de las pérdidas de energía y contaminación por ineficacia de la política pública.

Debe tomarse en cuenta, sin embargo, que las emisiones bolivianas representan el 0,9% de las emisiones regionales por el mismo concepto y que la generación de electricidad apenas llega a 0,58% de la generación regional. Las emisiones específicas

bolivianas en la generación de electricidad ocupan el cuarto lugar entre las más altas de la región. También se puede observar que la información regional sobre emisiones contaminantes no incluyen a las liberadas por los grandes embalses en las llanuras de la cuenca del Amazonas y del Río de La Plata.

**Tabla 11**  
**Emisiones específicas de CO2 en la generación de electricidad (t<sub>CO2</sub>/bep)**

País	2000	2011	TC
Paraguay	0.000	0.000	3.77%
Brasil	0.102	0.123	1.56%
Colombia	0.247	0.224	-0.81%
REGION	0.355	0.384	0.65%
Perú	0.243	0.396	4.15%
Uruguay	0.075	0.424	15.48%
Venezuela	0.333	0.435	2.25%
Ecuador	0.332	0.491	3.31%
<b>Bolivia</b>	<b>0.464</b>	<b>0.575</b>	<b>1.79%</b>
Argentina	0.469	0.579	1.76%
México	0.871	0.748	-1.26%
Chile	0.569	0.848	3.38%

Fuente. Balance Energético Nacional. 2013. SIEE. OLADE. 2013

Elaboración: CEDLA

Una aproximación al resultado económico ambiental de la matriz energética puede lograrse relacionando el producto nacional con las emisiones de CO2 del sector energético al nivel de consumo final. Este cálculo debiera incluir las emisiones en la generación de electricidad, pero lamentablemente no estamos en condiciones de lograr, por ahora, un balance de emisiones análogo al Balance Energético Nacional. En cualquier caso, el indicador encontrado da cuenta de la intensidad de emisiones al nivel del consumo final (que representa una buena parte del producto nacional), expresa la cantidad de emisiones generadas en el sector energético por cada unidad de producto nacional y se mide en toneladas de CO2 por cada millón de dólares, en valor constante de 2005, de producto.

La Tabla 12 nos muestra que la intensidad de emisiones de Bolivia, lamentablemente, son las más altas de la región, se han incrementado a un ritmo de 3,03%/año y pasaron de 0.92 t<sub>CO2</sub>/MUS\$ en el año 2000 a 1.27 t<sub>CO2</sub>/Mus\$.

Siguiendo las definiciones enunciadas en párrafos anteriores, que caracterizaban a las emisiones como la energía perdida por bajo rendimiento termodinámico y que no se traduce en trabajo útil, el indicador expresa la pérdida de productividad energética de la matriz energética, resultado de un crecimiento desordenado, poco eficiente y la ausencia de política económico ambiental en el sector energético boliviano.

El cuadro nos muestra también la eficiencia económico ambiental de otras matrices energéticas como la Uruguay, que emite casi una cuarta parte de las emisiones bolivianas para lograr el mismo producto.

Más allá de las definiciones constitucionales sobre el medio ambiente, la protección de la Madre Tierra y la Declaratoria de la Cumbre de Tiquipaya, el resultado es correlato del extravío de la política ambiental boliviana en lo que a emisiones de CO2 se refiere.

### Región: Intensidad de Emisiones de CO2 (t CO2/MUS\$)

País	2000	2012	TC
Uruguay	0.304	0.323	0.5%
Brasil	0.382	0.375	-0.2%
Colombia	0.452	0.380	-1.6%
Perú	0.424	0.390	-0.8%
México	0.470	0.458	-0.3%
REGION	0.496	0.474	-0.4%
Paraguay	0.455	0.490	0.7%
Chile	0.532	0.524	-0.1%
Argentina	0.751	0.602	-2.0%
Ecuador	0.587	0.676	1.3%
Venezuela	1.024	0.980	-0.4%
<b>Bolivia</b>	<b>0.916</b>	<b>1.270</b>	<b>3.0%</b>

Fuente. Balance Energético Nacional. 2013. SIEE. OLADE. 2013

Elaboración: CEDLA

El resultado mostrado en las dos últimas tablas, muestran las consecuencias de la ausencia de una política ambiental en el sector energético que establezca límites mínimos de rendimiento energético global en los sistemas de transformación (eficiencia energética); límites mínimos de participación de energías renovables en la cadena y; límites máximos de emisiones contaminantes, particularmente en la generación de electricidad. Esta ausencia es congruente con la fijación del precio del gas natural que ayuda a garantizar la rentabilidad del sector privado (transporte, industria, minería y generación de electricidad) sobre la base de sacrificar el excedente del gas natural para transferirlo al sector privado y transferir el costo de las pérdidas a los usuarios y al medio ambiente

## ANEXOS

### Bolivia: Productividad energética del transporte terrestre

Año	Producto (MUS\$ <sub>2005</sub> )	Consumo (kbep)	Prod. Energética (US\$/bep)	Precios medios de 1 bep			Productividad energética específica (US\$ <sub>PIB2005</sub> /US\$ <sub>2005</sub> )	
				WTI (US\$/bep)	WTI (US\$ <sub>2005</sub> /bep)	Bep nacional (US\$ <sub>2005</sub> /bep)	PEE a precio internacional	PEE a precio nacional
2000	738.1	5 963.88	123.8	29.29	33.10	94.26	3.74	1.31
2001	750.6	5 876.08	127.7	25.08	27.59	87.05	4.63	1.47
2002	787.9	5 979.71	131.8	25.54	27.84	78.73	4.73	1.67
2003	821.9	6 373.83	129.0	30.00	31.80	70.93	4.05	1.82
2004	858.5	6 990.06	122.8	39.84	41.03	67.95	2.99	1.81
2005	882.5	7 283.62	121.2	55.50	55.50	68.10	2.18	1.78
2006	917.8	8 211.54	111.8	65.04	63.09	68.86	1.77	1.62
2007	948.7	9 500.77	99.9	71.38	67.10	67.39	1.49	1.48
2008	990.7	10 804.78	91.7	98.03	89.21	70.07	1.03	1.31
2009	1 052.7	11 576.89	90.9	60.70	55.24	71.36	1.65	1.27
2010	1 151.0	12 943.89	88.9	79.16	71.24	70.37	1.25	1.26
2011	1 233.8	14 260.18	86.5	100.41	87.36	67.44	0.99	1.28
2012	1 265.9	15 334.44	82.6	99.97	84.97	73.76	0.97	1.12
TC	4.60%	8.19%	-3.32%	10.77%	8.17%	-2.02%	-10.62%	-1.32%

### Bolivia: Productividad energética del sector industrial

Año	Producto (MUS\$2005)	Consumo (kbep)	Prod. Energética (US\$2005/bep)	Precios medios de la energía			Productividad energética específica (US\$ <sub>PIB2005</sub> /US\$ <sub>2005</sub> )	
				WTI (US\$/bep)	WTI (US\$ <sub>2005</sub> /bep)	Bep nacional (US\$ <sub>2005</sub> /bep)	PEE a precio internacional	PEE a precio nacional
2000	955.35	6 307.82	151	29.29	33.10	19.71	4.58	7.68
2001	981.02	6 190.96	158	25.08	27.59	17.49	5.74	9.06
2002	983.48	6 438.34	153	25.54	27.84	16.29	5.49	9.38
2003	1 020.92	6 597.04	155	30.00	31.80	15.89	4.87	9.74
2004	1 077.89	6 918.26	156	39.84	41.03	16.09	3.80	9.68
2005	1 110.27	7 172.51	155	55.50	55.50	16.24	2.79	9.53
2006	1 200.12	7 606.48	158	65.04	63.09	16.66	2.50	9.47
2007	1 273.21	8 026.70	159	71.38	67.10	17.02	2.36	9.32
2008	1 319.82	8 344.58	158	98.03	89.21	18.74	1.77	8.44
2009	1 383.31	8 919.99	155	60.70	55.24	18.58	2.81	8.35
2010	1 419.13	9 191.37	154	79.16	71.24	17.94	2.17	8.61
2011	1 471.87	9 883.95	149	100.41	87.36	17.96	1.70	8.29
2012	1 541.71	10 472.17	147	99.97	84.97	17.66	1.73	8.34
TC	4.07%	4.31%	-0.24%	10.77%	8.17%	-0.91%	-7.77%	0.68%

**Tabla 3**  
**Grado de industrialización de la minería**

Año	Extracción		Fundición	Exportación de concentrados		Exportación de metálico		% Indust. Básica
	Masa (t)	Valor (MUS\$)	Masa (t)	Masa (t)	Valor (MSU\$)	Masa (t)	Valor (MSU\$)	
2 008	964 726	2 764	16 382	561 827	1 531	16 909	419	1.70%
2 009	648 528	2 037	18 324	626 505	1 506	18 353	346	2.83%
2 010	652 268	2 643	16 517	629 785	1 837	19 511	336	2.53%
2 011	767 765	3 739	19 355	741 875	2 607	20 671	834	2.52%
2 012	701 531	4 156	17 996	663 779	3 188	23 012	677	2.57%
TC	-7.7%	10.7%	2.4%	4.3%	20.1%	8.0%	12.7%	10.9%

Fuente: MMM, COMIBOL

Elaboración: CEDLA

**Bolivia: Productividad energética del sector minero (US\$/MWh)**

Año	Producto (MUS\$ <sub>2005</sub> )	Consumo (MWh)	Prod. Energética (US\$ <sub>2005</sub> /kWh)	Tarifas de electricidad para minería			Productividad energética específica (US\$ <sub>PIB2005</sub> /US\$ <sub>2005</sub> ).	
				GN Export (cUS/kWh)	GN Export (US\$ <sub>2005</sub> /kWh)	GN Congelado (US\$ <sub>2005</sub> /kWh)	PEE a precio de GN export	PEE a precio minería actual
2005	940	153 215	6.14	4.17	0.042	0.034	147.11	178.94
2006	991	162 323	6.10	5.68	0.055	0.041	110.75	148.80
2007	1 060	296 038	3.58	6.09	0.057	0.046	62.60	78.10
2008	1 304	572 237	2.28	5.95	0.054	0.033	42.11	68.31
2009	1 277	621 948	2.05	6.34	0.058	0.034	35.58	60.77
2010	1 329	641 217	2.07	7.63	0.069	0.035	30.17	58.74
2011	1 399	683 037	2.05	9.45	0.082	0.037	24.91	55.21
2012	1 467	667 588	2.20	10.60	0.090	0.038	24.39	58.58
TC	6.56%	23.40%	-13.64%	14.25%	11.63%	1.29%	-22.64%	-14.74%

# **NACIONALIZACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN BOLIVIA**

Carlos Arze Vargas y Juan Carlos Guzmán



## **Resumen ejecutivo**

A mediados de los años noventa, las políticas de ajuste neoliberal en Bolivia desmontaron el sistema público de electricidad mediante la privatización de las empresas públicas, sacralizando la lógica mercantil y la búsqueda del lucro, como pautas de desempeño de la inversión y desarrollo del servicio. Su frustración como respuesta a las necesidades energéticas del país y a los requerimientos sociales –inscrita en el marco de la crisis económica, social y política que vivió el país a principios de siglo – provocó la demanda social por su renacionalización, tarea que sería encargada a la nueva administración, que venía rodeada de gran apoyo popular y cargada de promesas de cambio. Una evaluación inicial de los resultados de la nacionalización implementada por el gobierno de Evo Morales refleja la permanencia de problemas de eficacia y calidad del servicio, inequidad social en el acceso al servicio y deterioro del rendimiento energético y sostenibilidad ambiental, aunque se ha logrado mayor soberanía en la planificación energética.

A pesar de que el discurso inicial del nuevo gobierno incorporó la promesa de nacionalización, éste no la efectivizó sino hasta el año 2010. Los objetivos perseguidos en el primer período de gobierno, 2006 a 2009, se concentraron en la expansión de la cobertura del servicio, particularmente en el área rural; mientras que las medidas de corte social se limitaron a la mejora de la tarifa social y la promoción de la sostenibilidad ambiental fue postergada. En ese período la gestión gubernamental administró el modelo neoliberal y buscó revertir la debilidad del sistema a través de concesiones mutuas con las empresas privadas; empero, la falta de solución a los problemas del sistema, que tenían su raíz en la concepción del sistema impuesto por la privatización, empujó en 2010 a la recuperación de las empresas privatizadas, que no estuvo acompañada del cambio de las normas ni los mecanismos del modelo anterior, más allá del cambio en la propiedad jurídica de las empresas. Su mayor limitación, en ese sentido, fue no haber revertido la lógica mercantil capitalista de rentabilidad impuesta como principio ordenador del sistema. Por ello, la nacionalización de las empresas eléctricas, constituye hasta hoy una forma de continuidad y no de ruptura de las tendencias de desarrollo del sector imprimidas por el modelo neoliberal y no representa una alternativa real a la privatización de este servicio público.

## **Introducción**

El presente ensayo expone la valoración de la política energética del gobierno del presidente Evo Morales en Bolivia, en particular de la nacionalización de las empresas eléctricas en 2010, en relación a su idoneidad como “alternativa a la privatización”. Comprende un recuento sucinto del contenido de la política sectorial en la etapa neoliberal, durante el primer período de la actual gestión gubernamental y del período posterior a la nacionalización. De manera especial, se incorpora una descripción cuantitativa detallada de la evolución de algunos indicadores de desempeño del sistema eléctrico, en los períodos señalados.

De este modo, se procede a analizar la naturaleza de la nacionalización, tomando en cuenta el marco conceptual y los principios de ella y contrastándolos con los de la reforma neoliberal, para determinar su discrepancia o similitud. Asimismo, se hace un recuento de las lecciones de la política boliviana y sus posibilidades de replicación en otros países, a la luz del contexto actual de la industria eléctrica de la región sudamericana. Finalmente, se exponen, a modo de conclusiones, los principales aspectos ideológicos y políticos del proceso de administración de la reforma neoliberal y de la posterior nacionalización por parte del actual gobierno boliviano.

## **Ajuste estructural y privatización del sector eléctrico**

Entre 1985 y 1992 en Bolivia, las políticas neoliberales buscaron la estabilidad monetaria y la liberalización del mercado a través de leyes sobre inversiones y privatización. La reforma estructural más importante, sin embargo, fue la privatización de las principales empresas públicas<sup>1</sup>, a través de un mecanismo de “capitalización” dispuesto en 1994, por el que inversionistas extranjeros se apropiaron del 50% del paquete accionario de aquellas.

El Banco Mundial (BM) asistió a las autoridades bolivianas en la elaboración y aplicación del Programa de Reforma del Sector Eléctrico Boliviano del 1993 (BM 1994). Según el diagnóstico del programa, la situación del sector era de un reducido consumo per cápita de electricidad (320 kWh/año), baja cobertura del servicio (87% en área urbana y 16% en área rural) y limitaciones para financiar inversiones ante un elevado crecimiento de la demanda futura (7% anual) que necesitaría una inversión de 712 millones de dólares para generación y transmisión y 150 millones para electrificación rural (BM 1994:27ss).

Se dispuso políticas que, en teoría, debían establecer un sistema eficiente, un servicio a costo mínimo, de calidad, sin interrupciones y con innovación tecnológica, enmarcado en una gestión regulatoria transparente e imparcial. Las principales fueron: la desagregación vertical de la industria y la implementación de una nueva estructura institucional, la fijación de tarifas y la electrificación rural

---

<sup>1</sup> Bajo las determinaciones de la Ley 1544 del año 1994, se privatizaron las empresas: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Empresa Metalúrgica Vinto (EMV), Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), Empresa Nacional de Telecomunicaciones (ENTEL), Empresa Nacional de Ferrocarriles (ENFE) y Lloyd Aéreo Boliviano (LAB).

En 1994, la Ley de Electricidad 1604 dio paso a la privatización de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) a través de la desagregación vertical de las actividades en el Sistema Interconectado Nacional (SIN): generación, transmisión y distribución. De esa manera, buscaba impedir la formación de monopolios y abrir el sector a la inversión privada, y permitía la integración solamente en los sistemas aislados.

Entre junio de 1995 y 1997 las empresas resultantes de la escisión de ENDE fueron privatizadas por empresas extranjeras.

Empresa pública	Área	Año	Empresa compradora
Corani	Generación	1995	Dominion Energy
Guaracachi	Generación	1995	Energy Initiatives
Valle Hermoso	Generación	1995	Constellation Energy
Unidad de Transmisión ENDE	Transmisión	1997	Unión Fenosa
ELFEC	Distribución	1997	EMEL

Aunque la desintegración de la industria debía, teóricamente, promover la competencia, las tarifas fueron reguladas, estableciéndose que todas ellas, sean residenciales o empresariales, deberían cubrir los costos totales y la remuneración de los operadores de cada fase. Esta nueva forma de fijación de precios implicó la elevación de la tarifa para consumidores residenciales y comerciales pequeños, pues significaba la desaparición de los subsidios cruzados en su favor.

El modelo consideraba que la rentabilidad del mercado eléctrico permitiría el ingreso de nuevas inversiones privadas, pero como esa situación sólo se daría en áreas de mayor concentración poblacional solvente, preveía que en poblaciones menores y áreas rurales<sup>2</sup> “que no puedan ser atendidas exclusivamente por la iniciativa privada<sup>3</sup>”, el Estado debería responsabilizarse de la electrificación, orientándose al uso de fuentes alternativas.

### **Resultados de la privatización**

Los cambios en la oferta eléctrica, el consumo y la cobertura del servicio fueron importantes respecto a la situación previa a la privatización. Entre 1995 y 2005 hubo un importante incremento de inversiones privadas: en generación las capitalizadas invirtieron 160 millones de dólares<sup>4</sup> y otras empresas 234 millones<sup>5</sup> de dólares, en transmisión la Transportadora de Electricidad (TDE) 122 millones<sup>6</sup> de dólares y en

<sup>2</sup> Las poblaciones rurales son aquellas que tienen menos de 2.000 habitantes y las áreas menores son principalmente pequeñas ciudades intermedias.

<sup>3</sup> Artículo 61 de la Ley 1604.

<sup>4</sup> Según informes del Delegado Presidencial para la Revisión de la Capitalización, en 2002, año final del plazo de sus compromisos, su inversión real alcanzó sólo 153 millones de dólares (DPC, Informes finales de Corani, Guaracachi y Valle Hermoso, 2003).

<sup>5</sup> CNDC, citado en Gómez, E. *Naturaleza y sentido de la nacionalización del sector eléctrico boliviano*, 2012.

<sup>6</sup> Gómez 2012.

distribución las empresas invirtieron alrededor de 270 millones<sup>7</sup> de dólares. El Estado invirtió poco más de 177 millones de dólares, dirigidos prioritariamente a la electrificación rural. Consecuentemente, la capacidad instalada y generación bruta de electricidad aumentaron en más de 70%<sup>8</sup>. Esto repercutió en el aumento del consumo per cápita (de 320 a 460MWh) y de la cobertura del servicio (en el área rural subió de 15,6% a 33%, pero en el área urbana se mantuvo en 87%<sup>9</sup>).

Entre 1994 y 2005, la tarifa promedio general aumentó en 72%, de los usuarios domésticos en 96%, del alumbrado público en 84% y de los pueblos en 60%; contrariamente, la tarifa de la industria grande aumentó sólo en 35% y la de la minería bajó en 30%<sup>10</sup>. Esta evolución se verificó pese a la postergación en la aplicación integral del reglamento de tarifas y las medidas destinadas a atenuar el alza de tarifas<sup>11</sup>.

El estancamiento en la cobertura urbana muestra que la reforma, al basarse en estrictos criterios mercantiles, no respondió adecuadamente al incremento de la demanda en las ciudades (creciente por la migración interna), porque las empresas privilegiaban la inversión en proyectos de expansión rentables; contrariamente, la acción estatal, aún limitada por las restricciones presupuestarias, logró duplicar la cobertura en el campo.

Estos resultados también revelan los grandes problemas estructurales que se presentaron por la permanencia de los monopolios en la transmisión y la distribución, aunque ahora bajo gestión privada, y por la deficiente gestión regulatoria: por una parte se presentó una peligrosa desproporción entre el incremento de la generación y la expansión de la transmisión y la distribución, y, por otra, la apertura irrestricta a la inversión privada en la generación y los incentivos – principalmente el precio bajo del gas natural –, ocasionaron un incremento de la producción térmica de electricidad<sup>12</sup>.

## **La política energética del proceso de cambio. 2006-2009.**

La primera gestión del gobierno del Movimiento al Socialismo (MAS)<sup>13</sup> postuló en el Plan Nacional de Desarrollo (PND)<sup>14</sup> el control accionario estatal de las empresas capitalizadas, medida que fue denominada “nacionalización” desde la intervención

---

<sup>7</sup> Superintendencia de Electricidad, memorias institucionales de varios años.

<sup>8</sup> De 814MW para 1994, hasta 1.389MW en 2005 y de 2.705MWh a 4.703MWh. Base de datos *on line* de la Energy Information Administration.

<sup>9</sup> Los datos para 1992 corresponden al Censo Nacional de Población y Vivienda y los de 2005 son proyecciones del *Plan de Universalización Bolivia con Energía 2010-2025* del MHE.

<sup>10</sup> INE, *Estadísticas de la Actividad Energía Eléctrica, Agua Potable y Gas Licuado de Petróleo 1990-2005*.

<sup>11</sup> Aunque la Ley 1604 fue aprobada en 1994, hasta el 2000 las tarifas de distribución siguieron regidas por el Código de Electricidad de 1968; en 2000 se creó un Fondo de Estabilización para evitar incrementos mayores a 3% anual; en 2002 se dispuso un período de transición al nuevo reglamento de ocho años (UDAPE, *Diagnóstico del Sector Eléctrico 1990-2002*, abril 2003).

<sup>12</sup> La producción de hidroelectricidad que en 1994 representaba el 47,8% del total disminuyó hasta el 40% para 2005 (Gómez 2012:2).

<sup>13</sup> El MAS accedió al gobierno en enero de 2006 y concluyó su primer mandato anticipadamente en diciembre de 2009.

<sup>14</sup> En 2006 el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP) publicó una versión del PND, que recién fue aprobado en septiembre de 2007 (DS 29272).

de las empresas hidrocarburíferas en mayo de 2006<sup>15</sup>. Esa propuesta propugnaba la recuperación de los recursos naturales y de las empresas, para obtener el control de los excedentes económicos de hidrocarburos, minería, electricidad y recursos ambientales, para utilizarlos en la diversificación de la economía. La electricidad como sector estratégico, se constituía en una nueva fuente de exportaciones y era importante para el crecimiento económico y la mejora de las condiciones de vida de la población (PND 2007:130).

Específicamente, en el sector eléctrico cuestionó la privatización porque no había traído nuevas inversiones, incumpliendo sus promesas de incrementar la cobertura, mejorar la calidad e iniciar la exportación. Denunciaba también la ausencia de planificación y el marginamiento de ENDE y otros actores sociales de las actividades productivas. Por lo tanto, el objetivo sectorial del PND debía ser consolidar un sector eficiente, con infraestructura capaz de satisfacer el acceso universal y equitativo, aprovechando las fuentes energéticas de forma racional y sostenible y convirtiendo al país en centro energético regional. Para ello dispuso cuatro políticas: i) desarrollo de infraestructura, con participación activa de los sectores público y privado, para la expansión de la capacidad de generación, de transmisión y de exportación; ii) universalización del servicio; iii) soberanía e independencia energética, desarrollando fuentes energéticas renovables mediante programas de generación hidroeléctrica, eólica y geotérmica; y iv) consolidación de la participación estatal mediante la refundación de ENDE; en esta última política se inscribe la nacionalización.

Durante el período 2006-2009, la concreción de las políticas y los planes del PND se centró en el objetivo de ampliación de la cobertura, especialmente en el área rural, evitando revisar a fondo los criterios normativos del modelo y sin afectar la propiedad de las empresas capitalizadas. En ese sentido, no significó la reversión del modelo neoliberal, sino la continuidad del mismo con un cambio de sus administradores.

El PND destacaba como objetivo la universalización de la cobertura eléctrica: se proponía alcanzar en 2010 una cobertura urbana de 97% y una cobertura rural de 53%, metas que se alcanzarían con la participación privada y de las prefecturas y municipios. Para promover el acceso de sectores sociales de bajos ingresos el PND propugnó el establecimiento de la Tarifa Dignidad<sup>16</sup>, que respondía, además a las demandas de la población<sup>17</sup>.

Lo más destacable fue la ratificación de los principios de eficiencia, continuidad y adaptabilidad, similares a los de la reforma neoliberal. El principio de eficiencia económica fue reforzado, además, con la calificación del sector eléctrico como “estratégico”, lo que le obligaba a “maximizar el excedente económico” para el fisco (PND

---

<sup>15</sup> Esa medida incluiría: i) auditoría técnica y financiera para conocer su valor real, ii) control estatal de la gestión y captura del excedente mediante reversión de las acciones bolivianas y la compra de acciones a las transnacionales hasta el llegar al 51%, iii) conformación de directorios nombrados por el Ejecutivo, que podrían optar por operadores privados o estatales.

<sup>16</sup> Consistía en una rebaja de 25% para usuarios de consumos menores a 70 kWh mensuales en el SIN y de 30 kWh en los SA (DS 28653, marzo 2006).

<sup>17</sup> Esas movilizaciones se describen en el siguiente acápite.

2007:104). La persistencia de ese principio significaba, indudablemente, consolidar la lógica mercantil de las tarifas como “señal” para los inversionistas, obligando a los consumidores a asumir todos los costos y utilidades de las empresas, incluidas las pérdidas.

Además, aunque se eliminó el sistema de regulación, no se modificó la Ley de Electricidad ni sus reglamentos, que continuaron siendo aplicados por el nuevo ente regulador, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE); tanto es así, que persistió la ausencia del reglamento ambiental, lo que agudizó el incremento de la generación térmica a gas natural y el relegamiento de la hidroeléctrica. De esa manera, las metas de los varios planes de desarrollo del sector resultaban contradictorios con el desarrollo de las energías renovables.

Los planes revelan que no existió claridad ni firme disposición para ejecutar la nacionalización planteada por el PND y que, más bien, postulaban la operación del sistema mediante empresas privadas o empresas mixtas<sup>18</sup>. Por tanto, el retorno del Estado resultó parcial, no implicó el monopolio y mantuvo la lógica mercantil capitalista.

### **Resultados de la gestión 2006-2009**

La administración del modelo neoliberal por parte del nuevo gobierno del MAS produjo resultados cuantitativos positivos, pero que no revirtieron la lógica mercantil de la gestión de la industria eléctrica, pues ella continuó dominada por las empresas privatizadas a pesar de un discurso oficial a favor de la renacionalización.

	<b>2005</b>	<b>2009</b>
Cobertura eléctrica urbana (%) <sup>1</sup>	87	90,4
Cobertura eléctrica rural (%) <sup>1</sup>	33	51
Generación bruta electricidad (variación anual %) <sup>2</sup>	5,6	5,6
Capacidad instalada (crecimiento 2005-2009 %)		11
Demanda (Crecimiento 2005-2009 %)		34
Reserva de potencia (promedio anual %)	25,3	9,9
Infraestructura transporte (variación anual %)	5,2	3,7

(1) Datos para 2005 y 2010, no existen datos oficiales para 2009

(2) Corresponde a los periodos 1992-2005 y 2006-2009

Fuente: elaboración propia con datos de AE y Enrique Gómez (2012)

La caída de las reservas de potencia se explica por la insignificancia de las inversiones privadas y la ausencia de inversiones estatales (Gómez 2012:18) que perjudicaron, especialmente, la expansión del SIN; contrariamente, en el área rural, la inversión pública permitió el aumento de la cobertura. Por la persistente ausencia de normas regulatorias del tipo de tecnología utilizada en la generación y la permanencia del

<sup>18</sup> Por ejemplo, DS 29224 de agosto de 2007, autoriza la formación de una Sociedad de Economía Mixta entre ENDE y PDVSA BOLIVIA S.A.; .

precio artificialmente reducido del gas natural, la capacidad instalada y la producción termoeléctrica aumentaron proporcionalmente más que las de la hidroelectricidad – la capacidad del 66,5% al 68,2% y la generación de 59,9% a 62,5%–, agravando la tendencia hacia una matriz energética ambientalmente insostenible.

La tarifa promedio general aumentó en 21%<sup>19</sup>, es decir a un promedio anual mayor que el de la etapa neoliberal; por ello, la aplicación de la Tarifa Dignidad cobró gran aceptación social, pues favoreció a los usuarios residenciales de baja demanda, y su cobertura creció desde los 513 000 consumidores en 2006 hasta los 670 000 en 2009<sup>20</sup>, aunque sólo afectó al 1,57% de los ingresos de las empresas operadoras.

### **Antecedentes y contexto inmediato de la nacionalización**

La nacionalización de las empresas Corani, Guaracachi, Valle Hermoso y ELFEC el 1ro de mayo de 2010<sup>21</sup> se inscribe en un contexto social, económico y político perfilado en la gestión gubernamental del período 2006-2009, pero cuyos antecedentes se remontan a los problemas generados en el período neoliberal. Desde 1999, varias organizaciones sociales urbanas y rurales habían protagonizado movilizaciones – principalmente en la ciudad de El Alto y en valles cercanos a la ciudad de Cochabamba<sup>22</sup> – buscando la revisión de las tarifas de electricidad que subían sostenidamente, pero no tuvieron efecto en las decisiones gubernamentales. En los primeros meses de 2003 (inicio del período de mayor conflictividad que alcanza su cúspide en octubre con la denominada “guerra del gas”), la Federación de Juntas Vecinales de El Alto (FEJUVE) demandó la modificación de las tarifas e instauró procesos legales contra las autoridades, obligando al gobierno a crear un mecanismo de subsidios cruzados, por el que una parte de los costos de distribución se podían repartir entre consumidores urbanos y rurales, beneficiando a los segundos<sup>23</sup>, solución que benefició sólo a regiones como Santa Cruz, donde los consumidores rurales y urbanos eran atendidos por una misma empresa distribuidora, pero que no mejoró la situación en el departamento de La Paz, la región más activa en sus reclamos. En 2004, movilizaciones de campesinos lograron alguna atención de las autoridades, pero no obtuvieron la revisión de las políticas<sup>24</sup>. En 2005, la FEJUVE logró imponer a los gobiernos de Carlos Mesa y Eduardo Rodríguez la modificación parcial del método

---

<sup>19</sup> El mayor incremento fue el de la tarifa de la minería con 163%; la tarifa residencial se incrementó en 27% y la del alumbrado público en 32%. INE, *Estadísticas de la Actividad Energía Eléctrica, Agua Potable y Gas Licuado de Petróleo 1995-2005* y Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, *Memoria Institucional 2009*.

<sup>20</sup> Espinoza, L. y Jiménez, W., *Equidad en la prestación de servicios en Bolivia. Tarifa Dignidad en Electricidad*, IISEC, 2012.

<sup>21</sup> DS 493 de 1 de mayo de 2010.

<sup>22</sup> Birhuett, E. *Participación privada, equidad y eficiencia económica en el sector eléctrico boliviano: el caso de la tarifa dignidad*, Universidad Andina Simón Bolívar Oficina La Paz, 2009.

<sup>23</sup> DS 27030 de mayo de 2003.

<sup>24</sup> En mayo de 2004 campesinos de Miguillas, en La Paz, protestaron contra la elevación de tarifas realizando un bloqueo de caminos. En agosto, pobladores de la provincia Inquisivi obligaron al Viceministerio y a la Superintendencia de Electricidad a firmar un acuerdo para revisar las tarifas y adecuarlas a una Tarifa Social.

de fijación de tarifas residenciales, con las mencionadas tarifas sociales<sup>25</sup>. Con todo, ninguna de esas medidas había preocupado a las empresas distribuidoras, pues no afectaban sus ingresos (Birhuett 2009: 71ss).

La falta de solución a las demandas sociales se proyectó hasta el inicio del gobierno del MAS, amenazando con ocasionar fricciones con sectores que constitúan su base social. El gobierno retomó, entonces, el contenido de las medidas de sus antecesores y decidió aplicarlo a través de la negociación con las empresas eléctricas. En marzo de 2006 firmó el “Convenio de Alianza Estratégica del Gobierno de la República de Bolivia y las Empresas del Sector Eléctrico” que decidía crear la Tarifa Dignidad para consumidores de bajos ingresos y financiada con aportes de las empresas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Los pormenores de esa negociación con las empresas<sup>26</sup>, revelan no sólo el carácter de las relaciones del gobierno con sectores empresariales, en particular con los inversionistas extranjeros que controlaban el sector, sino el alcance y orientación de la política gubernamental en ese período. El gobierno, que tenía la urgencia de responder a sus bases sociales, optó por presionar a las empresas con la advertencia de eventuales nacionalizaciones, obligándoles a aceptar una reducción de sus ingresos. Por su parte, las empresas sopesando el riesgo que conllevaban para su permanencia en el sector los anuncios de nacionalización, aceptaron una pequeña reducción de sus ingresos; paralelamente, plantearon al gobierno que la proyección de la demanda eléctrica, ajustada a las metas de crecimiento del propio plan oficial, determinaba que sería necesario invertir 150 millones de dólares anuales, monto que excedía largamente la inversión pública prevista de 45 millones, por lo que su participación en el corto plazo resultaba “imprescindible” (Birhuett 2009: 78ss).

Esa negociación de concesiones con las empresas se convirtió, entonces, en la base de orientación de una política pragmática – coincidente con la concepción de “convivencia” y de “sociedad” con el capital monopolista que preconizaba su discurso –, que aceptaba mantener la institucionalidad, garantizar las inversiones y respetar las concesiones y licencias, para posibilitar la tarifa dignidad y dar continuidad al desarrollo de la industria<sup>27</sup>. Inicialmente el gobierno no tuvo la intención de nacionalizar las empresas del sector, sino de trabajar con ellas, circunstancia que explica, en parte, que en 2009 la Constitución Política del Estado – que declara el acceso al servicio eléctrico como un derecho fundamental – ratificase que, aunque el desarrollo del sector era facultad privativa del Estado, la prestación de los servicios podría darse mediante empresas de diversa naturaleza, incluidas las empresas privadas.

---

<sup>25</sup> En mayo el gobierno de Carlos Mesa creó la Categoría Solidaria, basada en subsidios cruzados y la eliminación del cargo fijo para consumos pequeños, pero no fue aplicada por su remoción del cargo; en octubre, el presidente Eduardo Rodríguez estableció la Categoría Social, que no fue aplicada por la resistencia de los consumidores industriales (Birhuett 2009).

<sup>26</sup> Ver: <http://www.bolivia.com/noticias/autonoticias/DetalleNoticia31992.asp> y el citado estudio de Enrique Birhuett.

<sup>27</sup> La cláusula 4 del convenio, inscrito en el DS 28653, decide “no afectar el urgente desarrollo y expansión del servicio eléctrico”. Declaraciones de autoridades señalaban que a partir de ese convenio “comienza un trabajo prolongado entre el Gobierno y el sector eléctrico” (La Razón, 21/03/2006).

La situación del sector en términos de capacidad productiva, reserva de energía y nivel de tarifas era precaria, más aún con miras a un ciclo expansivo de la economía, en especial la caída tendencial de la reserva de potencia, que a fines de 2009 había llegado a sólo 9, 9% (por debajo del límite de 10% recomendado por el Plan Nacional de Electrificación 1990-2010 y del promedio de 28% del quinquenio 2000-2005). Así, en el año 2010, el país se enfrentaba al inminente riesgo de una crisis de potencia eléctrica<sup>28</sup>.

El peligro creciente de la crisis influyó en el gobierno, que decidió intervenir más decididamente. En febrero de 2010, mediante DS 428 el gobierno dispuso la intervención administrativa del sector para garantizar la provisión del servicio y en 1ro de mayo la nacionalización. Los acuerdos con las empresas privadas no habían dado los resultados esperados: el gobierno declaró que la razón para nacionalizar había sido la inminencia de los cortes del servicio y les acusó de no haber invertido lo comprometido y de falsear la información<sup>29</sup>. Por ello, se puede afirmar que la decisión de nacionalizar las empresas eléctricas de una forma más radical (comprando el 100% de las acciones) de lo que había sucedido con las empresas hidrocarburíferas en un primer momento<sup>30</sup>, no fue una decisión tomada desde el principio sino que fue provocada por el creciente deterioro del sector. Es más, que poco antes del anuncio de nacionalización, el gobierno mostraba todavía su confianza en el compromiso de las empresas con los objetivos estatales y la posibilidad de que la negociación favoreciese a ambos<sup>31</sup>, por lo que se puede presumir que las relaciones del gobierno con las empresas transnacionales no eran de confrontación, sino más bien amistosas.

El desengaño respecto al compromiso de esas empresas con la política gubernamental -que repercutió aún después de la nacionalización- y la confirmación de que la nacionalización no fue una decisión tomada desde el principio sino que fue provocada por el creciente deterioro del sector, se tradujo en la acusación del presidente Evo Morales de que las empresas sólo habían invertido para el mantenimiento y no para el crecimiento del sistema<sup>32</sup>.

---

<sup>28</sup> Interrupciones más altas de años anteriores llegaron a 104 minutos, en 2010 llegaron a 121, con el agravante de que una parte importante se debió a desconexión (67 desconexión, 14 generación, y 39 transmisión) (Gómez 2012:15).

<sup>29</sup> Declaraciones del ministro de Hidrocarburos y Energía, Fernando Vincenti, (<http://www.hidrocarburosbolivia.com/nuestro-contenido/noticias/30911-ministro-vincenti-la-nacionalizacion-de-las-empresas-electricas-tiene-el-fin-de-garantizar-la-seguridad-energetica.html>).

<sup>30</sup> En 2006, la nacionalización de las petroleras Andina y Chaco, sólo implicó la compra del 1,1% de su paquete accionario.

<sup>31</sup> En marzo de 2010, el vicepresidente Álvaro García Linera, reconocía el “compromiso de las empresas” para viabilizar la Tarifa Dignidad y sumarse “a la voluntad del Gobierno de beneficiar a los trabajadores (...), campesinos, movimiento indígena, los obreros con estas tarifas bajas” (...) Informó que en 2009 se habían iniciado negociaciones para garantizar su recuperación para el Estado y que se pretendía “concluir de una manera rápida una buena solución que beneficie a todos”. <http://www.fmbolivia.com.bo/noticia24124-energia-electrica-tarifa-solidaria-se-amplia-por-cuatro-anos.html>

<sup>32</sup> *Informe del Presidente Evo Morales Ayma ante la Asamblea Legislativa Plurinacional*, Ministerio de Comunicación, Enero 2012.

## Evaluación comparativa sobre la evolución del sector

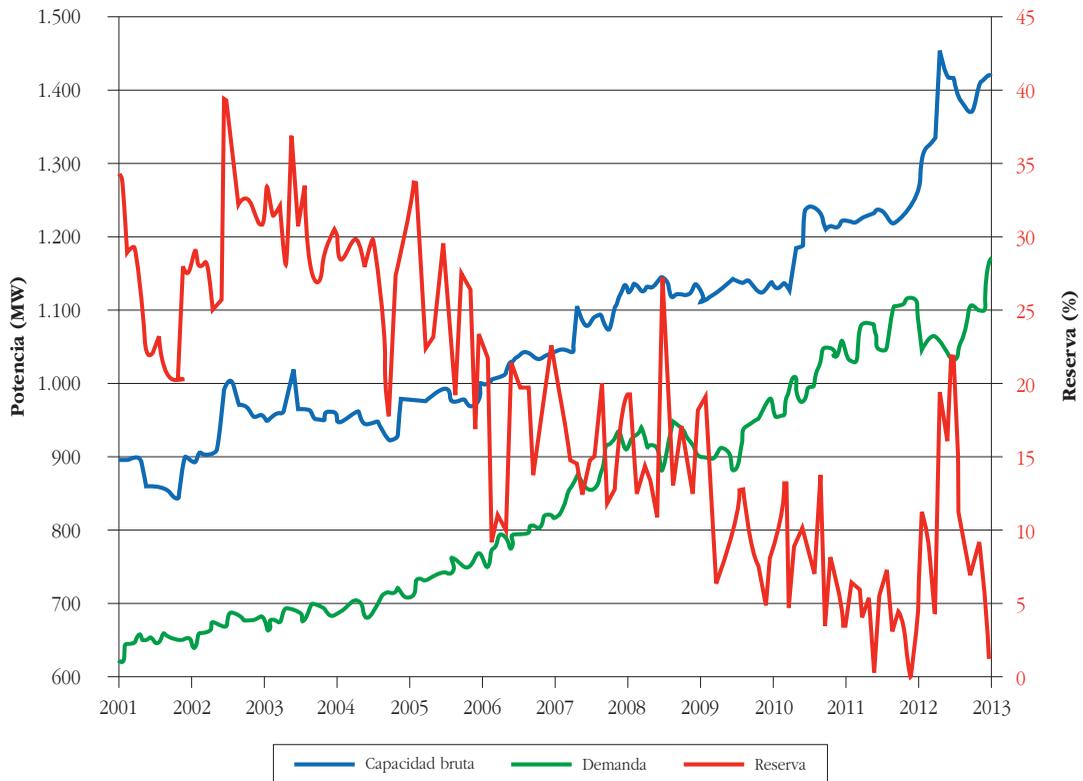
En esta sección analizamos el desarrollo y problemas del sector eléctrico boliviano con la finalidad de identificar, a la luz de varios indicadores, tendencias de cambio o continuidad entre los contenidos de la reforma liberal, la gestión del sector durante el primer gobierno del MAS y la nacionalización, iniciada en el 1 de mayo de 2010, en actual implementación.

### *Desempeño y eficacia del sistema*

En el período 2006-2009, aunque la oferta de potencia se incrementó, lo hizo a un ritmo inferior a la demanda. Esto pudo deberse a un ajuste racional de los márgenes de excesiva oferta; a una interrupción de las inversiones debido a los anuncios de nacionalización del sector eléctrico y/o a la ausencia de incentivos financieros a las generadoras. Después de la nacionalización, sí se registra un importante incremento de la oferta debido a las inversiones estatales, el crecimiento de la generación bruta de electricidad en el país pasó de 5.6% en 2009 a 8.6% en 2011, el mismo fue insuficiente para resolver el déficit de oferta generado entre 2006 y 2009 y la reserva de potencia llegó, claramente, a niveles insuficientes (ver el Gráfico 1).

**Gráfico 1**

**Evolución de la Reserva Total en el SIN**



Fuente: Memorias del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Elaboración: CEDLA.

La disminución de inversiones y el crecimiento sostenido de la demanda hicieron prever, ya en 2007, una eventual crisis de potencia. En 2008, bajo la forma de una medida de uso racional de energía para “afrontar los altos precios, la limitada disponibilidad de recursos económicos y energéticos no renovables, además de los crecientes problemas ambientales causados por la producción, distribución y consumo de energía”, el gobierno de Evo Morales ejecutó una campaña de eficiencia energética conocida popularmente como la campaña de “foquitos ahorradores”<sup>33</sup>. La campaña fue exitosa y a diciembre de 2009 se habían entregado a 1.3 millones de familias un total<sup>34</sup> de 11.5 millones de focos. El crecimiento de la demanda máxima se había reducido de 10%, en 2007, a 0.3% en 2008, con un impacto en la demanda máxima del sistema del orden de 90 MW. Lamentablemente la medida no tuvo sostenibilidad y la tendencia al crecimiento de la demanda máxima en el horario pico<sup>35</sup> se repuso nuevamente y, aunque fue menor entre 2010 y 2011, la campaña no pudo sostener el éxito alcanzado en 2008 y evitar que la reserva de potencia sea cada vez menor.

A pesar de que las inversiones estatales iniciaron su ejecución luego de la nacionalización, no pudieron impedir que los niveles críticos de reserva generen una crisis de potencia desde agosto de 2011, época en la que se inició una serie de interrupciones del servicio que obligaron a un plan de racionamiento en las principales ciudades y a la compra, de emergencia, de equipos de generación a gas natural y diesel para mitigar la crisis que duró hasta los primeros meses de 2012.

El hecho concreto es que la pérdida de eficacia del sistema llegó a una crisis casi cinco años después de los anuncios de nacionalización y la respuesta del gobierno para prevenir y enfrentar la crisis de potencia desnudó un profundo problema en sus sistemas de gestión y planificación. A una situación de precariedad en la reserva total, sobre la que se informa diariamente desde 1998, sobrevinieron una serie de medidas paliativas que no lograron frenar dicha tendencia y la crisis de potencia patentizó la pérdida de eficacia del sistema. Finalmente, aunque las inversiones estatales asociadas a la nacionalización devolvieron seguridad al sistema, lo hicieron, como se verá más adelante, a costa de incrementar la ineficiencia y las emisiones contaminantes.

### **Eficiencia del sistema**

El sistema de suministro de electricidad a los usuarios finales de la energía es una cadena de producción, transformación y transporte y, como tal, tiene pérdidas de

---

<sup>33</sup> El DS 29466 del 5 de marzo de 2008 aprobó el Programa Nacional de Eficiencia Energética, que había planificado la introducción de 5 millones de lámparas en tres meses. Su propósito obedeció al “impacto que tendría la sustitución de focos, tanto en la demanda de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Boliviano como en la economía de la población que vería reducido su consumo mensual de energía eléctrica con el consiguiente ahorro económico”. (Anexo D.S. 29466).

<sup>34</sup> Se entregaron 8.509.691 lámparas fluorescentes compactas en sustitución de lámparas incandescentes y 3.000.000 para garantizar sostenibilidad de la medida. (Memoria de Gestión del Ministerio de Energía e Hidrocarburos, 2008)

<sup>35</sup> Se conoce como horario pico al período entre las 18:00 y las 23:00 horas, debido a que en él ocurre la máxima potencia diaria. Normalmente, en Bolivia, ésta se presenta entre las 19:15 y las 19:45 horas de cada noche.

energía de acuerdo al tipo, estado y gestión de la tecnología empleada. Un balance entre las cantidades de energía a la entrada y salida de cada etapa permite calcular el rendimiento energético global, que da cuenta de la eficiencia energética y permite calcular la cantidad de energía perdida en el subsistema analizado.

Es así que producto de los incentivos que otorgó la reforma neoliberal<sup>36</sup> el rendimiento energético global en la *producción* de electricidad en el SIN sufrió un enorme deterioro. La evolución de este indicador muestra que más de la mitad de la energía primaria a la entrada de los sistemas de generación se pierde en esta etapa de la cadena. Este deterioro continuó luego de la nacionalización y el año 2011 el REG llegó a 40.3%, mostrando que las inversiones posteriores a la nacionalización agravaron el problema (Ver Cuadro 1).

**Cuadro 1**  
**Rendimiento Energético Global en la Generación de electricidad**

Año	Oferta primaria	Generación bruta	Pérdidas totales en generación	Rendimiento Energético Global (REG)
	GWh	GWh	GWh	%
2000	7 282	3 498	3 784	48.0%
2001	6 449	3 530	2 919	54.7%
2002	6 787	3 697	3 090	54.5%
2003	7 783	3 790	3 993	48.7%
2004	7 760	3 960	3 800	51.0%
<b>2005</b>	<b>8 585</b>	<b>4 191</b>	<b>4 394</b>	<b>48.8%</b>
2006	9 247	4 506	4 741	48.7%
2007	10 217	4 902	5 315	48.0%
2008	11 547	5 373	6 174	46.5%
2009	13 021	5 635	7 386	43.3%
2010	14 807	6 098	8 709	41.2%
2011	16 387	<b>6 611</b>	<b>9 776</b>	<b>40.3%</b>

Fuente: Memorias de la Autoridad de Electricidad, Balance Energético Nacional

Elaboración: CEDLA

El sistema de *transmisión* también experimenta pérdidas de energía<sup>37</sup> que se incrementaron ligeramente en el período 2005-2011 en la medida en que las inversiones para la expansión del sistema se demoraron.

Por último, el sistema de *distribución* experimenta pérdidas atribuidas al calentamiento de los conductores, a pérdidas en transformadores y a consumos no facturados. Durante el período 2005-2011 el rendimiento energético global en esta etapa

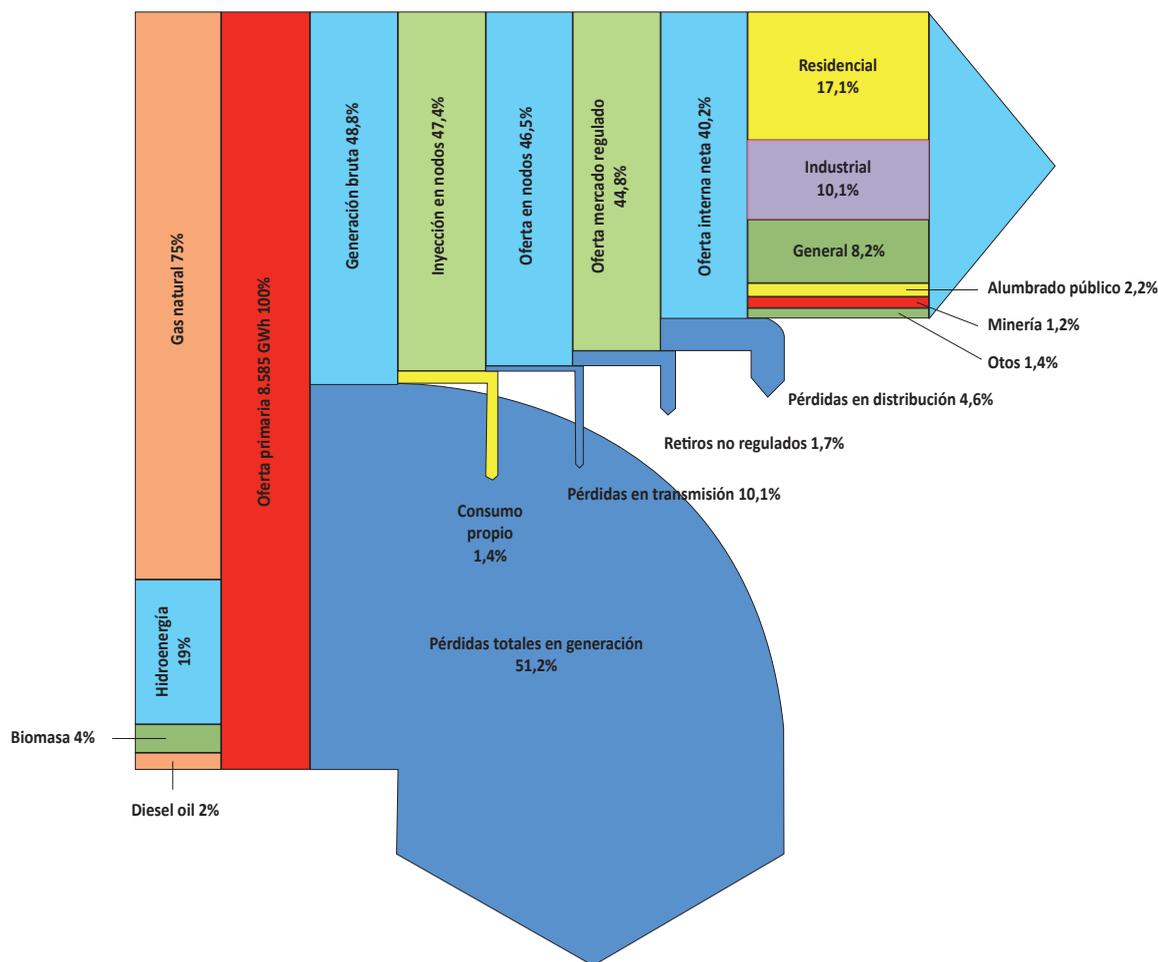
<sup>36</sup> El principal incentivo consistió en el congelamiento del precio del gas natural en 1,25 US\$/MPC (millar de pies cúbicos).(Resolución Ministerial No. 79. 1995). (DS. 26037. 2000)

<sup>37</sup> Las pérdidas en el sistema de transmisión ocurren como producto del calor generado en los conductores por el paso de la corriente eléctrica. Se denominan pérdidas por Efecto Joule.

de la cadena se mantuvo casi constante y alrededor de 95.4%, es decir, las pérdidas no llegaron a 5%.

El resultado final es que la oferta de electricidad puesta a disposición de los usuarios<sup>38</sup> (medida en proporción a la energía primaria al inicio de la cadena) también sufrió un importante deterioro desde 40.2% el 2005, hasta 31.3% a finales de 2011, siguiendo la tendencia al deterioro de la eficiencia energética en el sistema (ver gráficos 2 y 3).

**Gráfico 2**  
**Balance de Energía del Sistema Interconectado Nacional. 2005**

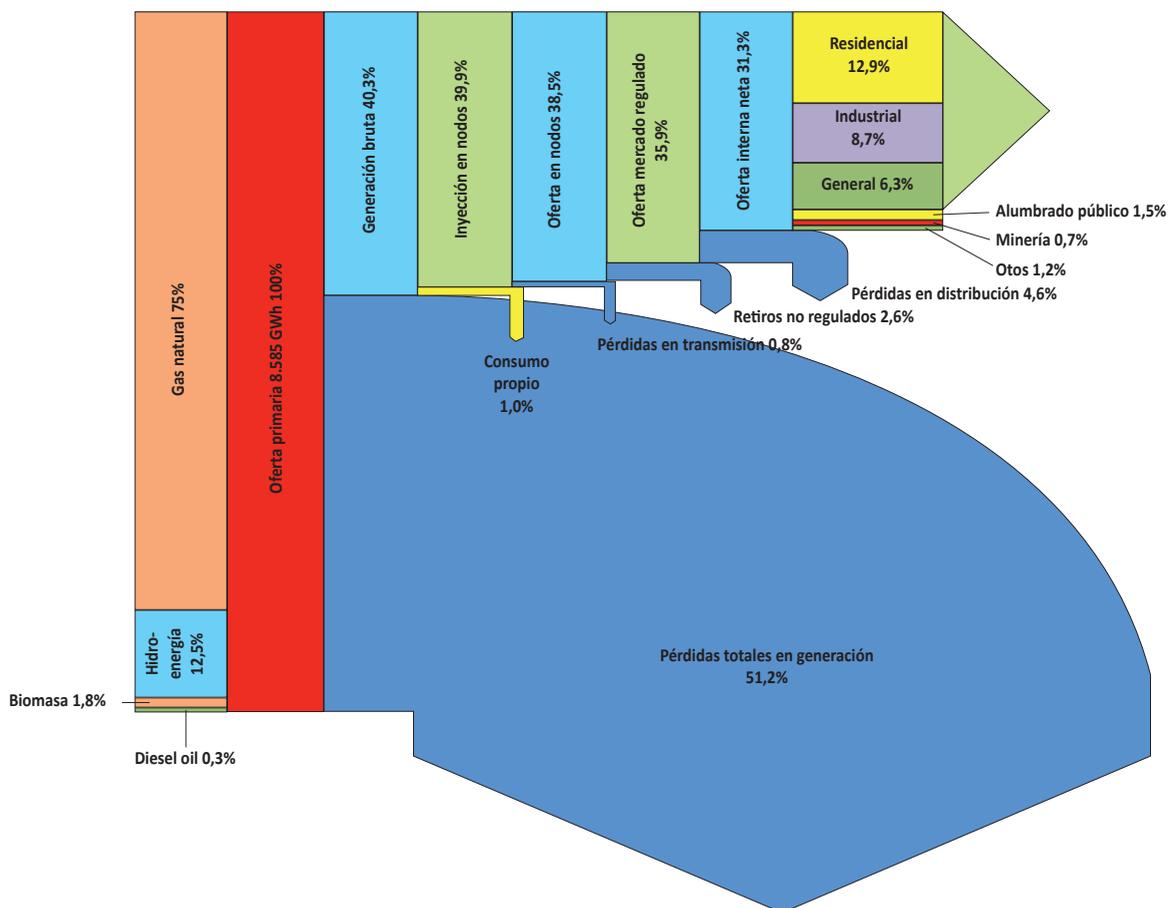


Fuente: Balance Energético Nacional. Anuario Estadístico de la Superintendencia de Electricidad. 2005.  
Elaboración: CEDLA

<sup>38</sup> Denominada en este estudio Oferta Interna Neta (OIN)

### Gráfico 3

#### Balance de Energía del Sistema Interconectado Nacional. 2011



Fuente: Balance Energético Nacional. 2010. Anuario Estadístico Autoridad de Electricidad. 2011

Elaboración: CEDLA

En el contexto regional, el Rendimiento Energético Global en la generación de electricidad tiene implicaciones económicas que reflejan el estado de competitividad de los sistemas de electricidad al momento de interconectar los sistemas eléctricos de los países. El cuadro 2 a continuación muestra la evolución de este indicador en la región.

Las implicaciones económicas del bajo rendimiento no se limitan al sistema eléctrico y tienen relación con la productividad energética boliviana<sup>39</sup> – una de las peores de la región – y con la quema ineficiente de gas natural<sup>40</sup>. El Cuadro 3 muestra el

<sup>39</sup> La productividad energética es un indicador que relaciona el producto generado por la economía con el consumo total de energía. Se mide en valor constante del Producto Interno Bruto (Millones de dólares de 2005) por cada 1.000 barriles equivalentes de petróleo consumidos.

<sup>40</sup> El precio del gas natural para la generación de electricidad se encuentra congelado en 1,30 \$us/MPC cuando su precio de exportación actual se encuentra en el orden de 9,80 US\$/MPC .

deterioro productivo de la matriz energética boliviana –de la cual es parte importante el sistema eléctrico- en el contexto regional, fenómeno que se atribuye, en parte, al poco eficiente uso de gas natural para la generación de electricidad.

**Cuadro 2**  
**Rendimiento Energético Global en la Generación de electricidad en países de la región.**

País	2005	2011	Crecimiento
Paraguay	85%	86%	0.2%
Brasil	83%	85%	0.3%
Ecuador	52%	65%	3.7%
Uruguay	76%	65%	-2.6%
Colombia	67%	60%	-1.9%
<b>Región</b>	<b>59%</b>	<b>58%</b>	<b>-0.3%</b>
Argentina	53%	53%	0.1%
Venezuela	52%	51%	-0.5%
Perú	61%	48%	-3.9%
Chile	61%	48%	-3.9%
México	38%	40%	1.1%
<b>Bolivia</b>	<b>49%</b>	<b>40%</b>	<b>-3.3%</b>

Fuente: Balances Energéticos Nacionales. OLADE, 2011.

Elaboración: CEDLA

**Cuadro 3**  
**Productividad energética de países de la región (MUS\$<sub>2005</sub>/kbep)**

Países	2005	2011	Crecimiento
México	1.10	1.10	-0.04%
Colombia	0.88	1.10	3.71%
Perú	0.95	1.00	0.77%
Uruguay	1.01	0.94	-1.21%
Chile	0.78	0.81	0.62%
<b>REGION</b>	<b>0.77</b>	<b>0.79</b>	<b>0.53%</b>
Brasil	0.69	0.70	0.22%
Ecuador	0.70	0.65	-1.29%
Argentina	0.55	0.63	2.35%
Venezuela	0.45	0.54	2.93%
Paraguay	0.33	0.37	1.83%
<b>BOLIVIA</b>	<b>0.38</b>	<b>0.28</b>	<b>-5.44%</b>

Fuente: Balances Energéticos Nacionales. OLADE, 2011.

Elaboración: CEDLA

Inequívocamente, esta enorme cantidad de pérdida de energía, con todas sus implicaciones, debe atribuirse a las inversiones – privadas hasta 2009, y estatales después de la nacionalización – en sistemas de generación a gas natural y diesel poco eficientes y, principalmente, a los incentivos otorgados por la reforma neoliberal y mantenidos después de la nacionalización.

### ***Cantidad y asequibilidad***

El consumo final de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional tuvo un crecimiento, en el período 2005 – 2011, de 49% y alcanzó a 5.126 GWh. El consumo total en el sector residencial representó, en 2011, el 41% del consumo total y creció en 44% en el período mencionado.

Este crecimiento se vio reflejado en los habitantes bolivianos, cuyo consumo mensual per cápita subió de 14.9 a 21 kWh/hab-mes como producto de la incorporación de nuevos consumidores, en buena proporción rurales, del crecimiento económico y la movilidad social. No obstante, este consumo es aún pequeño en el contexto regional, pues los habitantes bolivianos aún tienen el más bajo consumo de electricidad de la región y apenas se aproxima a la mitad del promedio regional (44.9 kWh/hab-mes).

Por su parte, el consumo final de electricidad, al nivel de todas las categorías de consumo, en el período 2005 - 2011 creció en un 49% y fue mayor en las categorías comerciales e industriales que en la residencial. Este crecimiento en el consumo final, sin embargo, implicó que la cantidad de energía primaria al inicio de la cadena se incrementó en 91%, debido a la utilización de sistemas de generación a gas natural poco eficientes. Es por este motivo que la demanda de los usuarios finales de todas las categorías, hacia el 2011, apenas llegó al 31% de la energía primaria utilizada en la generación (Ver gráfico 3).

Este resultado vinculado a la utilización masiva de gas natural en la generación tiene implicaciones económicas directas en los usuarios, dado que por la estructura de costos del sistema los usuarios acaban pagando el 100% de las pérdidas de energía a lo largo de la cadena. Desde esta perspectiva, la lógica de traspasar a los usuarios finales y al medio ambiente los costos e impactos de las pérdidas ha continuado invariable con la nacionalización.

### **Soberanía para la ampliación del sistema**

La privatización de la transmisión en 1997 bajo la forma de un “monopolio natural”, significó una profunda pérdida de soberanía del Estado boliviano sobre su sistema eléctrico para planificar, acrecentar e interconectar el sistema.

Para resolver el problema de la falta de inversiones en el sistema de transmisión, el gobierno de 2005 abrió la posibilidad al ingreso de otras empresas<sup>41</sup>. Las nuevas

---

<sup>41</sup> Como resultado del proceso de reformas estructurales, existía una sola empresa transportadora (Transportadora de Electricidad S.A.), propietaria de las líneas e instalaciones de transporte en el SIN. El año 2005 empezó a operar ISA Bolivia en tres líneas de su propiedad: Carrasco-Urubó, Santibáñez-Sucre y Sucre-Punutuma, con lo que el año 2005 se pasa de un monopolio a un duopolio en el transporte eléctrico. (UDAPE, 2005:8)

inversiones privadas tuvieron un efecto en los costos de transmisión y, entre 2005 y 2010, la tarifa se incrementó en 37%, aun cuando la capacidad de transmisión sólo se había incrementado en 16% (Gómez, 2012).

Un hecho similar ocurrió al momento de interconectarse la región amazónica de los departamentos de La Paz y Beni al SIN. Los sistemas aislados de esta región, urbanos y rurales, dependían de la asignación de subsidios para la generación de electricidad en base a diesel y, a pesar de ello, los usuarios de la región pagaban las tarifas más altas del país (Guzmán, 2005). Para desarrollar el proyecto de interconexión, en 2008, el Estado no tuvo otra alternativa que acudir a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) para ejecutar el proyecto de integración entre el SIN y la región amazónica.

Era previsible que bajo las definiciones de la privatización, en las que la rentabilidad es condición básica para la ejecución de proyectos, los planes de expansión de la red e integración energética de las regiones aisladas iban a verse obstaculizados, pues éstas no representan mercados atractivos para la inversión privada. Si bien la apertura al ingreso de nuevos inversionistas resolvió los problemas en el eje troncal de la red, el problema persistió cuando el gobierno se propuso integrar nuevas regiones en el SIN. En este contexto, la decisión de incorporar a ENDE y posteriormente nacionalizar el sistema de transmisión, en 2012, supuso la recuperación de la soberanía estatal para ejecutar los planes de integración energética nacional.

### **Sostenibilidad y medio ambiente**

En el período entre 1996 y 2005 se invirtieron 442,1 millones de dólares en centrales de generación, el 65% de esta inversión estuvo dirigida a centrales hidroeléctricas y el 35% a centrales térmicas a gas natural. En el período entre 2006 y 2009, las inversiones llegaron a 59 millones de US\$, provinieron del sector privado y estuvieron dirigidas al fortalecimiento de un antiguo sistema hidroeléctrico. Finalmente, en el período 2010-2011, las inversiones subieron a 122 millones de US\$, provinieron del Estado y se concentraron en la implementación de equipos térmicos a gas natural y diesel para mitigar los efectos de la crisis de potencia.

No obstante las inversiones estuvieron mayoritariamente orientadas a fortalecer el sistema hidroeléctrico, las inversiones en sistemas termoeléctricos más el congelamiento del precio del gas natural para la generación termoeléctrica tuvieron como directa consecuencia el crecimiento de la generación basada en la combustión de gas natural. Por ello, las condiciones establecidas en la reforma neoliberal de 1994 implicaron un cambio de la matriz energética en favor de la utilización de energías no renovables, y la participación de la energía de origen fósil que ingresa a las centrales de generación pasó de 72 %, en el año 2000, a 77% en el año 2005, hasta alcanzar a 86% en el año 2011.

La tendencia iniciada en la reforma neoliberal se mantuvo constante en el período 2006 a 2011, a pesar de los enunciados públicos del gobierno del MAS en defensa del medio ambiente. En efecto, sus planes de política energética adolecieron de la

vocación ambiental del discurso y propusieron metodologías claramente desfavorables para la energía renovable<sup>42</sup>. El resultado final es que la participación de la energía de origen renovable se redujo de 23% el año 2005 a 14% el año 2011<sup>43</sup>.

La decisión de congelar el precio del gas natural para la generación de electricidad y la ausencia de una política ambiental en el sector eléctrico que establezca límites mínimos de rendimiento energético global (eficiencia energética); límites mínimos de participación de energías renovables en la cadena y; límites máximos de emisiones contaminantes en la generación de electricidad<sup>44</sup>; ayudaron a garantizar la rentabilidad del sector privado sobre la base de sacrificar el excedente del gas natural y transferir el costo de las pérdidas a los usuarios y al medio ambiente.

Si con la reforma neoliberal Bolivia perdió el derecho soberano de planificar el aprovechamiento de sus recursos hídricos en las cuencas altas de la Cordillera de los Andes<sup>45</sup> para darle seguridad a su mercado interno con el menor impacto ambiental, con la nacionalización no necesariamente cambió esta realidad: una buena parte de los proyectos hidroeléctricos anunciados están ubicados en territorio amazónico, han sido pensados para la exportación de electricidad a Brasil, como parte del Proyecto Complejo del Río Madera, y subordinados a los planes de la Iniciativa de Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA)<sup>46</sup>.

### **Tarifas al usuario final, utilidades de la empresa y equidad del sistema**

La tarifa media al usuario final en el sistema interconectado nacional, en valores corrientes, se elevó de 62,09 US\$/MWh, en 2005, hasta a un valor máximo de 79,87 US\$/MWh el año 2011. Así que en el nuevo contexto institucional, el sector eléctrico no pudo revertir la tendencia para ofrecer el producto a menores precios al consumidor final. Esta tarifa, en el contexto de 11 empresas distribuidoras de la región, nos muestra que tanto el SIN como la empresa de distribución de Cochabamba (ELFEC

---

<sup>42</sup> “Uno de los análisis que debe llamar la atención es la metodología propuesta para el cálculo del precio del gas natural para generación de electricidad, sobre la base de igualar los costos de producción de una central térmica con los de una central hidráulica. Esta propuesta podría constituir el desincentivo final a la inversión en centrales hidroeléctricas.” (Guzmán, 2010, citando a la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, 2008: 203-210)

<sup>43</sup> La información oficial discrimina la electricidad, por fuente, a la salida de los centros de generación: este enfoque revela, en apariencia, una mayor participación de las fuentes renovables, al mostrar una mayor proporción de electricidad que proviene de fuente renovable, obviando el REG de los sistemas de generación; por tanto, no refleja el impacto ambiental real de la generación de electricidad, pues el REG de los sistemas de generación es diferente. Por esta razón, en CEDLA se mide la participación de las fuentes en su estado primario, pues en éste estado es que ingresan a los sistemas de generación y el impacto ambiental ocurre en el paso de la energía primaria a energía motriz, paso previo a convertirse en electricidad.

<sup>44</sup> La fijación de límites debió ser parte del Reglamento Ambiental del Sector Eléctrico (RASE), normativa que inició su elaboración en 1997 y cuya promulgación aún está pendiente ,16 años después.

<sup>45</sup> Entre 1967 y 1993 ENDE identificó más de 80 proyectos hidroeléctricos con un potencial de 12.000 MW de potencia. Una buena parte de estos proyectos fueron identificados en la cuenca alta del Río Beni. (Rico, 2012)

<sup>46</sup> El proyecto “Complejo del Río Madera” se basa en el Inventario Hidroeléctrico del río Madera realizado por FURNAS, Odebrecht y PCE el 2003, con el objetivo principal de lograr una “mayor integración de la Cuenca Amazónica en el mercado consumidor de energía eléctrica, así como para la integración de la navegación entre Brasil, Bolivia y Perú. Consiste en dos proyectos hidroeléctricos en Brasil (San Antonio y Jirao), que busca instalar una potencia de 6450 MW, un proyecto binacional en la frontera de Bolivia y Brasil (Ribeirao) y un proyecto en Bolivia: Cachueta Esperanza. El potencial de generación de las dos centrales hidroeléctricas en Bolivia ha sido estimado en 3600 MW (Molina, 2005).

S.A.) nacionalizada en mayo de 2010, tienen tarifas más bajas que la media de la región (100,03 US\$/MWh) y constituyen la tercera tarifa más baja de la misma<sup>47</sup>.

Por el momento la información es escasa y podría considerarse prematuro emitir una opinión en términos de resultados de la nacionalización sobre equidad, sin embargo, es posible realizar una aproximación a la orientación que ha seguido la gestión de ELFEC a partir de su nueva estructura de tarifas aprobada en noviembre de 2011<sup>48</sup>.

El sistema de distribución de ELFEC está compuesto por el Sistema Urbano y por seis sistemas de distribución rurales en el Departamento de Cochabamba<sup>49</sup>. Los consumos medios de los usuarios residenciales varían entre 22 kWh/mes, en el caso de los sistemas rurales más nuevos, a 115 kWh/mes en el sistema urbano.

Igual que en los años precedentes, las tarifas residenciales de los seis sistemas rurales en el año 2011 fueron más altas que su similar en el área urbana, reflejando que, más allá de la titularidad, la gestión de la empresa continua respondiendo a las definiciones de la Ley de 1995. Esta diferencia es mayor en tanto menor sea el consumo medio de las familias rurales; por ejemplo, en el subsistema denominado Fase II, cuyo consumo residencial medio es de 22 kWh/mes, la tarifa es 40% más cara que la tarifa del consumidor residencial urbano. Esta diferencia, sin embargo, es menor a la ocurrida en 2009, hecho que refleja un cambio inicial, aunque muy tímido, en favor de los usuarios rurales.

La nueva propuesta tarifaria de ELFEC, aprobada en noviembre de 2011, válida para el período 2012-2015 y realizada bajo las definiciones de la reforma liberal<sup>50</sup>, nos muestra que todas las categorías experimentan un incremento en sus tarifas, mayor en las categorías comerciales e industriales y menor en las categorías domiciliarias. Adicionalmente, la nueva estructura tarifaria ha repuesto el cobro de cargos mínimos que garantizan un ingreso fijo en favor de la distribuidora y que constituye, en los hechos, el mecanismo a través del cual los usuarios de bajos ingresos transfieren un valor de energía no consumida en favor de los usuarios de mayor consumo<sup>51</sup>. Por otra parte, la organización del sistema por grupos de suministro según la magnitud de demanda y nivel de tensión muestra que en el grupo de Pequeñas Demandas en Baja tensión participan usuarios residenciales, comerciales e, incluso, industriales, aún cuando el fin del servicio eléctrico es completamente diferente.

---

<sup>47</sup> La tarifa media al usuario final más baja de la muestra estudiada (Comisión para la Integración Energética Regional, CIER, 2011) es de 36,90 US/MWh y corresponde a la distribuidora EDC de Caracas.

<sup>48</sup> Resolución AE No. 537/2011. Aprueba las Tarifas Base de Distribución, la Estructura Tarifaria y sus Fórmulas de Indexación, de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba S.A. (ELFEC) para el período noviembre 2011 – octubre 2015.

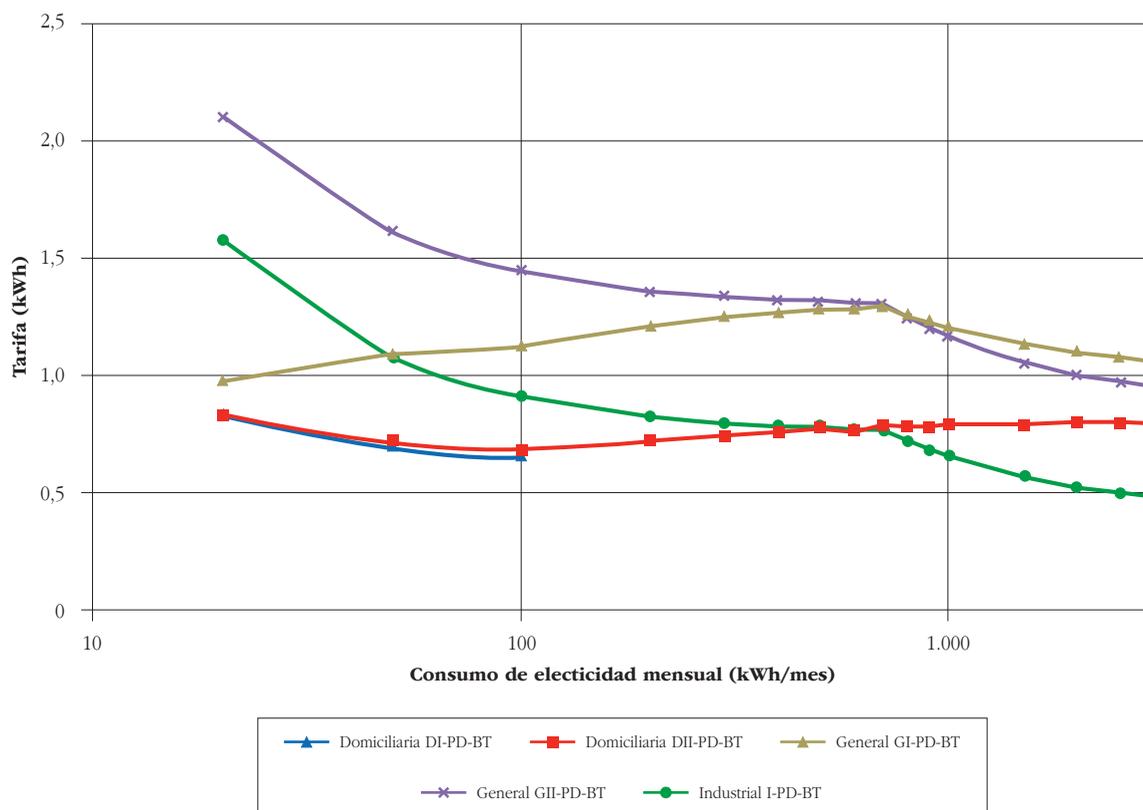
<sup>49</sup> Los sistemas rurales son: Capinota, Fase I, Fase II, Mizque, Sistema Rural y Trópico.

<sup>50</sup> El artículo 48 del RPT dispone que el costo de Distribución para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de operación, mantenimiento, administración, impuestos y tasas, las cuotas anuales de depreciación, amortización, los costos financieros y la utilidad de la empresa operadora.

<sup>51</sup> Se ha constatado que los usuarios restringen su consumo de electricidad para no superar el consumo establecido en el cargo mínimo y evitar ingresar en el siguiente tramo de consumo en el que la tarifa es mayor. El resultado de esta restricción es que, generalmente, no llegan al mínimo establecido y consumen una cantidad de electricidad menor a la establecida aunque terminan pagando el valor correspondiente al cargo mínimo. Los pequeños saldos constituyen un ingreso para la distribuidora por una electricidad que nunca fue consumida. (Estudio de Campo de densificación de redes rurales. Borda, Eyzaguirre, Guzmán, 2002).

La tarifa media de las categorías residenciales muestra una ligera tendencia a la baja en tanto el consumo se aproxima a 100 kWh/mes, es decir, consumos mayores y menores a este valor tienen tarifas más altas. Es notorio, sin embargo, que la tarifa media de los usuarios residenciales de clases medias altas es menor a la que pagará un consumidor de bajos ingresos.

**Gráfico 4**  
**Proyección de las tarifasde ELFEC. 2012-2015**



Fuente: Resolución AE No. 537/2011.

Elaboración: CEDLA.

En el caso de los usuarios de tipo comercial se presenta otra situación paradójica: los comercios pequeños tienen una tarifa ascendente según su consumo se aproxima a 700 kWh/mes; mientras que la tarifa de usuarios comerciales grandes se reduce según se aproximan a dicho consumo. Posteriormente, ambas tarifas experimentan una baja, más notoria en los usuarios comerciales grandes, hasta aproximarse a la tarifa de los usuarios residenciales. La tendencia es similar en el caso de los usuarios industriales pequeños y medianos, cuya tarifa es menor a la residencial cuando su consumo supera 800 kWh/mes.

En otro ámbito de estudio, se encuentra que en la nueva propuesta tarifaria los grandes consumidores aportan el 8,4% de la utilidad de la empresa, habiendo incrementado su participación, respecto a 2001, en 17 veces. Por su parte, los aportes a las

utilidades de ELFEC de parte de los usuarios residenciales, comerciales e industriales pequeños, se redujeron de 51,4% en 2010 a 47,3 % en 2011. Esto refleja tres constataciones importantes para nuestro análisis: la vigencia de la utilidad de la empresa como concepto vigente de la privatización; que son los usuarios finales la fuente de su financiamiento y; un cambio pequeño, pero importante, en el financiamiento de la utilidad, que estaría reflejando una tendencia a la mejora de la equidad del sistema.

La nueva propuesta de estructura tarifaria propuesta por ELFEC no muestra elementos de progresividad en favor de los usuarios residenciales de bajos ingresos, por el contrario, favorece a los usuarios residenciales de alto consumo y a aquellos que utilizan la electricidad con fines comerciales o de generación de valor agregado.

En este marco, los primeros resultados de la nacionalización de ELFEC nos muestran que la definición constitucional de la electricidad como un derecho no superó el discurso y resultó, en los hechos, insuficiente como alternativa a la privatización.

Debe resaltarse, sin embargo, que contrario a lo encontrado en su propia estructura tarifaria, la aplicación de la Tarifa Dignidad al momento del cobro a los usuarios de bajo consumo, ha permitido que las tarifas de ELFEC S.A se constituyan en las tarifas más bajas de la región para usuarios de consumos menores a 70 kWh/mes, sean menores que la tarifa media nacional y apenas superen el 50% de las tarifas a los usuarios residenciales de mayor consumo.

El resultado de la aplicación de la Tarifa Dignidad logra que ELFEC S.A. muestre los mayores índices de equidad<sup>52</sup> de la región en cuanto a pagos a la distribuidora se refiere. Sin embargo, debe ponerse atención a que la aplicación de la Tarifa Dignidad ha tenido un resultado contraproducente en la distribución del consumo en la que ELFEC S.A. aparece como la empresa con los peores índices de equidad y que ha concentrado a la mayor parte de su mercado (45%) en consumos menores al límite fijado por esta política.

## Naturaleza de la nacionalización

Considerando los modelos prevalecientes en los sistemas eléctricos de la región identificados por Daniel Chávez<sup>53</sup> (McDonald 2012:502), el resultado de la nacionalización ha sido, desde la óptica de la propiedad de los activos, el restablecimiento de un sistema eléctrico mixto – pues permanecen empresas operadoras de diverso tipo de titularidad en todas las fases y sistemas <sup>54</sup> – aunque con una participación estatal

---

<sup>52</sup> Medidos a través de una aproximación a la distribución de Lorenz y al índice de Gini, de los consumos medios de cada segmento de consumo, sobre la base de la información publicada por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER, 2011).

<sup>53</sup> Chávez, D. (*Alternativas a la mercantilización de la electricidad en América Latina*, en **McDonald, D. y Ruiters, G., Alternativas a la privatización. La provisión de servicios públicos esenciales en los países del Sur, Icaria/Antrazyt, 2012**) identifica tres modelos de propiedad: privada, mixta y estatal, y cuatro modelos de gestión: monopólica, de comprador único, de integración y de mercado abierto.

<sup>54</sup> Generación: seis empresas estatales (cinco en el SIN y una en los SA), ocho empresas privadas (cinco en el SIN y tres en los SA) y dos empresas mixtas. Transmisión: dos empresas estatales y dos privadas. Distribución: cinco estatales (cuatro en el SIN y una en los SA), tres mixtas y veintiuna cooperativa/comunitarias (veinte en el SIN y una en los SA). SA: dieciséis empresas cooperativa/comunitarias integradas.

menor a la de 1992<sup>55</sup>. Desde la perspectiva de la gestión, el sistema boliviano post-nacionalización es uno de mercado abierto, debido a que persiste la desintegración vertical, con competencia en la fase de generación, oligopolio en la transmisión y monopolios regionales en la distribución. A pesar de la presencia estatal dominante, la creciente intervención estatal en la regulación y planificación, y los recientes anuncios de concentración de la distribución en áreas rurales<sup>56</sup>, en el corto plazo no se perfila la evolución hacia un sistema de monopolio estatal y menos a un sistema alternativo a la privatización, que revierta la lógica del modelo neoliberal capitalista.

Tomando en cuenta la advertencia sobre las dificultades para establecer una demarcación entre alternativas privadas y públicas (McDonald 2012:11), creemos que un criterio adecuado para dilucidar si la reforma del sector eléctrico dirigida por el gobierno del MAS constituye o no una “alternativa” a la privatización, es su contrastación con los contenidos ideológicos y las tendencias de desarrollo de la reforma neoliberal.

La naturaleza de la reforma neoliberal de los años noventa fue claramente “mercantil” y “lucrativa”, pues buscó como objetivo central restablecer las ganancias empresariales, marginando al Estado a un par de sistemas aislados pequeños. Las medidas fueron funcionales a ese objetivo: la desintegración vertical permitió el ingreso de inversiones privadas para aprovechar la abundancia de fuentes primarias e impidió la utilización de subsidios cruzados; la fijación de tarifas -garantizando la rentabilidad empresarial y desechando toda diferencia real de los usuarios- promovió la concepción utilitaria, donde prevalece la soberanía del consumidor individual, entendido como el comprador solvente; finalmente, la modificación de la institucionalidad facilitó la ausencia de control público, sustituyéndolo por instancias públicas, teóricamente independientes, pero cuyos ingresos dependían de los propios operadores privados.

La reforma emprendida por el gobierno del MAS, aunque no postuló como objetivo la acumulación del capital privado, propugnó la “maximización del excedente económico” para apropiación estatal, mediante la mayor eficiencia de la inversión en la generación de rentabilidad económica. Al ser ese su imperativo, el esquema económico y la lógica de rentabilidad no fueron cuestionados, soslayando sus implicaciones de largo plazo sobre las condiciones económicas, técnicas, sociales y ambientales. Por eso, la fijación de las tarifas para el consumidor final del SIN – que garantiza la utilidad empresarial en cada fase y cubre inclusive las pérdidas por su ineficiencia – sigue siendo la principal “señal de mercado” que orienta el desarrollo del servicio.

En resumen, el cambio en la titularidad de los activos más importantes del sistema y la preeminencia estatal en la gestión del mismo, no han sustituido los principios del modelo privatista. Aun cuando en el caso de la electrificación rural, la intervención estatal pareciera recuperar objetivos de desarrollo al impulsar la universalización

---

<sup>55</sup> En 1992 ENDE tenía el 64% de la capacidad y 56% de la generación, en 2011, 57% y 49%, respectivamente.

<sup>56</sup> Después de la nacionalización de las distribuidoras Electropaz y Elfeo en diciembre de 2012, el gerente de ENDE anunció la disposición de reducir a uno el número de operadores en los departamentos de La Paz y Oruro (El Deber 01/01/2013).

del servicio mediante inversiones subsidiadas, para la gran mayoría de la población – perteneciente al SIN – el acceso y el consumo siguen dependiendo de su poder adquisitivo; más aún, la flexibilidad normativa para la inversión en esa área, no es diferente a la que aplicó la reforma neoliberal, que también promovió subsidios públicos.

Desde el punto de vista social, la menor cobertura en el área rural, que afecta principalmente a trabajadores campesinos, mayoritariamente indígenas, muestra la persistencia de la inequidad en la disponibilidad del servicio y refleja el bajo cumplimiento de las metas planificadas y el carácter discursivo del derecho al acceso universal. Así, el consumo per cápita del poblador rural se limita a la utilización de la electricidad para la iluminación, impidiendo su uso para satisfacer otras necesidades y para actividades productivas. En ese marco, la opción por mecanismos como la Tarifa Dignidad limita el consumo en niveles muy bajos y mantiene la desigualdad entre usuarios, pues para mantener la tarifa reducida se requiere mantener un bajo nivel de consumo.

Finalmente, persisten las principales orientaciones de la institucionalidad neoliberal que determinan un tipo de producción y consumo que promueven la monetización acelerada de los recursos naturales y fuentes primarias, omitiendo la preocupación por la eficiencia energética y la sostenibilidad ambiental. El incremento de la generación eléctrica, orientado por la maximización del beneficio privado o de los ingresos fiscales – en ausencia de una valoración del uso que se le da y de la forma en que se consume la energía –, se traduce en la decreciente productividad de la energía y el aumento de las emisiones contaminantes. Como consecuencia, las medidas para enfrentar los problemas de la oferta se orientan a implementar programas de “ahorro energético”, por parte del segmento “residencial” de la población, que tienen resultados comparativamente ínfimos respecto a los que se obtendrían mediante la reducción de pérdidas de energía en toda la cadena, causadas por tecnologías inadecuadas. Esta última opción, desechada por las administraciones neoliberales, permanece ausente en la presente gestión.

## **Implicaciones de la nacionalización para el ámbito regional**

Expuestas las características y resultados de la política para el sector eléctrico del gobierno boliviano, cabe preguntarse si ella podría ser referente para impulsar reformas alternativas a la privatización en otros países de la región y, al mismo tiempo, si en las experiencias de esos países existen casos virtuosos que podrían enriquecer la reforma boliviana. Para responder a estas cuestiones, consideramos dos aspectos centrales de las políticas sectoriales de los países de la región: la lógica económica de funcionamiento presente en los sistemas de dichos países y el carácter de sus políticas en relación a la sostenibilidad de su matriz energética.

### ***Implicaciones sociales de la lógica económica***

La reforma neoliberal del sector eléctrico procedió de manera similar en los distintos países de la región, reduciendo total o casi totalmente la presencia estatal en la

industria eléctrica mediante la privatización, imponiendo la desagregación vertical de la producción y promoviendo la liberalización de los diferentes mercados . Aunque en cada uno de los ámbitos señalados los cambios tuvieron matices más o menos significativos, en todos los procesos de reforma se promovió la lógica mercantil en la fijación de precios y tarifas, como base del funcionamiento del sistema y de la atracción de capitales privados al sector.

De acuerdo a información de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) , en los diez países sudamericanos que integran dicho organismo –en ocho de los cuales domina la propiedad mixta y sólo en dos la propiedad estatal es exclusiva- persisten los criterios y mecanismos que determinan el carácter mercantil del servicio eléctrico, reflejado en la fijación de tarifas al consumidor final. En todo ellos, la fijación de tarifas tiene las siguientes características principales: i) la remuneración a los operadores de las fases de generación, transmisión y distribución incluyen el pago por la energía producida y la efectivamente transportada, por las pérdidas de energía, por el total de sus activos en funcionamiento, activos en reserva y de expansión (únicamente en el Ecuador los costos de transmisión y de distribución no incluyen la inversión en expansión, que está a cargo del presupuesto público), y la utilidad para los inversionistas; ii) los precios de la energía y de la transmisión se aplican de manera indiferenciada a todos los demandantes regulados, iii) no existen subsidios cruzados entre consumidores de diferente naturaleza: residenciales, industriales, comerciales, etc. (excepto en Colombia), iv) en ocho de los diez países, se garantiza la tasa de retorno de la inversión en transmisión y/o de la inversión en distribución. Se puede concluir, entonces, que las contra-reformas encaradas por los gobiernos latinoamericanos, incluidos los gobiernos “progresistas”, aunque impulsaron una tendencia general de reivindicación del papel del Estado no modificaron radicalmente la lógica mercantil capitalista que rigieron en los modelos neoliberales, por lo que, no resultan, en este ámbito, una referencia para el modelo boliviano.

Empero, la persistencia de problemas de acceso a la electricidad por parte de grandes sectores pobres de la población en los países sudamericanos, condiciones de insuficiencia de oferta de los sistemas (Venezuela) u objetivos de eficiencia energética (Paraguay), llevó a la mayoría de ellos a introducir algunas formas de subsidio tarifario, sin modificar la esencia del carácter mercantil del servicio. Resulta, entonces, que la aplicación de una tarifa social en Bolivia no fue una medida extraordinaria, sino que corresponde a la tendencia general de los sistemas de la región.

	Tipo usuario	Consumo kWh	Bonificación	Estrato social económico	Financiamiento
Argentina	Empresa EDEN	0-150	40%		Empresas
	Empresa ENERSA	0-140	65 kWh	Jubilados	
		0-200	100 kWh		
		0-300	125 kWh		
Bolivia	Usuarios SIN y SA	0-70	25%		Empresas MEM
Brasil	Beneficiario Asistencia Social	0-30	65%	Salario Mínimo	Empresas
		31-100	40%	Salario Mínimo	
		101-200	10%	Salario Mínimo	
	Indígena	0-100	50%		
Chile		NO			
Colombia	Región de altura mayor	0-130	60%	bajo-bajo	Recargo de 20% a usuarios de estratos socioeconómicos medio-alto y alto, clientes comerciales y clientes industriales
			50%	bajo	
			15%	medio-bajo	
	Región de altura menor	0-173	60%	bajo-bajo	
			50%	bajo	
			15%	medio-bajo	
Ecuador	Sierra	0-100			Sobrepago 10% usuario de mayor consumo
	Costa	0-130			
Paraguay	Usuario residencial	0-100	75%		Estado
		101-200	50%		
		201-300	25%		
Perú	SIN urbano	0-30	25%		Fondo de Compensación Social Eléctrica con cargo a factura de consumos superiores a 100 kWh
		30-100	7,5 kWh		
	SIN rural	0-30	50%		
		30-100	15 kWh		
	SA urbano	0-30	50%		
		30-100	15 kWh		
SA rural	0-30	62,5%			
	30-100	18,7 kWh			
Uruguay	Clientes residenciales	100 kWh	20%	Miembros del Plan de Atención Nacional a la Emergencia Social	Estado
		del cargo fijo	80%		
Venezuela	Usuarios residenciales que consuman menos de los límites de consumo legales	100 kWh			Empresas distribuidoras con cargo a usuarios que sobrepasen los límites de consumo establecidos por ley
		200 kWh			
		300 kWh			

Fuente: CIER, Tarifas eléctricas en distribución, Enero/2011

De las condiciones descritas, se puede concluir que el nivel y cobertura de los subsidios vigentes en los países de la región son, en su mayoría, más amplios que los de la Tarifa Dignidad aplicada en Bolivia. Por ello, es posible, más bien, señalar algunas características de las políticas aplicadas en la región, que parecen interesantes de considerar para mejorar la política de subsidios en Bolivia: i) la ampliación de los niveles de consumo máximo para los beneficiarios de los subsidios, y ii) la utilización de criterios referidos al nivel socioeconómico de los potenciales beneficiarios, principalmente del área urbana.

### ***La matriz energética para el desarrollo sostenible***

Varios estudios sobre el desarrollo del sector eléctrico en Latinoamérica y el Caribe (LAC), señalan que las elevadas tasas de crecimiento económico de la última década, la aplicación de reformas neoliberales, el desarrollo de la tecnología de generación eléctrica y algunas características estructurales de sus economías y sociedades (patrones de consumo, pobreza, creciente urbanización, etc.), fueron factores que incidieron en un cambio de su matriz energética, en la que destaca el crecimiento acelerado de la capacidad instalada de generación térmica (tasa anual de 4,4%, frente a la tasa de 2,5% de la hidroelectricidad) que en la actualidad alcanza alrededor del 47% de la capacidad total. Así, la abundancia y baratura del gas natural -resultantes del aumento de su producción impulsada por la creciente inversión extranjera- y la mejora tecnológica de las turbinas de ciclo combinado, constituyeron la opción financieramente más conveniente que eligieron los sistemas nacionales para incrementar la oferta. Esa tendencia general, obviamente, ha operado con marcadas diferencias en la región. Por ello, el índice de renovabilidad (participación de fuentes renovables en generación eléctrica) en la región según Olade, varía desde el 50% que ostentan once de los veintisiete países, entre 40% y 30% para ocho países (entre ellos Bolivia con 30%), hasta menos de 20% para los restantes ocho países.

Aunque varios países incorporaron una serie de medidas destinadas a incentivar la generación de electricidad de fuentes renovables no convencionales (biomasa y biogas, eólicas, fotovoltaicas, geotérmicas e hidroeléctricas pequeñas), como: imposición de cuotas de retiro de energía a las empresas distribuidoras, despacho y precios preferentes de energía de esas fuentes, metas de participación de esas fuentes en el total de la capacidad instalada de generación, promoción de inversiones mediante subastas de recursos energéticos renovables, imposición de requisitos legales sobre impactos ambientales, incentivos directos a generadores financiados con tarifas de consumidores regulados, etc., el resultado sigue siendo el limitado aprovechamiento del potencial de oferta de las fuentes renovables existentes en la región LAC. Así, para 2010, con un potencial hidroeléctrico de 693.506 MW, sólo se tenía una capacidad instalada que podría aprovecharlo en 22%; en el caso de las fuentes geotérmicas, para un potencial de 35.590 MW sólo se poseía una capacidad instalada para aprovechar el 4%. En el caso de Bolivia, la situación es todavía más alarmante, pues sólo se estaría aprovechando el 1% del potencial hidroeléctrico y 0% del potencial geotérmico .

Las políticas gubernamentales contribuyeron a ese desenlace, pues en muchos casos no sólo se limitó el crecimiento de la capacidad instalada de fuentes renovables (especialmente de la hídrica) por la reorientación de las inversiones -tanto hacia fuentes térmicas como a fuentes renovables no convencionales-, sino que, por limitaciones regulatorias y especialmente por la estructura de precios, la capacidad instalada de fuentes renovables operó con factores de planta menores a su capacidad técnica. Esa situación se explica porque la respuesta a la creciente demanda de energía de la población, provocada por el incremento de sus ingresos y la consecuente transformación de sus patrones de consumo, fue encarada fundamentalmente desde una óptica esencialmente comercial, es decir, atendiendo a la rentabilidad de las inversiones necesarias para aumentar la oferta antes que a consideraciones de sostenibilidad ambiental.

Empero, muchos países encararon paralelamente políticas de eficiencia energética que podrían atacar el desequilibrio de la matriz energética por el lado de la demanda, bajo la certeza de que el crecimiento inusitado de la oferta en la región estaba agravando el uso ineficiente de la energía. En efecto, Olade refiere que la tasa de crecimiento anual del consumo eléctrico per cápita de la región para 2010 fue de 1.49%, superior a la tasa de 0.82% de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), mientras que la Intensidad Energética -que mide la cantidad de energía consumida para generar una producción valorada en mil dólares-, fue particularmente elevada en cuatro países de la región en 2010: Paraguay con 700kWh/mil US\$, Bolivia y Venezuela con 500kWh/mil US\$ y Argentina con más de 400kWh/mil US\$, mientras que el resto de los países sitúa su índice por debajo de los 400kWh/US\$. Así, los países sudamericanos implementaron una serie de programas de eficiencia energética con diversos mecanismos: promoción de uso doméstico de electrodomésticos con etiquetado de eficiencia, diseño y construcción de viviendas y edificios eficientes, alumbrado público y semaforización eficientes, uso racional de energía en edificios públicos, sustitución de lámpara incandescentes, optimización de uso de calderas industriales optimización de cadenas de frío y programas integrales de Producción Limpia en industria y minería. Aunque no se tiene información detallada sobre los impactos de esos programas, destacan algunas experiencias nacionales como las de Brasil, Chile, Colombia y Perú, como exitosas en el propósito de reducir los niveles de demanda.

En Bolivia, se conoce de varios programas desarrollados desde de antes de 2008 -año en que se aprueba el Programa Nacional de Eficiencia Energética (PNEE)- por el ESMAP del Banco Mundial a través de entidades privadas, dirigidos a empresas industriales y a empresas eléctricas, cuyos impactos fueron relativamente modestos. Por su parte, el PNEE hasta fines del 2009, sólo habría avanzado en la sustitución de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas, en un número de 9,9 millones de unidades y que permitió un ahorro anual de 1,6% de la energía demandada en 2008. La evaluación de Olade señalaba que la principal limitación para el éxito de los programas implementados, es el reducido tamaño de la industria, por

lo que lo recomendable sería la orientación de este tipo de medidas hacia el sector residencial. Sin embargo, sobre la base de lo analizado en capítulos previos, podemos afirmar que en el caso boliviano, los mayores impactos podrían alcanzarse si los esfuerzos fuesen orientados al principio de la cadena de la producción de energía, es decir, a la eficiencia en el consumo de energía primaria para producir electricidad.

Podemos colegir, entonces, que la orientación de la reforma boliviana en los ámbitos considerados no constituye una opción diferente a la prevaleciente en las legislaciones de los países de la región, por lo que no resulta una alternativa que guíe una eventual alternativa a la privatización en otras latitudes. En este sentido, la nacionalización de las empresas, siendo un requisito para trascender hacia un modelo diferente al privado, no es suficiente si no cambia sus prioridades y su lógica de funcionamiento.

## Conclusiones

Deducimos, entonces, que la reforma del sector eléctrico del MAS no constituye, en los hechos, una alternativa a la gestión capitalista – lo que implica sus patrones de producción y consumo –, pues al imponer criterios uniformes, indiscriminados, a todos los consumidores, desconociendo que unos demandan y usan la energía para satisfacer necesidades vitales y otros la demandan para valorizar su capital (e.g. la minería o la industria), acaba favoreciendo prioritariamente a la acumulación capitalista. Esa postura no resulta insólita<sup>57</sup>, pues corresponde a la concepción gubernamental sobre la posibilidad del desarrollo armónico de las lógicas económicas estatales, privadas y comunitarias. Bajo esa misma idea, el MAS sustituyó la propuesta de las organizaciones sociales a la Asamblea Constituyente de excluir a la empresa privada del sector eléctrico y acabó promulgando un texto que permite su amplia participación en el desarrollo del sistema<sup>58</sup>. Así también, la forma de implementación de la política eléctrica del gobierno del MAS revela que éste se acomodó pragmáticamente a la continuidad del modelo de la reforma neoliberal en el sector – lo que conllevaba la permanencia hegemónica de las empresas privadas – y sólo reaccionó parcial y desordenadamente con las nacionalizaciones, al enfrentarse al deterioro estructural del sistema.

En definitiva, las principales implicaciones de la nacionalización son: i) contribuye a la consolidación de una orientación reformista de las políticas del gobierno de Evo Morales, que favorecen la permanencia hegemónica de los intereses capitalistas en los sectores más dinámicos de la economía nacional; ii) refuerza las desigualdades económicas, expresadas en las restricciones al acceso no sólo a servicios públicos, sino a medios de vida de la población pobre; iii) contribuye a consolidar principios,

---

<sup>57</sup> Ante la crisis de producción de petróleo, en 2010 se incrementó los precios de los combustibles para crear un “incentivo” especial para los productores privados, intento frustrado por la oposición de la población. El incentivo fue posteriormente implementado con recursos públicos (DS 1202 de abril 2012).

<sup>58</sup> Ver Enciclopedia Histórica Documental del Proceso Constituyente Boliviano, Tomo III, Vol. 2, Vicepresidencia del Estado, 2012.

lógicas y comportamientos mercantiles en la institucionalidad estatal, en los operadores de las políticas públicas y en los grupos sociales – homogeneizados como consumidores; iv) agrava la vulnerabilidad del medioambiente, al agudizar una matriz energética adoptada para viabilizar el incremento de la producción y el consumo que privilegian la rentabilidad y excluyen consideraciones éticas, ecológicas, pero también de racionalidad técnica.

Tomando en cuenta lo anterior, es posible señalar algunos aspectos que podrían contribuir a mejorar el desempeño del sector, aún en presencia de la lógica mercantil dominante del modelo, y coadyuvar a la mejoría en el ejercicio de la población del derecho fundamental a la electricidad.

La política de eficiencia energética boliviana debiera dirigirse a mejorar el REG al nivel de la generación de electricidad y realizar cambios tecnológicos, económicos y normativos para intervenir la eficiencia global de los sistemas de generación de electricidad a ciclo abierto, promover sistemas de co-generación de electricidad e incentivar la planificación de centrales hidroeléctricas a filo de agua en la cordillera. Asimismo, los cambios normativos a lo largo de la cadena deberían incluir la inclusión de límites mínimos de REG y su relación con la remuneración de los operadores. Estas medidas lograrían reducciones en el volumen de gas consumido que podría ser comercializado en otros mercados generando mayores excedentes que podrían ser utilizados en el mismo sistema. Un pequeño ahorro al nivel de la generación representa una buena porción de la energía consumida en la electrificación rural o en los segmentos más pobres de la población. Esto no supone negar el beneficio de las medidas de eficiencia energética al nivel de consumo final que pueden llegar a ser muy exitosas. En suma, la eficiencia al nivel de la generación impulsada desde el Estado permitiría generar un excedente energético para impulsar el consumo de los sectores más empobrecidos.

Se ha mencionado, también, que la nueva estructura tarifaria de ELFEC S.A. no ha representado un cambio substancial respecto a la privatización y que sólo debido a la aplicación de los beneficios de la Tarifa Dignidad es que el sistema logra mejores niveles de equidad. El debate político del sector, por tanto, tiene pendiente la tarea de interpelar el modelo privatizador para avanzar hacia estructuras tarifarias de mayor progresividad:

- En primer lugar debiera debatirse la eliminación total de los cargos fijos que representan la manifestación más evidente de inequidad de la estructura, pues posibilita la transferencia del valor de una energía no consumida en favor de los ingresos de las empresas y/o los usuarios de mayores consumos.
- Es posible encarar la reducción de los costos de operación en los sistemas de baja densidad poblacional, como los rurales, cambiando los métodos y periodicidad de la lectura de medidores, emisión y cobro de facturas, como paso previo a una política de integración económica vertical de los sistemas urbanos con los rurales para evitar que las tarifas rurales, como ocurre en

la mayoría de los casos, sean más elevadas que las urbanas.

- Si los sistemas de distribución están nacionalizados es necesario volver a debatir la necesidad/utilidad de mantener bajo un mismo esquema de gestión y remuneración de las empresas las tareas de operación de las redes de distribución y comercialización de electricidad a los usuarios finales. Las definiciones de la reforma liberal en este sentido han tenido como principal resultado la priorización de la demanda solvente, elemento clave para el desarrollo del sector bajo las definiciones mercantiles.

## BIBLIOGRAFÍA

### **Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad**

2012 *Anuario estadístico Gestiones 2008 a 2011*. La Paz.

### **BM**

1999 *La reforma del sector eléctrico de Bolivia*, Departamento de evaluación de operaciones del Banco Mundial, Précis N° 192.

### **BM**

1994 *Primer seminario sobre reformas en el sector eléctrico boliviano*, ESMAP – Banco Mundial – Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

### **Comité Nacional de Despacho de Carga**

2012 *Memoria anual y resultados de operación del Sistema Interconectado Nacional. Gestiones 2000 a 2011*. Cochabamba.

### **Gómez, Enrique**

2012 *Naturaleza y Sentido de la Nacionalización del Sector Eléctrico Boliviano*. La Paz. Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario.

### **Guzmán, Juan Carlos**

*Matriz Energética Sudamericana. Del discurso a la realidad*. Lima. Red Latinoamericana de Industrias Extractivas.

### **Guzmán, Juan Carlos**

*Estado de la planificación energética en Bolivia*. La Paz. Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario.

### **McDonald, D. y Ruiters, G.**

2012 *Alternativas a la privatización*, Transnational Institute, Montevideo.

### **Ministerio de Hidrocarburos y Energía**

2012 *Balance Energético Nacional. 2000 - 2010*. La Paz.

### **PND**

2007 *Plan Nacional de Desarrollo “Bolivia Digna, Soberana, Productiva y Democrática para Vivir Bien”*, Gaceta Oficial de Bolivia. D.S. 29272.

### **Superintendencia de Electricidad**

2008 *Anuario estadístico Gestiones 2000 a 2007*. La Paz.

**UDAPE**

2005 *Sector Eléctrico 2000-2004*, UDAPE.

**UDAPE**

2009 *Área Macrosectorial Tomo II Sector Eléctrico*, UDAPE.

**VMEEA**

2010 *Plan de Universalización Bolivia con Energía 2010-2025*, Ministerio de Hidrocarburos.

**VMMEA**

2011 *Política de Energías Alternativas en el estado Plurinacional de Bolivia*, Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

**VDE**

2012 *Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022*, Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

# **REGULACIÓN Y GESTIÓN AMBIENTAL DE LA MINERÍA: RESULTADOS Y PERSPECTIVAS**

Emilio Madrid Lara



### **Contexto de las políticas y la legislación ambiental de la minería**

Aunque Bolivia se equipó con una legislación ambiental desde 1992, aprobando la Ley N° 1333 de Medio Ambiente donde se declara el “Desarrollo Sostenible” como su objetivo y fin; será recién desde julio de 1997 que la minería, una de sus principales actividades económicas, incorpora la exigencia de gestión ambiental como requisito a las operaciones, cuando se aprueba el Reglamento Ambiental para Actividades Mineras (RAMM), tres meses después de la promulgación de la Ley N° 1777 del Código de Minería.

La aprobación tardía de la normativa ambiental sectorial, en particular su posterioridad al Código Minero, evidencia el direccionamiento desde los lineamientos político-económicos del sector. En términos sencillos, primero se delineó como hacer minería y luego se definieron los instrumentos de control ambiental.

Esa manera de subordinar e instrumentalizar la gestión ambiental a los fines económicos de la minería, puede entenderse como el proceso lógico implícito en el enfoque del “Desarrollo Sostenible”, al que Bolivia se plegó y que luego de la cumbre de Rio 92 se erigió en estrategia mundial. No por nada, durante los noventa, el “Desarrollo Sostenible” tuvo buena acogida por los Estados y el sector privado empresarial, pues como puntualiza Naredo (1996), la ambigüedad planteada en ese concepto de conciliar los intereses económicos con la protección ambiental, sin revisar ni cuestionar las bases mismas del desarrollo económico, convirtieron a ese término en una especie de conjuro, por el cual viejas prácticas degradantes y agresivas con la naturaleza, pasaron ser “sostenibles”.

El enfoque del “Desarrollo Sostenible” introdujo también una reinterpretación de la relación entre actividad económica y problemas ambientales (Gudynas 2004). Hay que recordar que en la década del setenta, el reporte Meadows sobre los “Límites del crecimiento”, planteaba revisar las bases mismas del desarrollo económico, sosteniendo que la naturaleza tiene límites tanto en proveer los recursos como en absorber los impactos y que la economía, tal como se viene realizando, terminará chocando con esos límites. La reinterpretación de ese problema, se opera al pasar de los límites ecológicos al desarrollo, al de las limitaciones que imponen los efectos de la actividad humana en el ambiente, estos últimos como dependen de la organización

social y la tecnología, pueden ser regulados y mejorados (Ibid).

Desde entonces, “regulación y tecnología” serán las piedras angulares de la gestión ambiental “sostenible” e incluso de la definición de un problema ambiental. La ausencia y/o debilidad de regulación y tecnología explicarán tanto el origen y persistencia de un problema ambiental, en sentido contrario el cumplimiento de regulaciones y la disposición de buenas tecnologías se entenderá como ausencia de impactos o su reducción hasta hacerlo poco significativo. Este enfoque, como veremos más adelante ha sido asumido por el Estado boliviano en la explicación del problema ambiental minero.

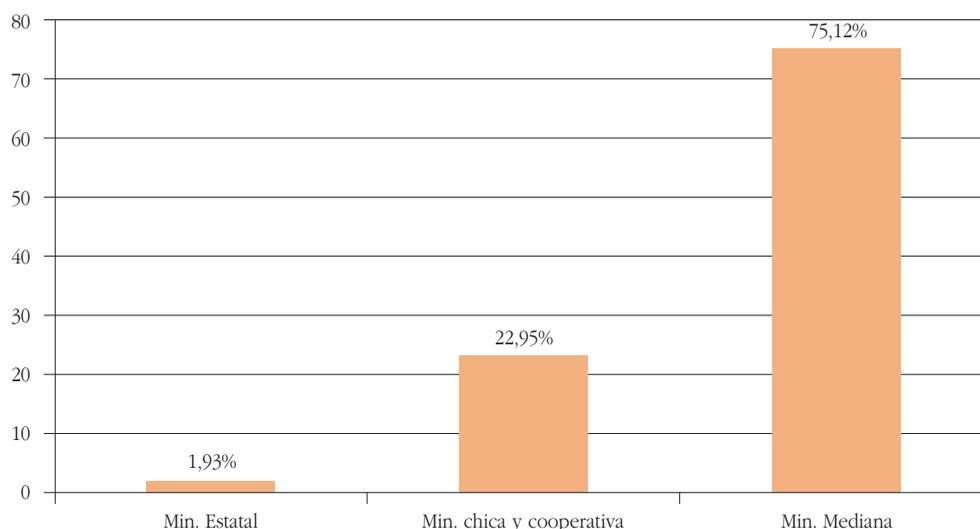
### **Regulación Ambiental acorde con el predominio privado de la minería.**

Tanto porque lo ambiental, en los marcos del “Desarrollo Sostenible”, se supedita a los fines de la política económica, pero en especial porque la aprobación de la Ley del Código de Minería, donde se definió la orientación estratégica del sector, antecede a su normativa ambiental; es necesario repasar previamente los lineamientos fijados por esa Ley que configuraron la actual estructura del sector, para luego disponer de una mejor comprensión de los alcances y límites de la regulación ambiental minera. Los principales ejes del Código Minero de 1997, se pueden resumir en los siguientes:

- Régimen de concesiones mineras equiparables a propiedad privada de duración indefinida.
- Se reconoce propiedad sobre los minerales extraídos y su Libre e irrestricta comercialización, en favor del operador.
- Se establece como derecho del concesionario u operador minero el acceso, aprovechamiento y enajenación de otros recursos naturales requeridos para sus actividades, como suelos, aguas, recursos forestales, áridos y otros.
- Flexibilización impositiva mediante la creación del Impuesto Complementario Minero (ICM), fluctuante al comportamiento de las cotizaciones internacionales y acreditable al Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE).
- Retiro del Estado de las actividades mineras, priorización de actores mineros privados, especialmente empresas multinacionales.

Han transcurrido diez y seis años de implementación del Código Minero (vigente hasta la fecha), la actual estructura de la minería boliviana, revisando datos sobre volúmenes de extracción del 2011 (año record de las exportaciones mineras), grafica bastante bien el logro de la política proyectada por el Código de 1997. La minería boliviana tiene predominio privado, en especial de los denominados “mineros medianos” donde se agrupan las más grandes operaciones ligadas a capitales transnacionales, como se observa a continuación:

## Volumen de producción-2011



Comibol	Cooperativas	Min. Mediana
10,685.333 KF	126,910.313	415,346.588 KF

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Minería

En ese contexto, se debiera esperar también que la regulación ambiental minera mantenga la misma dirección de propósito con la estrategia dictada por la Ley N°1777, de hecho, el RAMM flexibilizó varias disposiciones de la Ley de Medio Ambiente y sus Reglamentos para adecuarlos a los lineamientos del Código Minero como se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Lineamientos de la Ley N° 1777 Código de Minería	Adecuaciones del Reglamento Ambiental para Actividades Mineras (RAAM)
Régimen de concesiones mineras equiparables a propiedad privada de duración indefinida.	Art. 9, Dispone la duración indefinida de las Licencias Ambientales Mineras (en tanto dure la operación). Esta disposición se superpone a lo establecido en el Reglamento General de Gestión ambiental, que fija en 10 años la duración máxima de las Licencias Ambientales, al cabo de ese plazo se debe renovar o actualizar.
Se establece como derecho del concesionario u operador minero el acceso, aprovechamiento y enajenación de otros recursos naturales requeridos para sus actividades, como suelos, aguas, recursos forestales, áridos y otros.	Art. 26 Flexibiliza estándares de control en aguas, permitiendo descarga de aguas con cianuros dentro límites permisibles.
Retiro del Estado de las actividades mineras, priorización de actores mineros privados, especialmente empresas multinacionales.	Arts. 17 y 18, Establecen la elaboración de Auditorias de Línea Base Ambiental (ALBA) para liberar de responsabilidades sobre problemas ambientales generados antes de la obtención de su Licencia.

Fuente: Elaboración propia en base a Ley N° 1777 y el D.S. N° 24782

Aquellas flexibilizaciones, como su diseño orientado principalmente hacia las grandes operaciones, permitieron que hasta el 2007 el 100% de las operaciones de la “minería mediana”, dispongan de licencia ambiental. En tanto el grado de cumplimiento de la minería chica y principalmente de las cooperativas ha sido incipiente, alcanzando apenas un 2,3% en estos últimos.

### **Estado de cumplimiento de regulaciones ambientales en el sector minero enero 2007**

<b>Adecuación subsectores</b>	<b>F.A.</b>	<b>E.E.I.A.</b>	<b>M.A.</b>	<b>Universo regulado (estimado)</b>
Minería Mediana (100%)	16	15	12	25 Operaciones 11 empresas
Minería Chica (8,7%)	177	20	154	2000 Activas 3000 m. chicos
Cooperativas (2,3%)	4	1	13	600 operaciones
Nometálicos (6,30%)	73	17	110	1000 Operaciones
<b>Total operaciones</b>	<b>215</b>	<b>53</b>	<b>289</b>	<b>392 Adecuados</b>

Fuente: Bocangel, Leyton y Ocampo, 2009.

### **Enfoque formal del Estado sobre la problemática ambiental minera.**

Ese panorama de grandes desigualdades entre los actores mineros, en el cumplimiento de la regulación ambiental, se ha constituido en pilar del diagnóstico ambiental minero adoptado oficialmente por el Estado.

El año 2008, la unidad de Medio Ambiente del Ministerio de Minería, presentó las principales conclusiones del diagnóstico elaborado por esa instancia, identificando dos niveles de problemas ambientales de la minería (Velasco, 2008). El primero, relativo a los impactos con fuente en los pasivos ambientales de las operaciones pasadas, que continúa generando contaminación de aguas, suelos y riesgos para poblaciones aledañas, originadas en desmontes, colas y acumulaciones de residuos de antiguas actividades. El segundo nivel de problemas ambientales, tiene como fuente las operaciones mineras en curso que no aplican sistemas de control de sus emisiones y flujos contaminantes, ni se someten a normas o estándares técnicos en la disposición y manejo de sus residuos mineros, este segundo nivel se vincula directamente con las operaciones mineras que incumplen la obligación de tener Licencia Ambiental, es decir la minería chica y cooperativa.

El diagnóstico pondera el desempeño ambiental de la minería denominada “Mediana” en el que se agrupan las grandes empresas, destacando su cumplimiento en disponer de Licencias Ambientales y por tanto de implementar sistemas de control y gestión de sus impactos (Ibid).

## Ministerio De Minería Y Metalurgia 2008

### Problemas ambientales que afectan al sector minero

- Contaminación histórica de aguas y suelos por efecto de pasivos ambientales
- Contaminación de aguas por actividades en curso de la pequeña minería por mal manejo de residuos
- Emisión de gases y polvos de plantas metalúrgicas (Vinto)
- Emisión y dispersión de mercurio en explotación aurífera (Sta. Cruz y La Paz)
- Inestabilidad de taludes en explotación de áridos y aluviales

### Deficiencias normativas, operativas y de gestión

- Incompatibilidad de normas y vacíos legales que causan confusión a operadores (áreas protegidas, convenio 169 OIT, municipios)
- Bajos niveles de cumplimiento de normas ambientales en la pequeña minería
- Falta de experiencias exitosas de tecnologías compatibles con la situación de la pequeña minería
- Falta de un registro de operaciones minero metalúrgicas para planificación de acciones de promoción y control
- Debilidad del Estado en promoción y fiscalización de las normas ambientales

Fuente: Bocangel, Leyton y Ocampo, 2009.

Desde la visión estatal, los problemas ambientales de la minería boliviana se concentrarían en la contaminación histórica heredada del pasado y en la falta de adecuación de la minería chica y cooperativa, en tanto que las operaciones bajo responsabilidad de las grandes empresas, que controlan más del 70% de la extracción, se estaría realizando dentro de parámetros de sostenibilidad.

La visión estatal de la problemática ambiental minera, adolece de un reduccionismo formal. Se evalúa y valora la situación y desempeño ambiental de las actividades mineras con base en el cumplimiento de la formalidad legal, en ausencia o insuficiencia de indicadores que informen y verifiquen la evolución de la calidad ambiental de los ecosistemas donde operan. Ese enfoque de la problemática ambiental guarda estrecha correspondencia con el énfasis en la regulación y la tecnología propiciado desde la cumbre de Río, introducido por el concepto de Desarrollo Sostenible, que se mencionó en el primer acápite.

Un enfoque que resulta aún más limitado, si se considera que las Licencias Ambientales se basan en sistemas de autocontrol del propio operador, cuyos contenidos y reportes son permeables a los intereses económicos de la explotación de los recursos y no precisamente a la preservación de la calidad ambiental, como se verá en los siguientes párrafos.

### Autocontrol y regulación privada de la gestión ambiental minera

La legislación ambiental general y minera, transfieren el monitoreo y control del desempeño ambiental a los mismos operadores, estableciendo en realidad mecanismos de autocontrol cuyos reportes, son remitidos para revisión de las instancias ambientales del Estado.

Esto sucede a través de los denominados Instrumentos de Regulación de Alcance Particular, los cuales son la Ficha Ambiental, la Declaratoria de Impacto Ambiental,

el Manifiesto Ambiental, la Declaratoria de Adecuación Ambiental, las Auditorías Ambientales, las Licencias y Permisos ambientales, establecidos en el artículo °52 del Reglamento General de Gestión Ambiental (RGGA) de la Ley N° 1333.

En estos documentos, cuya elaboración y presentación son responsabilidad del Representante Legal de cada operación, las únicas garantías sobre la veracidad y calidad de la información proporcionada, es por una parte el registro y autorización de los consultores por la Autoridad Ambiental (Art. 37° del Reglamento de Prevención y Control Ambiental), y por otra, el carácter de Declaración Jurada de estos documentos, que recae en el Representante Legal de cada operación. En términos simples, la información ambiental entregada por cada operador minero, se presume cierta y válida por que la elaboró un consultor autorizado y porque el operador minero jura que no miente.

El efecto directo de esta forma de regulación ambiental, ha sido la creación de un mercado de servicios de consultorías ambientales, que ofertan la elaboración de los documentos constitutivos de las Licencias Ambientales y el levantamiento de información de los procesos de monitoreo de manera directa a las operaciones mineras. El levantamiento de la información ambiental, su análisis y valoración se da en un marco de relación de “compra – venta” entre el consultor y la operación minera. En esas condiciones, es alta la probabilidad de que el producto “Evaluación Técnica Ambiental” se oriente no tanto por el grado de calidad y objetividad de los datos, sino por su utilidad en la justificación de proyectos y operaciones mineras para la obtención de la Licencia Ambiental o en el reporte periódico de su desempeño.

Los documentos constitutivos de las Licencia Ambientales y los informes periódicos, son los referentes técnico–legales válidos para los procesos de control y fiscalización. Si esos referentes son elaborados por actores privados en una relación de “compra –venta”, en realidad estamos ante un procedimiento de control y fiscalización ambiental de carácter privado, en el cual el Estado restringe su rol a la validación de los resultados que le reportan los operadores mineros.

Por tanto, aunque la Ley 1333 de Medio Ambiente y ahora la nueva Constitución Política del Estado afirmen que los recursos naturales, el Medio ambiente y los servicios ambientales sean de carácter e interés público, la gestión y control de la calidad ambiental, ha sido transferida a los actores privados que se benefician económicamente de su explotación y aprovechamiento.

### **Resultados del autocontrol ambiental minero a 16 años de vigencia de la legislación ambiental del sector**

Se podría disentir respecto a lo que líneas previas se definió como regulación y gestión ambiental minera de carácter privado y basado en el autocontrol del propio operador, argumentando que en realidad se trata de procesos técnicos convencionales aceptados y aplicados en todo el mundo. Sin embargo, más allá de la discusión, lo que cuenta en la evaluación de la regulación ambiental minera son los resultados luego de 16 años de vigencia del RAAM.

La identificación y valoración de los resultados no puede reducirse a la mera constatación de cuantas operaciones tienen licencia y cuantas no, se trata más bien de identificar las respuestas y soluciones provistas desde la regulación ambiental del sector ante problemas concretos que afectaron intereses ambientales específicos de actores sociales y las mismas condiciones ecológicas en ecosistemas específicos. Aquello se plantea desde una breve revisión de casos emblemáticos sobre problemas ambientales generados por la minería, que en distintos momentos pusieron a prueba a la regulación ambiental, visibilizando sus alcances y límites.

### **Derrame de colas de la mina Porco en el Río Pilcomayo.-**

En septiembre de 1996, la Compañía Minera COMSUR informó oficialmente el accidente ambiental por rotura de un dique de colas en su operación de Porco. Se ocasionó el derrame de 235.000 toneladas de lodos tóxicos y de 180 residuos sólidos de plomo, arsénico y cianuro de sodio, con su secuela de daños a la salud humana, fauna piscícola, ganadería, agricultura e incremento de la contaminación del río Pilcomayo, dentro de la Cuenca del Plata. (“Los Tiempos”, 22-10-96).

El Ministerio de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente, como autoridad ambiental estableció que la empresa debía realizar tareas de limpieza, una auditoría ambiental, y resarcir los posibles daños. Debía además presentar una garantía sobre la seguridad de continuar operando el dique, antes de reiniciar sus operaciones (Evia y Molina, 1997).

La empresa procedió a limpiar y trasladar los sólidos al lugar de origen, monitorear la calidad de las aguas de los ríos, entre los 10 y 50 kilómetros. En esa misma área asistió a algunos comunarios durante el tiempo que duro la limpieza aprovisionándoles de agua y donando motobombas, carretillas, palas, mangueras, etc., Finalmente presentó la garantía y el informe de auditoría ambiental (Ibid).

Como se observa, las acciones de atención del accidente, el radio de acción, la evaluación del impacto y de las medidas mediante una Auditoría, han estado bajo responsabilidad y cargo de la misma COMSUR, evidenciándose nuevamente el criterio de autocontrol en el que se basa la gestión ambiental minera.

### **Auditoría Ambiental de Kori Kollo**

El año 2002, a raíz de denuncias de contaminación presentadas por comunarios de la cuenca baja del Desaguadero y los lagos Uru y Poopó, respaldados en estudios independientes, del CEPA y la UTO (Universidad Técnica de Oruro), que evidenciaban presencia de agentes contaminantes con fuente más probable en la operación Kori Kollo de la empresa Inti Raymi y luego de acciones de presión de los comunarios afectados, el Ministerio de Medio Ambiente, determino instruir la realización de una Auditoría Ambiental a las operaciones de esta empresa. El proceso se reforzó con la recepción de 791 denuncias de comunarios, registrados por el viceministerio de Medio Ambiente el año 2005. Sin embargo, la realización de la Auditoría recién se inició el 30 de diciembre del 2009, siete años después de las

denuncias de contaminación y siete años después de que la empresa iniciara las tareas de cierre y rehabilitación de Kori Kollo.

El caso ilustra dramáticamente, las limitaciones y defectos de la legislación ambiental en minería para la atención tratamiento e investigación de las denuncias de los posibles afectados. De otra parte, el enfoque sobre las denuncias ambientales es de tipo punitivo y no preventivo, es decir se carga la prueba a la víctima (afectado) y no al posible infractor, además de que se le hace responsable civil y penalmente en caso de no demostrarse la denuncia.

### **Antequera y San Cristóbal, desprotección de las aguas subterráneas.-**

El año 2006, las comunidades del cañadón Antequera en el departamento de Oruro, denunciaron la desaparición de sus fuentes de agua de consumo como pozos y vertientes, relacionando ese hecho con la intensificación de las operaciones subterráneas en interior mina de la empresa Bolívar Riesgo Compartido administrado por Sinchi Wayra de la suiza Glencore. El primer problema para investigar estas denuncias, fue la ausencia de información sobre los acuíferos subterráneos de la zona, la Licencia Ambiental no exige a los operadores presentar caracterizaciones hidrogeológicas de aguas subterráneas.

La Autoridad Ambiental, dispuso la realización de un estudio Hidrogeológico, a cargo de la empresa, cuyos resultados liberan de responsabilidad a los operadores. Actualmente la operación bombea aguas subterráneas a exterior mina a un ritmo de 120 litros por segundo, en tanto la población de total dispone de 50 litros de agua una vez por semana por familia.

En el caso de la minera San Cristóbal a raíz de las denuncias de la dirigencia campesina de la FRUTCAS, el año 2009 se realizó un estudio independiente encargado al hidrogeólogo Robert Moran, para estimar los impactos del bombeo de aguas subterráneas por la empresa a un ritmo, de 42mil a 50mil m<sup>3</sup>/día. Entre las principales conclusiones del estudio, se señala que la autorización de extracción y bombeo de agua autorizado a la empresa en la Licencia Ambiental, no se respalda en un estudio previo de las características y dinámica de los acuíferos subterráneos, menos aun de si se tratan de acuíferos fósiles o no.

### **Cantu Marca la disolución de la responsabilidad en los pasivos mineros**

Los comunarios y vecinos de la populosa zona de Cantu Marca en la ciudad de Potosí, desde cerca de 10 años vienen demandando el traslado de los desmontes y colas acumuladas durante más de 70 años de actividad minera, sin que a la fecha exista alguna solución. Recientemente los meses de julio y agosto protagonizaron acciones de presión reclamando soluciones al Ministerio de Minería y la COMIBOL para el traslado de las colas y rehabilitación de la zona. No obstante, la respuesta de las entidades de Estado fue que no existe forma de financiar la reubicación de estos pasivos debido al gran volumen de los mismos y los altos costos que aquello

implicaría. La única solución posible sería el retratamiento económico de estas colas que aún tienen porcentajes importantes de mineral. Pero aquello también depende de promover ese proyecto a un inversionista.

Al respecto, el problema de Cantu marca, pone de relieve la ausencia de regulación que establezca responsabilidades sobre los pasivos mineros.

Luego de esa revisión somera de los anteriores casos, se puede afirmar que lo que menos consiguió la normativa ambiental minera es una efectiva protección de y prevención del medio ambiente en las zonas donde operan las empresas.

De otra parte, el mejor resultado alcanzado es una efectiva liberación de responsabilidades sobre problemas ambientales de los operadores mineros.

### **Perspectivas de la gestión ambiental minera en el marco de los lineamientos del proyecto de ley de minería**

En julio de este año, se conoció públicamente la concertación alcanzada entre las representaciones de los principales actores mineros (Asociación de mineros medianos, mineros chicos, cooperativas y trabajadores asalariados) con el Estado a través del Ministerio de Minería y el Ministerio de Trabajo, respecto al contenido del proyecto de Ley de Minería que debe reemplazar al actual Código Minero.

Desde una comparación de los principales ejes de políticas para el sector entre el proyecto de Ley concertado y el actual Código Minero, se aprecia que las variaciones no son sustanciales y tienen que ver más con adecuaciones e incluso perfeccionamientos normativos dentro de la finalidad original del Código de Minería.

- Se sustituye el régimen de concesiones, por el de contratos y derechos mineros, con duración máxima de 30 años, y con vigencia condicionada a su explotación. Se resuelve el acaparamiento especulativo.
- Se mantiene el reconocimiento de propiedad sobre los minerales extraídos y su Libre e irrestricta comercialización, en favor del operador.
- Se mantiene el reconocimiento al operador minero del derecho de acceso, aprovechamiento y enajenación de otros recursos naturales requeridos para sus actividades, como suelos, aguas, recursos forestales, áridos y otros.
- Se Mantiene la exigencia de presentación de Auditorias de Línea Base Ambiental (ALBA) como mecanismo de liberación de responsabilidades sobre problemas ambientales generados antes de la obtención de su Licencia.
- Se mantiene la prescripción en plazo de 3 años de las acciones por daños ambientales, y se define como Autoridad Ambiental Competente del Sector al Ministerio de Minería
- Se incorpora la regulación del derecho de Consulta Previa Libre e informada a los pueblos indígenas, con carácter limitado y condicionado a la concertación de compensaciones
- Se mantiene el cálculo del pago de regalías fluctuante al comportamiento de las cotizaciones internacionales y acreditable al Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE).

- Se reconoce y restituye el rol del Estado como operador de actividades mineras, pero de manera restringida a las actuales operaciones a su cargo, además se le considera en igualdad de condiciones a los otros actores mineros (empresas y cooperativas).

Desde los anteriores lineamientos presentes en el proyecto de Ley, se puede colegir que su orientación es la continuidad y consolidación de la actual estructura del sector minero, que según datos del 2007 en adelante, tiene a las empresas mineras con capital de multinacionales a cargo del 75% de la extracción, el 23% a cargo de las cooperativas mineras y solo un 2% por cuenta de las operaciones del Estado.

Desde los anteriores datos, la política minera está orientada a mantener la gestión privada de la explotación minera, con una participación moderada del Estado, con fines de una mayor recaudación de rentas vía tributación o vía participación en la explotación tanto de manera directa como en sociedad con empresas multinacionales.

Desde esa perspectiva, es también de esperar que la normativa en gestión ambiental minera no se plantee mayores modificaciones, es previsible por tanto que los lineamientos del RAAM se mantengan vigentes y tengan preeminencia incluso por encima de algunos criterios de nuevos cuerpos legales como la ley N° 300 de la madre Tierra.

## **A manera de conclusiones**

### ***Algunos temas que merecen preocupación***

Desde la reflexión anterior, las experiencias y vivencias en el acompañamiento de conflictos entre comunidades y operadores mineros, se plantean los siguientes temas para una mayor discusión

### ***Problemas e impactos por la generación y disposición de grandes volúmenes de residuos***

Es casi una regla, que para extraer y concentrar una cantidad determinada de mineral con valor comercial, se genera una enorme cantidad de residuos.

Para tener una idea, solo hasta el año 2006, el SERGEOTECCMIN inventario en los departamentos de Oruro, Potosí y Cochabamba 124 800 000 (ciento veinticuatro millones ochocientos mil) toneladas de residuos mineros (pasivos).

Esas grandes acumulaciones de residuos, son fuentes permanentes de contaminación de aguas superficiales y subterráneas, por la generación de Drenaje Acido de Roca (DAR), por la emisión de polvos con metales pesados, por la contaminación de suelos, plantas, animales y personas expuestas en las áreas circundantes.

### ***Problemas e impactos por el uso, aprovechamiento y disposición de grandes volúmenes de agua***

La minería utiliza millones de litros de agua por segundo para sus operaciones sin ningún costo, de la misma forma desecha aguas residuales altamente contaminadas.

Un ejemplo que ilustra la anterior afirmación, es el de la Compañía Minera San Cristóbal de la SUMITOMO CORP, cada día utiliza entre 42 mil a 50 mil metros cúbicos de aguas, lo que equivale al consumo de agua de toda la población de la ciudad de Oruro durante 36 horas (un día y medio), pero además, cada día genera cerca de 25 mil metros cúbicos de aguas residuales, es decir aguas contaminadas que son acumuladas en su dique de colas.

Otro problema, con el aprovechamiento minero del agua, es la afectación de los acuíferos tanto superficiales y subterráneos. Un dramático ejemplo es el caso de las comunidades del Cañadón Antequera, donde al mismo tiempo de que la empresa minera Bolívar, administrada por la Glencore de Suiza, intensificó sus operaciones y profundizó los cuadros y niveles de interior mina, coincidentemente se fueron secando y desapareciendo las fuentes de agua de las comunidades. La falta de información preliminar y los vacíos en la legislación ambiental, no han permitido hasta la fecha que se pueda establecer ninguna responsabilidad.

### **Ordenamiento territorial**

En los municipios y regiones, se hace urgente el iniciar el ordenamiento territorial definiendo zonas ecológicas de importancia y de vocación productiva que requieren medidas de protección, así como zonas que requieren medidas urgentes de remediación y mitigación.

### **Participación y control social en los procesos de monitoreo ambiental**

Hasta hoy los procesos de control y seguimiento ambiental, realizados por las instancias técnicas de la Autoridad Ambiental Competente, no tiene participación de las comunidades y organizaciones sociales más que como denunciantes. Hay ausencia de los criterios y conocimientos propios sobre el ecosistema de nuestros pueblos.



## BIBLIOGRAFÍA

### **Bocangel Danilo, Leyton Camilo y Ocampo Marcelo**

2009 *Fortalecimiento de la Gestión Ambiental en cooperativas mineras de Bolivia*. En: Habitación N° 79. La Paz. LIDEMA

### **Evia José Luis y Molina Ramiro**

1997 Estudio medio ambiental de la minería mediana, pequeña y artesanal en Bolivia. Documento de Trabajo N° 02.

### **Gudynas, Eduardo**

2004 *Ecología, Economía y Ética del Desarrollo sostenible*. Montevideo. CLAES

Ley N° 1333 de Medio Ambiente (1992)

Ley N° 1777 del Código de Minería (1997)

### **Ministerio de Minería y Metalurgia**

2013 *Proyecto de Ley de Minería*. Recuperado: <http://somossur.net/documentos/proyecto-leyminera2013.pdf>

### **Naredo, Juan Manuel**

1996 *Sobre el uso y contenido del termino sostenible*. En: Documentación Social N°102. Madrid, CARITAS

Reglamento General de Gestión ambiental (1997)

Reglamento de Prevención y Control Ambiental (1995)

Reglamento Ambiental para Actividades Mineras (1997)

### **Velasco Mario**

2008 *La problemática ambiental en el sector minero nacional*. Recuperado en: <http://bo-liviaminera.blogspot.com/2008/11/la-problemtica-ambiental-en-el-sector.html>



**ANÁLISIS SOBRE EL USO  
DEL EXCEDENTE FISCAL  
PROVENIENTE DE LA INDUSTRIA  
EXTRACTIVA EN BOLIVIA**

José Alejandro Peres-Cajías



## Introducción

Más allá de la existencia de diferencias metodológicas y/o ideológicas en el análisis, diversos estudios vienen resaltando a lo largo de los últimos años la excesiva dependencia de la economía boliviana frente a las rentas generadas por la explotación de recursos naturales no renovables (ver Gray, 2003; Laserna, 2006; Wanderley, 2007; McGuigan, 2007; Guzmán *et al.*, 2010). De acuerdo a esta literatura, la dependencia frente al sector extractivo afecta negativamente el potencial de crecimiento de la economía y, además, tiende a premiar económicamente a una reducida cúpula productiva en desmedro de una base de micro y pequeño productores.

Estas ideas son fácilmente vinculables con la hipótesis de la “maldición de los recursos naturales”.<sup>1</sup> Al respecto, sin embargo, es importante resaltar que recientes investigaciones sugieren que la existencia de una correlación negativa entre dependencia de recursos naturales y bajas tasas de crecimiento económico no es una constancia histórica (ver Sinnott, Nash y de la Torre, 2010). Al contrario, se resalta que el efecto económico de la dependencia de los recursos naturales se halla en función de determinados condicionantes económicos, políticos y sociales, siendo uno de éstos el rol de la intervención del Estado en la economía. En efecto, se sostiene que la abundancia de recursos naturales puede representar una oportunidad económica si el Estado es capaz de aprovechar los recursos fiscales generados por éstos para dinamizar y/o consolidar otros sectores económicos cuya capacidad de generar valor agregado y/o empleo es mayor a la del sector extractivo.

El objetivo del presente trabajo es explorar tal posibilidad en el caso de la economía boliviana. Para ello se cuenta con una base de datos que presenta información sumamente detallada sobre el gasto ejecutado por las gobernaciones y municipios de Bolivia entre 2006 y 2011.<sup>2</sup> Este análisis es relevante ya que los montos gestionados por los gobiernos sub-nacionales adquirieron importante preeminencia merced a la

---

<sup>1</sup> De hecho, esta hipótesis sugiere que aquellas economías dependientes de la explotación de sus recursos naturales tienden a obtener tasas de crecimiento sensiblemente inferiores a aquellas cuya estructura económica es más diversificada. Ver Ferrufino (2007) para un análisis de las diferentes propuestas existentes en torno a esta hipótesis.

<sup>2</sup> La información detallada se halla en la “Base de Datos de Presupuestos de Gobiernos Sub-nacionales” del Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA).

nueva legislación tributaria sobre el sector hidrocarburífero (2005) (ver, Espada, 2009, 2011). De hecho, nuestras estimaciones sugieren que durante el período 2006-2011, el gasto público total administrado por el nivel sub-nacional fue equivalente al 15-20% del Producto Interno Bruto (Tabla N° 1).

**Tabla N° 1**  
**Gasto público en Bolivia, 2006-2011**  
**(Millones de Bs.)**

		2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gasto Gobiernos Sub-nacionales	Gobernaciones	9.261	10.575	10.582	12.150	11.572	14.506
	Municipios	7.435	9.326	12.164	12.718	10.165	12.301
	Total	16.696	19.901	22.746	24.867	21.737	26.808
Gasto Gobierno General	Total	26.810	31.406	39.525	42.405	42.554	56.358
Equivalencia del gasto con el PIB	PIB	91.748	103.009	120.694	121.727	137.876	166.131
	Gob. Sub. (%)	18,20	19,32	18,85	20,43	15,77	16,14
	Gob. Gen. (%)	29,22	30,49	32,75	34,84	30,86	33,92
Importancia relativa Gobiernos Sub-nacionales	Gobernaciones (%)	55,47	53,14	46,52	48,86	53,24	54,11
	Municipios (%)	44,53	46,86	53,48	51,14	46,76	45,89

Fuentes: Datos fiscales Gobierno General: Dossier Estadístico UDAPE; Datos fiscales Gobiernos Sub-nacionales: Base de datos Presupuestos de Gobiernos Subnacionales CEDLA; PIB: INE (2011). Elaboración propia.

Bajo estas consideraciones, la hipótesis que guía el presente trabajo sugiere que el reciente protagonismo de las finanzas públicas sub-nacionales ha tendido a consolidar –y no tanto a modificar– las dos prioridades básicas existentes en las finanzas públicas bolivianas desde tiempos de las reformas llamadas neo-liberales: el gasto público social (ver Peres-Cajías, 2014) y el gasto en infraestructura (ver Guzmán *et al*, 2010). El presente trabajo sostiene que la preferencia fiscal hacia estas dos categorías no es necesariamente mala y que, más bien, son aún necesarias más investigaciones tendientes a identificar la capacidad que estos gastos han tenido (o no) para modificar la dependencia frente a las rentas generadas por el sector extractivo de la economía.<sup>3</sup>

Sin embargo, el trabajo alerta también que la perpetuación de esta estructura fiscal tiende a mantener un escaso apoyo hacia los denominados gastos de apoyo al sector productivo, es decir, hacia aquellos gastos cuya consolidación económica requiere de mayores tiempos de maduración y de mayor consenso/coordiación con el sector privado. Esta situación, a su vez, presenta el peligro potencial de generar dos problemas adicionales: a) usar el gasto público como un instrumento de corto

<sup>3</sup> En efecto, si bien Hinojosa (2012) y Paz *et al.* (2013) presentan algunos resultados parciales al respecto, es necesario determinar el efecto de la expansión del gasto público social en la acumulación y distribución de capital humano en la economía boliviana. Igualmente, es importante determinar el impacto de la expansión del gasto en infraestructura en los costos de transacción y, por ende, en la rentabilidad de determinados productos que históricamente han tenido que enfrentar elevados costos de transporte.

plazo que permita la validación electoral más que la transformación estructural de la economía; b) restringir el gasto público en aquellos sectores de la economía cuyo retraso relativo es mayor. Si bien el trabajo no se ocupa tanto del primer problema, ofrece evidencia parcial relacionada con el segundo. Así, el presente estudio sugiere que la descentralización impulsada con la nueva legislación tributaria sobre el sector hidrocarburífero enfrenta aún importantes desafíos a la hora de forjar un Estado capaz de impulsar la superación de la dependencia frente a las rentas generadas por la explotación de recursos naturales.

### **Bases metodológicas y conceptuales del análisis**

El objetivo del presente trabajo puede ser dividido en dos partes: caracterizar la distribución del gasto público sub-nacional –tanto aquel proveniente de impuestos indirectos como aquel proveniente del excedente de la industria extractiva- e identificar la importancia relativa de aquellas partidas que posibilitarían un cambio en la matriz productiva.

En cuanto al primer objetivo, el trabajo ofrece una clasificación del gasto público sub-nacional basada en gran medida en la sistematización ofrecida por las propias entidades sub-nacionales. Ésta se compone de nueve grandes categorías: Apoyo al Sector Productivo; Gastos de Funcionamiento; Gestión de Riesgos; Gestión Ambiental; Gasto en Infraestructura Básica; Gasto Público Social; Inversión no Especificada; Servicios Municipales; y Gastos no Asignables. Si bien el nivel de desagregación del gasto municipal permitía la creación de una clasificación totalmente distinta a la propuesta por las autoridades sub-nacionales, la información existente en el caso de las gobernaciones impedía tal posibilidad. Por ello, con el fin de asegurar la comparabilidad del gasto efectuado por gobernaciones y municipios, se decidió trabajar con la clasificación propuesta por las autoridades sub-nacionales. Los únicos cambios sustanciales ofrecidos en el presente trabajo se refieren a la agregación en una sola categoría de los gastos en Gestión de Riesgos y Gestión Ambiental y a la desagregación de los denominados Gastos no Asignables en otras tres sub-categorías: Pago de Deudas; Transferencias; y, Programas Financieros.<sup>4</sup>

En cuanto al segundo objetivo, el presente trabajo entiende que los gastos que permitirían un cambio en la matriz productiva son todos aquellos gastos clasificados por las entidades sub-nacionales como gastos de “Apoyo al Sector Productivo”. Evidentemente, se podría afirmar que no todos los gastos incluidos en esta categoría son gastos que necesariamente facilitarían un cambio en la matriz productiva. Sin embargo, el análisis de la composición de esta categoría ítem por ítem en el caso de los gastos municipales entre los años 2006 y 2008 mostró que la importancia relativa de estos gastos sobre el total del “Apoyo al Sector Productivo” era marginal –inferior al 10%.

---

<sup>4</sup> Los gastos no asignables equivalían en torno al 20% de los gastos totales tanto de las gobernaciones como de los municipios. La sub-división de esta categoría tuvo como objetivo dar mayor información en torno a la composición de esta “caja negra”. Más aún, en el caso del gasto de los municipios, el grado de desagregación de la base de datos permitió re-asignar muchos gastos clasificados como “No Asignables” entre las diferentes categorías de la clasificación.

Más aún, es importante resaltar que esta corrección metodológica no contradeciría sino, más bien, fortalecería las principales conclusiones de este trabajo.

Igualmente, el presente trabajo resalta que existen determinados ítems o partidas en el resto de categorías que facilitarían un cambio en la matriz productiva. Así, diferentes partidas ubicadas fueron re-asignados como gastos de “Apoyo al Sector Productivo”<sup>5</sup>. Las partidas consideradas fueron todas aquellas referidas al apoyo al sector agropecuario y forestal tales como carpas solares o silos agropecuarios; todas aquellas referidas a la construcción de infraestructura de riego tales como atajados o qhotañas; todos los gastos de apoyo del sector turismo tales como albergues turísticos o rutas turísticas; todos los gastos referidos al apoyo al sector artesanal/manufacturero tales como construcción de talleres artesanales; todos los gastos referidos a la asistencia técnica directa del Estado hacia el sector productivo privado tales como centros de capacitación productiva o asistencia técnica productiva; todos los gastos referidos a los intentos estatales destinados a fomentar la comercialización de productos tales como organización de ferias productivas; todos los gastos destinados a la construcción de gaviones, defensivos y muros de contención;<sup>6</sup> todos los gastos destinados a la apertura de caminos vecinales.<sup>7</sup>

En una segunda etapa, se decidió analizar la composición de los gastos de “Apoyo al Sector Productivo”. En el caso del gasto de las gobernaciones, la disponibilidad de información limitó el análisis a tres sub-categorías: gasto en el sector Turismo, gasto en el sector Minero e Hidrocarburífero y gasto en el sector Agropecuario y Forestal. Con el fin de poder asegurar la comparabilidad del gasto entre gobernaciones y municipios, estas tres sub-categorías fueron mantenidas en el caso de los municipios. No obstante, la disponibilidad de información permitió agregar otras sub-categorías: gasto en el sector Manufacturero o Artesanal; Asistencia Técnica y Otros Servicios; Fomento a la Comercialización; Defensa de Medios de Producción;<sup>8</sup> Caminos;<sup>9</sup> y, Otros/sin Determinar.

Finalmente, el grado de desagregación de la información fiscal permitió analizar la composición del gasto *efectuado por los municipios* en el sector Agropecuario y Forestal. Este análisis detallado se justifica por la importancia relativa que este gasto tiene dentro del total en Apoyo al Sector Productivo pero, sobre todo, por las particularidades que el sector presenta en el caso de la economía boliviana. Por un lado, se trata de uno de los sectores que más mano de obra absorbe en la economía boliviana. De hecho, de acuerdo a las cifras oficiales del INE, al menos un tercio de

---

<sup>5</sup> Debido al nivel de desagregación de la información, esta incorporación fue posible tan sólo en el caso del gasto de los municipios.

<sup>6</sup> La re-clasificación del gasto en gaviones, defensivos y/o muros de contención -frecuentemente, aunque no sólo, clasificado como gasto de gestión de riesgos o protección ambiental- considera que estos gastos permiten proteger los medios de producción del sector productivo privado.

<sup>7</sup> La re-clasificación del gasto de apertura de caminos vecinales -originalmente clasificado dentro del gasto en infraestructura básica- considera que estos gastos permiten tal reducción en los costos de transacción que hace rentables determinadas actividades que serían económicamente insostenibles sin la apertura de tales caminos.

<sup>8</sup> Esta sub-categoría incluye el gasto en gaviones, defensivos y muros de contención.

<sup>9</sup> Esta sub-categoría incluye los gastos en apertura de caminos vecinales.

la población ocupada boliviana señala que su actividad principal se encuentra en el sector de la Agricultura, Ganadería y Caza.<sup>10</sup> Por otro lado, se trata de uno de los sectores más atrasados de la economía boliviana. A modo de ejemplo, obsérvese que la productividad promedio de la producción de papa o trigo en Bolivia fue cuatro veces inferior a la productividad de estos productos en Chile entre 2006 y 2011; o que la productividad de la papa en Perú fue dos veces superior a la productividad de la papa en Bolivia durante el mismo período de tiempo.<sup>11</sup>

La primera sub-categoría considerada en este análisis contiene todas las partidas relacionadas con la construcción o puesta en funcionamiento de infraestructura de riego. La segunda se denominó Dotación de Factores de Producción e incluye todos aquellos gastos relativos a capital físico, maquinaria, herramientas y/o insumos agropecuarios que no estén directamente relacionados con la infraestructura de riego. La tercera agrupa todos los gastos relativos a la provisión de semillas, plantines o crías. Luego, la preeminencia de gastos tales como ferias agropecuarias indujo a la creación de una cuarta categoría que agrupase todo el gasto municipal destinado a la comercialización de productos. Igualmente, la existencia de diversas partidas de asistencia técnica o provisión de diversos servicios por parte de los municipios permitió la creación de una quinta partida independiente. Una sexta sub-categoría se halla relacionada con todo el gasto efectuado en el sector forestal. La existencia de gastos cuya definición eran tan genérica que hacía imposible su asignación en cualquiera de las demás categorías determinó la creación de una última sub-categoría denominada “Gastos No Divisibles”.<sup>12</sup>

Por último, se creó una sub-categoría denominada Transferencia Tecnológica que incluyó diversos gastos que, a priori, permitirían incrementar el valor agregado o diversificar la producción agropecuaria. Esta sub-categoría agrupa gastos tales como transferencia tecnológica, industrialización, mejoramiento genético, implementación de nuevas variedades agropecuarias, incremento de la competitividad, fomento a producción agro-ecológica y/o producción integral. Si bien ésta es una definición bastante amplia de transferencia tecnológica, su análisis permite acercarnos al objetivo principal del presente trabajo: determinar si la intervención económica de las administraciones sub-nacionales desde 2006 permitió (o no) superar las falencias estructurales de los sectores más atrasados de la economía boliviana.

## **El gasto público de las gobernaciones**

El Gráfico N°1 refleja la evolución y estructura del gasto público agregado de las nueve gobernaciones que componen el país. El gráfico demuestra que el gasto fiscal total de las gobernaciones tendió a incrementarse de manera más o menos continua a lo largo del período 2006-2011.<sup>13</sup> Se observa también que la partida más

<sup>10</sup> Este ratio se incrementa al 75% en el caso de la población rural.

<sup>11</sup> Esta información fue obtenida en el portal estadístico de la FAO.

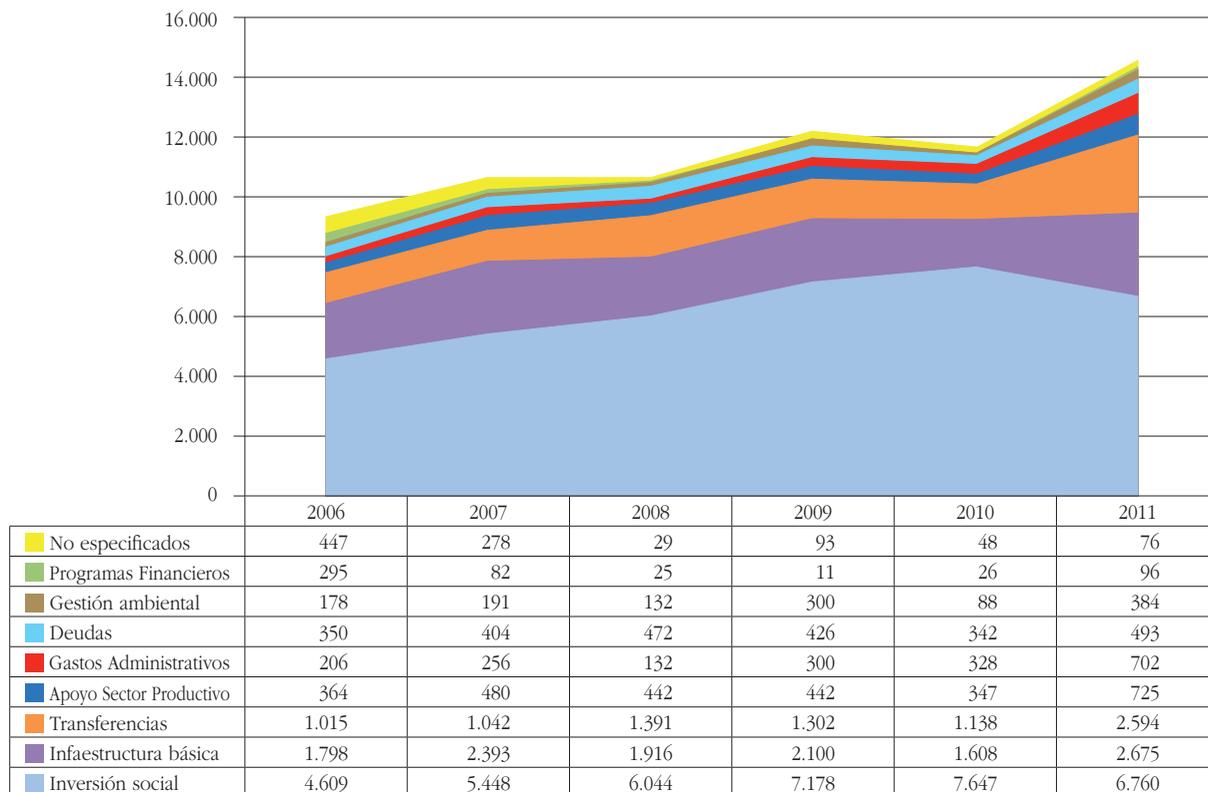
<sup>12</sup> Incluye gastos tales como Apoyo al Sector Agropecuario o Promoción de Proyectos Productivos.

<sup>13</sup> La tasa de crecimiento promedio anual a lo largo de este período fue de 9%. Sin embargo, la tasa de crecimiento promedio anual en términos reales fue inferior, en torno al 1.6% anual.

beneficiada de este incremento fue el gasto público social. Asimismo, resalta la cantidad de recursos destinados al gasto en infraestructura básica, si bien su importancia relativa tendió a mantenerse constante a lo largo del período. De hecho, estas dos partidas absorbieron, en promedio, 73% del gasto público total de las gobernaciones entre 2006 y 2011.

### Gráfico N° 1

#### Composición del gasto total de las gobernaciones, 2006-2011 (millones de Bs)



Fuentes: Base de datos Presupuestos de Gobiernos Subnacionales CEDLA. Elaboración propia.

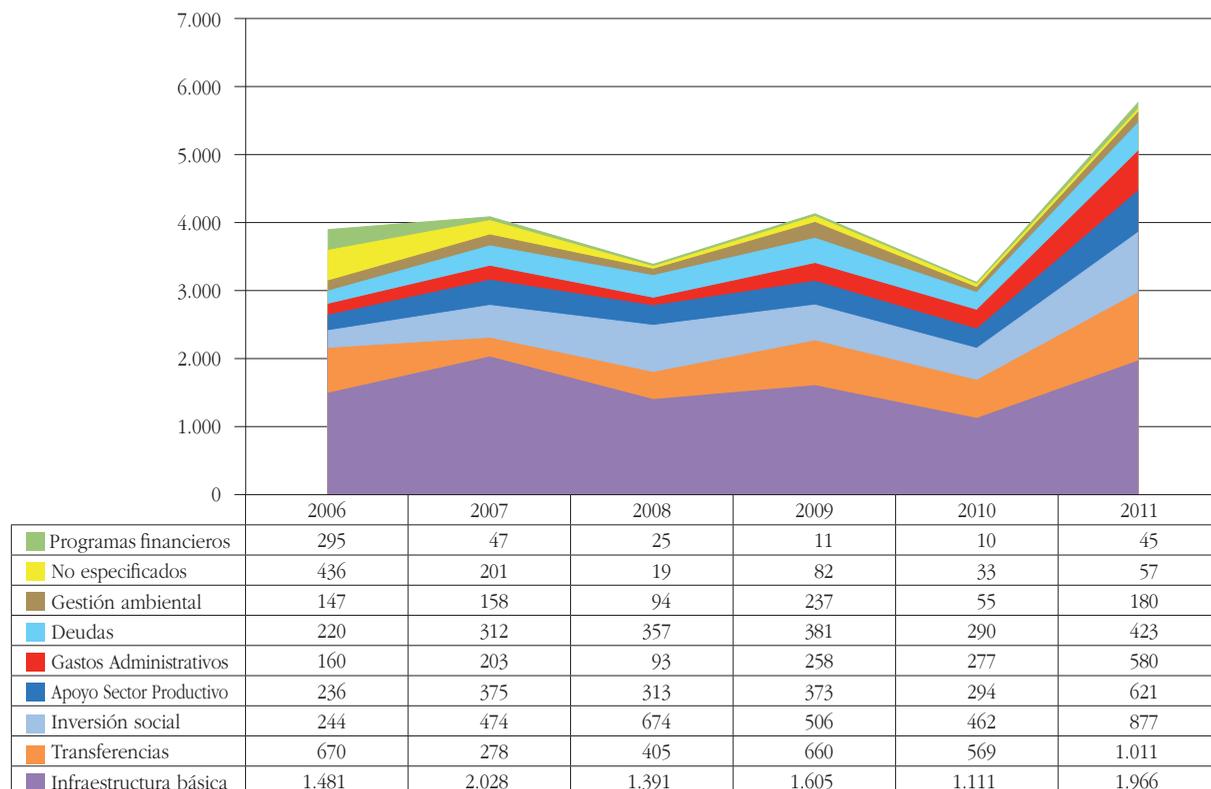
El Gráfico N° 2 repite el anterior ejercicio concentrando el análisis tan sólo en aquellos recursos provenientes del Impuesto Directo a los Hidrocarburos y de las Regalías hidrocarburíferas. A diferencia del anterior, este gráfico muestra que los recursos fiscales provenientes del excedente hidrocarburífero se mantuvieron más o menos constantes –con la excepción de 2011, en torno a Bs. 4.000 millones.<sup>14</sup> De todas maneras, el gráfico resalta una vez más la preponderancia fiscal de las dos partidas antes mencionadas. De hecho, si bien esta vez el mayor protagonismo recae en el gasto en infraestructura básica, se observa que ésta partida y el gasto público

<sup>14</sup> Nótese igualmente que la tasa de crecimiento promedio anual de los gastos en términos reales fue de 0.3% anual entre 2006 y 2011.

social absorbieron, en promedio, el 53% del excedente fiscal hidrocarburífero a lo largo del período bajo análisis.<sup>15</sup>

### Gráfico N°2

#### Composición del gasto total de las gobernaciones proveniente del excedente fiscal hidrocarburífero, 2006-2011 (millones de Bs)



Fuentes: Base de datos Presupuestos de Gobiernos Subnacionales CEDLA. Elaboración propia.

Nota: El excedente fiscal hidrocarburífero hace referencia a los ingresos fiscales provenientes del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y de las regalías hidrocarburíferas.

Un elemento que llama particularmente la atención en ambos gráficos es el carácter constantemente marginal del gasto en apoyo al sector productivo. De hecho, la Tabla N°2 muestra que la importancia relativa de éstos gastos fue inferior al 5% del total de gastos de las gobernaciones entre 2006 y 2011.<sup>16</sup> En cuanto a la importancia

<sup>15</sup> Los Gráficos N° 1 y 2 resaltan también la importancia relativa de los gastos por transferencias de las gobernaciones. Esta partida se hallaba dentro del Gasto No Asignable y el nivel de desagregación de la base de datos impide saber con certeza el destino o naturaleza de estas transferencias. De todas maneras, nótese que, de acuerdo al Clasificador Presupuestario elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (2013: 70-74), las transferencias totales se pueden dividir en Transferencias Corrientes y Transferencias de Capital. Cada una de éstas, a su vez, se pueden dividir en Transferencias al Sector Privado, al Sector Público No Financiero por Participación en Tributos, al Sector Público No Financiero por Subvenciones o Subsidios, al Sector Público Financiero y al Exterior.

<sup>16</sup> En contraste, la importancia relativa del gasto público social, de la infraestructura básica y de las transferencias se ubicaron en torno al 55%, 18% y 12% del gasto total, respectivamente.

relativa de este gasto en todo aquel gasto financiado mediante el excedente hidrocarburífero resalta un incremento inicial que tendió a estabilizarse en torno al 10%, una vez más inferior al de otras categorías.<sup>17</sup>

**Tabla N° 2**

**Gasto de las gobernaciones en Apoyo al Sector Productivo, 2006-2011 (Millones de Bs. 2000; %)**

		2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gasto total real	Apoyo Sector Productivo	298,99	363,34	293,00	284,70	208,85	407,91
	% Total	3,93	4,54	4,17	3,63	3,00	5,00
Gasto total real financiado por el excedente hidrocarburífero	Apoyo Sector Productivo	194,04	283,51	207,43	240,42	176,94	349,61
	% Total	6,07	9,20	9,27	9,07	9,48	10,78

Fuentes: Datos fiscales: Base de datos Presupuestos de Gobiernos Subnacionales CEDLA. Índice de Precios al Consumidor: INE (2011).  
Elaboración propia.

De todas maneras, no se puede desconocer que los gastos productivos financiados mediante el excedente hidrocarburífero se expandieron en términos *reales*. Ello podría hacer suponer que la nueva legislación sobre el sector hidrocarburífero generó una especie de “efecto rebalse” y permitió la dinamización de los gastos de apoyo al sector productivo -más allá de que ésta no fuese la categoría más beneficiada. Con el fin de explorar la anterior hipótesis, la Tabla N° 3 presenta la distribución del gasto en apoyo al sector productivo entre 2006 y 2011 y demuestra que el sector agropecuario acaparó, en promedio, *al menos* el 70% del gasto en apoyo al sector productivo efectuado por las gobernaciones del país. Esta situación representaría, a priori, un elemento positivo pues indicaría que las rentas generadas en uno de los sectores más modernos del país -hidrocarburos- son transferidas hacia uno de los sectores más retrasados de la economía. Sin embargo, la Tabla N°4 sugiere que tal transferencia de recursos no fue necesariamente relevante desde el punto de vista económico ya que el gasto agrícola financiado por las rentas hidrocarburíferas fue equivalente, en términos agregados, a menos del 5% del PIB agropecuario *nacional*.

<sup>17</sup> Específicamente, nótese que la importancia relativa del gasto en infraestructura básica, de las transferencias y del gasto público social se ubicaron en torno al 40%, 15% y 13% del gasto total financiado por el excedente hidrocarburífero.

**Tabla N° 3**

**Composición del gasto de Apoyo al Sector Productivo de las gobernaciones proveniente del excedente fiscal hidrocarburífero, 2006-2011 (promedio sobre el total, %)**

	2006-2011		
	Sector Turismo	Sector Minero e Hidrocarburífero	Sector Agropecuario y Forestal
<b>Chuquisaca</b>	6,16	8,85	84,99
La Paz	14,91	13,89	71,20
Cochabamba	0,50	17,56	81,93
Oruro	22,69	6,06	71,25
Potosí	6,57	16,15	77,27
Tarija	5,18	0,36	94,45
Santa Cruz	9,10	2,84	88,06
Beni	8,08	0,00	91,92
Pando	22,65	0,00	77,35
Agregado	7,34	4,47	88,20

Fuentes: Ver Gráfico N°2.

**Tabla N° 4**

**Gasto en el Sector Agropecuario y Forestal de las gobernaciones proveniente del excedente fiscal hidrocarburífero como porcentaje del PIB agrario departamental, 2006-2011 (%)**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Tarija	13,23	24,42	23,82	25,74	21,92	42,40
Potosí	1,08	5,22	7,45	3,99	2,02	6,51
Pando	19,50	23,86	0,36	0,97	3,86	5,45
Chuquisaca	1,01	1,82	2,56	4,87	4,26	3,58
Oruro	6,23	13,24	8,89	8,66	4,86	3,18
Beni	1,36	3,32	0,26	0,84	0,73	2,31
Cochabamba	3,45	0,00	1,38	2,52	0,62	1,64
Santa Cruz	0,47	0,60	0,34	0,50	0,23	0,55
La Paz	0,02	0,06	0,57	0,18	0,12	0,08
<b>Bolivia</b>	<b>1,99</b>	<b>2,86</b>	<b>2,31</b>	<b>2,52</b>	<b>1,87</b>	<b>3,45</b>

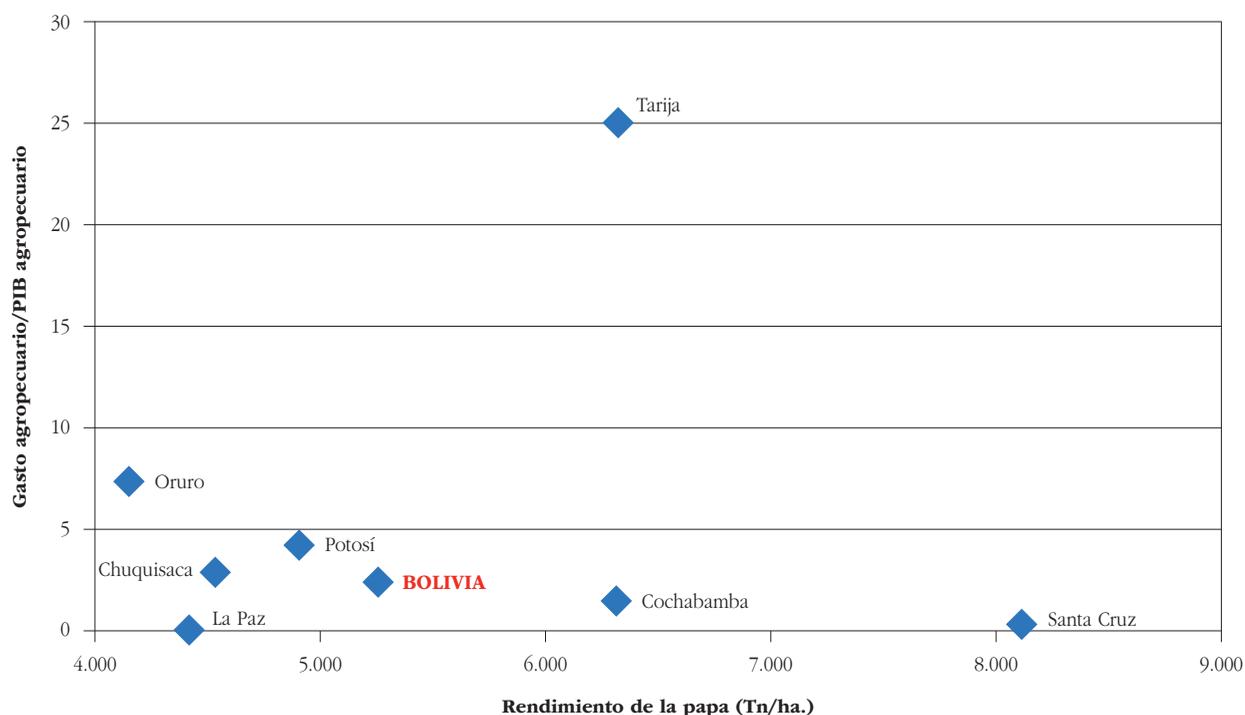
Fuentes: Datos fiscales: Base de datos Presupuestos de Gobiernos Subnacionales CEDLA. PIB de los departamentos: INE (2011). Elaboración propia.

Una vez más, no obstante, no se puede ignorar la existencia de cierto grado de variabilidad en la relevancia económica del gasto en el sector agropecuario y forestal

efectuado por cada una de las gobernaciones. Así, si bien en términos agregados la intervención de las gobernaciones difícilmente estaría promoviendo una sustancial transformación del sector agropecuario, pareciera que la capacidad de impacto de cada una de éstas fue heterogénea a lo largo de los últimos años. Los Gráficos N°3 y N°4 profundizan sobre esta cuestión contrastando el ratio *promedio* entre 2006 y 2011 del gasto agropecuario financiado por las rentas hidrocarburíferas sobre el PIB agropecuario, frente al rendimiento *promedio* departamental de la papa y del maíz. Estos dos productos fueron elegidos ya que ambos son los productos agropecuarios de mayor cobertura nacional; son productos claves en la configuración de la soberanía alimentaria del país; y son bienes preponderantemente –aunque no únicamente- producidos por medianos y pequeños productores (ver Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras, 2012). El supuesto de partida de este ejercicio considera que, si la intervención de las gobernaciones en la economía estuvo dirigida a superar las restricciones estructurales del sector agropecuario, cabría esperar que el gasto en este sector fue mayor en aquellas regiones donde los rendimientos o productividad agropecuaria eran menores al principio del período bajo análisis; es decir, cabría esperar que el gasto productivo de las gobernaciones hubiese fomentado, *al menos*, la convergencia de los rendimientos agrícolas *dentro* del país.

### Gráfico N°3

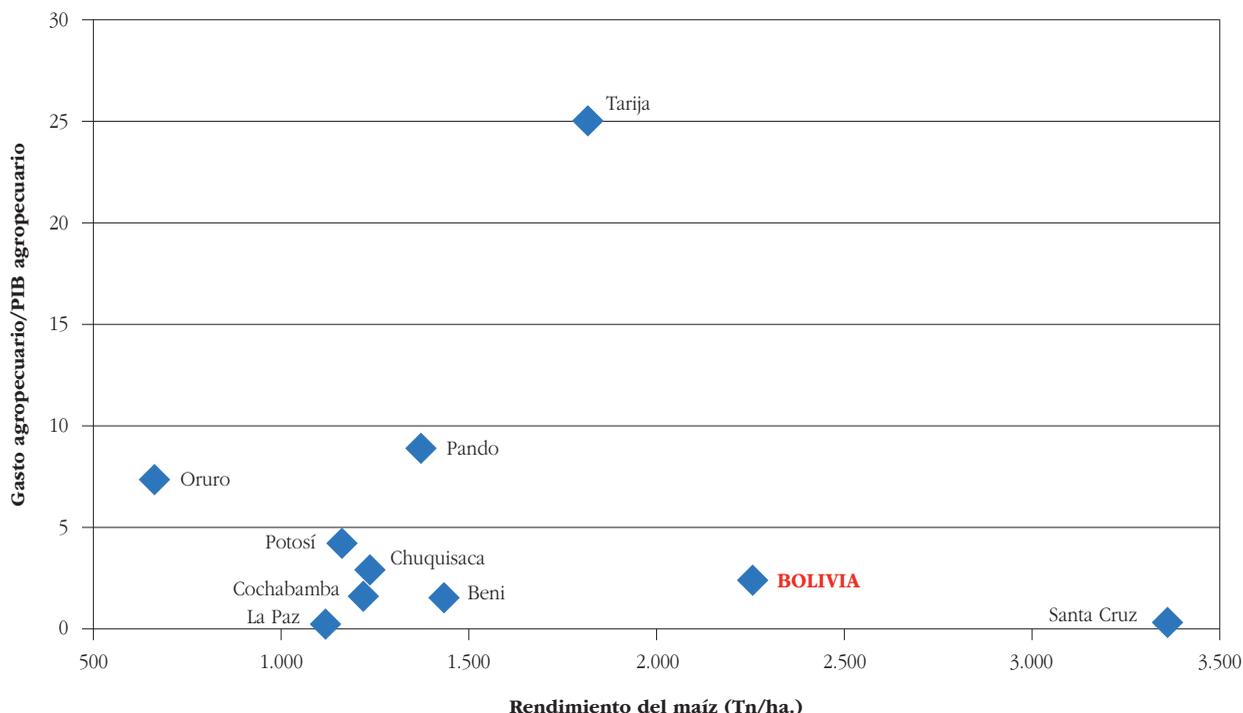
**Relación entre el gasto en Apoyo al Sector Agropecuario promedio como porcentaje del PIB agropecuario (2006-2011) y rendimiento de la papa (2006-2007)**



Fuentes: Datos fiscales: Base de datos Presupuestos de Gobiernos Subnacionales CEDLA; datos agropecuarios: Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras (2012). Elaboración propia.

#### Gráfico N°4

### Relación entre el gasto en Apoyo al Sector Agropecuario promedio como porcentaje del PIB agropecuario (2006-2011) y rendimiento del maíz (2006-2007)



Fuentes: Ver Gráfico N° 3.

El análisis de los gráficos muestra, sin embargo, que tal relación negativa entre productividad agrícola al principio del período bajo análisis y cantidad de dinero estatal invertido en el sector no se verificó en varios casos. En efecto, si bien tal condición pareciera cumplirse en el caso de Oruro y Pando, resalta que el gasto agropecuario en algunos de los departamentos de menor productividad agrícola -Chuquisaca, La Paz y Potosí- se halló entre los más bajos del conjunto de las gobernaciones. En contraste, llama la atención que el gasto agropecuario en Tarija -donde la productividad agrícola se halla cercana al promedio nacional- fue sumamente superior al del resto de gobernaciones. Si bien la base de datos impide determinar el origen específico de este gasto, es posible pensar que esta considerable transferencia de recursos desde el sector hidrocarburífero hacia el sector agropecuario se origina en el denominado Programa Solidario Comunal (PROSOL). Así, considerando los datos presentados precedentemente y dado que el PROSOL fue creado exclusivamente para fomentar al sector productivo campesino,<sup>18</sup> resalta la necesidad de un estudio

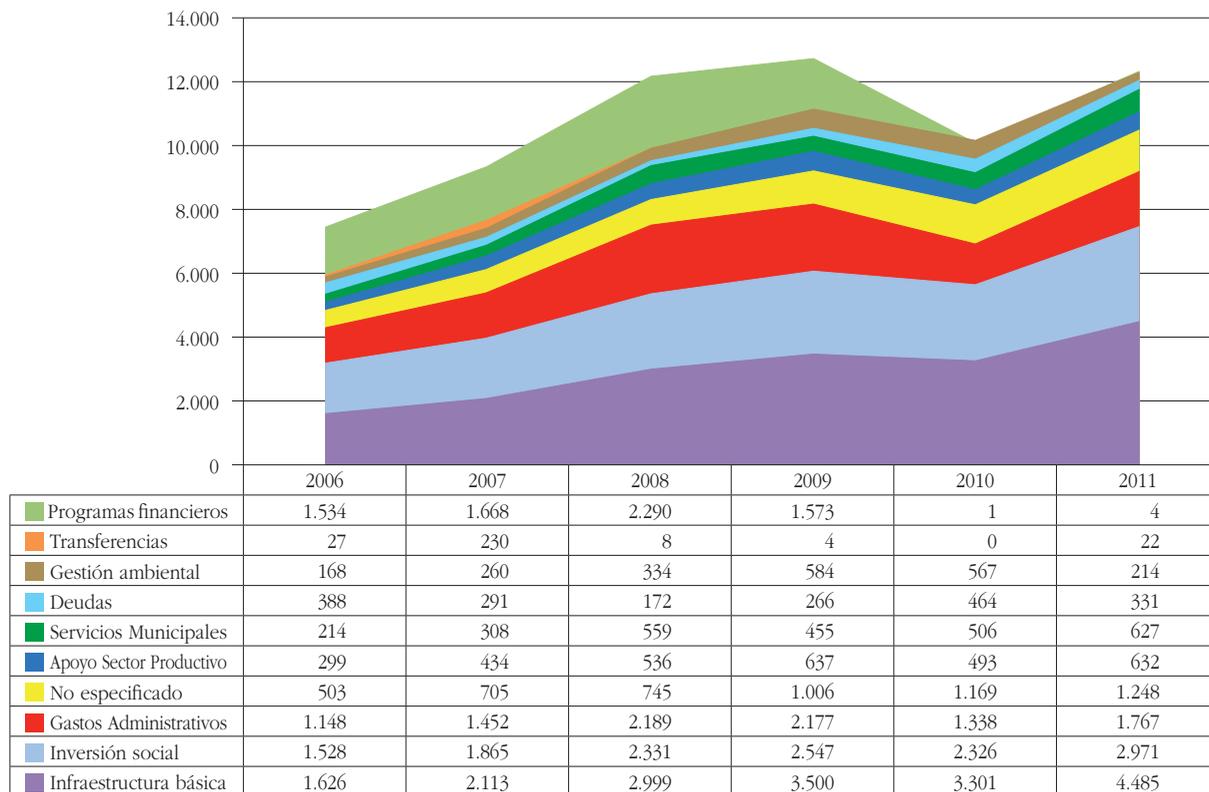
<sup>18</sup> De acuerdo a la página oficial del programa: “La Misión del PROSOL es fortalecer y reconocer la producción comunitaria como política pública departamental para cumplir óptimamente el rol de mantención de la seguridad y soberanía alimentaria en el mejoramiento de la calidad de vida de las familias campesinas e indígenas del Departamento de Tarija”. Este programa consiste en la transferencia directa de dinero originado en las regalías hidrocarburíferas hacia las diferentes comunidades campesinas que componen el departamento (ver exposición de Carlos Villavicencio en el seminario “Mecanismos de Financiación a la actividad agropecuaria de Bolivia: aportes desde Tarija”, celebrado el 25 de mayo de 2012).

de caso destinado a analizar el impacto que tuvo esta política sobre la evolución del sector agropecuario tarijeño.

### El gasto público de los municipios

El Gráfico N°5 presenta la evolución y estructura del gasto público agregado de todos los municipios del país y resalta la existencia de un incremento continuo.<sup>19</sup> Destaca, asimismo, que la categoría más beneficiada de tal incremento fue el gasto público social; de hecho, su importancia relativa sobre el total gastado se amplió desde el 20% (2006) hasta el 36% (2011). El gasto en infraestructura básica también se benefició de la expansión del gasto municipal, si bien el cambio en su importancia relativa no fue tan pronunciado -del 22% del total del gasto en 2006 al 24% en 2011.<sup>20</sup>

**Gráfico N° 5**  
**Composición del gasto total municipal, 2006-2011**  
**(millones de Bs)**



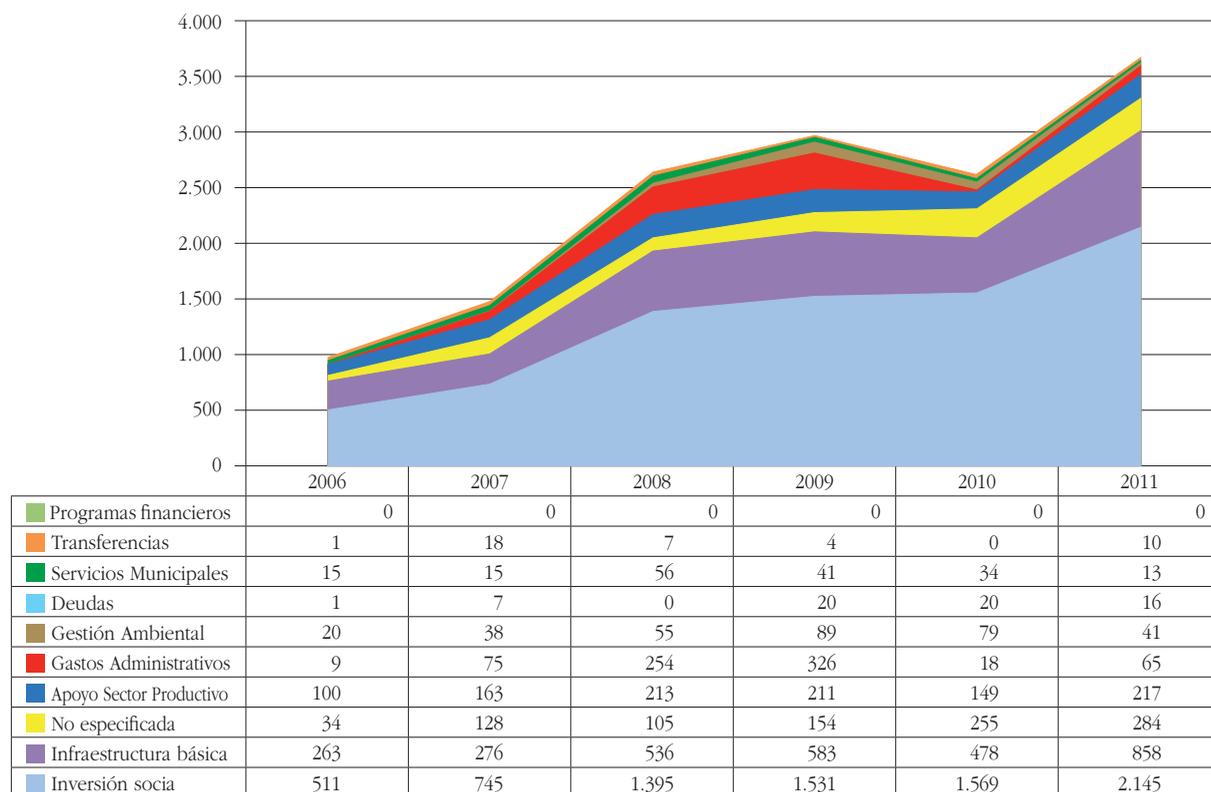
Fuentes: Base de datos Presupuestos de Gobiernos Subnacionales CEDLA. Elaboración propia.

<sup>19</sup> La tasa de crecimiento promedio anual entre 2006 y 2011 fue del 11% en términos nominales y del 2% en términos reales.

<sup>20</sup> Durante el período 2006-2009 sorprende también el tamaño de los denominados programas financieros, específicamente, de los activos financieros. De acuerdo al Clasificador Presupuestario del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (2013: 62-65), esta partida hace referencia a la compra de acciones, participaciones de capital, concesión de préstamos de acuerdo a normativa vigente y adquisición de títulos y valores. A pesar de la revisión de diversos documentos oficiales es difícil determinar cuál fue el destino de estos recursos a partir del año 2010.

El Gráfico N°6 repite el ejercicio anterior concentrando el análisis en el destino de aquellos recursos generados por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos. A diferencia del caso de las gobernaciones, el gráfico sugiere que las disponibilidades municipales provenientes del excedente hidrocarburífero se incrementaron de forma continua a lo largo del período 2006-2011.<sup>21</sup> Eso sí, las dos categorías más beneficiadas por tal incremento fueron una vez más el gasto público social y el gasto en infraestructura. La primera incrementó su peso relativo desde el 53% del total (2006) hasta el 59% (2011) y la segunda mantuvo una importancia relativa más o menos constante en torno al 20% del total. Así, ambas partidas representaron, en promedio, tres cuartos del total de recursos generados por el IDH.

**Gráfico N° 6**  
**Composición del gasto total municipal proveniente del excedente fiscal hidrocarburífero, 2006-2011**  
**(millones de Bs)**



Fuentes: Base de datos Presupuestos de Gobiernos Subnacionales CEDLA. Elaboración propia.

Nota: El excedente fiscal hidrocarburífero hace referencia a los ingresos fiscales del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).

En cuanto a la importancia relativa del gasto en apoyo al sector productivo, la Tabla N°5 resalta que este gasto tuvo también un carácter marginal en el caso de los

<sup>21</sup> La tasa de crecimiento promedio anual entre 2006 y 2011 fue del 30% en términos nominales y del 20% en términos reales.

municipios. Por un lado, en sintonía con lo encontrado para las gobernaciones, se observa que su importancia relativa no fue superior al 5% del gasto total. Peor aún, se observa una caída en la importancia relativa desde el 10% hasta el 5% del total del gasto financiado por el excedente hidrocarburífero.

**Tabla N°5**  
**Gasto municipal en Apoyo al Sector Productivo, 2006-2011**  
**(Millones de Bs. 2000; %)**

		2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gasto total real	Apoyo Sector Productivo	245,91	328,41	355,88	410,53	296,75	355,89
	% Total	4,02	4,66	4,41	5,01	4,85	5,14
Gasto total real financiado por el excedente hidrocarburífero	Apoyo Sector Productivo	82,18	123,40	141,46	135,93	89,56	121,94
	% Total	10,48	11,14	8,14	7,12	5,72	5,94

Fuentes: Ver Tabla N° 2.

Una vez más, no obstante, importa identificar qué sectores fueron los más beneficiados por el incremento en el gasto de apoyo al sector productivo en *términos reales*. Al igual que en el caso de las gobernaciones, la Tabla N° 6 resalta que la mayor parte de los recursos provenientes del excedente fiscal hidrocarburífero se destinaron al sector agropecuario y forestal; de hecho, esta categoría absorbió, al *menos*, el 70% del IDH entre 2006 y 2011. La tabla muestra también una caída en la importancia relativa del gasto en turismo a lo largo del período bajo análisis y, en contraste, un incremento en la importancia relativa del gasto en apertura de caminos vecinales. En cuanto a las demás categorías, resalta el mantenimiento de una importancia relativamente pequeña a lo largo de todo el período estudiado.

**Tabla N° 6**  
**Composición del gasto municipal en Apoyo al Sector Productivo proveniente del excedente fiscal hidrocarburífero, 2006-2011 (%)**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Agropecuario y Forestal	71,92	70,40	72,18	76,03	72,57	70,90
Apertura de Caminos Vecinales	8,41	6,82	10,01	6,37	7,43	12,28
Servicios	2,35	3,11	2,79	5,16	4,61	6,63
Turismo	13,52	13,33	8,91	8,44	8,55	4,85
Manufacturas/ Artesanía	2,10	3,14	3,71	2,92	3,70	2,91
Defensa medios producción	1,33	2,12	2,38	1,06	2,88	2,14
Sin determinar	0,37	1,05	0,02	0,01	0,24	0,27
Extractivas	0,00	0,04	0,01	0,00	0,03	0,02

Para poder identificar el impacto económico de tales cambios se requiere, una vez más, comparar la magnitud del apoyo estatal con relación al PIB sectorial. Debido a la inexistencia de estimaciones de PIB municipal, este ejercicio requiere la agregación del gasto realizado por todos los municipios de un mismo departamento y la comparación de tal gasto con el PIB sectorial departamental. La Tabla N° 7 presenta los cálculos relativos al gasto en apoyo al sector agropecuario y forestal –el gasto productivo más significativo de los municipios. Esta vez la tabla no sólo presenta la información relativa a los gastos financiados mediante el excedente hidrocarburífero (IDH), sino también aquellos relativos al conjunto de gastos de los municipios.<sup>22</sup> Con relación a estos últimos, la evidencia cuantitativa sugiere que los únicos casos donde el apoyo al sector agropecuario presentó cierta relevancia económica fueron Oruro y Tarija, casos donde los ratios se hallaron en torno al 10%.

**Tabla N° 7**  
**Gasto en el Sector Agropecuario y Forestal de los municipios total y proveniente del excedente fiscal hidrocarburífero como porcentaje del PIB agrario departamental, 2006-2011 (%)**

	2006		2007		2008		2009		2010		2011	
	Total	IDH										
Tarija	5,61	1,77	15,80	5,25	13,51	5,65	15,45	6,52	10,62	1,68	12,25	2,14
Oruro	5,93	3,83	9,95	7,13	11,57	6,72	9,84	5,80	9,19	4,49	10,69	5,60
Potosí	4,88	1,52	5,80	2,83	5,54	3,00	6,57	2,50	6,80	2,08	6,32	2,62
Chuquisaca	3,20	0,87	4,39	1,85	4,99	1,96	4,89	1,76	3,62	1,38	4,42	2,06
Pando	9,57	9,49	5,14	50,83	7,94	4,96	5,13	4,70	4,03	3,40	5,38	4,53
Cochabamba	2,37	0,53	3,26	1,23	3,13	0,92	3,68	1,01	3,19	0,80	4,01	0,99
La Paz	2,29	0,36	1,90	0,59	2,52	0,90	6,56	0,92	2,27	0,56	2,65	0,61
Beni	1,34	0,86	0,84	0,37	1,51	1,19	1,21	0,97	0,92	0,77	1,17	0,97
Santa Cruz	0,60	0,12	0,46	0,18	1,38	0,17	0,60	0,15	0,36	0,12	0,48	0,13
<b>Bolivia</b>	<b>2,01</b>	<b>0,72</b>	<b>2,61</b>	<b>2,11</b>	<b>3,17</b>	<b>1,22</b>	<b>3,57</b>	<b>1,18</b>	<b>2,37</b>	<b>0,75</b>	<b>2,79</b>	<b>0,95</b>

Fuentes: Ver Tabla N°4.

En cuanto a los recursos financiados por el IDH, la tabla muestra que los municipios orureños fueron los únicos donde la inversión efectuada en el sector agropecuario y forestal fue equivalente al 5% del PIB sectorial. En el caso de los municipios de Tarija y Potosí, el gasto fue equivalente al 3% del PIB agropecuario de estos departamentos.

<sup>22</sup> Esta decisión responde al hecho de que la importancia relativa del gasto en Apoyo al Sector Productivo disminuyó en el caso del gasto financiado por el IDH pero se mantuvo en el caso del gasto municipal agregado. Bajo estos antecedentes, se podría afirmar que el gasto en apoyo al sector agropecuario financiado por el IDH perdió representatividad a lo largo del período bajo análisis. Así, con el fin de evaluar tal posibilidad y para asegurar la robustez de las conclusiones se decidió presentar la información relativa tanto al gasto total, como aquel financiado por el IDH.

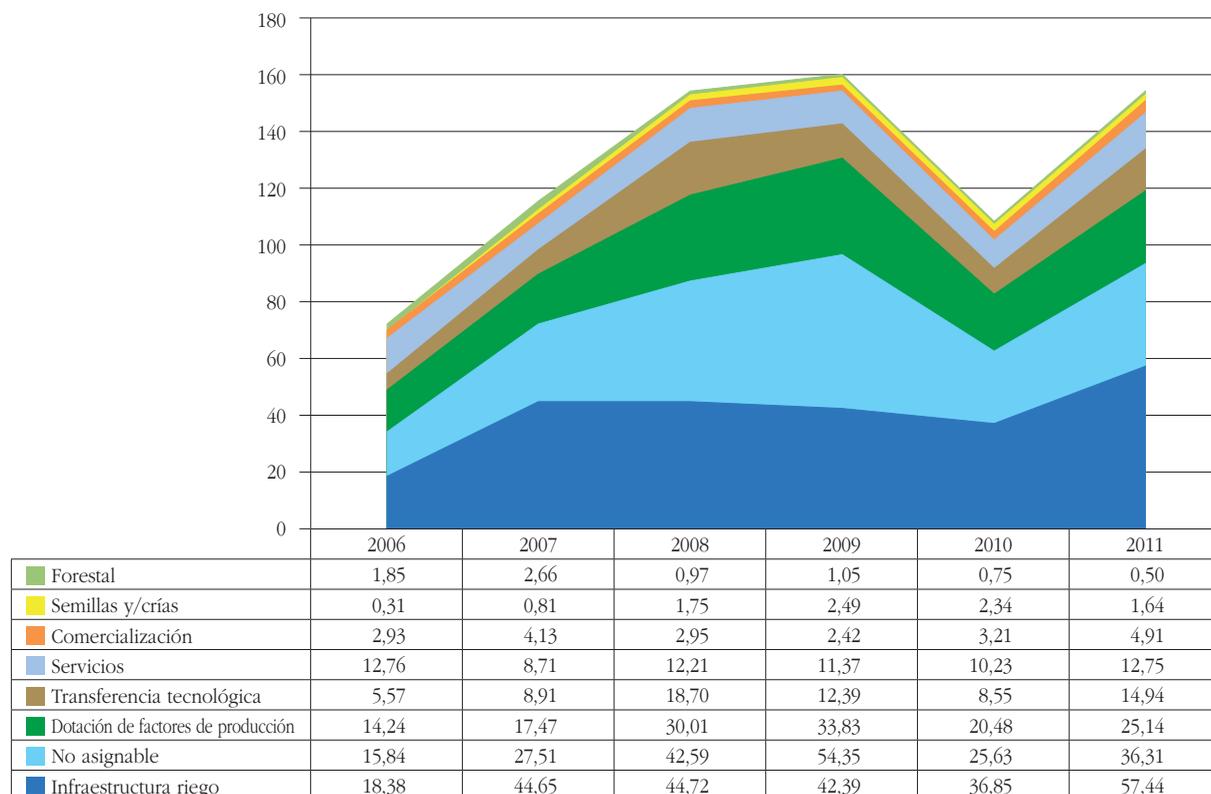
En el caso de los municipios de Chuquisaca resalta un tímido incremento en la equivalencia del gasto de menos del 1% (2006) a un poco más del 2% (2011). En cuanto al caso de los municipios de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz, se observa que el gasto fue equivalente a menos del 1% del PIB agropecuario de estos departamentos. Así, en contraste con el gasto efectuado por las gobernaciones, es difícil identificar la existencia de algún proceso económicamente significativo de transferencias de recursos desde el sector hidrocarburífero hacia el sector agropecuario.

Se podría argumentar que, más allá de su escasa magnitud, la calidad del gasto en apoyo al sector agropecuario efectuado por los municipios fue lo suficientemente buena como para superar las restricciones estructurales del sector. Esta hipótesis fue analizada a través del estudio de la composición del gasto municipal en apoyo al sector agropecuario y forestal (Gráfico N° 7). La evidencia encontrada muestra que gran parte de este gasto se destinó a la construcción de infraestructura de riego; de hecho, esta partida absorbió, en promedio, el 40% de los gastos en el sector agropecuario y forestal financiado por el IDH durante el período 2006-2011. Igualmente, resalta la importancia relativa del gasto en dotación de maquinaria, herramientas o insumos agropecuarios –ésta representó, en promedio, 24% del gasto en el sector agropecuario y forestal. Así, si bien son necesarios nuevos estudios que permitan identificar el impacto de estos gastos sobre los rendimientos agrícolas, no se puede desconocer que dos tercios del gasto de los municipios destinados (y financiados por el IDH) al sector agropecuario, fueron utilizados en proyectos que exigen un escaso tiempo de maduración y tienden a privilegiar la construcción civil.

En contraste, se observa que el gasto en transferencia tecnológica –un gasto que, a priori, permitiría superar las falencias estructurales del sector agropecuario- mantuvo una importancia relativa menor durante el período analizado; en promedio, alrededor del 12% del gasto municipal destinado al sector agropecuario, tanto en el caso de los ingresos totales como en el caso de los gastos financiados por el IDH. Esta marginalidad permite cuestionar la idea de un gasto productivo municipal cualitativamente transformador entre 2006 y 2011. De todas maneras, esta hipótesis no será completamente rechazada hasta que se puedan elaborar estudios de caso en algunos municipios –tales como Caranavi, Achacachi o Padcaya- donde se identificó una *mejor* composición del gasto en apoyo al sector agropecuario y forestal.

**Gráfico N° 7**

**Composición del gasto municipal en apoyo al sector Agropecuario y Forestal proveniente del excedente fiscal hidrocarburífero, 2006-2011 (millones de Bs)**



Fuentes: Ver Gráfico N° 6.

### Conclusiones y propuestas de futuras investigaciones

El presente estudio caracterizó la evolución y distribución del gasto público sub-nacional entre 2006 y 2011. El estudio resaltó que el incremento en las disponibilidades fiscales de las gobernaciones y municipios del país no generó ningún incremento en la importancia relativa de aquellas partidas que posibilitarían un cambio en la matriz productiva. Igualmente, el análisis mostró que el aumento en el gasto absoluto efectuado en el sector agropecuario y forestal -la categoría productiva que más recursos absorbió- fue marginal desde el punto de vista económico -inferior al 5% del PIB agropecuario tanto en el caso de gobernaciones como municipios. Más aún, la evidencia parcial sugiere que la composición de este gasto tendió más a fomentar proyectos de escasa maduración que aquellas partidas que permitirían superar las restricciones estructurales del sector. Así, pareciera que el nuevo protagonismo fiscal de las unidades administrativas sub-nacionales (2005) se halla aún lejos de consolidar una intervención estatal capaz de superar la excesiva dependencia de la economía frente a las rentas generadas en el sector extractivo.

De todas maneras, a lo largo de la elaboración del presente trabajo surgieron diferentes interrogantes cuya respuesta brindarían mayor robustez a la conclusión previamente presentada. Por un lado, se requiere analizar con mayor detalle la composición e impacto económico y social del gasto público social y del gasto en infraestructuras. Por otro lado, se requiere de una investigación concreta que analice las causas, el funcionamiento y el impacto de los gastos financiados por el excedente hidrocarburífero e invertidos en el sector agropecuario en el caso de la Gobernación de Tarija. Finalmente, se requiere de futuras investigaciones que identifiquen las causas y consecuencias de la mayor importancia relativa y *mejor* composición del gasto en apoyo al sector productivo en municipios concretos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### **ESPADA, J.L.**

2009 *La renta de hidrocarburos en las Finanzas Prefecturales (1997-2007). Estadísticas fiscales.* La Paz: CEDLA

-----

2011 *Financiamiento y gasto de las Gobernaciones: Autonomía sin reforma.* La Paz: CEDLA.

### **FERRUFINO, R.**

2007 “La Maldición de los recursos naturales. Enfoques, teorías y opciones”. *Coloqios Económicos Fundación Milenio*, 7, pp. 1-35.

### **GRAY, G**

(2003 “Crecimiento de base ancha: entre la espada y la pared”. *T'inkazos* 15.

### **GUZMÁN, J. C.; CRESPO, M.; GEMUCIO, T., y GADEA, C.**

2010 *Uso Productivo Del Excedente Hidrocarburífero. Propuesta de Creación Del Fondo Soberano de Las Regiones.* La Paz: PIEB.

### **HINOJOSA, L.**

2012 “Desafiando La Maldición de Los Recursos En Tarija: Pobreza y Política Social Financiada Por Las Rentas de Hidrocarburos”, en L. Hinojosa (ed.) *Gas y Desarrollo. Dinámicas Territoriales Rurales En Tarija- Bolivia.* La Paz: CER-DET/Fundación Tierra, pp. 171-195

### **LASERNA, R.**

2006 *La trampa del rentismo.* La Paz: Fundación Milenio.

### **McGUIGAN, C.**

2007 *Los beneficios de la inversión extranjera. ¿Cuáles fueron sus resultados en el sector de petróleo y gas en Bolivia?.* La Paz: CEDLA.

### **PAZ, V.; GRAY, G., JIMÉNEZ, W., y YÁÑEZ, E.**

2013 “Explaining low redistributive impact in Bolivia”. *Commitment to Equity Working Paper* N° 6.

### **PERES-CAJÍAS, J. A.**

2014 “Bolivian Public Finances, 1882-2010: The challenge to make social spending sustainable”. *Revista de Historia Económica/Journal of Iberian and Latin American Economic History* (en prensa).

**SINNOT, E.; NASH, J., y DE LA TORRE, A.**

2010 *Los Recursos Naturales en América Latina. ¿Más allá de bonanzas y crisis?*. Washington: Banco Mundial.

**WANDERLEY, F.**

2009 “Más allá del gas. Entre la base estrecha y la base ancha”, en: J. Crabtree, G. Gray, L. Whitehead,. *Tensiones irresueltas. Bolivia, pasado y presente*. La Paz: Plural.



*Con el apoyo de*



Gobierno del Principado de Asturias  
Consejería de Presidencia, Justicia e Igualdad

Agencia Asturiana de Cooperación al Desarrollo