

POLÍTICAS EN CORTOCIRCUITO

Nacionalización de la electricidad en Bolivia



Carlos Arze Vargas
Juan Carlos Guzmán Salinas

**POLÍTICAS
EN CORTOCIRCUITO**

**NACIONALIZACIÓN
DE LA ELECTRICIDAD
EN BOLIVIA**

POLÍTICAS EN CORTOCIRCUITO

NACIONALIZACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN BOLIVIA

Carlos Arze Vargas
Juan Carlos Guzmán

Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario – CEDLA;
Arze Vargas, Carlos; Guzmán, Juan Carlos.

Políticas en cortocircuito. Nacionalización de la electricidad en Bolivia por Carlos Arze Vargas y Juan Carlos Guzmán / CEDLA 2014.
Septiembre de 2014 / La Paz, Bolivia.

La Paz: CEDLA, Septiembre de 2014, xiv; 120 p.

I. t.

II. s.

DESCRIPTORES TEMÁTICOS

<SECTOR ELÉCTRICO> <CAPITALIZACIÓN> <PRIVATIZACIÓN> <BALANCE ENERGÉTICO> <IMPUESTOS> <TARIFAS> <POLÍTICA ECONÓMICA> <DISTRIBUCIÓN ENERGÉTICA> <GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD> <ELFEC> <ENDE>

DESCRIPTORES GEOGRÁFICOS

<BOLIVIA>

© 2014. CEDLA

Depósito Legal:

ISBN:

Coordinación editorial: CEDLA

Cuidados de edición: Hugo Montes

Fotografía de tapa: Archivo CEDLA

Diagramación y armado: Milton Iñiguez

Impresión: Imprenta OFAVIM

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

Las opiniones presentadas en el presente documento son las de los autores y no son necesariamente compartidas por las agencias que han apoyado generosamente este trabajo.

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio, sin permiso previo del editor.

ÍNDICE

Presentación	xi
Resumen ejecutivo	xiii
Introducción	1
Naturaleza del ajuste estructural y resultados de la privatización del sector eléctrico	5
El papel del Banco Mundial en la reforma neoliberal del sector.....	8
Diagnóstico sectorial y contenido de la reforma neoliberal.....	10
La Ley de Electricidad 1604 y sus políticas derivadas.....	12
<i>Desagregación vertical de la industria</i>	12
<i>La fijación de precios y tarifas basada en el mercado</i>	14
<i>La nueva estructura institucional del sector</i>	16
<i>La electrificación rural</i>	16
Resultados de la privatización.....	17
La política energética en la gestión 2006-2009	21
Desarrollo de la infraestructura.....	24
Universalización del servicio.....	24
Soberanía e independencia energética.....	26
Consolidación de la participación estatal.....	27

El acceso a la electricidad, un derecho fundamental constitucionalizado	28
La política del primer Gobierno del MAS y la superación del neoliberalismo	29
Resultados de la gestión 2006-2009	34
Antecedentes y contexto inmediato de la nacionalización	37
Evaluación comparativa sobre la evolución del sector durante el proceso de cambio	45
Evolución del sistema	47
Desempeño y eficacia del sistema	48
La nacionalización no logró impedir la crisis de potencia	52
Soberanía para la ampliación del sistema	55
La eficiencia del sistema	57
Cantidad y asequibilidad de la oferta eléctrica	65
Sostenibilidad y medio ambiente	66
Costos y tarifas del sistema	69
La nueva estructura tarifaria de ELFEC	73
Naturaleza mercantil capitalista de la nacionalización	79
La nacionalización del sector eléctrico boliviano en el ámbito regional	85
Implicaciones sociales de la lógica económica mercantil	87
La matriz energética para el desarrollo sostenible	89
Conclusiones	99
Bibliografía	105
Anexos	109
Los autores	119

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1	Capitalización de las empresas públicas de electricidad.....	14
Cuadro 2	Bolivia: Evolución de los indicadores del sector eléctrico, 2005 y 2009.....	35
Cuadro 3	Rendimiento energético global para la generación de electricidad en países de la región, 2000-2012.....	58
Cuadro 4	Tarifas sociales y subsidios en la región sudamericana, 2011.....	90

Anexos

Cuadro A-1a	Bolivia: Evolución del balance energético en el SIN, 2000-2012 (en GWh).....	112
Cuadro A-1b	Bolivia: Ventas de los distribuidores por categoría, 2000-2012 (en GWh).....	113
Cuadro A-2a	Bolivia: Evolución del balance energético en el SIN, 2000-2012 (porcentajes).....	114
Cuadro A-2b	Bolivia: Ventas de los distribuidores por categoría, 2000-2012 (porcentajes).....	115
Cuadro A-3	Bolivia: Evolución de las tarifas en el SIN, 2000-2012 (\$us/MWh).....	116

Cuadro A-4 Bolivia: Tarifas de electricidad a usuario final en el SIN (\$us/MWh, en valores constantes de 1990)..... 117

Cuadro A-5 Bolivia: tarifas residenciales de ELFEC (c\$us/kWh, en valores constantes de 1990)..... 118

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Bolivia: Inversiones en el sistema eléctrico nacional, 1995-2012 (en millones de dólares).....	49
Gráfico 2	Bolivia: Evolución de la reserva total de potencia en el SIN, 2001-2012.....	50
Gráfico 3	Bolivia: Evolución de la demanda máxima de potencia en el SIN, 1996-2012.....	53
Gráfico 4	Bolivia: Reserva total de potencia en el SIN en horario pico.....	54
Gráfico 5	Bolivia: Evolución del rendimiento energético global (REG) en la generación de electricidad, 2000-2012.....	59
Gráfico 6	Bolivia: Evolución del balance energético en el sistema interconectado nacional (SIN), 2000-2012.....	61
Gráfico 7	Bolivia: Balance energético del sistema interconectado nacional, 2000.....	63
Gráfico 8	Bolivia: Balance energético del sistema interconectado nacional, 2012.....	64
Gráfico 9	Bolivia: Evolución de las tarifas de electricidad a usuarios finales por categoría, 2000-2012.....	71
Gráfico 10	Bolivia: Evolución de las tarifas de electricidad a usuarios finales por categoría, 2001-2012.....	74

Gráfico 11 Bolivia: Proyección de las tarifas de ELFEC
(pequeñas demandas en baja tensión),
2012-2015..... 76

Anexos

Gráfico A-1 Bolivia: Evolución de las inyecciones de
electricidad en el SIN, por empresa generadora,
2000-2012 111

PRESENTACIÓN

A despecho del carácter “estatista” atribuido por algunos analistas al gobierno de Evo Morales, las políticas económicas de éste reeditan muchas de las orientaciones de sus predecesores. Este es el caso de la reforma del sector eléctrico basada en la recuperación de varias empresas eléctricas a través de la “nacionalización”.

El presente estudio de los investigadores Carlos Arze y Juan Carlos Guzmán llega, entre otras, a la conclusión de que la re-estatización de las empresas eléctricas iniciada en 2010 fue una reacción a la agudización de problemas tales como la inminente crisis de potencia y el estancamiento en la ampliación de la cobertura eléctrica del país -derivados de la concepción neoliberal del sistema impuesto por la privatización- y no formó parte de una estrategia preconcebida. Asimismo, enfatiza que esta nueva reforma 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, por lo que su mayor limitación fue no haber revertido la lógica mercantil capitalista de rentabilidad impuesta como principio ordenador del sistema. Por ello, la nacionalización de las empresas eléctricas, constituiría una forma de continuidad y no representaría una alternativa real a la privatización de este servicio público.

La investigación también señala la creciente ineficiencia energética que sufre el sector, a partir de la identificación de elevadas pérdidas de

energía en generación, transmisión y distribución. En el mismo sentido, revela el riesgo de insostenibilidad ambiental debido al incremento sostenido en la oferta eléctrica, de la participación de la generación termoeléctrica en desmedro de fuentes renovables.

El CEDLA pone este análisis a consideración de los lectores, esperando contribuir a la investigación y el debate públicos sobre la orientación y perspectivas de las reformas gubernamentales en el ámbito de los servicios públicos.

Javier Gómez Aguilar
Director Ejecutivo
CEDLA

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. El hecho de haber quedado frustrado el sector como respuesta a las necesidades energéticas del país y a los requerimientos sociales 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. Esta tarea sería asumida por la Administración que acababa de acceder al poder en 2006, y 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 de la sostenibilidad ambiental, aunque se ha logrado mayor soberanía en la planificación energética.

A pesar de que el nuevo Gobierno había incorporado inicialmente en su discurso la promesa de nacionalización, no la haría efectiva sino hasta el año 2010. Los objetivos perseguidos en el primer período de gobierno (2006-2009) 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 se limitó a administrar el modelo neoliberal y buscó revertir la debilidad del sistema a través de concesiones mutuas con las empresas privadas. No obstante, 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 señaladas por el modelo neoliberal y no representa una alternativa real a la privatización de este servicio público.

INTRODUCCIÓN

El presente ensayo expone una valoración de la política energética del Gobierno del presidente Evo Morales en Bolivia, particularmente de la nacionalización de las empresas eléctricas en 2010 respecto de su idoneidad como “alternativa a la privatización”. Comprende un recuento sucinto del contenido de la política del sector 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 la misma, 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 en 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.

**NATURALEZA DEL AJUSTE
ESTRUCTURAL Y RESULTADOS
DE LA PRIVATIZACIÓN
DEL SECTOR ELÉCTRICO**

En 1985 se inició en Bolivia un ciclo de gobiernos neoliberales que impusieron políticas económicas destinadas a recomponer la hegemonía de los intereses capitalistas mediante la recuperación de los niveles de la tasa de ganancia. Entre 1985 y 1990, las políticas buscaron sobre todo la estabilidad monetaria e incluyeron la liberalización de algunos ámbitos del mercado. Desde la aprobación de la Ley 1182 de Inversiones en 1990, y la Ley 1330 de Privatización en 1992, se iniciaron las reformas estructurales dirigidas a marginar al Estado de las actividades productivas y garantizar el libre funcionamiento del mercado.

La reforma estructural más importante fue impuesta con la Ley 1544 de Capitalización, en marzo de 1994, determinando la privatización de las empresas públicas de hidrocarburos, siderurgia, electricidad, telecomunicaciones, ferrocarriles y transporte aéreo, que constituían la principal fuente de ingresos fiscales¹. El Gobierno de Sánchez de Lozada presentó la “capitalización” como una forma de democratización de la propiedad y un paso para integrar al país a las corrientes internacionales de inversión.

¹ Las empresas capitalizadas eran: 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).

Dicha ley dispuso la conformación de empresas mixtas: el Estado aportaba el valor contable de la empresa pública, como un equivalente del 50% de las acciones de la nueva empresa y los inversionistas el restante 50% del paquete accionario, haciéndose cargo de la administración. Las acciones estatales fueron transferidas —a título gratuito— en favor de los ciudadanos bolivianos mayores de edad, y serían administradas por las administradoras de fondos de pensiones (AFP)², con cuyos dividendos pagarían el Bonosol³. También se otorgó parte de las acciones estatales a los trabajadores de las empresas mencionadas para lograr su adhesión política. De este modo, la estructura accionaria resultante fue como sigue: el 3,6% de las acciones era propiedad de los trabajadores, el 46,4% quedaba en manos de los ciudadanos bolivianos y el 50% pasaba a propiedad de las empresas extranjeras “capitalizadoras”.

El mismo año se promulgó la Ley 1600 de creación del Sistema de Regulación Sectorial (Sirese), según la cual todas las empresas y entidades de telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos, transporte y aguas deberían garantizar la libre competencia⁴.

El papel del Banco Mundial en la reforma neoliberal del sector

El Banco Mundial (BM) jugó un papel descollante en la reforma del sector eléctrico, a través de su Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP). En 1993, asistió a las autoridades bolivianas en la elaboración y aplicación del Programa de Reforma del Sector Eléctrico Boliviano, contando con el apoyo financiero del Gobierno de Holanda (Banco Mundial, 1994: 21 y ss.).

² Empresas privadas a cargo del sistema de pensiones.

³ El Bonosol era un pago anual de aproximadamente 248 dólares a toda persona mayor de 65 años.

⁴ Entre octubre de 1994 y marzo de 1997 se promulgaron las leyes de Electricidad, de Telecomunicaciones, de Reforma Agraria, de Pensiones y de Minería.

Según el Banco Mundial, su estrategia había cambiado a mediados de los años noventa debido al agotamiento del modelo de gestión monopólico y estatal basado en la organización vertical de fases de la industria eléctrica, que se percibió a partir de la década de los ochenta. Pese a los enormes recursos destinados al sector, los resultados no fueron satisfactorios, pues aunque se verificó la ampliación de los sistemas eléctricos la gestión de las empresas estatales era “poco comercial, muy centralizada, y poco transparente”, y sus finanzas, su desempeño operativo y su capacidad de invertir estaban deteriorados. Consecuentemente, su participación debería ayudar a: “*restaurar la eficiencia económica del sector; mantener elevados niveles de eficiencia en el largo plazo, movilizar recursos financieros y mitigar los impactos sociales y ambientales de la reforma*” (Banco Mundial, 1994: 65 y ss.).

Por tanto, la reforma en Bolivia debía guiarse por los siguientes principios (Banco Mundial, *op. cit.*: 119 y ss.):

- La electricidad es una mercancía y debe ser “producida, distribuida y comercializada bajo principios comerciales”.
- La electricidad, debe producirse “en el momento en que es demandada”.
- Las responsabilidades, derechos y obligaciones de los actores deben estar claramente definidos.
- La tarifa debería reflejar los costos, evitando los subsidios cruzados e incluyendo solamente subsidios para personas pobres del área rural.
- La facturación debería ser transparente.
- La principal responsabilidad del Estado debería ser la definición de políticas y, como empresario, debería sujetarse a las mismas regulaciones que los operadores privados.
- La regulación debería estar a cargo de agencias independientes.
- Debería establecerse un centro para la distribución oportuna del flujo eléctrico y a costo mínimo.

- Debería establecerse mecanismos de protección al consumidor y solución de controversias.

Consiguientemente, el nuevo modelo debería incluir la segmentación vertical de las áreas de actividad del sector, el libre ingreso de empresas a la generación y la eliminación de atribuciones regulatorias de las municipalidades.

En resumen, la propuesta del Banco Mundial era la de reestructurar el sector como un mercado, de modo que la energía sea considerada una mercancía que debería ser producida y comercializada bajo criterios de rentabilidad. La competencia de las empresas, basada en las señales de precios de mercado, permitiría el funcionamiento eficiente del sector. Por tanto, la producción debería atender a la demanda solvente, desestimando toda consideración sobre estrategias de desarrollo nacional, aunque tomando en cuenta las necesidades de los más pobres (Banco Mundial, 1994: 72).

Diagnóstico sectorial y contenido de la reforma neoliberal

Según el diagnóstico del Programa de Reforma del Sector Eléctrico, a cargo del Ministerio de Energía e Hidrocarburos, asesorado por el Banco Mundial, en 1992 prevalecían varios problemas en el sector:

- *Falta de incentivos para promover la inversión y la competencia.* La operación de ENDE, bajo un estatus especial y preferente (especialmente en el financiamiento), constituía una barrera para la inversión.
- *Falta de claridad jurisdiccional.* Existía superposición de jurisdicciones entre la Dirección Nacional de Electricidad (Dine) y las municipalidades respecto de la otorgación de concesiones y licencias y de la fijación de tarifas.
- *Existencia de tarifas distorsionadas.* La fijación de tarifas no respondía a criterios económicos y no era homogénea.

- *Sistema regulatorio débil.* La Dine no tenía independencia política ni económica y ENDE había asumido funciones incompatibles: productora, planificadora y reguladora.

Esta situación, por consiguiente, derivaba en un mercado con las siguientes características:

- i. la mayoría de las empresas estaba integrada verticalmente,
- ii. ENDE era un oligopolio: poseía el 64% de la capacidad efectiva de generación y el 55,6% de la producción nacional; en el SIN (Sistema Interconectado Nacional) tenía el 74% de la capacidad y producía el 60% de la electricidad, en tanto que la empresa privada COBEE operaba de manera exclusiva en dos departamentos,
- iii. la cobertura eléctrica era sólo del 87% en el área urbana y del 16% en el área rural,
- iv. el consumo nacional por persona era de 320 kWh/año, equivalente al 25% del promedio sudamericano,
- v. se estimaba el crecimiento anual de la demanda de corto plazo en un 9%, que debía ser cubierto por los proyectos en curso, logrando reservas de un 14%, pero entre 1993 y 2004 la demanda crecería en un 7% anual y se necesitaría una inversión de 712 millones de dólares, de los cuales sólo el 37% estaba financiado; en el área rural, la inversión estimada era de 150 millones de dólares,
- vi. el costo del servicio se ubicaba en el rango inferior de los niveles internacionales, aunque los costos en los sistemas aislados eran más altos, por el bajo factor de carga y el elevado precio de los combustibles,
- vii. las tarifas lograban cubrir los costos y equilibrar el flujo financiero de las empresas, pero la inversión de ENDE dependía en un 70% de recursos externos, aunque su endeudamiento sólo llegaba al 26% de su patrimonio,

- viii. las tarifas no reflejaban adecuadamente los costos por la existencia de subsidios cruzados y se determinaban por criterios contables (se fijaban para cubrir el costo del servicio más una rentabilidad del 9%, por lo demás, raramente alcanzada),
- ix. la fijación de la estructura tarifaria era dispersa: no existía reglamentación y las regiones tenían distintas clasificaciones de usuarios.

La Ley de Electricidad 1604 y sus políticas derivadas

La Ley de Electricidad 1604 de diciembre de 1994 estableció los siguientes principios de funcionamiento sectorial: *a) de eficiencia*, dirigido a la correcta y óptima asignación y utilización de los recursos en el suministro de electricidad a costo mínimo; *b) de transparencia*, para la actuación pública de las autoridades regulatorias, el acceso a la información y la rendición de cuentas; *c) de calidad*, que obliga a observar los requisitos técnicos; *d) de continuidad*, para el suministro eléctrico sin interrupciones; *e) de adaptabilidad*, para la incorporación de tecnología y administración modernas; *f) de neutralidad*, que exige tratamiento imparcial a todas las empresas y consumidores.

Asimismo, dicha ley 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 políticas fueron, entonces, la desagregación vertical de la industria, la fijación de tarifas, la implementación de una nueva estructura institucional y la electrificación rural. A continuación examinamos sucintamente cada una de las mismas.

Desagregación vertical de la industria

La ley dio un plazo de 18 meses a las empresas del SIN para su desagregación en actividades de generación, transmisión y distribución, prohibiéndoles dedicarse a más de una a la vez. Se establecía para cada área las siguientes condiciones:

- *Generación.* Ninguna empresa podía poseer más del 35% de la capacidad instalada del SIN. Los generadores deberían conectarse al Sistema Troncal de Interconexión (STI) a través de las líneas de transmisión, asumiendo los costos del servicio. Asimismo, estaban obligadas a entregar su producción al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
- *Transmisión.* La transmisión en el SIN tendría la modalidad de acceso abierto a todo consumidor, sea o no regulado, sujeto al pago correspondiente. Se debería presumir la existencia de capacidad disponible, mientras el transmisor no demuestre lo contrario. El pago de la expansión de las instalaciones de transmisión debía ser acordada entre los usuarios y el transmisor. El transmisor no podría comprar electricidad para venderla a terceros.
- *Distribución.* Los distribuidores necesitarían de una concesión, y deberían suscribir contratos de compra con los generadores, con tarifas acordadas entre las partes. Deberían cubrir mínimamente el 80% de la demanda máxima bajo su responsabilidad, al menos por tres años, dar servicio a todo consumidor que lo solicitase y permitir el uso de sus instalaciones a consumidores no regulados, generadores y autoprodutores.
- *Sistemas aislados.* En éstos, las actividades de generación, transmisión y distribución pueden estar integradas verticalmente.

Finalmente, para asegurar el incremento de la inversión requerida, la ley dispuso un período de exclusividad de cinco años en la obtención de licencias en favor de las empresas capitalizadas y las que ya operaban con anterioridad a su promulgación. En el caso de la generación para la exportación, la exclusividad era de cuatro años.

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, así como permitir la integración solamente en los sistemas aislados.

Entre junio de 1995 y 1997, las estructuras resultantes de la escisión y la privatización de ENDE fueron adquiridas por empresas extranjeras, como se muestra en el cuadro 1.

Cuadro 1
Capitalización de las empresas públicas de electricidad

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

Fuente: Arze y Poveda, 2006.

La fijación de precios y tarifas basada en el mercado

Aunque en teoría la desintegración de la industria debía promover la competencia, las tarifas fueron reguladas, de modo que todas ellas, ya sean residenciales o empresariales, deberían cubrir los costos totales y la remuneración de los operadores de cada fase. Esa regulación se implementó a través de los reglamentos de la Ley 1604, que establecían los siguientes puntos:

Precio de la energía eléctrica producida, negociado en el MEM entre generadoras y distribuidoras, estaba compuesto por dos precios básicos: el precio de energía y el precio de potencia. El precio de energía se fija por la competencia y el precio de potencia remunera el costo de la inversión fija y de los gastos anuales de la generadora.

Precio del transporte es el que cubre el costo total de transportar la energía eléctrica a cargo de las empresas transportadoras, y está compuesto por los costos anuales de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración. Consta del ingreso tarifario y del peaje. El primero resulta del gasto incurrido en la transmisión y el peaje (que es del tipo “estampilla” o timbre, pues no se determina en función de la distancia); es el pago por el transporte de la energía efectivamente transmitida. Ambos son asumidos, mayoritariamente, por los consumidores finales.

El *precio de distribución*. Es el conjunto de costos que involucra la entrega de energía al consumidor final por la distribuidora: costo de compra de electricidad (precios de energía y potencia, y pérdidas en la red); costos de comercialización (medición y facturación, principalmente), de operación, de mantenimiento, de administración, depreciación de activo fijo, amortización de activo intangible, financieros e impuestos. La tarifa para cada usuario depende del nivel de tensión y de la categoría a la que pertenece el consumidor (uso doméstico, uso industrial, uso comercial, etc.).

Resulta, entonces, que el precio de la energía que pagan los consumidores finales incluye los costos de producción, los del transporte y los de la distribución, además de las utilidades de las empresas de cada fase. Como en cada fase se producen pérdidas de energía —debido a condiciones técnicas y a problemas de gestión—, el precio final de la energía eléctrica absorbe todos estos costos y los consumidores acaban pagando un valor superior al valor de la energía que efectivamente reciben.

Esta nueva forma de determinación y fijación de los precios del fluido eléctrico implicó la elevación de la tarifa para consumidores residenciales y comerciales pequeños, pues significaba la desaparición de los subsidios cruzados en su favor.

La nueva estructura institucional del sector

La nueva estructura institucional del sector —y las funciones correspondientes de cada entidad— respondía al siguiente esquema:

- *Secretaría Nacional de Electricidad*, dependiente del Ministerio de Desarrollo Económico. Propondría normas reglamentarias generales y elaboraría el Plan Referencial para el SIN y los Planes Indicativos para los Sistemas Aislados.
- *Superintendencia de Electricidad*. Regulador del sector en todo el ámbito nacional. Entidad encargada de garantizar la libre competencia entre los operadores y los derechos de los consumidores, así como de otorgar concesiones y licencias y supervisar el funcionamiento del CNDC. Financiada con el 1% del valor de las ventas de las empresas eléctricas.
- *Comité Nacional de Despacho de Carga* (CNDC). Ente encargado de administrar el mercado eléctrico mayorista (MEM) formado por los operadores, además de controlar las operaciones del SIN, despachar la carga de energía en un tiempo real y al mínimo costo, calcular los precios de nodo del SIN y determinar el flujo de electricidad.

La electrificación rural

El modelo consideraba que la rentabilidad del mercado eléctrico permitiría el ingreso de nuevas inversiones privadas, pero como esa situación solo se daría en áreas de mayor concentración poblacional solvente, preveía que en poblaciones menores y áreas rurales⁵ “que no puedan ser atendidas exclusivamente por la iniciativa privada⁶”, el Estado debería responsabilizarse de la electrificación, orientándose al uso de fuentes alternativas.

⁵ Las poblaciones rurales son aquellas que tienen menos de 2.000 habitantes y las áreas menores son principalmente pequeñas ciudades intermedias.

⁶ Artículo 61 de la Ley 1604.

En ese sentido, las demandas de las poblaciones rurales debían considerarse “legítimas” y atenderse utilizando recursos públicos. Los aportes públicos constituirían incentivos para alentar la inversión de otros agentes y los activos públicos no devengarían ningún tipo de remuneración.

Se incorporaba como agentes de electrificación rural a los operadores que administraban los proyectos, a los ejecutores de los proyectos y a los promotores que apoyaban a través de financiamiento o ayuda técnica. Se buscaba que los agentes privados se hicieran cargo de la operación de los proyectos.

Los proyectos podían ser integrados o únicamente de distribución, y podían estar o no conectados al SIN. El viceministerio del área debería elaborar y actualizar periódicamente el Plan Indicativo Nacional, considerando los planes de cada departamento.

Posteriormente se establecieron programas especiales que integraban en los proyectos a los gobiernos municipales, incorporaban mecanismos de financiamiento como las transferencias, el crédito y la asistencia técnica, y promovían el uso de fuentes renovables⁷.

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 se verificó un importante incremento de inversiones privadas: las capitalizadas invirtieron 160 millones de dólares⁸ en generación, y otras empresas invirtieron 234 millones⁹ de

⁷ Según el viceministerio de Electricidad, entre 2002 y 2005 se generaron iniciativas como el Plan Bolivia de Electrificación Rural (PLABER) para electrificar 200.000 hogares, el proyecto IDTR para instalar 17.000 sistemas fotovoltaicos y el Proyecto PNUD para 3.000 sistemas fotovoltaicos y 3 microcentrales hidroeléctricas y otros proyectos que preveían la aplicación de energías alternativas (VMEEA 2010: 1).

⁸ Según informes del Delegado Presidencial para la Revisión de la Capitalización, en 2002, año final del plazo de sus compromisos, su inversión real alcanzó a sólo 153 millones de dólares (DPC, Informes finales de Corani, Guaracachi y Valle Hermoso, 2003).

⁹ CNDC, citado en Gómez, E. *Naturaleza y sentido de la nacionalización del sector eléctrico boliviano*, 2012.

dólares en ese rubro. La Transportadora de Electricidad (TDE) invirtió 122 millones¹⁰ de dólares en transmisión y las empresas invirtieron alrededor de 270 millones¹¹ de dólares en distribución. El Estado invirtió poco más de 177 millones de dólares, dirigidos prioritariamente a la electrificación rural. Por consiguiente, la capacidad instalada y la generación bruta de electricidad aumentaron en más del 70%¹². Esto repercutió en el aumento del consumo de electricidad *per cápita* (de 320 a 460 MWh), así como de la cobertura del servicio (en el área rural subió de 15,6% a 33%, pero en el área urbana se mantuvo en un 87%¹³).

Entre 1994 y 2005, la tarifa promedio general aumentó en un 72%, la de los usuarios domésticos en un 96%, la del alumbrado público en un 84% y la de las localidades rurales (pueblos) en un 60%. En cambio, la tarifa de la gran industria se incrementó apenas en un 35% y la de la minería cayó en 30%¹⁴. Esta evolución se verificó pese a la postergación de la aplicación integral del reglamento de tarifas y las medidas destinadas a atenuar el alza de las tarifas¹⁵.

El estancamiento en la cobertura urbana muestra que la reforma, al basarse en criterios estrictamente 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 las áreas rurales.

¹⁰ Gómez 2012.

¹¹ Superintendencia de Electricidad, memorias institucionales de varios años.

¹² De 814 MW para 1994, hasta 1.389 MW en 2005 y de 2.705 MWh a 4.703 MWh. Base de datos *on line* de la Energy Information Administration.

¹³ 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.

¹⁴ INE, *Estadísticas de la Actividad Energía Eléctrica, Agua Potable y Gas Licuado de Petróleo 1990-2005*.

¹⁵ 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).

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 también debido a 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 bajo precio del gas natural— ocasionaron un incremento de la producción térmica de electricidad¹⁶.

¹⁶ La producción de hidroelectricidad que en 1994 representaba el 47,8% del total disminuyó hasta el 40% para 2005 (Gómez, 2012: 2).

**LA POLÍTICA ENERGÉTICA
EN LA GESTIÓN 2006-2009**

La primera gestión del Gobierno del Movimiento al Socialismo (MAS)¹⁷ postuló en el Plan Nacional de Desarrollo (PND)¹⁸ el control accionario estatal de las empresas capitalizadas, medida que fue denominada “nacionalización” desde la intervención de las empresas hidrocarburíferas en mayo de 2006¹⁹. Esa propuesta propugnaba la recuperación de los recursos naturales y de las empresas a fin de 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

¹⁷ El MAS accedió al gobierno en enero de 2006 y concluyó su primer mandato anticipadamente en diciembre de 2009.

¹⁸ En 2006 el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP) publicó una versión del PND, que recién sería aprobada en septiembre de 2007 (DS 29272).

¹⁹ 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.

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 tanto, el objetivo sectorial del PND debía ser el de 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 de la región.

Para ello dispuso cuatro políticas: el desarrollo de infraestructura, la universalización del servicio, soberanía e independencia energética y la consolidación de la participación estatal. A continuación intentamos una caracterización de las mismas.

Desarrollo de la infraestructura

Esta política se basaría en la participación activa de los sectores público y privado para la expansión de la capacidad de generación, de transmisión y de exportación. Desarrollaría tres programas: expansión de la capacidad de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), ampliación de la transmisión del SIN integrando a los sistemas aislados e impulso a la exportación para generar recursos fiscales²⁰. El Programa Electricidad para Vivir con Dignidad de julio de 2008²¹ (PEVD) subsumió esta política a la de universalización del servicio eléctrico en las áreas urbanas y rurales.

Universalización del servicio

Su estrategia consistiría en la ampliación de la cobertura de electrificación en las áreas urbanas y rurales, considerando esta última como prioridad nacional.

²⁰ En la versión del MEFP, la generación de termoelectricidad para exportación daría valor agregado al gas natural, contradicción evidente con la priorización de la hidroelectricidad para preservar las reservas declinantes del gas natural que hacía el mismo texto.

²¹ El PEVD fue aprobado en julio de 2008 mediante el DS 29635, pero su presentación pública fue hecha en octubre de 2006 por el Ministerio de Obras Públicas y Vivienda, del que dependía el Viceministerio de Electricidad.

- a) Respecto a la participación estatal, el PND establecía que el Estado —no mencionaba a ENDE explícitamente—, tendría una mayor participación en los planes de electrificación, promovería la inversión privada e incorporaría a los gobiernos departamentales y municipales en el PEVD.
- b) El PND destacaba como objetivo la universalización de la cobertura eléctrica: se proponía alcanzar en 2010 una cobertura urbana del 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 Dignidad²², que respondía, además a las demandas de la población²³.

En cambio, el PEVD planteó alcanzar la universalización hasta el 2025, incentivando la combinación de inversión pública y privada. Planteaba para 2010 una cobertura del 53% en el área rural y del 97% en el área urbana; para 2015 el 100% del área urbana y el 70% de las zonas rurales²⁴; para 2020 se planteaba una cobertura de 87% en el área rural; para 2025, universalización en todo el país. Al contrario, el Plan de Desarrollo Energético (PDE) 2009²⁵ propugnaba alcanzar una cobertura de sólo el 97% de la población en 2027.

- c) En 2008 el PEVD ponía énfasis en la electrificación rural e identificaba como alternativas tecnológicas adecuadas la extensión de redes de media y baja tensión, la densificación de redes, sistemas eólicos, fotovoltaicos, minicentrales

²² Consistía en una rebaja del 25% para usuarios de consumos menores a 70 kWh mensuales en el SIN y de 30 kWh en los SA (DS 28653, marzo 2006).

²³ Esas movilizaciones se describen en el siguiente acápite.

²⁴ En la versión del 2006 del PND, las metas para el período 2011-2015 eran 95% de cobertura en el área urbana y 50% en el área rural.

²⁵ El Plan de Desarrollo Energético Análisis de Escenarios 2008-2027 fue elaborado por el Viceministerio de Desarrollo Energético y publicado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía en julio de 2009.

hidroeléctricas y biomasa. Además, disponía que las distribuidoras incluyeran en sus planes de inversión metas anuales de cobertura para áreas periurbanas y rurales, a partir de estudios cuyo costo podía cargarse en las tarifas.

- d) En el caso del financiamiento, el PEVD planteaba como fuentes para los proyectos los ingresos por otorgación de concesiones y licencia, los créditos y donaciones multilaterales y, por último, los préstamos bilaterales. El financiamiento público comprendería los recursos de municipios y prefecturas. El PDE sostenía, por su parte, que el financiamiento podría realizarse mediante la asociación del Estado con empresas estatales y privadas del exterior o, inclusive, recurriendo al mercado de bonos de carbono²⁶.

Soberanía e independencia energética

Esta política suponía consolidar la propiedad estatal de las fuentes de generación y el desarrollo de energías renovables mediante programas de generación hidroeléctrica, eólica y geotérmica, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Se avanzaría en el cambio de la matriz energética, cumpliendo la legislación ambiental y el Protocolo de Kioto. Las energías alternativas garantizarían la independencia energética del país, la integración de los sistemas aislados, la reducción de costos y la generación de ingresos fiscales.

El PEVD de 2008 sugería que en las áreas rurales el uso de fuentes renovables sería una opción más económica que la extensión de redes eléctricas. Así, proponía establecer sistemas fotovoltaicos, eólicos y microcentrales hidráulicas, todos ellos financiados con créditos y donaciones del exterior.

El PDE de 2009 postulaba que, debido a consideraciones relativas a costos, eficiencia, impactos ambientales y posibilidades de exportación,

²⁶ Planteamiento abandonado en diciembre de 2008, cuando el Gobierno boliviano denunció el mecanismo como “capitalista” en la cumbre de Poznan, Polonia.

el gas natural y la hidroelectricidad eran las mejores opciones en el largo plazo. Por consiguiente, planteaba el estudio de las potencialidades para producir hidroelectricidad y destinar el gas a usos con mayor valor agregado. Pero, en el corto plazo se debería incorporar generadoras a gas de ciclo combinado y reemplazar el uso de diésel por el gas natural. Para promover la hidroelectricidad proponía acelerar conjuntamente con el Brasil el aprovechamiento de la cuenca del río Madera. También planteaba programas de eficiencia y ahorro energético en los diferentes sectores.

Consolidación de la participación estatal

Se llevaría a cabo la refundación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), el programa de protección de los derechos del consumidor y el programa para interconectar el país y exportar electricidad.

En 2007 se promovió el restablecimiento de ENDE en las actividades de la cadena productiva, impulsando la conformación de una empresa mixta²⁷, porque no existían proyectos de generación privados que cubrieran el déficit del sistema y las reservas de energía del SIN.

En 2008, el PEVD no mencionaba a ENDE en la estructura institucional encargada de la universalización y se refería, genéricamente, a “las entidades dedicadas a la distribución eléctrica”. Empero, el mismo año se aprobaba la nueva naturaleza jurídica de ENDE como empresa pública, estratégica y corporativa, con “nuevas empresas de su propiedad”²⁸, lo que consistía en una reposición formal de la empresa en sistemas aislados donde trabajaba y sobre la base de los activos que tenía en algunas empresas locales de distribución²⁹.

Fue el PDE de 2009 el que planteó con claridad que, así como sucedió en otros sectores, en el de electricidad ENDE operaría en toda

²⁷ El DS 29224 de agosto de 2007 autoriza la formación de una sociedad de economía mixta entre la Empresa Nacional de Electricidad S.A. y PDVSA Bolivia S.A.

²⁸ DS 29644 de 16 de julio de 2008.

²⁹ En 1962 ENDE se fundó como sociedad anónima y sus accionistas eran, en su totalidad, entidades y empresas estatales.

la cadena productiva “a través de la recuperación de las tres empresas capitalizadas de generación y la principal empresa privatizada de transmisión”³⁰. Sin embargo, en lo tocante a la operación planteaba la posibilidad de que la empresa estatal lo hiciese a través de contratos de servicio o en asociación con empresas privadas o estatales extranjeras.

El acceso a la electricidad, un derecho fundamental constitucionalizado

El Gobierno del MAS impulsó la inclusión en la Constitución Política del Estado Plurinacional (CPE) de nuevos derechos fundamentales universales, entre ellos el acceso al servicio de electricidad, que debería regirse por principios de *eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación* del medio ambiente. Además, la nueva CPE declaró a las diferentes formas de energía y sus fuentes como recurso estratégico.

Aunque el desarrollo de la cadena productiva es facultad privativa del Estado, la prestación de los servicios podría adoptar las modalidades de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas, y empresas comunitarias y sociales. Consecuentemente, no debería estar sujeta “exclusivamente a intereses privados” y sí al control social. La ley reglamentaría la participación privada, y la producción no podría darse en concesión.

Finalmente, disponía que la generación debiera garantizar el abastecimiento del consumo interno y exportar únicamente los excedentes. En ese sentido, establecía que el Estado sería responsable de promover y financiar la electrificación rural³¹.

³⁰ Este fue el anuncio de la transferencia de las acciones bolivianas de las generadoras capitalizadas en favor de ENDE (DS 0289) y de su nacionalización —junto a ELFEC— por el DS 493 de 1 de mayo de 2010.

³¹ La CPE de 2009 introduce confusión al determinar, simultáneamente, que la electrificación rural es competencia exclusiva de los gobiernos autónomos departamentales (art. 300) y de las autonomías indígenas (Art. 304).

La política del primer Gobierno del MAS y la superación del neoliberalismo

El neoliberalismo como ideología y como modelo económico implicaba no solo la recuperación de las condiciones de rentabilidad del capital, sino también el cambio en el protagonismo de los agentes económicos. La liberalización de la economía se basaba en la idea de que la iniciativa privada era el motor de la modernización. En países atrasados como Bolivia, el neoliberalismo remozó la vieja noción tan aceptada entre las clases dominantes de que el agente económico por excelencia era el inversionista extranjero. La privatización de las empresas estatales fue el resultado de esa priorización y de la asunción de la rentabilidad como principio económico rector.

Con el control privado de las principales empresas que financiaban al Estado, éste se tornó insolvente y su presencia económica pasó a ser marginal, abandonando todo principio de desarrollo integral, equidad social y redistribución de los ingresos. Eso explica que la privatización de los servicios eléctricos haya alcanzado resultados contradictorios: la elevación de la capacidad de generación no supuso la superación de los bajos niveles de cobertura y de consumo de la población, debido a que ambos pasaron a depender directamente de su capacidad adquisitiva.

La aplicación de metodologías para rentabilizar las inversiones privadas, supuso la eliminación de los subsidios cruzados y el vuelco en la estructura tarifaria, afectando a los hogares pobres e levantando un escollo a la ampliación de la cobertura; situación evidente en el sector rural, donde persiste el uso difundido de energías primarias.

Además, la privatización ocasionó la transformación de la matriz energética de la generación eléctrica debido a la incorporación masiva de plantas termoeléctricas, con los consiguientes impactos medioambientales negativos y el incremento de la ineficiencia energética.

Esos efectos y resultados de la gestión neoliberal no podían ser ajenos a la evaluación del Gobierno del MAS en 2006. De hecho, el PND criticaba los resultados en términos de cobertura, de calidad

del servicio y promoción de exportaciones. Su diagnóstico señalaba asimismo la ausencia de planificación y el marginamiento de otros actores sociales, además de ENDE. Empero, no enfatizaba el problema central: la lógica capitalista de rentabilidad impuesta como principio ordenador del sistema.

Por eso, las políticas del PND y los posteriores planes, se concentraron en el objetivo de ampliación de la cobertura, especialmente en el área rural, evitando revisar a fondo los criterios normativos del modelo.

Se ratificaban los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y respeto por el medio ambiente, principios similares a los de la reforma neoliberal, exceptuando el referido al medio ambiente. El principio de eficiencia económica fue reforzado, además, con la calificación del sector eléctrico como “estratégico”, en el sentido de que debería “maximizar el excedente económico” como fuente de ingresos fiscales (PND, 2007: 104); su persistencia y preeminencia, entonces, significaba consolidar la lógica económica de la fijación de las tarifas —consistente en el pago por los consumidores de todos los costos y utilidades de los operadores, incluidas las pérdidas de gestión—, como “señal” para los inversionistas.

Por otra parte, aunque eliminó el sistema de regulación, no modificó la normativa la Ley de Electricidad 1604 ni sus reglamentos, que continúan siendo el marco legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Más aún, es destacable la ausencia del reglamento ambiental que los gobiernos neoliberales postergaron indefinidamente, vacío que permitió el incremento inusitado de la generación térmica a gas natural y el relegamiento de la hidroeléctrica.

Contrariamente a lo que se cree, los sucesivos planes para el sector revelan que no existió claridad ni disposición firme respecto a la nacionalización; su alcance no incluía el monopolio estatal y todos ratificaban que los activos para producir, transportar y distribuir electricidad podían ser de propiedad pública, privada o mixta. La nacionalización propuesta por el PND no fue hecha explícita en los planes gubernamentales: en 2008 se promovió el retorno de ENDE

sin afectar la titularidad privada de las capitalizadas y su refundación consistió inicialmente en la conformación de una empresa mixta. Posteriormente se dispuso la transferencia de las acciones de otras entidades públicas en su favor y recién en 2009 se propuso la nacionalización de las empresas capitalizadas, aunque no se abandonó la posibilidad de que las operaciones pudiesen ser delegadas al sector privado mediante contratos de servicios, como sucedió en el caso de los hidrocarburos.

Lo más destacable, sin embargo, es que la nacionalización no implicó —ni siquiera en las consideraciones teóricas de los planes— la sustitución de la lógica empresarial que la privatización impuso en el marco legal e institucional.

El objetivo del retorno del Estado como planificador del desarrollo, se limitó a la elaboración de los planes de expansión de la cobertura en el área rural, donde la inversión pública resultaba imprescindible. No sucedió lo mismo en el caso del SIN, donde la expansión de las redes sigue determinada por la rentabilidad de las inversiones y financiada por las tarifas. La planificación de la expansión en el área rural ni siquiera resulta novedosa, si la contrastamos con la función que los regímenes neoliberales delegaban al Viceministerio de Electricidad: elaborar el Plan Indicativo Nacional de electrificación rural³².

El objetivo más importante, en conclusión, fue la expansión de la generación y la transmisión, que permitiría la universalización del servicio. La responsabilidad fue delegada tanto al sector público como privado, aunque se orientó especialmente a ampliar la participación de alcaldías y prefecturas. Se promovió la coordinación de las entidades públicas con empresas privadas, cooperativas y operadores comunales, planteándose, inclusive, su asociación en empresas mixtas en redes de energías alternativas. Pero las metas fueron incumplidas y los

³² Se concretó un conjunto de programas de electrificación rural como el PRONER, el PLABER, etc. Esto parece responder a la evaluación de 1994 del BM, que señalaba que los pobladores rurales eran los “perdedores de la reforma” (Banco Mundial, 1994: 3).

diferentes planes tuvieron que modificarlas reiteradamente, reflejando contradicciones entre las instituciones públicas encargadas.

El cambio más importante al respecto, en términos ideológicos, fue que la electrificación rural pasó a considerarse una responsabilidad estatal en la que debía involucrarse a los privados, revirtiendo la lógica que, de la manera más inclemente, fue expresada por el Gobierno de Banzer que dispuso que la ampliación de las redes periurbanas y rurales podía ser asumida por los privados siempre y cuando los pobladores pagaran “la parte no rentable” de las inversiones³³.

En cuanto a la fijación de tarifas el Gobierno del MAS consolidó la Tarifa Dignidad sobre la base de iniciativas de gestiones anteriores³⁴, pero cambiando la forma y el origen de su financiamiento, sustituyendo el subsidio cruzado entre consumidores por el financiamiento a cargo de las empresas eléctricas del MEM. Esta solución resulta más justa porque para los pobladores rurales puede significar la posibilidad de acceder a un consumo significativamente mayor que su promedio actual, pero condiciona el beneficio a un consumo relativamente bajo de 70 kWh/mes, un volumen 45% inferior al consumo promedio de los consumidores residenciales³⁵. Además, la inclusión de esta tarifa social distrae de la necesidad de modificar radicalmente el esquema neoliberal de fijación de tarifas.

Los planes gubernamentales del MAS, a diferencia de la reforma neoliberal, postularon la promoción de la sostenibilidad ambiental —ligándola a la diversificación de fuentes y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero— y propugnaron, genéricamente, la eficiencia energética, revirtiendo el uso de combustibles fósiles, que había mejorado los réditos de las generadoras gracias al incentivo de

³³ DS 25756 de abril de 2000.

³⁴ Tarifa Solidaria aprobada en mayo de 2005 (DS 28146) y Tarifa Social aprobada en octubre de 2005 (DS 28427). El decreto de la Tarifa Dignidad, dice basarse en la medida del gobierno de Rodríguez Veltzé, que era financiada con el incremento de la tarifa de otros usuarios de mayor consumo.

³⁵ AE página web, archivo electrónico: IMG-SC_DISTRIBUCION_HISTORICO-ebirhuett-2011-09-28-VENTAS 2010.rar\VENTAS 2010-RAR archive

la reducción y congelamiento del precio del gas natural. Sin embargo, esas prioridades fueron relegadas paulatinamente, pues se consideró que los proyectos alternativos, principalmente los hidroeléctricos, tenían plazos de implementación muy largos, y era preferible optar por plantas térmicas a gas natural menos contaminantes y más eficientes. Así, se limitó la utilización de energías alternativas en la expansión de las redes rurales a sólo el 10% de los proyectos. Únicamente en el caso de los planes para la exportación se mantuvo el interés por impulsar la generación hidroeléctrica³⁶.

Ese cambio de prioridades puede explicarse por la urgencia de incrementar la capacidad del sistema ante una inminente crisis de potencia que, en ausencia de normas que conduzcan a la modificación de la matriz energética, encuentra la mejor opción en el uso del gas natural, cuyo precio está subsidiado.

Por esa razón, la única posibilidad de emprender la instalación de energías renovables era que el Estado la asuma, aunque tenga una capacidad financiera limitada. Como lo admite el propio Gobierno: “los proyectos de energías renovables no son económicamente ventajosos en el *esquema de remuneración actual*, por lo que el Estado debe realizar un aporte para posibilitar su construcción” (VDE, 2012: 6 y ss.).

De esta manera se consolida la tendencia que ha llevado a la actual situación de deterioro medioambiental y de ineficiencia energética. Además, esta situación acaba afectando a los consumidores que, debido al esquema neoliberal, están obligados a pagar no solo toda la energía producida, sino también las pérdidas ocasionadas.

Bajo esas consideraciones, podemos afirmar que la política del primer Gobierno del MAS significó, antes que la reversión del modelo neoliberal, un cambio de sus gestores. Su implementación produjo importantes resultados cuantitativos —como el incremento de la generación bruta y la expansión de las redes rurales, gracias al

³⁶ En 2010 se plantea apresurar los proyectos hidroeléctricos en la cuenca del río Madera, en coordinación con el Brasil, ignorando la crítica de la opinión pública sobre los efectos medioambientales de las megarrepresas planeadas.

incremento de la inversión estatal—, pero no implicó una reversión de la lógica comercial de la gestión de la industria eléctrica, dominada por las empresas del MEM y del SIN, que respondían únicamente a sus cálculos de rentabilidad.

Esta evaluación coincide con la del presidente Evo Morales que, refiriéndose a las interrupciones debidas a la caída de las reservas de potencia en los años recientes, afirmó:

[...] los técnicos nunca nos dijeron, desde el primer momento, que puede faltar energía para las nuevas industrias tanto pequeñas, como medianas y grandes. Sólo tomamos en cuenta la electrificación rural, la primera fase, segunda fase, tercera fase (...) las empresas capitalizadoras, en el fondo, han invertido solamente para el mantenimiento (Ministerio de Comunicación, 2012).

La nacionalización se debe apreciar en este contexto, indagando si esta supuso una continuidad o una ruptura en las tendencias de desarrollo del sector imprimidas por el modelo neoliberal y resumidas en la lógica mercantil del sistema.

Resultados de la gestión 2006-2009

La administración del modelo neoliberal por parte del Gobierno del MAS produjo resultados positivos desde el punto de vista cuantitativo (Cuadro 2), pero estos no revirtieron la lógica mercantil de la gestión de la industria eléctrica, que continuó dominada por las empresas privatizadas a pesar de un discurso oficial favorable a la renacionalización.

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

Cuadro 2
Bolivia: Evolución de los indicadores del sector eléctrico, 2005 y 2009

	2005	2009
Cobertura eléctrica urbana (%) ¹	87	90,4
Cobertura eléctrica rural (%) ¹	33	51
Generación bruta electricidad (variación anual %) ²	6,7	5,6
Capacidad instalada (crecimiento acumulado 2005-2009 %)		11
Demanda (crecimiento acumulado 2005-2009 %)		34
Reserva de potencia (promedio anual %)	26,3	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 períodos 1994-2005 y 2006-2009.

Fuente: Elaboración propia con datos de AE y Gómez (2012).

eléctrica y la permanencia del precio artificialmente reducido del gas natural, la capacidad instalada y la producción termoeléctrica aumentaron en mayor proporción que las de la hidroelectricidad —la capacidad pasó del 66,5% al 68,2%, y la generación pasó del 59,9% al 62,5%—, agudizando la tendencia hacia una matriz energética ambientalmente insostenible.

La tarifa promedio general aumentó en 21%³⁷, es decir a un crecimiento 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 se incrementó de 513 mil consumidores en 2006 a 670 mil en 2009 (Espinoza y Jiménez, 2012), aunque esto solamente afectaba los ingresos de las empresas operadoras en un 1,57%.

³⁷ El mayor incremento fue el de la tarifa de la minería, con un 163%, mientras que la tarifa residencial se incrementó en 27%, y la del alumbrado público en 32% (INE, 2006 y Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, 2010).

**ANTECEDENTES
Y CONTEXTO INMEDIATO
DE LA NACIONALIZACIÓN**

La nacionalización de las empresas Corani, Guaracachi, Valle Hermoso y ELFEC el 1ro de mayo de 2010³⁸ se inscribe en un contexto social, económico y político perfilado en la gestión gubernamental 2006-2009, aunque sus antecedentes se remontan a los problemas surgidos durante 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 (Birhuett, 2009)—, exigiendo la revisión de las tarifas de electricidad que subían sostenidamente, pero no lograron efecto alguno en las decisiones gubernamentales. En los primeros meses de 2003 (inicio del período de mayor conflictividad que alcanza su cúspide en octubre de ese año con la denominada “guerra del gas”), la Federación de Juntas Vecinales (Fejuve) de El Alto demandó la modificación de las tarifas e instauró procesos legales contra las autoridades, obligando al Gobierno a crear un mecanismo de subsidios cruzados que permitía repartir una parte de los costos de distribución entre consumidores urbanos y rurales, lo que favorecía a los segundos³⁹. No obstante, esta solución beneficiaba solamente a regiones como Santa Cruz, donde los consumidores rurales y urbanos eran atendidos por

³⁸ DS 493 de 1ro de mayo de 2010.

³⁹ DS 27030 de mayo de 2003.

una misma empresa distribuidora, pero no mejoró la situación en el departamento de La Paz, la región más activa en sus reclamos. Las movilizaciones campesinas de 2004 lograron alguna atención de las autoridades, pero no obtuvieron la revisión de las políticas⁴⁰. En 2005, la Fejuve de El Alto logró imponer a los Gobiernos de Carlos Mesa y Eduardo Rodríguez la modificación parcial del método de fijación de las tarifas residenciales, con la introducción de las mencionadas tarifas sociales⁴¹. Con todo, ninguna de esas medidas había preocupado a las empresas distribuidoras, pues no afectaban sustancialmente sus ingresos (Birhuett, 2009: 71 y ss.).

La ausencia de una solución satisfactoria a las demandas sociales, que se proyectó hasta el inicio del Gobierno del MAS, amenazaba con ocasionar fricciones con sectores que constituían su base social. El Gobierno de Morales 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 creaba la Tarifa Dignidad para consumidores de bajos ingresos y estaba financiada con aportes de las empresas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Los pormenores de esa negociación con las empresas⁴² revelan no solo el carácter de las relaciones del Gobierno con determinados sectores empresariales —particularmente con los inversionistas extranjeros que controlaban el sector—, sino también el alcance y la orientación

⁴⁰ En mayo de 2004, campesinos de Miguillas (departamento de La Paz) llevaron a cabo un bloqueo de caminos en protesta contra la elevación de las tarifas eléctricas. 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.

⁴¹ 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).

⁴² Véase: <http://www.bolivia.com/noticias/autonoticias/DetalleNoticia31992.asp>, y el citado estudio de Birhuett (2009).

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 amenaza de eventuales nacionalizaciones, obligándolas a aceptar una reducción de sus ingresos. Como contrapartida, las empresas plantearon al Gobierno que la proyección de la demanda eléctrica, ajustada a las metas de crecimiento del propio plan oficial, determinaba la necesidad de invertir 150 millones de dólares anuales, monto que excedía largamente la inversión pública prevista de 45 millones de dólares anuales, por lo que su participación en el corto plazo resultaba “imprescindible” (Birhuett, 2009: 78 y ss.).

Esa negociación de concesiones con las empresas se convirtió, entonces, en la base de orientación de un política pragmática —coincidente con el concepto de “convivencia” y de “sociedad” con el capital monopolista que preconizaba el discurso oficial—, que aceptaba mantener la institucionalidad vigente, garantizar las inversiones y respetar las concesiones y licencias, para posibilitar la tarifa dignidad y dar continuidad al desarrollo de la industria⁴³. Inicialmente, el Gobierno no tenía la intención de nacionalizar las empresas del sector, sino más bien trabajar con ellas. Esta circunstancia explica, en parte, que la Constitución Política del Estado de 2009 —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.

La situación del sector en términos de capacidad productiva, reserva de energía y nivel de tarifas era precaria, sobre todo de cara a un ciclo expansivo de la economía, especialmente la caída tendencial de la reserva de potencia, que a fines de 2009 había llegado a solo el 9,9% (por debajo del límite de 10% recomendado por el Plan Nacional

⁴³ 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).

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 eléctrica⁴⁴.

El peligro creciente de la crisis influyó en el Gobierno, que decidió intervenir más resueltamente. En febrero de 2010, mediante DS 428, el Gobierno dispuso la intervención administrativa del sector para garantizar la provisión del servicio eléctrico, y el 1° de mayo decretó la nacionalización. Los acuerdos con las empresas privadas no habían dado los resultados esperados: el Gobierno justificó la nacionalización en la inminencia de los cortes del servicio y acusó a las empresas de no haber cumplido con los montos de inversión comprometidos y de falsear la información⁴⁵. Por ello, se puede afirmar que la decisión de nacionalizar las empresas eléctricas (comprando el 100% de las acciones) supone una intervención más radical en relación con la actuación estatal frente a las empresas hidrocarburíferas⁴⁶. Sin embargo, no se trata de una decisión tomada desde el principio, sino que fue provocada por el creciente deterioro del sector. Es más, poco antes del anuncio de la nacionalización, el Gobierno manifestaba todavía su confianza en el compromiso de las empresas con los objetivos estatales y la posibilidad de que la negociación favoreciese a ambas partes⁴⁷, por lo que cabría presumir que las relaciones entre el Go-

⁴⁴ Interrupciones más prolongadas de años anteriores llegaron a 104 minutos, en 2010 se dieron 121 cortes, con el agravante de que una parte importante de los mismos se debió a desconexión (67 a desconexión, 14 a generación y 39 a transmisión) (Gómez, 2012: 15).

⁴⁵ 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>).

⁴⁶ En 2006, la nacionalización de las petroleras Andina y Chaco, solo implicó la compra del 1,1% de su paquete accionario.

⁴⁷ 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>

bierno y 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 habían invertido únicamente para el mantenimiento y no para el crecimiento del sistema⁴⁸.

⁴⁸ *Informe del Presidente Evo Morales Ayma ante la Asamblea Legislativa Plurinacional*, Ministerio de Comunicación, enero de 2012.

**EVALUACIÓN COMPARATIVA
SOBRE LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR
DURANTE EL PROCESO DE CAMBIO**

En esta sección se analiza el desarrollo y los problemas del sector eléctrico boliviano desde la privatización emprendida en 1995 ⁴⁹ hasta la nacionalización iniciada en 2010 por el Gobierno del presidente Evo Morales Ayma, con la finalidad de identificar, a la luz de indicadores como eficacia, soberanía, eficiencia, sostenibilidad, asequibilidad y equidad, tendencias de cambio o continuidad entre la implementación del modelo neoliberal, y su gestión en el primer Gobierno del MAS y la nacionalización en actual implementación.

Evolución del sistema

La generación bruta de electricidad en el país ha crecido desde 3.020 GWh, en 1995, hasta 7.661 GWh, en 2012, con una tasa de crecimiento anual media de 4,98% hasta 2005, de 4,96% entre 2006 y 2009 y de 4,84% después de la nacionalización del sector eléctrico. En el mismo período, la demanda total de energía eléctrica creció un 150%, de 2.647 GWh en 1995 a 6.614 GWh en 2012.

La evolución de la oferta fue producto de las inversiones en el sistema nacional de electricidad en las etapas de generación y

⁴⁹ En los casos en que la información no está disponible, el estudio inicia sus análisis en el año 1999 o 2000.

transmisión⁵⁰, realizadas entre 1995 y 2012, según muestra el gráfico 1. El 59% de esta inversión fue realizada por el sector privado, entre los años 1995 a 2011 y el restante 41% corresponde a inversiones estatales entre 2010 y 2012. El análisis por períodos nos muestra que el 49% del total de las inversiones se realizaron entre 1995 y 2005 de aplicación de la reforma liberal, el 10% en el período 2006 a 2010, durante la primera administración del Gobierno del MAS y, un 41% en el período 2010-2012, posteriores a la nacionalización del sector. (Gráfico 1).

Desempeño y eficacia del sistema

Durante el período 1995-2005 hubo un crecimiento inusitado de la oferta, en relación con la demanda de electricidad. El mismo se debió a las inversiones privadas en nuevas centrales de generación de electricidad⁵¹. Por esta razón, en los últimos años del período 2001-2005 los niveles de reserva de potencia eran relativamente altos, entre 20 y 40% de la demanda total (Gráfico 2).

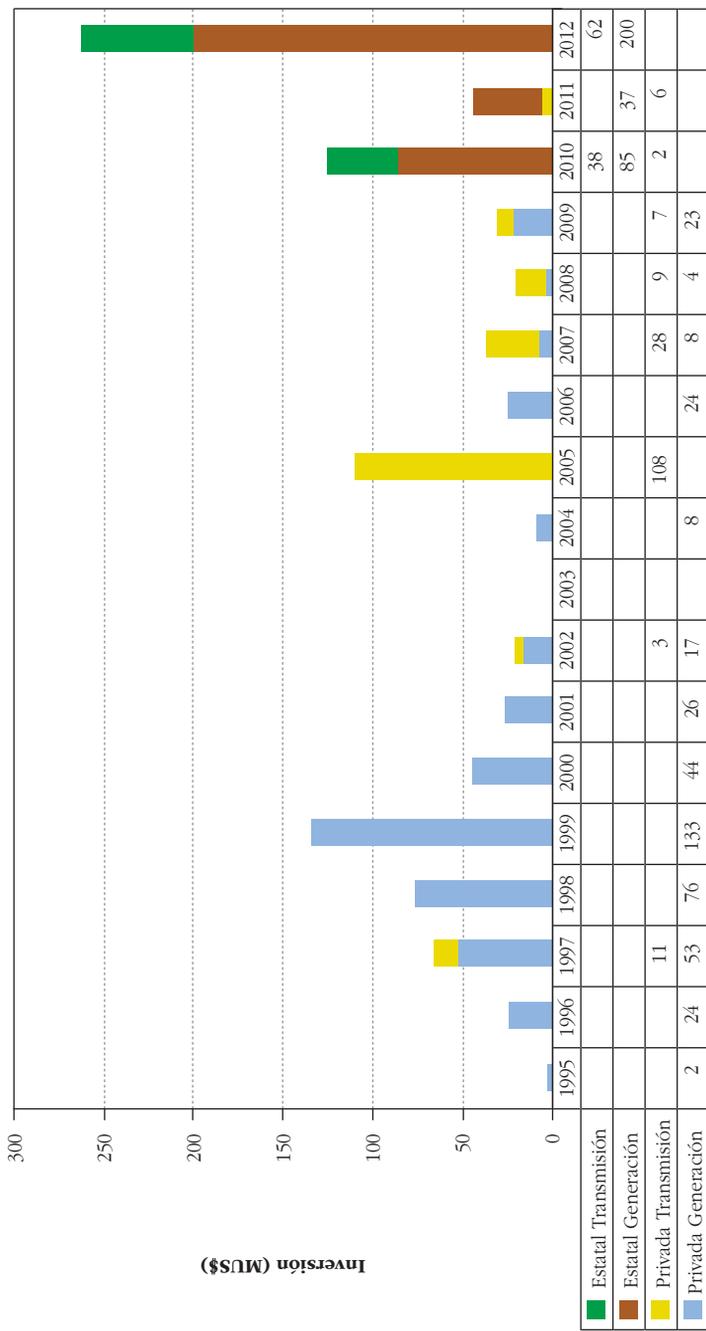
En el período 2006-2009, en cambio, la oferta se incrementó a un ritmo inferior a la demanda. Esto pudo deberse a un ajuste racional de los márgenes de exceso de oferta, a una interrupción de las inversiones debido a los anuncios de nacionalización del sector eléctrico y/o a la ausencia de incentivos financieros a las generadoras. A pesar de que los márgenes de reserva se mantuvieron en niveles razonables, entre el 10 y el 20%, la ausencia de inversiones se reflejó en una clara tendencia hacia niveles insuficientes de reserva al final del período.

Finalmente, entre 2010 y 2012 se registra un importante incremento de la oferta debido a las inversiones estatales, aunque el mismo fue insuficiente para resolver el déficit de oferta generado entre 2006 y

⁵⁰ Nuestra investigación no ha accedido a información oficial detallada sobre los sistemas de distribución y electrificación rural.

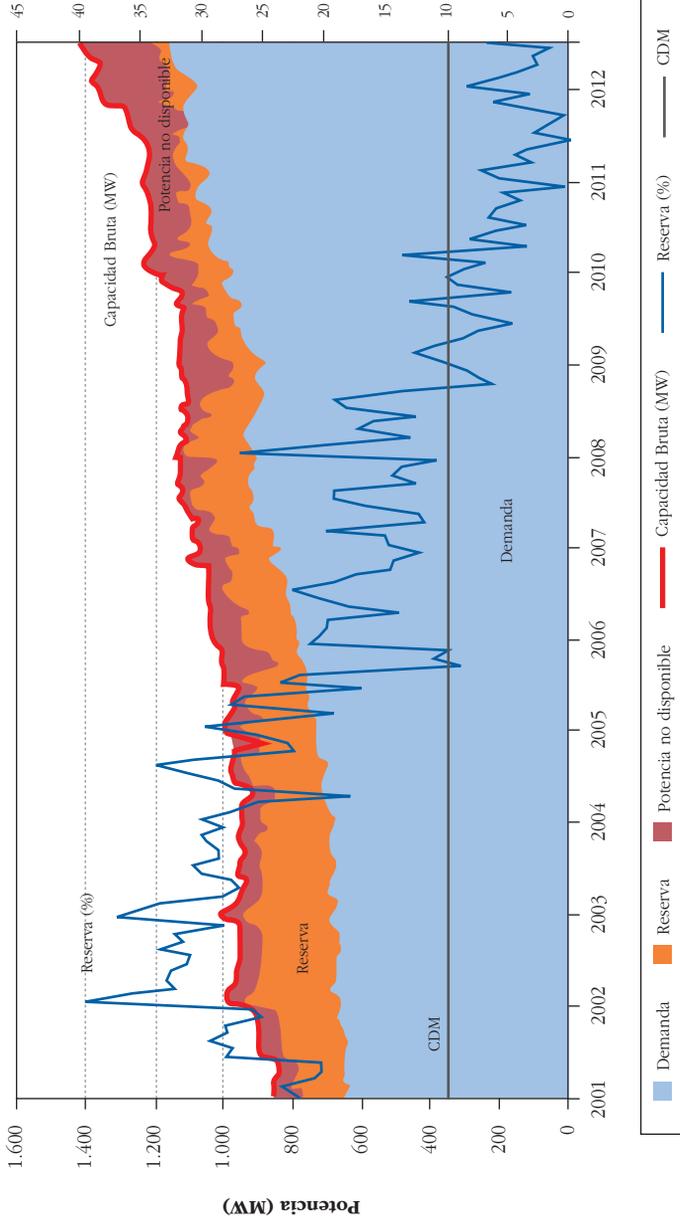
⁵¹ Las inversiones privadas provinieron de dos fuentes: *a)* inversiones comprometidas por las empresas capitalizadas y *b)* inversiones privadas independientes.

Gráfico 1
Bolivia: Inversiones en el sistema eléctrico nacional, 1995-2012 (en millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia con datos de Memorias del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2011-2012.

Gráfico 2
Bolivia: Evolución de la reserva total de potencia en el SIN, 2001-2012



Fuente: Elaboración propia con datos de Memorias del Comité Nacional de Despacho de Carga.

2009 y la reserva de potencia llegó, claramente, a niveles por debajo de lo requerido. Destaca, por cierto, la magnitud de la potencia no disponible y su importancia en los niveles insuficientes de reserva (Gráfico 2).

Como se observa, la eficacia y seguridad del sistema eléctrico boliviano están muy condicionadas al crecimiento de la oferta de potencia y, por ende, a las inversiones. No obstante el crecimiento de la oferta de energía, la caída en las inversiones en nuevas centrales de generación, desde 2006, tuvo serios efectos en la oferta de potencia que, entre 2006 y 2011, sólo creció en un 17%⁵².

La disminución de las inversiones y el crecimiento sostenido de la demanda hicieron prever, en 2007, una eventual crisis de potencia. Es así es así que en 2008, bajo la forma de una medida de uso racional de energía, el Gobierno de Evo Morales ejecutó una campaña de eficiencia energética conocida popularmente como la campaña de “foquitos ahorradores”⁵³ 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 [...] (República de Bolivia, 2008).

La campaña fue exitosa, y en diciembre de 2009 se había entregado a 1,3 millones de familias un total⁵⁴ de 11,5 millones de focos. El

⁵² La capacidad instalada del sistema apenas subió de 1.442 MW en 2006 a 1.682 MW en 2011.

⁵³ El DS 29466 del 5 de marzo de 2008 aprobó el Programa Nacional de Eficiencia Energética, que había planificado la introducción de cinco 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 DS 29466).

⁵⁴ Se entregaron 8,51 millones de lámparas fluorescentes compactas en sustitución de lámparas incandescentes y otros tres millones para garantizar la sostenibilidad de la medida (Memoria de Gestión del Ministerio de Energía e Hidrocarburos 2008).

crecimiento de la demanda máxima se había reducido de 10% en 2007 a 0,4% en 2008, con un impacto en la demanda máxima del sistema del orden de 90 MW (Guzmán, 2011). Lamentablemente, la medida no tuvo sostenibilidad y la tendencia al crecimiento de la demanda máxima en el horario pico⁵⁵ se repuso nuevamente y no se pudo sostener el éxito alcanzado en 2008 para evitar que la reserva de potencia sea cada vez menor. La campaña, en su “fase de sostenibilidad”, fue retomada el 2011 y concluyó el 2012, distribuyó un total de 10,1 millones de focos (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2012b), que lograron menores impactos que en 2008 pero, hasta donde nuestra investigación ha alcanzado, con perspectivas sostenidas de eficacia⁵⁶ (Gráfico 3).

La nacionalización no logró impedir la crisis de potencia

La nacionalización de las tres empresas de generación se realizó en un contexto crítico de reserva de potencia (Gráfico 4). 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 (Gráfico 4), 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 diésel para mitigar la crisis que duró hasta los primeros meses de 2012⁵⁷.

⁵⁵ Se conoce como horario pico al período entre las 18:00 y las 23:00 horas, debido a que en él se verifica la máxima potencia diaria. Normalmente, en Bolivia, ésta se presenta entre las 19:15 y las 19:45 horas de cada noche.

⁵⁶ Nuestro objetivo de estudio en este acápite es evaluar la eficacia de la campaña para reducir la tasa de crecimiento de la demanda de potencia y no aborda el estudio de los mecanismos de disposición de las bombillas, que hubiesen cumplido su ciclo de vida, para evitar la dispersión no deseable de mercurio.

⁵⁷ El lector podrá ver en el gráfico 4 que la porción de tiempo en que la reserva total en el horario pico superaba la reserva mínima se redujo, entre 2005 y 2011, de 93% al 10% del tiempo.

Gráfico 3
Bolivia: Evolución de la demanda máxima de potencia en el SIN, 1996-2012



Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de las Memorias del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Gráfico 4

Bolivia: Reserva total de potencia en el SIN en horario pico



Fuente: Elaboración del CEDLA sobre reportes diarios del Comité Nacional de Despacho de Carga.

¿Fueron los tempranos anuncios de nacionalización o la baja remuneración a los generadores lo que impidió que las empresas realicen las inversiones necesarias? A lo explicado en la sección precedente debemos añadir 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 profundas deficiencias 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, la nacionalización llegó cuatro años después de haber sido anunciada y, aunque las inversiones estatales devolvieron seguridad al sistema, lo hicieron, como se verá más adelante, a costa de incrementar su ineficiencia y las emisiones contaminantes.

Soberanía para la ampliación del sistema

La privatización de la transmisión en 1997 significó una profunda pérdida de soberanía del Estado boliviano sobre su sistema eléctrico, cualidad necesaria en el momento de planificar, ampliar e interconectar el sistema para atender de mejor forma y a mayor cantidad de usuarios.

A diferencia del sistema de generación en el que una parte del paquete accionario quedaba en manos de los ciudadanos y trabajadores, la privatización del sistema de transmisión fue total. La empresa Unión Fenosa de España adquirió las instalaciones de transmisión de ENDE y creó la empresa Transportadora de Electricidad (TDE) para asumir el control de la transmisión de energía eléctrica en el SIN.

A pesar de los complicados problemas de saturación de líneas, entre 1997 y 2005, ni la entidad reguladora ni el mismo Gobierno lograron que la empresa propietaria del sistema realizara inversiones en el sistema de transmisión. La ineficacia de la regulación fue cargada a los usuarios finales, quienes, a través del sistema de tarifas, pagaron la

pérdida de competitividad del sistema de generación⁵⁸ y las pérdidas de energía en el sistema de transmisión⁵⁹.

Para resolver el problema, el Gobierno de 2005 abrió la posibilidad a la entrada de otras empresas⁶⁰. Las nuevas inversiones privadas tuvieron un efecto en los costos de transmisión y, entre 2005 y 2010, la tarifa del servicio se incrementó en un 37%⁶¹, aun cuando la capacidad de transmisión sólo se había incrementado en un 16% (Gómez, 2012).

Un hecho similar ocurrió en el momento de interconectarse la región amazónica de los departamentos de La Paz y Beni al SIN. Los sistemas aislados de esta región, tanto los urbanos como los rurales, dependían de la asignación de subsidios para la generación de electricidad basada en el diésel 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 el Estado no tuvo otra alternativa que acudir a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) a fin invertir en una línea de transmisión que integraba el SIN con la región amazónica.

Era previsible que bajo las definiciones de la privatización, en las que la rentabilidad era condición básica para la ejecución de proyectos, los planes de expansión de la red e integración energética de las regiones aisladas fueran a verse obstaculizados, pues éstas no representan mercados atractivos para la inversión privada. Si bien la

⁵⁸ “La congestión de varios tramos superior al 90% (Guaracachi-Carrasco: 97%, Karachipampa-Don Diego: 96%, Don Diego-Mariaca: 95%, y Mariaca-Aranjuez: 100%), crea mercados cautivos en los casos en que las líneas están congestionadas (por ejemplo, Sucre y Santa Cruz), alimenta la generación forzada (subiendo los precios de generación), y disminuye la seguridad de la red, dado que en caso de corte en alguna área, no es posible atender la demanda con líneas alternativas” (UDAPE, 2005: 21).

⁵⁹ Las pérdidas por efecto Joule se incrementaron hasta 85 GWh en 2003, es decir, 3% de la cantidad de energía inyectada a la red ese año (véase el cuadro A-1 de evolución del balance energético en el SIN y el gráfico A-1 de evolución de inyecciones de electricidad, ambos en el Anexo).

⁶⁰ 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 en el año 2005 se pasa de un monopolio a un duopolio en el transporte eléctrico (UDAPE, 2005: 8).

⁶¹ El lector puede revisar el cuadro A-3 de evolución de las tarifas en el Anexo.

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 supuso la recuperación de la soberanía estatal para ejecutar los planes de integración energética nacional. Lo paradójico es que, con todos los antecedentes, la nacionalización de la red de transmisión se haya efectuado solo después de seis años de gestión del Gobierno del MAS⁶².

La eficiencia del sistema

El sistema de suministro de electricidad a los usuarios finales de la energía constituye una cadena de producción, transformación y transporte y, como tal, tiene pérdidas de energía en función del 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 (REG), que da cuenta de la eficiencia energética⁶³ y posibilita calcular la cantidad de energía perdida en el subsistema analizado.

Así, como consecuencia de los incentivos que concedió la reforma neoliberal⁶⁴, el REG sufrió un enorme deterioro en la producción de electricidad en el SIN, desde un máximo de 54,7% en 2001, hasta el 41,2% en 2010. En los hechos, este indicador muestra que casi el 60% de la energía primaria a la entrada de los sistemas de generación se pierde en esta etapa de la cadena. El deterioro del REG continuó

⁶² La nacionalización de la Transportadora de Electricidad (TDE) se realizó el 1 de mayo de 2012 mediante DS, 1214, que "...instruye a ENDE pagar el monto correspondiente al total del paquete accionario de la sociedad Red Eléctrica Internacional SAU, en la Empresa Eléctrica Transportadora de Electricidad SA y/o a los terceros, después de un proceso de valuación que se encargará a una empresa independiente contratada por ENDE en el plazo de 180 días hábiles a partir de la publicación de la norma..."(ABI, La Paz, 01/mayo/2012).

⁶³ Conceptualmente, la eficiencia energética en los sistemas de generación de electricidad representa la capacidad de un sistema para transformar la energía primaria en electricidad.

⁶⁴ El principal incentivo consistió en el congelamiento del precio del gas natural en 1,25 \$us/MPC (millar de pies cúbicos). (Resolución Ministerial número 79, 1995). (DS 26037, 2000).

incluso después de la nacionalización hasta alcanzar un mínimo de 39,6%, mostrando que si bien ya se había logrado leves mejoras en 2012, aún no se había abordado los aspectos estructurales que deterioraron la eficiencia del sistema (Gráfico 5)⁶⁵.

En el ámbito regional, con información oficial (OLADE, 2014), y a partir de un cálculo similar sobre los balances energéticos nacionales, el cuadro 3 nos muestra que el sistema de generación de electricidad de Bolivia es el menos eficiente de la región y que su rendimiento se habría deteriorado hasta alcanzar el 40,5% en el año 2012.

Cuadro 3
Rendimiento energético global para la generación de electricidad en países de la región, 2000-2012

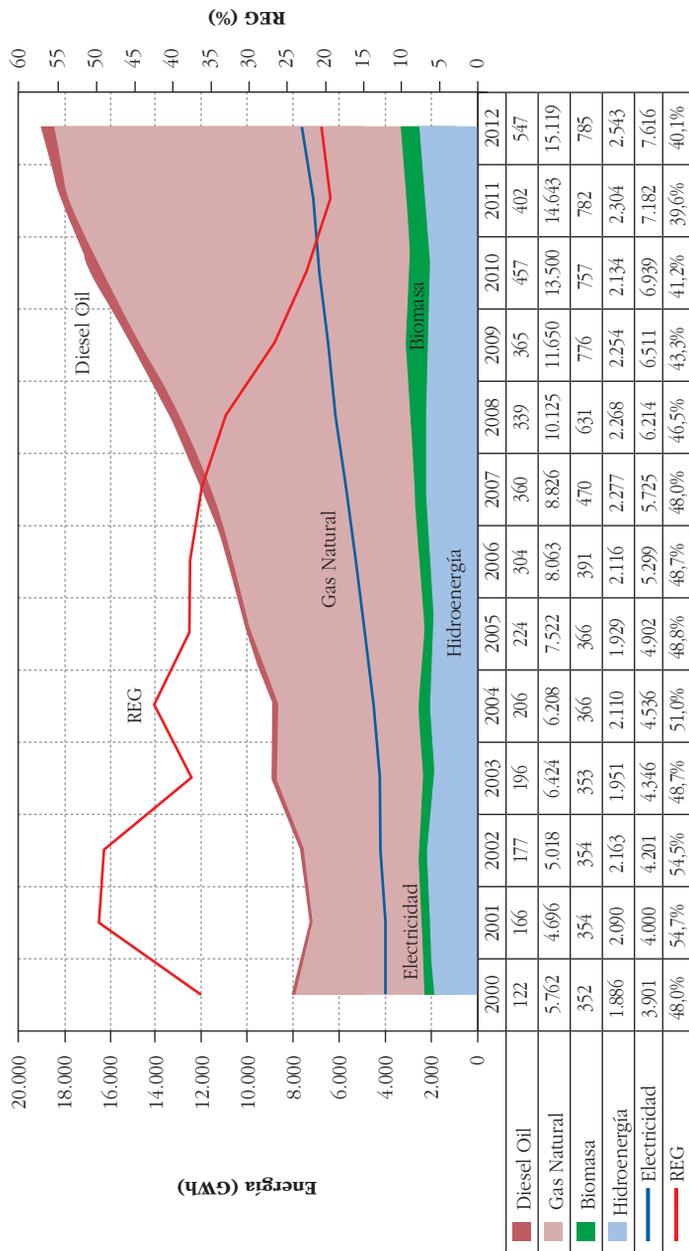
País	2000	2012	Variación 2000-2012
Paraguay	89,0%	90,9%	0,2%
Brasil	81,1%	74,2%	-0,7%
Colombia	61,6%	64,2%	0,3%
Chile	53,3%	55,8%	0,4%
Uruguay	80,9%	55,2%	-3,1%
Ecuador	62,9%	54,1%	-1,2%
Perú	69,3%	50,3%	-2,6%
Venezuela	56,8%	48,8%	-1,3%
Argentina	45,4%	44,8%	-0,1%
México	39,1%	42,4%	0,7%
Bolivia	45,4%	40,5%	-1,0%
Promedio regional	58,2%	57,7%	-0,1%

Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de SIE. OLADE, 2014.

⁶⁵ Para mayor información se sugiere consultar en el Anexo el cuadro A-2: Bolivia: evolución del balance energético en el SIN.

Gráfico 5

Bolivia: Evolución del rendimiento energético global (REG) en la generación de electricidad, 2000-2012



Fuente: Elaboración del CEDIA con datos del *Balance Energético Nacional 2000-2010* (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2012).

Por su parte, el sistema de transmisión también experimenta pérdidas de energía⁶⁶, que se incrementaron en el período 2000-2012 en la medida en que las inversiones para la expansión del sistema se demoraron. De esta manera, luego de las inversiones privadas realizadas en 2007, las pérdidas alcanzaron un mínimo y se inició un nuevo período de deterioro del REG en transmisión hasta llegar, a finales del año 2012, a 97,94%, pese a las inversiones estatales emprendidas en 2010⁶⁷.

Por último, el sistema de distribución experimenta pérdidas atribuidas al calentamiento de los conductores, a pérdidas en transformadores y a consumos no facturados. En esta etapa de la cadena el REG mostró una clara tendencia al deterioro desde 92,44% en el año 2000, hasta 88,97% en 2004, año en el cual se revierte la tendencia negativa, iniciándose una mejora, para finalmente alcanzar la cota de 93,32% a finales de 2012⁶⁸. Debe anotarse que, en términos absolutos, la pérdida de energía en la fase de distribución alcanzó un máximo de 454 GWh en 2008, año en el que se inaugura una clara reducción de las pérdidas, hasta 410 GWh a finales de 2012.

Como muestra el gráfico 6, el balance energético en el sistema interconectado nacional está fuertemente determinado por las pérdidas totales, particularmente en la etapa de generación. En efecto, mientras la oferta interna neta⁶⁹ se duplicó, entre 2000 y 2012, a un ritmo de

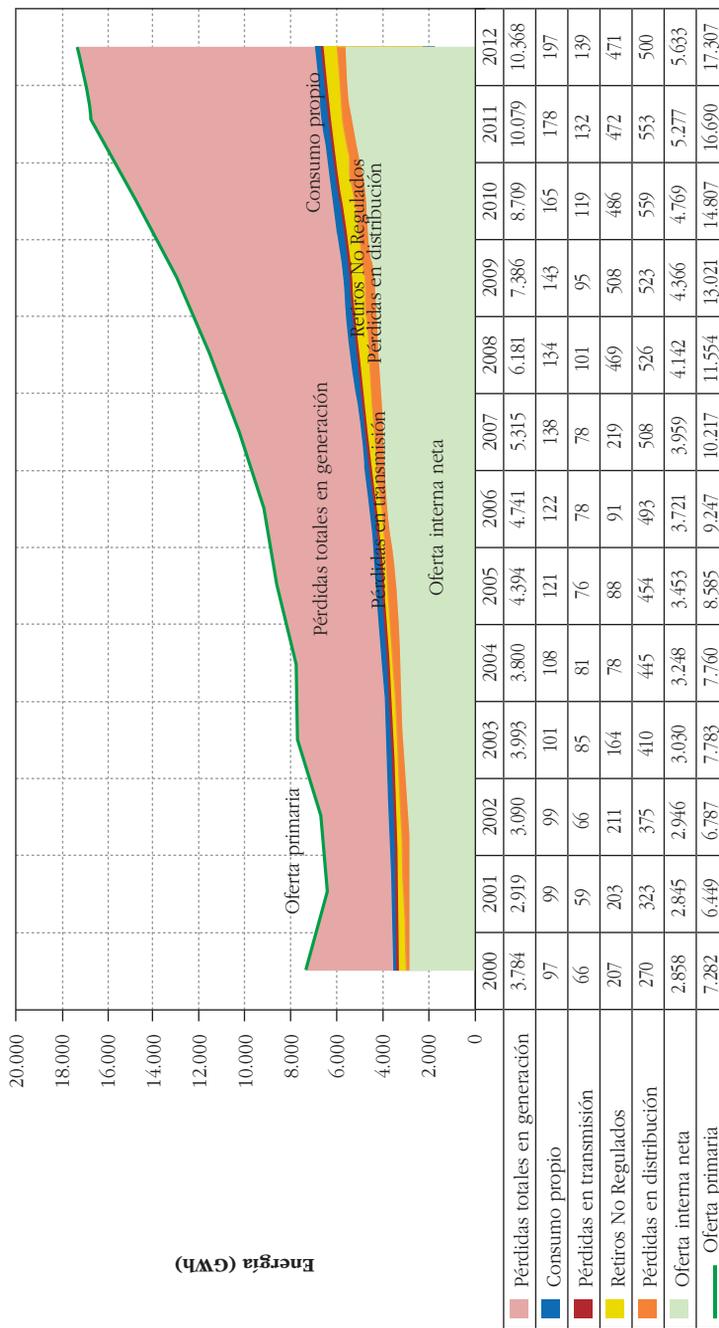
⁶⁶ Las pérdidas en el sistema de transmisión ocurren como producto del calor generado en los conductores por el paso de la corriente eléctrica. Se denominan pérdidas por el efecto Joule.

⁶⁷ Para mayor información se sugiere consultar en el Anexo el cuadro A-1: Balance Energético en el SIN.

⁶⁸ Para mayor información, consúltese en el Anexo el cuadro A-2 de Balance Energético en el SIN.

⁶⁹ La oferta de electricidad a los usuarios finales se da 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. En este caso se trata de operaciones mineras e industriales de gran escala. Para fines del balance energético la oferta interna neta está compuesta por los retiros de usuarios no regulados y las ventas de los distribuidores a los usuarios regulados.

Gráfico 6
Bolivia: Evolución del balance energético en el sistema interconectado nacional (SIN), 2000-2012



Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de BEN 2000-2012, Memorias CNDC y AE.

5,9% por año, la “demanda total”, que está compuesta por la oferta interna neta más las pérdidas y consumos en la cadena de suministro, creció en un 138%, a un ritmo anual de 7,5%. ¿Por qué? La respuesta se encuentra en la distorsión que generan las pérdidas totales a lo largo de la cadena de suministro. Éstas crecieron en un 166% entre 2000 y 2012, a un ritmo anual de 8,5%, destacándose las pérdidas en la etapa de generación, que se incrementaron en un 174%.

En cualquier caso, la evolución de las pérdidas no parece tener relación con el tipo de gestión del sistema (privada o estatal) —pues siguió su tendencia incluso 30 meses después de aplicadas las medidas de nacionalización—, sino más bien responde a los problemas estructurales generados durante la reforma liberal y mantenidos hasta el final del período de nuestro estudio.

El resultado final es que la oferta de electricidad puesta a disposición de los usuarios finales, regulados y no regulados⁷⁰, también sufrió un importante deterioro desde un 42,6% en el año 2000 ⁷¹ hasta un 35,8% a finales de 2012, siguiendo la tendencia al deterioro de la eficiencia energética en el sistema (Gráficos 7 y 8). El lector podrá comprobar que la porción ofertada a los usuarios regulados, respecto de la oferta primaria al inicio de la cadena, se redujo de 39,7% a 33,1% entre los años 2000 y 2012.

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 debería atribuirse a pérdidas por ineficiencia en la gestión de los sistemas y si ésta experimentó cambios con la nacionalización. Las pérdidas por ineficiencias de gestión a lo largo de la cadena que, bajo las definiciones metodológicas de este estudio⁷², en 2001 llegaban a 84 GWh,

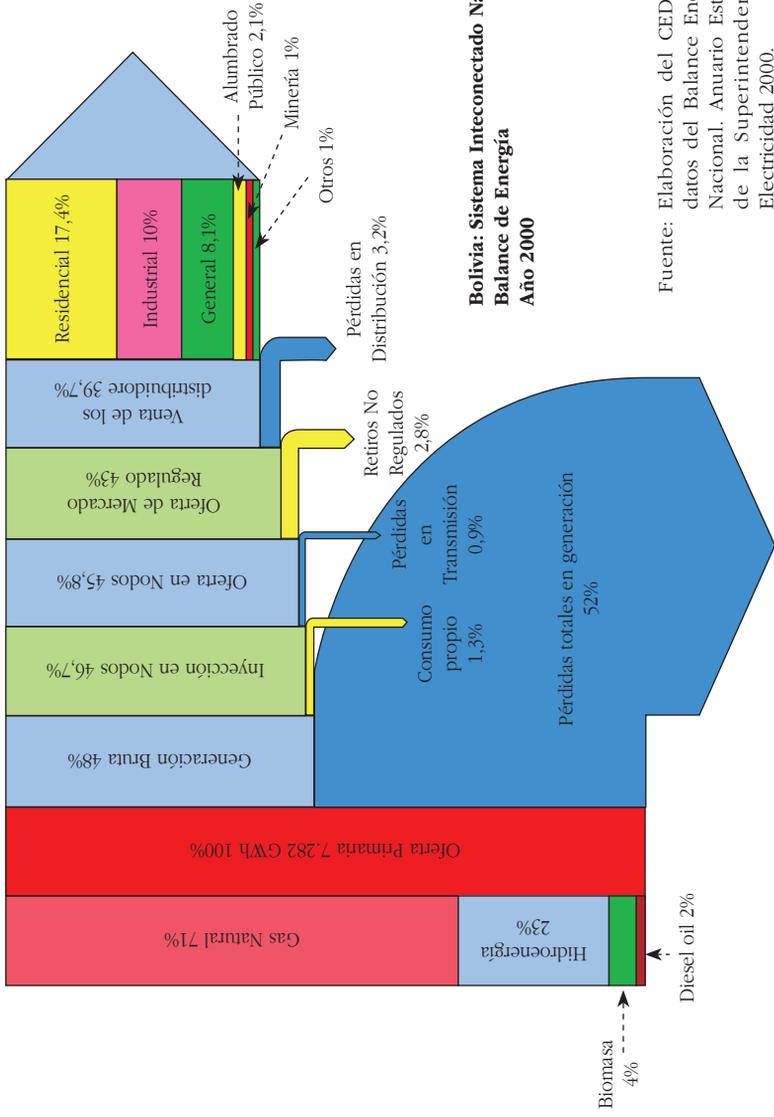
⁷⁰ Denominada en este estudio oferta interna neta (OIN).

⁷¹ La máxima OIN alcanzó el 47,9% en 2001, año en que se registró el máximo REG del sistema de generación.

⁷² Para estimar pérdidas por ineficiencias en la gestión se asumió un escenario en el que las

Gráfico 7

Bolivia: Balance energético del sistema interconectado nacional, 2000

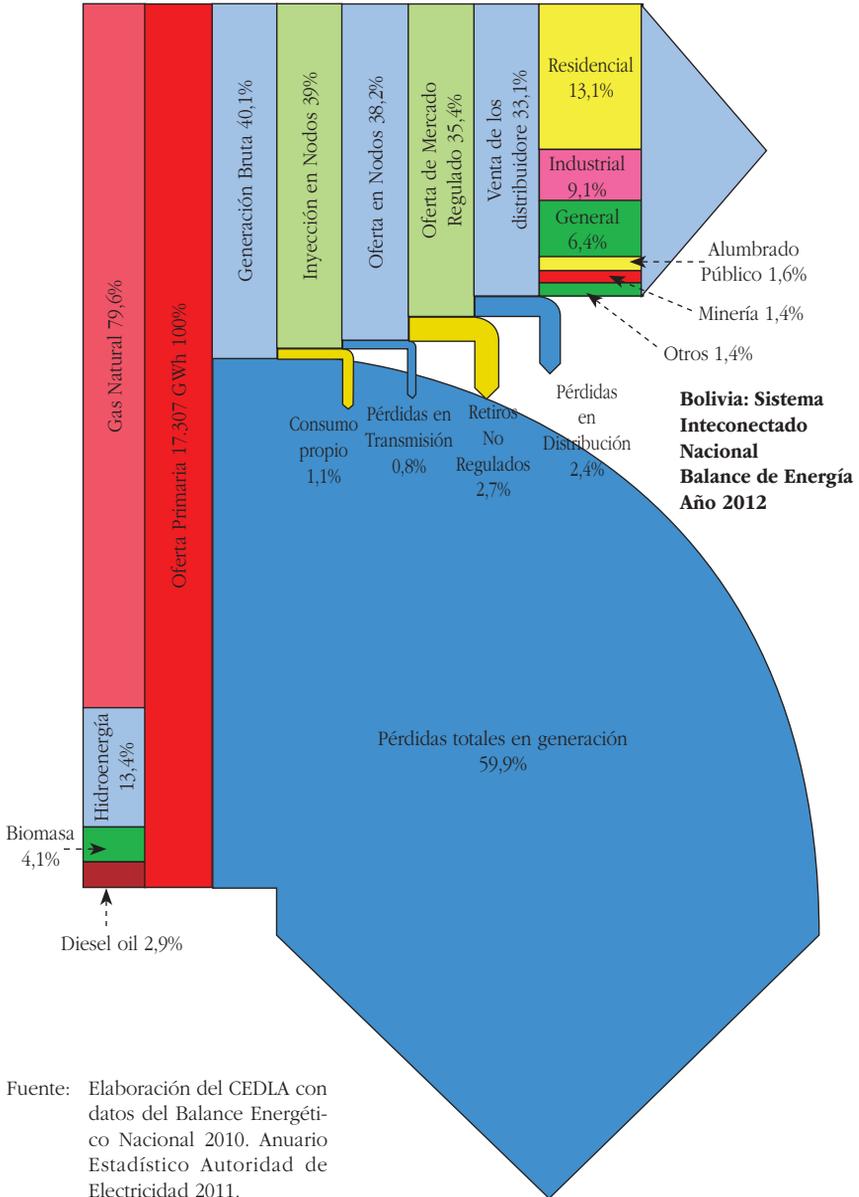


**Bolivia: Sistema Interconectado Nacional
Balance de Energía
Año 2000**

Fuente: Elaboración del CEDLA con datos del Balance Energético Nacional. Anuario Estadístico de la Superintendencia de Electricidad 2000.

Gráfico 8

Bolivia: Balance energético del sistema interconectado nacional, 2012



Fuente: Elaboración del CEDLA con datos del Balance Energético Nacional 2010. Anuario Estadístico Autoridad de Electricidad 2011.

en 2010 llegaron a 2.125 GWh, y en 2012 a 2.586 GWh, cantidad de energía equivalente al 114% del consumo de electricidad de un año de todo el sector residencial.

Bajo las definiciones metodológicas explicadas, las pérdidas atribuidas al rendimiento termodinámico de los sistemas crecieron en 134% y las pérdidas por ineficiencias de gestión se incrementaron en 383%. Inequívocamente, esta enorme cantidad de pérdida de energía debe atribuirse a las inversiones —privadas entre 2000 y 2009, y estatales después de la nacionalización— en sistemas de generación a gas natural y diésel poco eficientes y, principalmente, a los incentivos otorgados por la reforma neoliberal y mantenidos después de la nacionalización.

Cantidad y asequibilidad de la oferta eléctrica

Si bien la cantidad de electricidad puesta a disposición de los usuarios regulados creció entre los años 2000 y 2012 en un 98%, y la de los usuarios no regulados en 127%, la cantidad de energía primaria utilizada al inicio de la cadena se incrementó, en el mismo período, en 138%. Como consecuencia de este fenómeno, la oferta a los usuarios del mercado regulado hacia el 2012 apenas llegó al 33,1% de la energía primaria utilizada en la generación (Gráfico 8).

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 y consumos de energía a lo largo de la cadena. Las implicaciones económicas no se limitan a los usuarios y tienen relación con la productividad energética boliviana⁷³ —la más

empresas se hubiesen visto imposibilitadas de seleccionar tecnologías más eficientes, pero, al menos, hubiesen buscado mantener los rendimientos registrados al inicio del período o conservar el máximo del período. Bajo esta definición, la porción de pérdidas por rendimiento termodinámico se mantendría constante y entre las pérdidas por ineficiencias de gestión se encontrarían las pérdidas resultantes de seleccionar, en un año dado, una tecnología más ineficiente que la del año anterior.

⁷³ La productividad energética es un indicador que relaciona el producto generado por la economía con el consumo total de energía.

baja de la región sudamericana (Guzmán, 2014)— y con la quema ineficiente de gas natural⁷⁴.

Desde esta perspectiva, la tendencia a lo largo del primer decenio se extiende al año 2012. Este hecho refleja que las condiciones para esta evolución no han sido cambiadas con la nacionalización, y la lógica de traspasar a los usuarios finales y al medio ambiente los costos e impactos de las pérdidas ha continuado invariable.

Sostenibilidad y medio ambiente

Entre 1996 y 2005 se invirtieron 383,1 millones de dólares en centrales de generación. El 57% de esta inversión estuvo dirigida a centrales hidroeléctricas, y el 43% a centrales térmicas a gas natural. Las inversiones comprometidas por la capitalización se concentraron en sistemas térmicos (el 69%), mientras que las inversiones privadas independientes, además de constituir la mayor parte de la inversión, se concentraron en los sistemas hidroeléctricos (el 78%). Aparentemente,

[...] las nuevas inversiones en generación fueron inducidas más por la apertura del mercado eléctrico al sector privado, que por la obligación de invertir impuesta a las empresas capitalizadas. Las tarifas eléctricas pagadas a los generadores entre 1997 y el año 2001 fueron suficientemente altas como para atraer inversiones en nuevas centrales hidroeléctricas, lamentablemente... esas tarifas a nivel de generación, expresadas en dólares constantes, disminuyeron a partir del año 2001 [...] (Gómez, 2012).

En el período 2006-2009, las inversiones apenas llegaron a 59 millones de dólares, provinieron del sector privado y estuvieron dirigidas al fortalecimiento de un antiguo sistema hidroeléctrico. Finalmente, en

⁷⁴ 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.

el período 2010-2012, las inversiones ascendieron a 322 millones de dólares, provinieron del Estado y se concentraron en la implementación de equipos térmicos a gas natural y diésel para mitigar los efectos de la crisis de potencia (Gráfico 1).

Pese a que las inversiones en la primera etapa de la reforma liberal 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 consecuencia directa el crecimiento de la generación basada en la combustión de gas natural. Por ello, durante el período 1996-2012, el crecimiento del sistema implicó 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 72,4% en el año 2000, a 83% en el año 2010, y mejoró levemente en 2012 hasta alcanzar el 82,5% (Gráficos 7 y 8).

Esta orientación se mantuvo invariable en el período 2006-2012, a pesar de las declaraciones públicas del Gobierno del MAS en defensa del medio ambiente. En efecto, sus planes de política energética contradijeron la vocación ambientalista del discurso oficial y propusieron metodologías claramente desfavorables para la energía renovable⁷⁵. El resultado final es que la participación de la energía de origen renovable se redujo de 28% en el año 2000 a 17,5% en el año 2012⁷⁶.

⁷⁵ “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 la *Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, 2008*: 203-210).

⁷⁶ 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 para convertirse en electricidad.

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 electricidad⁷⁷ ayudaron a garantizar la rentabilidad del sector privado, que realizó inversiones en la fase de generación sobre la base de sacrificar el excedente del gas natural y transferir el costo de las pérdidas a los usuarios y al medio ambiente.

Finalmente, 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 Andes⁷⁸ para dar seguridad a su mercado interno con el menor impacto ambiental, la nacionalización no necesariamente cambió esta realidad. En efecto, algunos de los proyectos hidroeléctricos anunciados están ubicados en la parte baja de la cuenca amazónica y poseen indicadores de superficie inundada por unidad de potencia instalada superiores a la media regional, hecho que está relacionado con su potencial impacto social y ambiental. En el caso concreto del proyecto de Cachuela Esperanza, su dimensión está pensada para la exportación de electricidad a Brasil y el proyecto ha sido subordinado a los planes de la Iniciativa de Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA)⁷⁹.

⁷⁷ 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 no se había logrado hasta 2010 (Coaquira Siñani, 2010).

⁷⁸ Entre 1967 y 1993 ENDE identificó más de 80 proyectos hidroeléctricos con un potencial de 12 mil MW de potencia. Una buena parte de estos proyectos se situaban en la cuenca alta del río Beni (Rico, 2012).

⁷⁹ El proyecto Complejo del Río Madera se basa en el Inventario Hidroeléctrico del río Madera realizado por FURNAS, Odebrecht y PCE en 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 6,45 mil MW, un proyecto binacional en la frontera de Bolivia y Brasil (Ribeirao) y un proyecto en Bolivia: Cachuela Esperanza. El potencial de

Costos y tarifas del sistema

¿Contribuyó la reforma neoliberal a mejorar las utilidades empresariales solamente, en detrimento de los usuarios? ¿Cambió esta situación con la nacionalización? En esta sección vamos a aproximarnos al estudio de la evolución de las tarifas de electricidad durante el período considerado.

La tarifa media de generación, en valores constantes de 1990, muestra un fuerte descenso entre 2000 y 2004, pues pasó de 25,47 a 13,83 \$us/MWh, con una recuperación en el año 2005 hasta los 17,05 \$us/MWh, que se mantuvo casi constante hasta llegar a 17,75 \$us/MWh en 2012 ⁸⁰.

En el caso de la transmisión, en el período 2000-2005, la tarifa real experimentó una leve reducción de 4,41 a 4,37 \$us/MWh y una elevación de 32,2% entre 2006 y 2009. Todo este incremento tuvo lugar sin justificación aparente, considerando que el valor de las instalaciones no se elevó al mismo ritmo (Gómez, 2012). Finalmente, en 2010 —antes de la nacionalización de 2012— se revirtió la tendencia y la tarifa media real de transmisión disminuyó hasta alcanzar un valor de 5,30 \$us/MWh en 2012, a pesar de que las instalaciones de transmisión se ampliaron mostrando un crecimiento de 16%.

Por su parte, la tarifa media de distribución al usuario final, en valores constantes, se redujo de 55,43 \$us/MWh a 40,80 \$us/MWh entre 2000 y 2006. A partir de ese año siguió una tendencia creciente hasta alcanzar, en 2012, el valor de 45,99 \$us/MWh⁸¹.

Si bien la privatización del sector eléctrico fue publicitada también como un escenario ideal para la atracción de inversiones privadas, el incremento de las tarifas en valores corrientes al usuario final, tanto en el período 1990-2000 como en el período 2000-2005, pone de

generación de las dos centrales hidroeléctricas en Bolivia ha sido estimado en 3,60 mil MW (Molina, 2005).

⁸⁰ Para mayor información se sugiere consultar en el Anexo el cuadro A-4 de evolución de las tarifas de electricidad.

⁸¹ Ídem nota anterior.

manifiesto sus limitaciones para mejorar el proceso y hacerlo más eficiente, de modo que el consumidor final pueda acceder al producto a precios menores y conservando la calidad del mismo. Lo más llamativo, sin embargo, es que las tarifas al usuario final experimentan una ligera tendencia a la baja hasta el año 2004, para después seguir una tendencia de ascenso ininterrumpido hasta 2012, 30 meses después de la primera etapa de la nacionalización.

El análisis de la evolución de las tarifas de electricidad a los usuarios finales por cada categoría de consumo, además de reflejar la misma tendencia encontrada en la tarifa media, da cuenta de la orientación y naturaleza de la reforma liberal y su continuidad hasta finales de 2012, independientemente de las medidas de nacionalización aplicadas. En efecto, el gráfico 9 nos muestra que las tarifas aplicadas a los usuarios que utilizan la electricidad como un insumo en los procesos de generación de valor —industria, minería— son notoriamente más bajas que las tarifas aplicadas a los usos de características sociales como el uso doméstico y el alumbrado público.

Es notorio, por otra parte, el que la categoría de tarifas denominada “general”, donde se encuentran actividades comerciales y servicios —tanto sociales como lucrativos⁸²— presente las tarifas más altas del sistema⁸³.

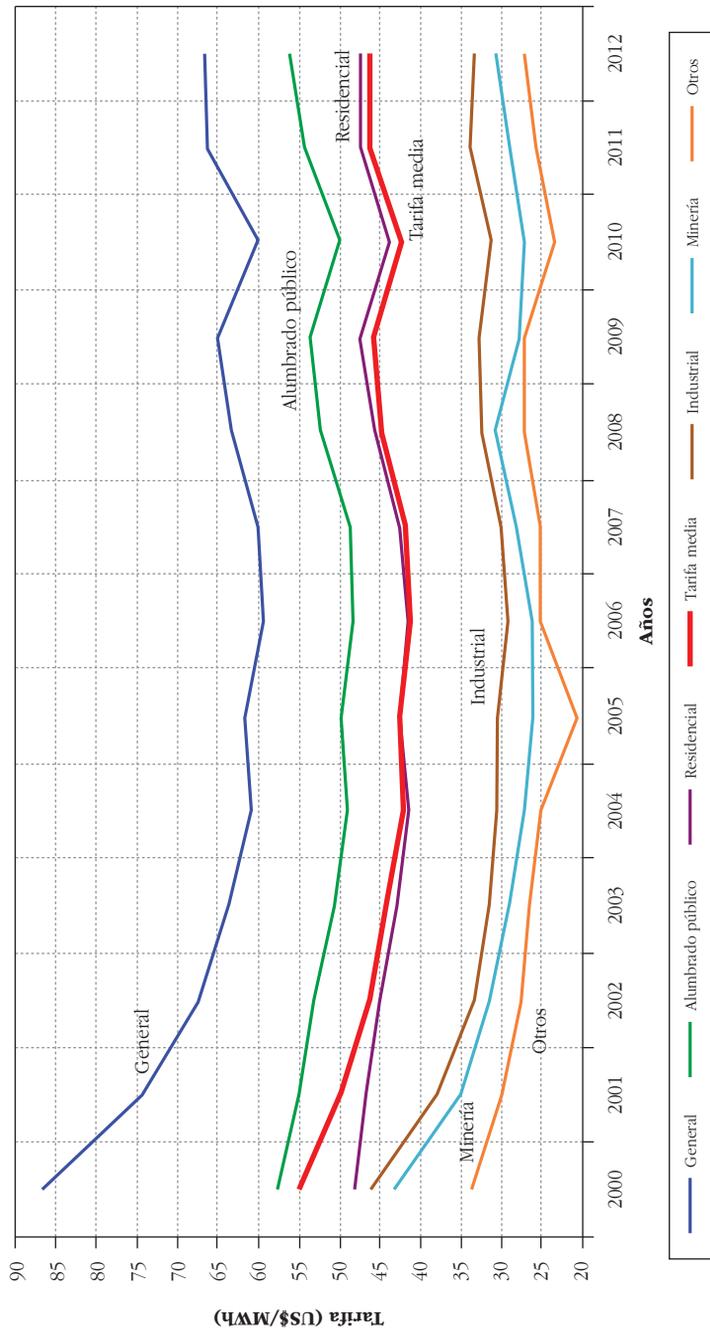
Para entender con mayor profundidad la orientación de la reforma neoliberal, al resultado tarifario mostrado en el gráfico 9 debe añadirse el hecho de que el 82,5% de la energía primaria al inicio de la cadena está constituido por combustibles fósiles que tienen su precio congelado desde hace varios años. Este congelamiento, en el caso del gas natural, supone la renuncia estatal a la renta petrolera para su transferencia —vía tarifas del sistema eléctrico— a los

⁸² Dado que las categorías tarifarias se determinan por la potencia demandada y la tensión de suministro, el lector podrá comprobar que en la categoría general entran, indistintamente, una escuela, un hospital o una entidad bancaria.

⁸³ Para mayor información se sugiere revisar el cuadro A-5 de evolución de las tarifas de electricidad en el Anexo.

Gráfico 9

Bolivia: Evolución de las tarifas de electricidad a usuarios finales por categoría, 2000-2012



Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de Anuarios estadísticos de la Autoridad de Electricidad 2000-2012.

usuarios finales de la electricidad que, como se aprecia claramente, favorecen principalmente a los usuarios industriales y mineros (Guzmán, 2014).

Cabe preguntarse si la nacionalización de ELFEC, decretada en mayo de 2010, constituyó una alternativa a la privatización, o es simplemente una prolongación de la privatización con otro propietario. Por el momento, la información disponible es insuficiente y podría considerarse prematuro emitir una opinión en términos de resultados de la nacionalización. No obstante, es posible intentar una aproximación a la orientación que ha seguido la gestión de ELFEC a partir de su nueva estructura de tarifas aprobada en noviembre de 2011⁸⁴, así como de la evolución de las tarifas urbanas y rurales.

El sistema de distribución de ELFEC está compuesto por el sistema urbano y por seis sistemas de distribución rurales⁸⁵. Los consumos medios de los usuarios residenciales varían entre 22 kWh/mes, en el caso de los sistemas rurales más nuevos, y 115 kWh/mes en el sistema urbano.

En el período 2001-2011, las tarifas residenciales de los seis sistemas rurales fueron más altas que su similar en el área urbana. Esta diferencia será mayor cuanto 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 un 40% más cara que la tarifa del consumidor residencial urbano. Esta diferencia, sin embargo, es menor que la del año 2009, hecho que refleja un cambio incipiente, aunque muy tímido, en favor de los usuarios rurales.

La diferencia tarifaria entre el sistema urbano y los sistemas rurales se origina en los costos de operación y administración de estos últimos. Dado que las tarifas se calculan con arreglo a las definiciones

⁸⁴ Resolución AE 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.

⁸⁵ Los sistemas rurales son: Capinota, Fase I, Fase II, Mizque, Sistema Rural y Trópico.

de la reforma neoliberal, el costo de las actividades de mantenimiento, lectura de medidores y facturación en sistemas de baja densidad poblacional y de baja intensidad energética reviste una enorme importancia para la definición de las tarifas, hecho que refleja que, más allá de la titularidad, las definiciones del mercado eléctrico continúan respondiendo a las de la Ley de 1994.

A finales de 2012, sin embargo, esta situación cambió y muestra un primer resultado a favor de los consumidores menos favorecidos: los costos operativos de los sistemas rurales han sido incorporados en la gestión global de la empresa y, por tanto, ya no existen diferencias entre las tarifas urbanas y las rurales. Con esta medida, algunas de las tarifas residenciales rurales experimentaron una reducción de hasta el 23%, aunque la tarifa urbana y la tarifa media del sistema hubieran experimentado un incremento.

Lo relevante de esta medida radica en la eliminación de las diferencias entre los usuarios de los sistemas rurales y los urbanos, aunque la estructura tarifaria siga favoreciendo a las categorías que utilizan la electricidad como insumo en sus actividades productivas y comerciales⁸⁶ (Gráfico 10).

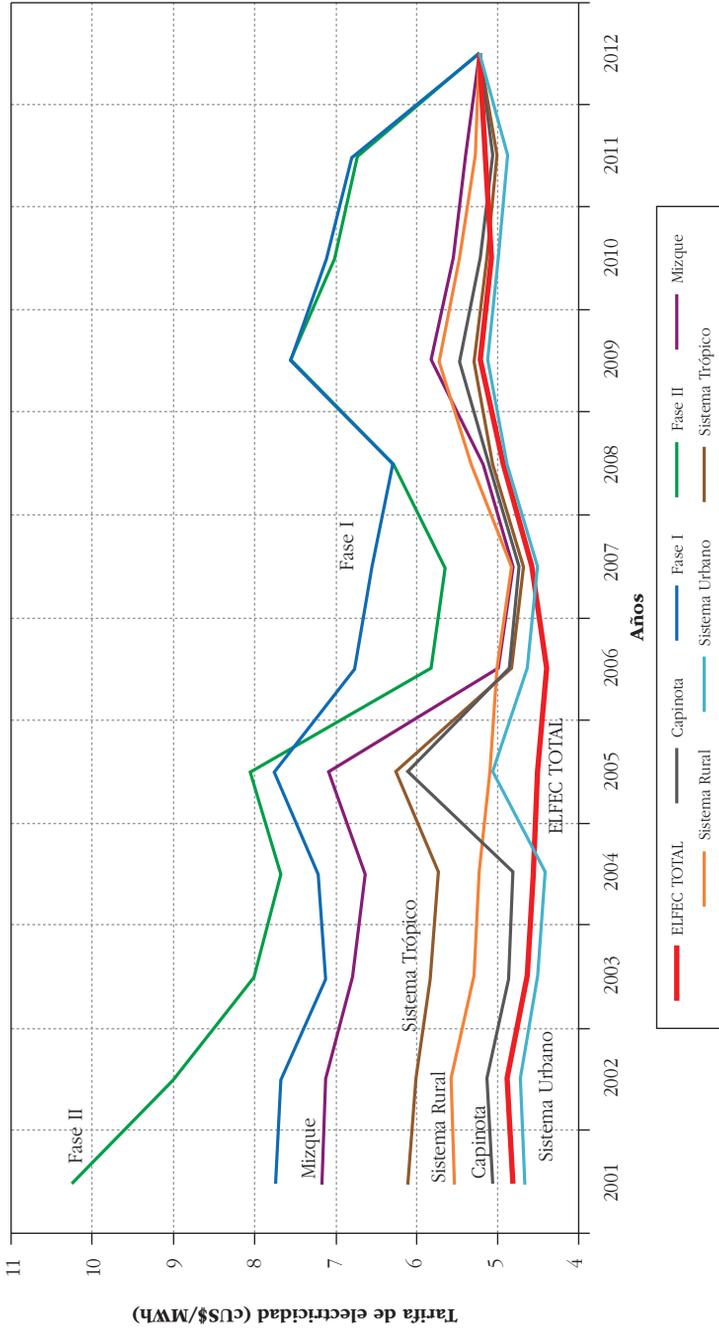
La nueva estructura tarifaria de ELFEC

La reforma neoliberal establecía que las tarifas de electricidad debían ser proyectadas para períodos de cuatro años y debían ser propuestas por las distribuidoras de electricidad para su aprobación por parte de la entidad reguladora. Dado que la nacionalización del sector no ha alcanzado al marco jurídico del sector, las definiciones y todo el trámite de aprobación siguen los procedimientos establecidos en la ley que dio vigencia a la reforma neoliberal⁸⁷.

⁸⁶ Para mayor información, véase en el Anexo el cuadro A-5: evolución de las tarifas residenciales de ELFEC.

⁸⁷ El artículo 45 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT) de la Ley 1604 de 1995 establece que los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base para cada nivel de tensión debían ser aprobados mediante resolución de la entidad reguladora.

Gráfico 10
Bolivia: Evolución de las tarifas de electricidad a usuarios finales por categoría, 2001-2012



Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de Anuarios estadísticos de la Autoridad de Electricidad 2001-2012.

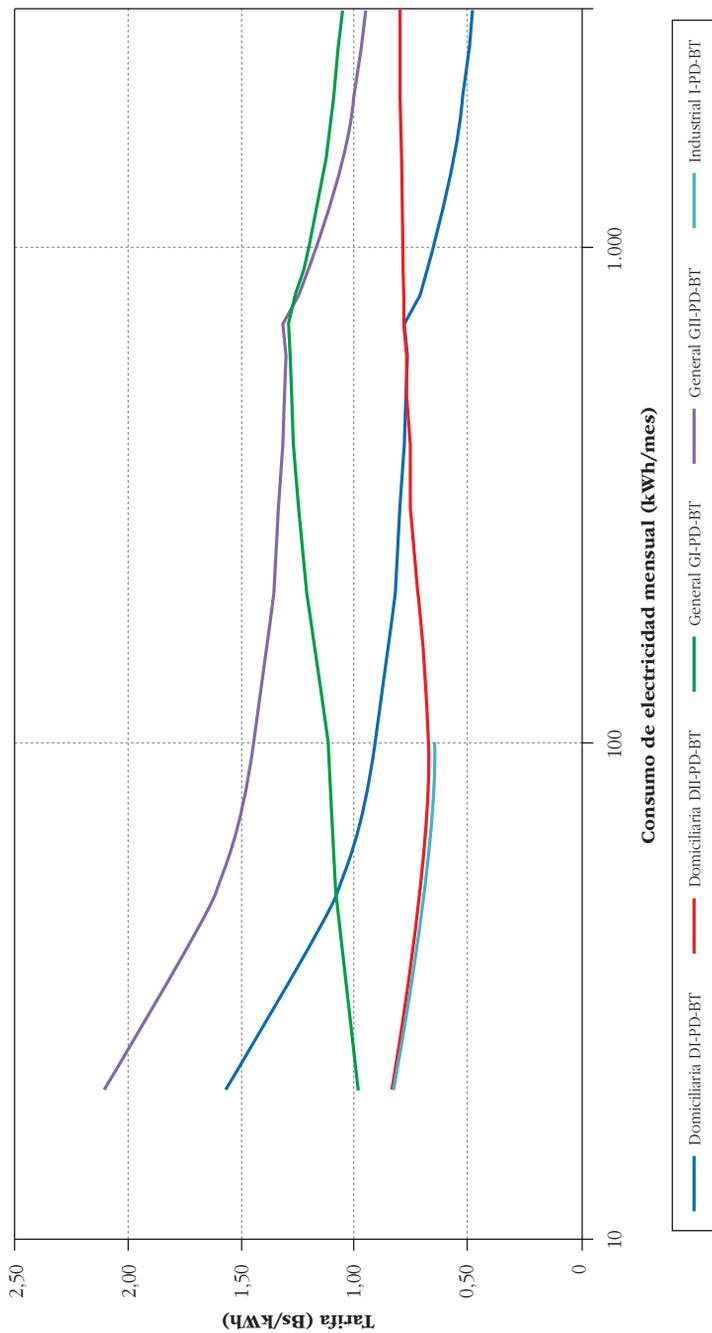
En este contexto, ELFEC sometió a la autoridad su propuesta de tarifas⁸⁸ que fue aprobada en noviembre de 2011 y es válida para el período 2012-2015. En consecuencia, todas las categorías experimentan un incremento en sus tarifas, mayor en las categorías comerciales e industriales y menor en las categorías domiciliarias. Adicionalmente, la nueva estructura tarifaria repuso 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 consumo⁸⁹. Por otra parte, la organización del sistema por grupos de suministro en función de la magnitud de su demanda y el nivel de tensión evidencia que en el grupo de “pequeñas demandas” en baja tensión participan usuarios residenciales, comerciales e incluso industriales, aun cuando el destino o la finalidad del servicio eléctrico sean completamente diferentes.

La tarifa media de las categorías residenciales muestra una ligera tendencia a la baja a medida que el consumo se aproxima a la cota de 100 kWh/mes, es decir que la tarifa media más alta corresponde a los usuarios residenciales de menor consumo (Gráfico 11). Si bien la tarifa exhibe una ligera tendencia al alza a partir de los 100 kWh/mes, la tarifa media de los usuarios residenciales de clase media alta no se iguala a la tarifa media que pagará un consumidor de bajos ingresos.

⁸⁸ El artículo 48 del RPT dispone que el costo de distribución para cada nivel de tensión debía ser 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.

⁸⁹ Se ha constatado que los usuarios de menor consumo restringen su consumo de electricidad para no superar el valor establecido en el cargo mínimo y evitar así su ingreso 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).

Gráfico 11
Bolivia: Proyección de las tarifas de ELFEC (pequeñas demandas en baja tensión), 2012-2015



Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de la Resolución AE N° 537/2011.

En el caso de los usuarios de la categoría general se presenta otra situación paradójica: los usuarios que tienen contratada una potencia inferior a 3 kW, es decir los comercios pequeños, tienen una tarifa ascendente a medida que su consumo se aproxima a los 700 kWh/mes, mientras que la tarifa de los usuarios con una potencia superior a los 3 kW se reduce según se aproximan a dicho consumo. Por encima de los 700 kWh/mes, ambas tarifas experimentan una baja, más notoria en los usuarios grandes, hasta aproximarse a la tarifa de los usuarios residenciales.

La orientación política que subyace a la estructura tarifaria presentada y aprobada para la empresa nacionalizada se patentiza con la tarifa media de los usuarios industriales de pequeñas demandas en baja tensión, quienes se benefician de una reducción de su tarifa media según se incrementa su consumo, y termina siendo menor que la tarifa media del sector residencial a partir de los 800 kWh/mes.

En otro ámbito de análisis, encontramos que en la nueva propuesta tarifaria los grandes consumidores aportan el 8,4% de las utilidades de la empresa, habiéndose multiplicado su participación en 17 veces respecto a la del año 2001. Por su parte, los aportes de los usuarios residenciales, comerciales e industriales pequeños a las utilidades de ELFEC se redujeron de 51,4% en 2010 a 47,3% en 2011. Esto nos permite hacer tres constataciones importantes para nuestro análisis: primero, la vigencia actual de las utilidades empresariales (un concepto más propio de la privatización) como criterio para la determinación de tarifas; segundo, que los usuarios finales son la fuente de su financiamiento y, en tercer lugar, un cambio pequeño pero importante, en el financiamiento de las utilidades, que estaría reflejando cierta tendencia a una mejora en la equidad del sistema.

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

electricidad se refuerza con la estructura tarifaria vigente, más aun si se considera que el beneficio obtenido del congelamiento de los precios del gas natural en la fase de generación beneficiará en mayor proporción a los usuarios industriales, comerciales y residenciales de altos ingresos en las áreas urbanas.

Lo anterior corrobora que la propuesta tarifaria de ELFEC en 2011 no se diferencia conceptualmente de la reforma neoliberal y evidencia que la nacionalización no trajo consigo cambios en la cultura política de la distribuidora y de las propias instituciones del sistema. Podría afirmarse que la burocracia del sector público —tanto en el ámbito de definición de políticas como en la regulación y en la operación de los sistemas— mantiene vigente la lógica mercantil introducida por la privatización.

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

No obstante, cabe resaltar que, a diferencia de lo encontrado en su propia estructura tarifaria, la aplicación de la Tarifa Dignidad en el 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 latinoamericana para usuarios de consumos inferiores a 70 kWh/mes, y que a la vez estén por debajo de la tarifa media nacional y apenas superen el 50% de las tarifas aplicadas a los usuarios residenciales de mayor consumo.

La aplicación de la Tarifa Dignidad logra que ELFEC S.A. muestre los mayores índices de equidad de la región en cuanto a pagos a la distribuidora se refiere. Sin embargo, es preciso prestar atención al hecho de 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, además, ha concentrado a la mayor parte de su mercado (45%) en consumos inferiores al límite fijado por esta política.

**NATURALEZA MERCANTIL
CAPITALISTA
DE LA NACIONALIZACIÓN**

Considerando los modelos prevalecientes en los sistemas eléctricos de la región identificados por Daniel Chávez⁹⁰ (McDonald, 2012: 502), el resultado de la nacionalización en Bolivia ha supuesto, 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 del sector⁹¹—, aunque con una participación estatal menor que en 1992⁹². Desde la perspectiva de la gestión, el sistema boliviano postnacionalización 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 fase de distribución. A pesar de una presencia estatal dominante, la creciente intervención

⁹⁰ 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.

⁹¹ En 2012 las empresas por área eran: 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 cooperativas/comunitarias (veinte en el SIN y una en los SA). SA: dieciséis empresas cooperativas/comunitarias integradas.

⁹² En 1992 ENDE tenía el 64% de la capacidad y 56% de la generación; en 2011, 57% y 49%, respectivamente.

del Estado en la regulación y planificación y los recientes anuncios de concentración de la distribución en áreas rurales⁹³, no se perfila en el corto plazo la evolución hacia un sistema de monopolio estatal, y mucho menos hacia 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 “basada en un criterio de lucro”, pues buscó como objetivo central restablecer las ganancias empresariales, reduciendo la participación del Estado a un par de pequeños sistemas aislados. 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 aplicación de subsidios cruzados. Por otro lado, la fijación de tarifas —garantizando la rentabilidad empresarial e ignorando toda diferencia real de los usuarios— promovió una concepción utilitaria en la que 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.

Aunque la reforma emprendida por el Gobierno del MAS no postulaba como objetivo la acumulación del capital privado, propugnó la “maximización del excedente económico” para la apropiación estatal

⁹³ Después de la nacionalización de las distribuidoras Electropaz y ELFEC 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).

a través de una 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 eléctrico.

En suma, 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 parecería recuperar objetivos de desarrollo al impulsar la universalización del servicio mediante inversiones subsidiadas para la gran mayoría de la población —perteneciente al SIN—, el acceso y el consumo siguen dependiendo del poder adquisitivo de los usuarios; más aún, la flexibilidad normativa para la inversión en esa área no es diferente de 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 meramente 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 conserva 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, ignorando 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 generación de energía y el aumento de las emisiones contaminantes. Como consecuencia, las medidas para enfrentar los problemas de la oferta se limitan a implementar programas de “ahorro energético”, por parte del segmento “residencial” de la población, que presentan 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, soslayada e ignorada por las administraciones neoliberales, permanece ausente en la presente gestión.

**LA NACIONALIZACIÓN
DEL SECTOR ELÉCTRICO
BOLIVIANO EN EL ÁMBITO
REGIONAL**

Expuestas las características y resultados de la política del Gobierno boliviano para el sector eléctrico, cabe preguntarse si esta podría ser un 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 positivos 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 con la sostenibilidad de su matriz energética.

Implicaciones sociales de la lógica económica mercantil

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 (Lutz, 2001). 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 con información de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER)⁹⁴, 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 todos ellos, la fijación de tarifas presenta las siguientes características principales:

- i. la remuneración a los operadores de las fases de generación, transmisión y distribución incluye 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, y la utilidad para los inversionistas (únicamente en el Ecuador los costos de transmisión y de distribución no incluyen la inversión en expansión, que está a cargo del presupuesto público);
- 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 contrarreformas 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.

⁹⁴ Información por país tomada del sitio <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/>.

Empero, la persistencia de problemas de acceso a la electricidad por parte de amplios sectores pobres de la población en los países sudamericanos, así como de condiciones de insuficiencia de oferta de los sistemas (Venezuela) u objetivos de eficiencia energética (Paraguay), llevaron 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, como se puede apreciar en el cuadro 4.

De las condiciones descritas se puede concluir que el nivel y la 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 parece interesante tomar en cuenta 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 Caribe⁹⁵ 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

⁹⁵ Wolfgang Lutz, *ibíd.*; *Business News Americas*, “Advertencia Alta-tensión”, 2010; CEPAL-OLADE-GTZ, *Situación y perspectivas de la eficiencia energética en América Latina y el Caribe*, 2009; OLADE, *Panorama general del sector eléctrico en América Latina y el Caribe*, 2012.

Cuadro 4
Tarifas sociales y subsidios en la región sudamericana, 2011

	Tipo de usuario	Consumo kWk	Subsidio	Estrato socio económico	Financiamiento
Argentina	Empresa EDEN	0-150	Rebaja de 40% de tarifa residencial		
		0-140	Bonificación de 65 kWh	Jubilados	
	Empresa ENERSA	0-200	Bonificación 100 kWh a precio de 1er escalón		Empresas
		0-300	Bonificación 100 kWh/1er y 25 kWh/2do escalón		
Bolivia	Usuario SIN y SA	0-70	Rebaja de 25% de factura de consumo		Empresas MEM
Brasil	Beneficiario Asistencia Social	0-30	Descuento de 65%	Salario Mínimo	
		31-100	Descuento de 40%	Salario Mínimo	Empresas
		101-200	Descuento de 10%	Salario Mínimo	
Chile	Indígena	0-50	Descuento de 100%	Indígena	
		NO			

(Continúa en la siguiente página)

(Continuación de la anterior página)

Tipo de usuario		Consumo kWk	Subsidio	Estrato socio económico	Financiamiento
Colombia	Región de altura mayor	0-130	Subsidio de 60% de consumo	Bajo-bajo	Recarga de 20% a usuarios de estratos socioeconómicos medio-alto y alto, clientes comerciales y clientes industriales.
			Subsidio de 50% de consumo	Bajo	
			Subsidio de 15% de consumo	Medio-bajo	
	Región de altura menor	0-173	Subsidio de 60% de consumo	Bajo-bajo	
			Subsidio de 50% de consumo	Bajo	
			Subsidio de 15% de consumo	Medio-bajo	
Ecuador	Sierra	0-100	Menor costo de comercialización y de kWh		Gobierno Nacional
	Costa	0-130	Menor costo de comercialización y de kWh		

(Continúa en la siguiente página)

(Continuación de la anterior página)

Tipo de usuario	Consumo kWk	Subsidio	Estrato socio económico	Financiamiento
Paraguay	0-100	Descuento de 75% de consumo		
	101-200	Descuento de 50% de consumo	Estado	
	201-300	Descuento de 25% de consumo		
SIN urbano	0-30	Descuento del 25% de cargo de energía		
	30-100	Descuento de 7,5 kWh de cargo de energía		
	0-30	Descuento de 50% de cargo de energía		
SIN rural	30-100	Descuento de 15 kWh de cargo de energía		Fondo de Compensación Social Eléctrica con cargo a factura de consumos superiores a 100 kWh
	0-30	Descuento de 50% de cargo de energía		
	30-100	Descuento de 50% de cargo de energía		
SA urbano	30-100	Descuento de 15 kWh de cargo de energía		
	0-30	Descuento de 62,5% de cargo de energía		
	30-100	Descuento de 18,7 kWh de cargo de energía		

(Continúa en la siguiente página)

(Continuación de la anterior página)

Tipo de usuario	Consumo kWk	Subsidio	Estrato socio económico	Financiamiento
Uruguay	100 kWh	Descuento de 20% sobre los primeros 100 kWh	Miembros del Plan de Atención Nacional a la Emergencia Social	Estado
	Del cargo fijo	Descuento de 80% sobre el cargo fijo		
Venezuela	100 kWh	No se aplican a ajustes, congeladas desde 2002		Empresas distribuidoras con cargo a usuarios que sobrepasen los límites de consumo establecidos por ley.
	200 kWh	No se aplican ajustes, congeladas desde 2002		
	300 kWh	No se aplican ajustes, congeladas desde 2002		

Fuente: CIER, Tarifas eléctricas en distribución, enero/2011.

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 el bajo precio 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 la Organización Latinoamericana de Energía (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.

Varios países incorporaron una serie de medidas destinadas a incentivar la generación de electricidad de fuentes renovables no convencionales (biomasa y biogás, eólicas, fotovoltaicas, geotérmicas e hidroeléctricas pequeñas), como por ejemplo: 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. Sin embargo, el resultado sigue siendo el limitado aprovechamiento del potencial de oferta de las fuentes renovables existentes en la región de Latinoamérica y el Caribe. Así, para 2010, con un potencial hidroeléctrico de 693 mil MW, sólo se tenía una capacidad instalada que podría aprovecharlo en 22%; en el caso de las fuentes geotérmicas, para un potencial de 35,59 mil 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 el 0% del potencial geotérmico⁹⁶.

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 hacia 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 consiguiente 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 afirma 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 estadounidenses— fue particularmente elevada en cuatro países de la región en 2010: Paraguay con 700 kWh/mil dólares, Bolivia y Venezuela con 500 kWh/mil dólares y Argentina con más de 400 kWh/mil dólares, mientras que el resto de los países sitúa su índice por debajo de los 400 kWh/mil dólares. Así, los países sudamericanos implementaron una

⁹⁶ OLADE, 2012.

serie de programas de eficiencia energética con diversos mecanismos: promoción del uso de electrodomésticos con etiquetado de eficiencia energética, diseño y construcción de viviendas y edificios eficientes, alumbrado público y semaforización eficientes, uso racional de energía en edificios públicos, sustitución de lámparas 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, que se pueden calificar de exitosas en el propósito de reducir los niveles de demanda energética.

En Bolivia, se sabe de varios programas desarrollados desde 1996 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 Programa Nacional de Eficiencia Energética (PNEE) aprobado en 2008 se inscribe en las orientaciones del Tratado Energético del ALBA suscrito en la Cumbre de 2007 de dicho organismo. Hasta fines del año 2009, este habría avanzado únicamente en la sustitución de 9,9 millones de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas, y que permitió un ahorro anual del 1,6% de la energía demandada en 2008. La evaluación de Olade identificaba como la principal limitación para el éxito de los programas implementados el reducido tamaño de la industria, por lo que sería recomendable la orientación de este tipo de medidas hacia el sector residencial. Sin embargo, sobre la base de lo analizado en secciones previas, podemos afirmar que en el caso boliviano, los mayores impactos podrían alcanzarse si los esfuerzos fuesen orientados a la etapa inicial 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 reforma de 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 (por ejemplo, la minería o la industria), acaba favoreciendo prioritariamente a la acumulación capitalista. Esa postura no resulta insólita⁹⁷, 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 sistema⁹⁸. Así también, la forma de implementación de la política eléctrica del Gobierno del MAS revela que éste se acomodó pragmáticamente a la

⁹⁷ Ante la crisis de producción de petróleo, en 2010 el “gasolinazo” 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).

⁹⁸ Véase *Enciclopedia Histórica Documental del Proceso Constituyente Boliviano*, Tomo III, Vol. 2, Vicepresidencia del Estado, 2012.

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 las siguientes:

- 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, 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, pero sin renunciar a su superación— 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 en la fase 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 cogeneración 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 fijación 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 en la fase de 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 en la fase de 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 sustancial 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 debería 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 la periodicidad de la lectura de medidores, la emisión y el 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 neoliberal en este sentido tuvieron como principal resultado la priorización de la demanda solvente, elemento clave para el desarrollo del sector bajo las definiciones mercantilistas.

BIBLIOGRAFÍA

Arze, Carlos y Pablo Poveda

2006 *Una reforma con pocas luces* (La Paz: CEDLA).

Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

2012 *Anuario estadístico, gestiones 2008 a 2011* (La Paz: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad).

2010 *Memoria Institucional 2009*. (La Paz: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad).

Banco Mundial

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

1994 *Primer seminario sobre reformas en el sector eléctrico boliviano* (La Paz: ESMAP, Banco Mundial y Ministerio de Hidrocarburos y Energía).

Birhuett, Enrique

2009 *Participación privada, equidad y eficiencia económica en el sector eléctrico boliviano: el caso de la tarifa dignidad* (La Paz: Universidad Andina Simón Bolívar).

Business News Americas

2010 “Advertencia Alta-tensión”.

CEDLA

2014 *Reporte Anual de Industrias Extractivas* (La Paz: Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario, CEDLA).

CEPAL-OLADE-GTZ

2009 *Situación y perspectivas de la eficiencia energética en América Latina y el Caribe* (Santiago de Chile: CEPAL, OLADE y GTZ).

Coaquira Siñani, Teresa

2010 *Análisis ambiental de la política energética boliviana* (La Paz: Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario, CEDLA).

Comisión de Integración Energética Regional

2011 *Tarifas eléctricas en distribución. Sudamérica, América Central y El Caribe. Enero/2011* (Montevideo: CIER).

Comité Nacional de Despacho de Carga

2012 *Memoria anual y resultados de operación del Sistema Interconectado Nacional. Gestiones 2000 a 2011* (Cochabamba, Bolivia: CNDC).

Delegado Presidencial para la Capitalización

2003 *Informes finales de Corani, Guaracachi y Valle Hermoso*.

Espinoza, L. y W. Jiménez

2012 *Equidad en la prestación de servicios en Bolivia. Tarifa Dignidad en Electricidad* (La Paz: IISEC).

Gómez, Enrique

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

Guzmán, Juan Carlos

2014 *Reporte Anual de industrias extractivas 2013. Sustentabilidad de la matriz energética boliviana* (La Paz: CEDLA).

2011 *Crisis de potencia en el SIN*. Documento de Trabajo (La Paz: CEDLA).

Matriz Energética Sudamericana. Del discurso a la realidad (Lima: Red Latinoamericana de Industrias Extractivas).

Estado de la planificación energética en Bolivia (La Paz: Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario, CEDLA).

Instituto Nacional de Estadística

2006 *Estadísticas de la Actividad Energía Eléctrica, Agua Potable y Gas Licuado de Petróleo 1990-2005* (La Paz: INE).

Lutz, Wolfgang

2001 Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina (Santiago de Chile: CEPAL).

McDonald, D. y G. Ruiters

2012 *Alternativas a la privatización* (Montevideo: Transnational Institute).

Ministerio de Comunicación

2012 *Informe del presidente Evo Morales Ayma ante la Asamblea Legislativa Plurinacional* (La Paz: Ministerio de Comunicación).

Ministerio de Hidrocarburos y Energía

2012 *Balance Energético Nacional. 2000-2010* (La Paz: MHE).

2012b *Memoria Institucional del Ministerio de Hidrocarburos y Energía* (La Paz: MHE).

2010 *Plan de Universalización Bolivia con Energía 2010-2025* (La Paz: MHE).

OLADE

2012 *Panorama general del sector eléctrico en América Latina y el Caribe* (La Habana: Organización Latinoamericana de Energía).

República de Bolivia

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

Superintendencia de Electricidad

2008 *Anuario estadístico. Gestiones 2000 a 2007* (La Paz: Superintendencia de Electricidad).

UDAPE

2009 *Área macrosectorial, Tomo II, Sector eléctrico* (La Paz: UDAPE).

——— 2005. *Sector eléctrico 2000-2004* (La Paz: UDAPE).

———
2003 *Diagnóstico del sector eléctrico 1990-2002* (La Paz: UDAPE).

Vicepresidencia del Estado Plurinacional

2012 *Enciclopedia histórica documental del proceso constituyente boliviano*, tomo III, Vol. 2 (La Paz: Vicepresidencia del Estado Plurinacional).

VMMEA

2011 *Política de Energías Alternativas en el Estado Plurinacional de Bolivia* (La Paz: Ministerio de Hidrocarburos y Energía).

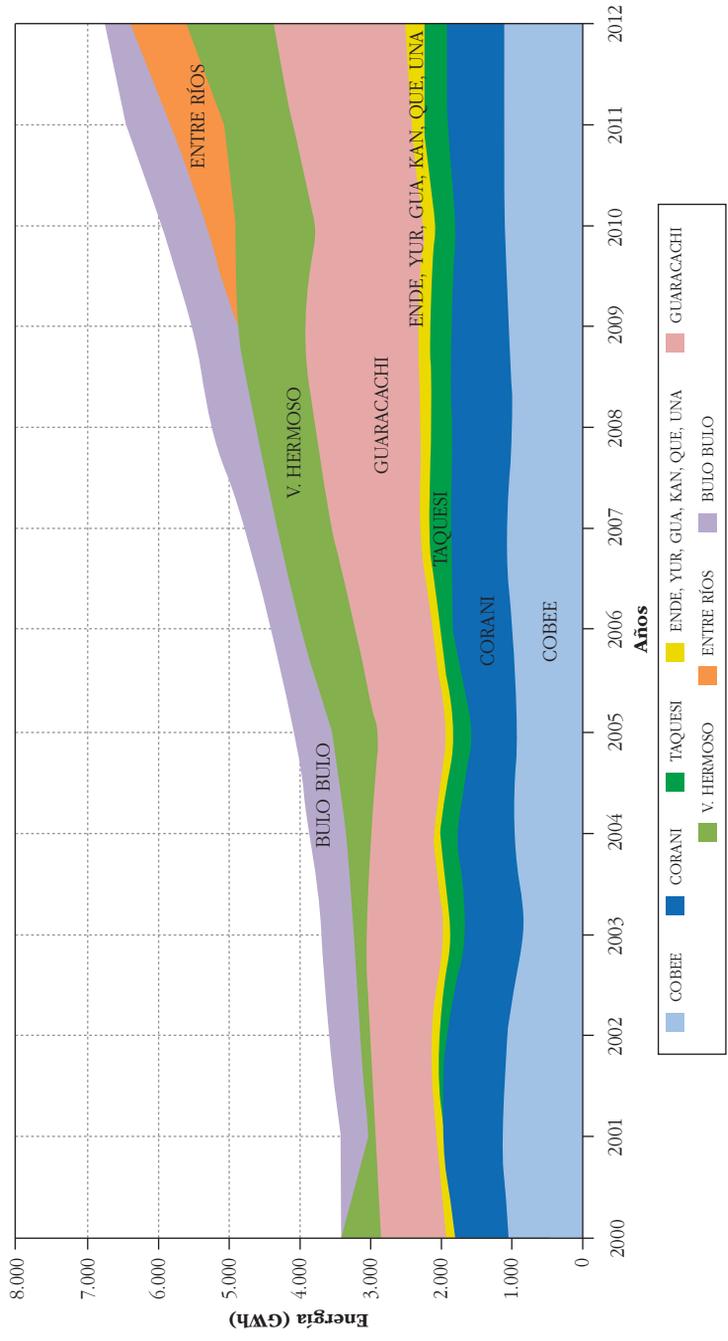
———
2010 *Plan de Universalización Bolivia con Energía 2010-2025* (La Paz: Ministerio de Hidrocarburos y Energía).

VDE

2012 *Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022*, (La Paz: Ministerio de Hidrocarburos y Energía).

ANEXOS

Gráfico A-1
Bolivia: Evolución de las inyecciones de electricidad en el SIN, por empresa generadora, 2000-2012



Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de reportes mensuales del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Cuadro A-1a
Bolivia: Evolución del balance energético en el SIN, 2000-2012 (en GWh)

Año	Oferta primaria	Pérdidas totales en generación	Generación bruta	Consumo propio	Inyección en nodos	Pérdidas en transmisión	Oferta en nodo	Retiros no regulados	Oferta mercado regulado	Pérdidas en distribución	Ventas en distribución*
2000	7.282	3.784	3.498	97	3.401	66	3.335	207	3.128	237	2.892
2001	6.449	2.919	3.530	99	3.431	59	3.372	203	3.168	282	2.886
2002	6.787	3.090	3.697	99	3.598	66	3.532	211	3.321	337	2.984
2003	7.783	3.993	3.790	101	3.689	85	3.604	164	3.440	371	3.069
2004	7.760	3.800	3.960	108	3.852	81	3.771	78	3.693	407	3.285
2005	8.585	4.394	4.191	121	4.070	76	3.994	88	3.907	405	3.501
2006	9.247	4.741	4.506	122	4.384	78	4.306	91	4.215	434	3.781
2007	10.217	5.315	4.902	138	4.764	78	4.686	219	4.467	442	4.026
2008	11.554	6.181	5.373	134	5.239	101	5.138	469	4.669	454	4.214
2009	13.021	7.386	5.635	143	5.492	95	5.397	508	4.889	452	4.437
2010	14.807	8.709	6.098	165	5.933	119	5.814	486	5.328	440	4.888
2011	16.690	10.079	6.611	178	6.433	132	6.302	472	5.830	440	5.390
2012	17.307	10.368	6.940	197	6.743	139	6.604	471	6.133	410	5.723

* El cuadro A-1b a continuación presenta las ventas de distribución desglosadas por categorías.

Fuente: Elaboración del CEDLA con datos del Balance Energético Nacional. MHE. 2000-2012. Anuarios Estadísticos de la AE. 2000-2012.

Cuadro A-1b
Bolivia: Ventas de los distribuidores por categoría, 2000-2012 (en GWh)

Categoría	Residencial	General	Industrial	Minería	Alumbrado público	Otros	Total
Año							
2000	1.271	591	730	74	155	71	2.892
2001	1.277	596	692	83	161	77	2.886
2002	1.315	632	714	82	161	79	2.984
2003	1.352	646	743	84	162	81	3.069
2004	1.402	666	839	88	171	119	3.285
2005	1.498	713	879	104	183	124	3.501
2006	1.582	759	1.001	108	194	135	3.781
2007	1.680	794	1.079	117	203	153	4.026
2008	1.723	838	1.130	147	215	161	4.214
2009	1.797	890	1.200	163	226	161	4.437
2010	1.978	970	1.308	200	247	186	4.888
2011	2.173	1.062	1.436	257	263	199	5.390
2012	2.270	1.106	1.583	243	273	247	5.723

Fuente: Elaboración del CEDLA con datos del Balance Energético Nacional, MHE, 2000-2012. Anuarios Estadísticos de la AF, 2000-2012.

Cuadro A-2a
Bolivia: Evolución del balance energético en el SIN, 2000-2012 (porcentajes)

Año	Oferta primaria	Pérdidas totales en generación	Generación bruta	Consumo propio	Inyección en nodos	Pérdidas totales en transmisión	Oferta en nodo	Retiros no regulados	Oferta mercado regulado	Pérdidas totales en distribución	Ventas en distribución*
2000	1,000	0,520	0,480	0,013	0,467	0,009	0,458	0,028	0,430	0,032	0,397
2001	1,000	0,453	0,547	0,015	0,532	0,009	0,523	0,032	0,491	0,044	0,448
2002	1,000	0,455	0,545	0,015	0,530	0,010	0,520	0,031	0,489	0,050	0,440
2003	1,000	0,513	0,487	0,013	0,474	0,011	0,463	0,021	0,442	0,048	0,394
2004	1,000	0,490	0,510	0,014	0,496	0,010	0,486	0,010	0,476	0,052	0,423
2005	1,000	0,512	0,488	0,014	0,474	0,009	0,465	0,010	0,455	0,047	0,408
2006	1,000	0,513	0,487	0,013	0,474	0,008	0,466	0,010	0,456	0,047	0,409
2007	1,000	0,520	0,480	0,014	0,466	0,008	0,459	0,021	0,437	0,043	0,394
2008	1,000	0,535	0,465	0,012	0,453	0,009	0,445	0,041	0,404	0,039	0,365
2009	1,000	0,567	0,433	0,011	0,422	0,007	0,414	0,039	0,375	0,035	0,341
2010	1,000	0,588	0,412	0,011	0,401	0,008	0,393	0,033	0,360	0,030	0,330
2011	1,000	0,604	0,396	0,011	0,385	0,008	0,378	0,028	0,349	0,026	0,323
2012	1,000	0,599	0,401	0,011	0,390	0,008	0,382	0,027	0,354	0,024	0,331

* El cuadro A-2b a continuación presenta las ventas de distribución desglosadas por categorías.

Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de *Balance Energético Nacional*. MHE. 2000-2012. Anuarios Estadísticos de la AE. 2000-2012.

Cuadro A-2b
Bolivia: Ventas de los distribuidores por categoría, 2000-2012 (porcentajes)

Categoría	Residencial	General	Industrial	Minería	Alumbrado público	Otros	Total
Año							
2000	0,174	0,081	0,100	0,010	0,021	0,010	0,397
2001	0,198	0,092	0,107	0,013	0,025	0,012	0,448
2002	0,194	0,093	0,105	0,012	0,024	0,012	0,440
2003	0,174	0,083	0,095	0,011	0,021	0,010	0,394
2004	0,181	0,086	0,108	0,011	0,022	0,015	0,423
2005	0,174	0,083	0,102	0,012	0,021	0,015	0,408
2006	0,171	0,082	0,108	0,012	0,021	0,015	0,409
2007	0,164	0,078	0,106	0,011	0,020	0,015	0,394
2008	0,149	0,073	0,098	0,013	0,019	0,014	0,365
2009	0,138	0,068	0,092	0,013	0,017	0,012	0,341
2010	0,134	0,065	0,088	0,014	0,017	0,013	0,330
2011	0,130	0,064	0,086	0,015	0,016	0,012	0,323
2012	0,131	0,064	0,091	0,014	0,016	0,014	0,331

Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de Balance Energético Nacional. MHE. 2000-2012. Anuarios Estadísticos de la AE. 2000-2012.

Cuadro A-3
Bolivia: Evolución de las tarifas en el SIN, 2000-2012 (\$us/MWh)

Año	Tarifas en valor corriente (\$us/MWh)			Tarifas en valor constante de 1990 (\$us/MWh)		
	Generación	Transmisión	Distribución	Generación	Transmisión	Distribución
2000	33,62	5,82	73,17	25,47	4,41	55,43
2001	24,83	6,88	67,95	18,26	5,06	49,96
2002	27,51	5,66	64,24	19,93	4,10	46,55
2003	24,42	5,38	62,28	17,32	3,81	44,17
2004	20,05	5,43	61,06	13,83	3,74	42,11
2005	25,40	6,50	62,09	17,05	4,37	41,67
2006	25,58	8,74	62,83	16,61	5,67	40,80
2007	25,77	8,51	66,58	16,21	5,35	41,88
2008	24,98	9,30	73,96	15,14	5,63	44,83
2009	27,06	9,48	75,15	16,50	5,78	45,82
2010	29,82	9,24	75,57	17,85	5,53	45,25
2011	31,35	9,14	79,87	18,23	5,31	46,44
2012	31,24	9,33	80,95	17,75	5,30	45,99

Fuente: Elaboración del CEDLA sobre Memorias del SNDC y la AE, 2000-2012.

Cuadro A-4
Bolivia: Tarifas de electricidad a usuario final en el SIN (\$us/MWh, en valores constantes de 1990)

Año	Tarifa media	Residencial	General	Industrial	Minería	Alumbrado público	Otros
2000	55,44	47,99	86,52	46,11	43,21	57,81	33,70
2001	49,93	46,64	74,31	37,78	34,72	55,37	29,88
2002	46,59	45,01	67,64	33,23	31,44	53,04	27,74
2003	44,15	43,02	63,68	31,49	29,29	50,44	26,22
2004	42,08	41,67	60,70	30,51	27,45	48,91	25,33
2005	42,53	42,66	61,54	30,45	26,02	49,60	20,79
2006	41,28	41,71	59,47	29,24	26,22	48,31	25,37
2007	41,90	42,45	60,32	30,00	28,14	48,79	25,60
2008	44,83	45,88	63,35	32,36	30,83	52,55	27,21
2009	45,82	47,44	64,84	32,77	27,65	53,92	26,97
2010	42,49	43,78	60,08	31,17	26,93	50,04	23,42
2011	46,16	47,59	66,13	33,56	29,10	54,42	25,88
2012	45,98	47,15	66,83	33,36	30,51	56,11	26,85

Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de Anuarios estadísticos de la AE, 2000-2012.

Cuadro A-5
Bolivia: Tarifas residenciales de ELFEC (c\$us/kWh, en valores constantes de 1990)

Año	ELFEC Total	Capinota	Fase I	Fase II	Mizque	Sistema Rural	Sistema Urbano	Sistema Trópico
2001	4,80	5,04	7,72	10,25	7,15	5,53	4,67	6,10
2002	4,87	5,12	7,67	9,00	7,11	5,57	4,71	6,04
2003	4,65	4,88	7,10	8,03	6,78	5,29	4,50	5,84
2004	4,54	4,81	7,20	7,65	6,63	5,21	4,39	5,74
2005	4,50	6,09	7,80	8,05	7,08	5,09	5,03	6,24
2006	4,40	4,84	6,76	5,82	4,95	4,99	4,64	4,82
2007	4,55	4,69	6,55	5,64	4,80	4,83	4,49	4,67
2008	4,94	5,08	6,31	6,27	5,16	5,31	4,87	5,04
2009	5,20	5,43	7,54	7,55	5,79	5,71	5,10	5,28
2010	5,05	5,18	7,10	7,02	5,53	5,44	4,97	5,11
2011	5,13	5,05	6,81	6,73	5,41	5,26	4,88	5,01
2012	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21

Fuente: Elaboración del CEDLA con datos de Anuarios estadísticos de la AE, 2000-2012.

LOS AUTORES

Carlos Arze Vargas estudió economía en la Universidad Mayor de San Andrés de La Paz. Es especialista en temas macroeconómicos, economía de las industrias extractivas y cuestiones laborales y, desde hace mucho tiempo, se desempeña como investigador titular del Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA). Es autor de monografías, ensayos y diversos artículos de opinión, publicados en medios nacionales y revistas del exterior. Desde 2003 es responsable del equipo institucional de seguimiento a las políticas públicas en Bolivia. Fue director ejecutivo del CEDLA en el período 2005-2007.

Juan Carlos Guzmán Salinas realizó estudios de ingeniería civil en la Universidad Tomás Frías de Potosí. Ha consagrado su esfuerzo al análisis de temas tecnológicos, productivos y energéticos rurales desde el año 1987. En los últimos 13 años ha concentrado su trabajo de investigación práctica a la eficiencia energética, con énfasis en el uso energético, combustión y gasificación de biomasa, así como la transferencia de calor y el control electrónico para el desarrollo de soluciones eficientes en diversos usos de la energía y manejo de la energía desde el lado de la demanda.

El presente estudio llega, entre otras, a la conclusión de que la re-estatización de las empresas eléctricas iniciada en 2010 fue una reacción a la agudización de problemas tales como la inminente crisis de potencia y el estancamiento en la ampliación de la cobertura eléctrica del país.

Asimismo, enfatiza que esta nueva reforma 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, por lo que su mayor limitación fue no haber revertido la lógica mercantil capitalista de rentabilidad impuesta como principio ordenador del sistema.

La investigación también señala la creciente ineficiencia energética que sufre el sector, a partir de la identificación de elevadas pérdidas de energía en generación, transmisión y distribución. En el mismo sentido, revela el riesgo de insostenibilidad ambiental debido al incremento sostenido en la oferta eléctrica, de la participación de la generación termoeléctrica en desmedro de fuentes renovables.



Av. Jaimes Freyre esq.
 Muñoz Cornejo 2940, Sopocachi
 Telf. (591 - 02) 241 3175 - 2413223
 E-mail: info@ceda.org
 URL: ceda@ceda.org
 Casilla 8630
 La Paz, Bolivia

ISBN: 978-99974-823-7-2



Con el apoyo de



OXFAM