

EL CEDLA ES UN CENTRO DE INVESTIGACIÓN QUE GENERA Y DIFUNDE CONOCIMIENTO CRÍTICO SOBRE LA PROBLEMÁTICA LABORAL CON INCIDENCIA EN EL DEBATE PÚBLICO Y EN LA ACCIÓN DE LOS/AS TRABAJADORES/AS Y SUS ORGANIZACIONES.

NUESTRO TRABAJO SE BASA EN UN APRENDIZAJE DE LOS CAMBIOS Y TRANSFORMACIONES EN EL MUNDO DEL TRABAJO Y LA INNOVACIÓN PERMANENTE DE LOS PROCESOS DE GENERACIÓN DE CONOCIMIENTO ORIENTADO POR EL COMPROMISO CON LOS/AS TRABAJADORES/AS PARA LA TRANSFORMACIÓN DE SU REALIDAD.

UNA REFORMA CON POCAS LUCES

Carlos Arze Vargas - Pablo Poveda Ávila



UNA REFORMA CON POCAS LUCES

PRIVATIZACIÓN
DEL SECTOR ELÉCTRICO
BOLIVIANO

Carlos Arze Vargas
Pablo Poveda Ávila

**UNA REFORMA
CON POCAS
LUCES**

**PRIVATIZACIÓN
DEL SECTOR
ELÉCTRICO
BOLIVIANO**

UNA REFORMA CON POCAS LUCES

PRIVATIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO

Carlos Arze Vargas
Pablo Poveda Ávila

Arze Vargas, Carlos; Poveda Ávila, Pablo

Una reforma con pocas luces. Privatización del sector eléctrico boliviano / por Carlos Arze Vargas y Pablo Poveda Ávila.

La Paz: CEDLA, julio 2006, 121 p.

I. t.

DESCRIPTORES:

<PRIVATIZACIÓN><CAPITALIZACIÓN><SECTOR ELÉCTRICO>
<INVERSIÓN><EMPRESAS><ELECTRICIDAD>

DESCRIPTOR GEOGRÁFICO:

<BOLIVIA>

© 2006, Arze Vargas, Carlos; Poveda Ávila, Pablo

© 2006, CEDLA

Primera edición: julio de 2006

Depósito Legal: 4-1-1216-06

Editores: CEDLA
Av. Jaimes Freyre No. 2940, Sopocachi
Telfs. 2412429 – 2413175 – 2413223
Fax: (591) (2) 2414625
E-mail: cedla@cedla.org
URL: www.cedla.org
La Paz, Bolivia

Cuidado de edición: Helen Álvarez Virreira

Ilustración de tapa: Noah Friedman-Rudovsky

Impresión: EDOBOL

Impreso en Bolivia
Printed in Bolivia

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.

PRESENTACIÓN

La reforma del sector eléctrico en Bolivia no fue un hecho aislado, se enmarcó en un contexto nacional e internacional que vale la pena destacar para entender sus resultados sobre uno de los servicios públicos más consumido por quienes tienen acceso a luz eléctrica y aún anhelado por la población boliviana que no lo tiene.

La crisis energética de principios de la década del setenta, generada por la pugna de la renta petrolera entre los países productores y las empresas, provocó fuertes aumentos del precio del petróleo, obligando a una reestructuración del sector que desarrolló nuevas tecnologías en base al gas natural, como sustituto del petróleo, una fuente de energía primaria para la generación eléctrica. Esto también obligó a llevar adelante privatizaciones y profundos cambios en los marcos regulatorios de Estados Unidos y Europa, y que luego, en la década del noventa, se generalizaron en el resto del mundo.

Los cambios en la región de Latinoamérica abarcaron al conjunto de la economía, los que fueron condicionados a la renegociación de la deuda externa.

La insostenibilidad de los pagos por parte de los países deudores obligó a la banca internacional a exigir cambios estructurales en las economías, que no sólo compensaban sus pérdidas, además buscaban garantizar futuras rentabilidades a las inversiones de capital privado. La afluencia de los “petrodólares” a la economía, producto del alza de los precios del petróleo, fue el mecanismo que permitió pasar la factura de la crisis energética de los países desarrollados al resto de la economía. Fue así que los países deudores se vieron obligados a privatizar y liberalizar los mercados.

Estos cambios fueron acompañados por un barniz ideológico que mostraba al mercado como el mejor asignador de recursos y a la libertad económica como el mejor mecanismo para lograrlo. De esta manera, se desacreditó cualquier intención de los Estados en pretender involucrase en actividades productivas, señalándolos de ineficientes e improductivos. A partir de entonces, la empresa privada pasó a ser el sector protagónico de la economía.

Esta investigación muestra cómo se desarrolló este proceso de reforma en el sector eléctrico boliviano, en el que la política que vela por la rentabilidad de las inversiones, genera resultados contradictorios. Es evidente el aumento de la capacidad técnica y administrativa de las empresas guiadas por la eficiencia económica; sin embargo, las metas de rentabilidad marginan de la cobertura del servicio eléctrico a los sectores de bajos ingresos que no pueden pagar los servicios, principalmente del área rural, acudiendo a energéticos primarios como la taquia o la leña.

Ante esta situación, este trabajo se constituye en una guía para la urgente reflexión en torno al papel de las inversiones extranjeras y sus impactos tanto en la economía nacional como en la vida cotidiana de los trabajadores, campesinos e indígenas, sobre todo tratándose del sector eléctrico —un servicio básico— como otros que atañen directamente a la mejora de la calidad de vida de la población.

La Paz, julio de 2006

Carlos Arze Vargas
Director Ejecutivo
CEDLA

ANTECEDENTES

Intento de privatización tradicional

Las reformas estructurales fueron adoptadas por países endeudados en la década del ochenta, inducidas por organismos internacionales multilaterales como el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial (BM), y a pedido de los gobiernos de los países acreedores, a los que les preocupaba la solidez de los bancos comerciales. El objetivo no era solucionar la crisis económica y social que se había generado por causa del endeudamiento, sino que ésta no afecte la estabilidad financiera internacional.

Lo primero que se hizo para resguardar la seguridad financiera de los bancos fue dar un alivio de corto plazo a la deuda, permitiendo que el país deudor y los acreedores renegocien en el largo plazo la estructura de la deuda; los países deudores también recibirían más apoyo financiero del Fondo Monetario Internacional y del Banco Mundial. A cambio, por este mayor financiamiento, “los gobiernos se comprometían a aplicar reformas de largo plazo bajo el ojo vigilante del FMI y del Banco Mundial” (Sachs y Larraín, 1994).

Este condicionamiento para la aplicación de reformas ha significado para los Estados deudores perder la potestad de determinar su política económica y, como consecuencia, una gradual pérdida de soberanía. Esto vuelve al Estado incapaz de tomar una decisión sobre desarrollo, en respuesta a las demandas de la población.

Las medidas de ajuste adoptadas entran en dos grandes categorías, la reforma del sector público y la liberalización de los mercados.

Con la reforma del sector público se elimina al Estado de la actividad económica. Por un lado, se reducen las fuentes de financiamiento provenientes de empresas estatales, dejando a los impuestos como única fuente directa de ingresos, ya que los ingresos por créditos externos se condicionan a la realización y mantenimiento de la reformas, y las donaciones a la buena voluntad de los donantes; asimismo, se realizan reformas al sistema tributario para aliviar del peso a las empresas y cargar a los consumidores¹.

Por el lado del gasto se ejerce un control riguroso, de manera que el país deudor pueda cumplir con el pago de la deuda y con los gastos de funcionamiento del aparato estatal² prioritariamente frente a los gastos de inversión social y de infraestructura. Bajos ingresos y gastos orientados al pago de deuda son la fórmula para estrangular la capacidad económica de los Estados deudores y mantenerlos condicionados a las políticas de los organismos multilaterales.

¹ *La receta es tener una base ancha de contribuyentes con una tasa moderada de impuestos.*

² *Los gastos en el aparato estatal son un mal necesario, pues la aplicación de la política necesita de operadores locales.*

La liberalización corresponde a la libre movilidad de los factores, no sólo de mercancías sino fundamentalmente del trabajo, trasladando la producción donde la fuerza de trabajo es más ventajosa en precio y calidad. La operabilidad de la liberalización condiciona las variables de crecimiento y empleo a los movimientos de la tasa de interés internacional y al tipo de cambio del dólar, se trata del sometimiento a la política monetaria de la Reserva Federal de Estados Unidos.

El programa se inicia en Bolivia en agosto de 1985 con el Decreto Supremo 21060³, luego de cuatro años de crecimiento negativo, hiperinflación, un alto déficit fiscal y endeudamiento externo. Para controlar el descalabro económico, el 21060 establece un tipo de cambio real y flexible, aumento de tarifas de servicios para mejorar los ingresos de las empresas estatales, elevación del precio de los combustibles y un arancel único para la importación de bienes. También dispone el congelamiento salarial y la vigencia de la libre contratación.

Una vez alcanzado el control de las variables macroeconómicas, que resguardan la estabilidad financiera de los acreedores ante el comportamiento interno de las variables de la economía boliviana, quedaba lo más importante por hacer, llevar adelante el proceso de privatización. El primer intento de privatización se da con la Ley de Privatización N° 1330 de abril de 1992⁴, que autoriza la enajenación de bienes, valores, acciones y

³ Es conocido como el "decreto maldito" en los sindicatos de trabajadores.

⁴ En septiembre de 1990 se promulga la Ley de Inversión, que genera las condiciones para que los inversores extranjeros, amparados en convenios internacionales, tengan las mismas condiciones que las empresas nacionales

derechos públicos a favor de empresas nacionales o extranjeras. El ministro de Planeamiento de entonces, Samuel Doria Medina Auza, decía que se iba a privatizar una empresa por día; sin embargo, hubo resistencia de varios sectores, por lo que el proceso culminó con la venta de 28 empresas pertenecientes a las corporaciones regionales de desarrollo dedicadas a la manufactura de bienes de consumo y servicios menores⁵, que representaba el 0,5% del Producto Interno Bruto (PIB), pero quedaron intactas las empresas públicas monopolísticas⁶.

En 1992, las actividades que desarrollan las empresas públicas monopolísticas son sometidas a un seguimiento, para fijar metas y objetivos gerenciales que garanticen la provisión eficiente de bienes y servicios a través de contratos de rendimiento, que incluían la reducción de personal. También se autoriza a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y a la Corporación Minera de Bolivia (Comibol) que suscriban contratos de riesgo compartido (*joint venture*) con empresas privadas.

Para dar un rostro social al negocio, los recursos provenientes de la venta deberían estar dirigidos a la

para operar en el país, quitándole al Estado la exclusividad sobre el monopolio de recursos estratégicos. Asimismo, para que el Estado no pueda apoyar la compra de las empresas estatales por empresarios nacionales, le prohíbe participar como aval o garante de crédito.

⁵ El consumo de servicios menores hace referencia a los hoteles, centros de acopio, terminales de buses de pasajeros y otros que tenían las prefecturas departamentales antes de la privatización.

⁶ Nos referimos a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Empresa Nacional de Telecomunicaciones (Entel), Empresa Nacional de Ferrocarriles (ENFE), Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y, la Empresa Metalúrgica Vinto perteneciente a la Corporación Minera de Bolivia (Comibol).

inversión en el área social (salud, educación e infraestructura básica), dando prioridad a los grupos de extrema pobreza.

La capitalización y sus resultados

Para evitar la resistencia a la privatización que tuvo el anterior Gobierno, el Movimiento Nacionalista Revolucionario (MNR), de Gonzalo Sánchez de Lozada, desde la campaña electoral para las elecciones presidenciales de la gestión 1993-1997, presentó una propuesta disfrazada denominada el Plan de Todos.

Con este plan se vendió la idea de que en el contexto de la revolución tecnológica mundial, donde las relaciones comerciales han globalizado los mercados, la modernidad es inevitable y que es posible alcanzarla mediante una reorientación de la inserción internacional del país.

Para ello la producción nacional debía orientarse a las exportaciones, la economía boliviana debía aprovechar su posición geográfica para “vincularse a las corrientes financieras, comerciales y de transporte internacional”. Sin embargo, “la inserción internacional y la transformación tecnológica, siendo condiciones necesarias para nuestro desarrollo, no son suficientes si continuamos al margen de los flujos económicos internacionales, en especial si no logramos ser destino de las corrientes de inversión extranjera directa. En cambio, la apertura de la economía a la inversión externa permitirá potenciar nuestra capacidad productiva interna y hará sostenible nuestro desarrollo” (Ministerio de Desarrollo Sostenible, 1994).

Obviamente, para atraer las inversiones se debía privatizar, marginar al Estado del proceso, justificando todo

el procedimiento con el argumento de que “la insostenibilidad del déficit fiscal, la hiperinflación, la distorsión del sistema de precios, se deben a la incapacidad del Estado para inducir y generar ahorro interno”, por lo que el modelo de Estado sacrificó a la inversión en favor del consumo (Ministerio de Desarrollo Sostenible, 1994).

Es oportuno señalar que los operadores y analistas se adhirieron acríticamente a la idea de que el libre mercado era la panacea para los males de cualquier economía, pregonando las virtudes de la iniciativa privada en un mercado sin restricciones. Lo que quedaba velado era que esa política había sido impuesta y excluía a los actores internos.

Entonces, para entrar en la senda de un dinámico crecimiento económico y su distribución equitativa, se planteó como fuente de estímulo para la inversión privada la democratización del patrimonio de las empresas a través de la capitalización, y para redistribuir los ingresos se llevó adelante la Participación Popular, que consistió en la descentralización del Gobierno central a nivel de gobiernos municipales, distribuyéndoles los ingresos tributarios en función al número de habitantes existente en cada Sección de Provincia⁷. De esta manera se transfirió la responsabilidad a los municipios en materia de infraestructura básica para educación, salud, deporte, saneamiento básico, microrriego, caminos vecinales y desarrollo urbano y rural⁸.

⁷ *El territorio boliviano está organizado políticamente en nueve departamentos; a su vez, cada departamento se divide en provincias, y las provincias en secciones de provincia o secciones municipales.*

⁸ *Como se mencionó más arriba las medidas de ajuste tuvieron el efecto de estrangular al Estado. Con mucho cálculo, la participación popular le da*

Acompañaron a la capitalización y a la participación popular, la reforma educativa basada en la idea de que la educación es la única forma de adquirir el capital humano necesario para acceder a las nuevas tecnologías, como forma de alcanzar mayor competitividad. Esta reforma educativa, ajena a la compleja realidad nacional e implementada de manera vertical, acabó fracasando estrepitosamente.

Ahora, veamos con más detalle en qué consistió la Ley de Capitalización para precisar la evaluación de los resultados.

Esta ingeniosa forma de privatizar, democratizando el patrimonio de las empresas públicas, consistía en que el 50% del valor en libros de las empresas debería servir como aporte para la conformación de Sociedades Anónimas Mixtas (SAM); el 50% restante lo aportarían los inversionistas privados como una cuota de inversión a cambio del control total de la administración de las empresas.

Asimismo, a los trabajadores de cada una de las empresas públicas se les propuso suscribir acciones para la construcción de la respectiva sociedad anónima mixta, hasta el monto de sus beneficios sociales.

El resto de las acciones (menos del 50%) se transfirió a título gratuito en favor de los ciudadanos bolivianos residentes en el país y que al 31 de diciembre de 1995 hubiesen alcanzado la mayoría de edad. La administración de estas acciones fue encargada en calidad de fideicomiso

al municipio la autonomía económica y le transfiere responsabilidades que deben ser resueltas en un marco de restricción de ingresos. Las consecuencias de esto son que de 229 municipios auditados en noviembre de 2002 (PNUD, "Municipios con Conflictividad"), el 34% tiene problemas de gobernabilidad, y el 65% tiene procesos civiles, penales o administrativos.

a las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP), creándose el Fondo de Capitalización Colectiva (FCC), que pagaría a las personas beneficiarias un bono de vejez de carácter anual y vitalicio, desde el momento en que cumplieren los 65 años.

Como se ve, esta forma de privatización que se presentaba como una democratización del patrimonio de las compañías se mostraba atractiva hasta el punto de despertar el apoyo entusiasta de algunas organizaciones sindicales de las empresas involucradas. La distribución accionaria que resultó de la operación fue la siguiente: para las 10 empresas que se licitaron a nivel internacional se emitieron 67.709.234 acciones, de las cuales el 3,6% quedaron para los trabajadores, el 46,4% para los ciudadanos bolivianos mayores de edad al 31 de diciembre de 1995 y el 50% restante correspondería a la nueva inversión que debían realizar las empresas extranjeras.

Los términos de referencia de la licitación internacional establecieron requisitos mínimos para quienes quisieran comprar las acciones emitidas. La calificación exigía el cumplimiento de capacidad técnica, eficiencia, calidad, solvencia financiera y otros. Se adjudicó a quien hiciera el pago mayor por el paquete accionario ofertado. La presentación y calificación de las propuestas se realizó en acto público y luego se procedió a la entrega mediante un decreto supremo del mismo día.

A través de la licitación internacional se puso a la venta las acciones emitidas (50%) y la adjudicación de la administración de la empresa. El valor total de las empresas registrado en libros llegó a 648 millones de dólares y se logró obtener 1.671 millones de dólares de compromiso

de inversión de los socios norteamericanos, italianos, argentinos, chilenos y brasileños.

Con la capitalización se esperaba que los inversionistas estratégicos no sólo inyectaran capital fresco, sino que también mejoraran la capacidad de las empresas para acceder a financiamiento y para manejarse bajo criterios de rentabilidad y eficiencia.

Los resultados no fueron como se esperaban; el ciclo de la inversión extranjera apenas duró los primeros años luego de la capitalización. Desde 1980 y hasta antes de la aplicación del proceso, la Inversión Extranjera Directa (IED) era de un poco más de 50 millones de dólares anuales; el primer año tras la capitalización la inversión extranjera fue de 174 millones de dólares, monto que se incrementó los siguientes años hasta llegar en 1999 a su punto más alto con 1.008 millones de dólares. A partir de ese año se produce un descenso vertiginoso, en 2004 se registró 113 millones de dólares de inversión.

La ausencia de control estatal, hegemonía del socio mayoritario, ventajas legales, rol subordinado del sistema de regulación, entre otros factores, permitieron que las empresas capitalizadas justifiquen bajos niveles de rentabilidad para evadir tributos al Estado. Año que pasa, su contribución a la economía boliviana se hace cada vez menor, la rentabilidad no supera el 5% y existen casos de empresas que no registran utilidades, por ejemplo en 2004 de las ocho capitalizadas, dos petroleras y una ferroviaria no registraron ninguna utilidad.

Así también, el aporte de las capitalizadas a la generación del PIB es magro; en los primeros cuatro años la participación promedio fue de 1,32%, para luego disminuir

los siguientes años a menos de 0,5%. Por otra parte, la contribución de las empresas al Estado después de la capitalización no alcanza a la cuarta parte de lo que entregaban antes de 1995.

Cuadro 1

Transferencias de empresas públicas al Gobierno central

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Transferencias	413	496	445	412	370	482	428

Transferencias al FCC e impuestos de empresas capitalizadas

(\$us MM)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Transferencias	*388	107	85	94	109	104

Fuente: Elaboración CEDLA, sobre la base de informes de la Superintendencia de Pensiones, Impuestos Internos y Oficina del Delegado Presidencial para la Mejora y Revisión de la Capitalización.

Nota (*) \$us 261 MM corresponden a YPFB.

En el caso de las empresas petroleras, la contribución tributaria de las capitalizadas fue menor que la de YPFB. En términos unitarios, entre 1990 y 1996 el sector petrolero pagó 7,7 \$us/BOE⁹, frente a 6,63 \$us/BOE en el período 1997-2001¹⁰.

⁹ BOE corresponde a barril equivalente de petróleo, las siglas son en inglés.

¹⁰ Medinacelli, Mauricio. http://sitio.cbb.org.bo/sitio/uploads/docs/Documentos_y_Presentaciones-2/Aportes_Personales-127/impuestosalsectorpetroleroconmlleryasoc.pdf

El proceso incluyó la privatización del sistema de seguridad social. Los antiguos fondos de pensiones se privatizaron y se creó el Fondo de Capitalización Individual (FCI) con aportes de los trabajadores para su jubilación. Como se mencionó más arriba, también se creó el FCC, que distribuye anualmente un subsidio denominado Bonosol a aproximadamente 350.000 personas mayores de 65 años. Esta subvención ha cambiado debido a la volátil y baja rentabilidad de las empresas capitalizadas; en 1997 se pagó un Bonosol equivalente a 248 dólares, entre 1998 y 2002 bajó a 60 y desde 2003 es de 1.800 bolivianos, unos 225 dólares.

El FCI, por su parte, logró acumular una considerable cantidad de recursos que en la actualidad alcanza los 1.700 millones de dólares. Aunque la reforma le asignó el objetivo de financiar inversiones privadas, actualmente el 70% ha sido prestado al Gobierno para cubrir el déficit que generó la misma reforma del sistema de pensiones y cuyo monto llega a los 400 millones de dólares anuales, aproximadamente. La tasa de interés que el Gobierno paga por estos préstamos es de 5%, aunque en años anteriores esta tasa fue del 8%; con todo sigue siendo considerablemente mayor que la tasa de interés vigente en el mercado financiero.

Según investigaciones oficiales¹¹, el costo de la capitalización asciende a 198 millones de dólares, de los cuales 38 millones corresponden a costos directos que fueron financiados con créditos del Banco Mundial, Banco

¹¹ *El propio Gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada creó una Delegación encargada de investigar el proceso de capitalización y mejorarlo. El primer Delegado se tomó muy en serio su trabajo y fue echado.*

Interamericano de Desarrollo (BID), United States Agency for International Development (USAID), Corporación Andina de Fomento (CAF) y la Organización de la Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI). Los costos indirectos, que fueron financiados por el BM y el BID, alcanzaron a 16 millones de dólares.

PRIVATIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

El Mercado Eléctrico Boliviano se caracteriza por no tener sustitutos dentro del suministro de su sistema principal, el Sistema Interconectado Nacional (SIN), pues ni los consumidores mayoristas (distribuidores), ni los finales cuentan con sistemas de provisión de energía alternativos de importancia. Aunque las propuestas del Gobierno para reemplazar el consumo de energía eléctrica con gas domiciliario a la población fueron bastante optimistas, la orientación de la política de hidrocarburos que privilegia la exportación de ese recurso natural impide dicha transición¹². La energía eléctrica también se caracteriza por ser homogénea, no se puede diferenciar entre la electricidad producida por uno u otro generador del sistema, y porque se despacha en bloque para cubrir la demanda de mercado.

¹² Gonzalo Sánchez de Lozada y Carlos Mesa, demagógicamente, firmaron un contrato durante la campaña electoral de 2002 con los bolivianos que incluía la instalación de 250.000 conexiones domiciliarias de gas natural hasta 2007, a un costo de 280 millones de dólares; aproximadamente 80 mil de estas conexiones debían ser instaladas en El Alto aprovechando el tendido de la red primaria; sin embargo, actualmente esta ciudad cuenta apenas con nueve mil conexiones.

El comportamiento del sector eléctrico boliviano está altamente influido por el desempeño de la economía y el comportamiento del PIB, pues el mercado eléctrico provee a los sectores productivos de un insumo básico, además de otorgar un servicio básico a la población. En consecuencia, el desarrollo del mercado eléctrico y el grado de cobertura del servicio dan una idea del grado de desarrollo de la economía y de la calidad de vida de la población.

El Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano (MEMB) es el principal mercado del sector y su comportamiento refleja la evolución del SIN y de la industria eléctrica en su conjunto.

Marco legal

El Mercado Eléctrico Boliviano antes del proceso de capitalización

Antes de la capitalización, el sector eléctrico boliviano estaba integrado por dos grandes empresas, la estatal Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y la privada Compañía Boliviana de Energía Eléctrica Bolivian Power Company (Cobee BPCo), además de pequeñas cooperativas de generación y distribución subsidiadas con recursos del Estado y por autoproductores. ENDE y Cobee actuaban de forma monopólica en áreas distintas y alimentaban al SIN; ENDE además atendía a los Sistemas Aislados.

ENDE fue creada en 1962 con el objetivo de generar y transmitir energía y ejecutar el Plan Nacional de Electrificación. En 1994 la energía producida por la empresa

correspondía al 70% del total nacional. La compañía tenía el monopolio de la venta para dos distribuidoras también estatales: Cooperativa Rural de Electrificación (CRE) y Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba (ELFEC)¹³.

Mientras tanto Cobee, de capital canadiense, creada en 1925, poseía el monopolio para la generación y transmisión de energía eléctrica en la ciudad de La Paz y Viacha. Su capacidad de producción de energía era del 27% del total nacional. Además, suministraba electricidad a empresas de su propiedad denominadas División de Distribución de La Paz y Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro (ELFEO), localizadas en las ciudades de La Paz y Oruro, respectivamente.

Entre los Sistemas Aislados, que generan el 1,9% del total nacional de energía, el más importante era el del departamento de Tarija que abastecía a las ciudades de Tarija, Villamontes, Yacuiba y Bermejo. Otros dos sistemas, también pertenecientes a ENDE, eran los responsables del abastecimiento de energía a las ciudades de Trinidad y Cobija.

El encargado de regular este monopolio natural, en su integración vertical desde la generación, la transmisión y la distribución, era el Ministerio de Energía e Hidrocarburos, mediante la Dirección Nacional de Electricidad (Dine). Las funciones del Dine eran regular el mercado de energía eléctrica, fiscalizar y coordinar las acciones de los agentes del mercado y fomentar las actividades del sector.

¹³ ENDE era propietaria del 75% de las acciones de ELFEC.

La evolución del sector eléctrico antes del proceso de capitalización se resume en cuatro periodos. El primero, desde la aparición de la primera compañía generadora de energía eléctrica, en 1925, hasta la década del sesenta. En este lapso de tiempo el crecimiento en la generación y distribución fue muy bajo, coincidiendo con la falta de una política y ordenamiento institucional, que recién se formula con la promulgación del Código de Electricidad en julio de 1968, mediante el Decreto Supremo 8438.

Con la creación de ENDE (1962) y la promulgación del Código de Electricidad¹⁴ empieza el segundo período que dura hasta la crisis de los años ochenta, época en la que se constituye el SIN con inversiones extranjeras canalizadas mediante los organismos multilaterales. El crecimiento de la demanda fue de 7,7% anual y benefició principalmente a la minería y a la industria, cuyo consumo llegó al 56,6%, mientras que el residencial era del 43,4%. El Código respaldaba la estructura con integración vertical, como un monopolio natural a cargo de ENDE, aunque permitía la existencia de empresas privadas. También normaba que la fijación de tarifas debía ser sobre la base del valor de la inversión en la concesión.

El tercer período abarca la primera mitad de la década de los años ochenta. La aguda crisis que enfrentó el país a principios de 1980 también repercutió sobre el sector eléctrico, que soportó niveles mínimos de crecimiento del consumo y una contracción en la demanda

¹⁴ Este Código estará en vigencia hasta 1994.

industrial y minera. La hiperinflación y el descontrol de precios ocasionaron que las tarifas de electricidad se redujeran en términos reales en aproximadamente un cuarto respecto de las vigentes en 1981. En estas condiciones, ENDE no podía cumplir con el servicio de la deuda, realizar las ampliaciones necesarias y mantener las redes existentes, por lo cual se produjo un fuerte incremento de tarifas a principios del siguiente periodo. Además, fue subrogada parte de la deuda a largo plazo de ENDE, de aproximadamente 901,1 millones de dólares.

El cuarto periodo, que va desde 1986 hasta 1994, se destacó por la recuperación del consumo de energía eléctrica en la categoría Residencial que absorbió el 63% de la producción nacional de energía; no sucedió lo mismo con el sector minero e industrial que bajó su consumo al 37%. El comportamiento del sector minero fue más disminuido aún debido a los *shocks* externos sobre los precios de los minerales que afectaron fuertemente su producción y, por supuesto, los requerimientos de electricidad.

En todo el periodo anterior al proceso de capitalización la cobertura de la demanda nacional fue baja; según el Censo de Población y Vivienda 2001, el 55,48% de las familias tenía satisfechas sus necesidades de energía. El SIN en 1994 llegó a generar el 87% de la producción nacional, dejando rezagado al resto de los Sistemas Aislados. Estos sistemas se caracterizaron por la predominancia de consumos poco intensivos, lo cual implicó un alto costo de inversión y operación por kWh. Durante el periodo 1992-1994 la capacidad de oferta del SIN apenas crecía a una tasa anual del 2,0%, cuando la tasa de crecimiento del consumo (demanda) era del 9,0% para el mismo

período. A este ritmo se previó un exceso de demanda y futuros desabastecimientos en el servicio eléctrico.

Las inversiones en el sector de energía eléctrica dependían fundamentalmente del financiamiento de organismos multilaterales; pero además, si bien los montos de inversión permitían cubrir los requerimientos mínimos, no permitían mantener la calidad del servicio y las exigencias del mercado, por lo que se temió que se produjeran deficiencias de cobertura del servicio a corto plazo¹⁵.

Cabe destacar que también se presentaron problemas en la limitación jurisdiccional de las atribuciones administrativas de Dine, ya que ésta no poseía plena autonomía, por lo que en ciertos periodos sus acciones se vieron enfrentadas a las intervenciones y políticas locales de los municipios de departamento.

Las características del sector eléctrico hasta antes del proceso de capitalización fueron:

- Ineficientes niveles de reservas de seguridad.
- Bajo nivel de cobertura.
- Bajos niveles de inversión y elevado riesgo de desabastecimiento.
- Alta vulnerabilidad del sistema ante *shocks* internos y externos.
- Consumo final poco intensivo con altos costos de inversión para los Sistemas Aislados.
- Falta de autarquía financiera en proyectos de expansión y de renovación.

¹⁵ Como se verá más adelante, hoy existe el mismo problema. Está en puertas una crisis de cobertura a las ciudades de occidente.

- Ineficiencias técnicas y administrativas tanto en Dine como en ENDE.
- Conflicto de atribuciones entre autoridades de los gobiernos departamentales y central.
- Alta dependencia de la cooperación externa.
- Previsiones de excesos de demanda de energía y potencia.

La estructura del mercado, donde intervienen los actores, consta de cuatro etapas: generación, transporte o transmisión, distribución y consumo final, tal como se puede apreciar en el gráfico.

Gráfico 1 **Etapas del flujo de energía eléctrica**



La situación previa a la reforma del sector eléctrico en 1994 mostraba la hegemonía de la estatal ENDE. En generación ENDE tenía el 59,2% de la capacidad instalada del SIN y de los Sistemas Aislados y era responsable del 63% de la energía generada. En los mismos rubros, Cobee poseía el 27,8% y el 27%, respectivamente, y el resto de los Sistemas Aislados de Tarija y Santa Cruz el 19,2% y el 10%. En la distribución el 41% correspondía a Cobee y el 59% restante a las distribuidoras de ENDE y a las pertenecientes al SIN que eran privadas.

Cuadro 2

Generación, transmisión y distribución antes de la capitalización

	Potencia	Porcentaje
Generación		
<u>Capacidad Instalada</u>		
ENDE (SIN)	461,3 MW	72,2
Cobee (SIN)	177,8 MW	27,8
ENDE (Sistemas Aislados)	25,29 MW	13,8
Autoproducción (Sistemas Aislados)	157,99 MW	86,2
<u>Energía Generada</u>		
ENDE (SIN)	1.686.860 MWh	67
Cobee (SIN)	771.542 MWh	33
ENDE (SA)	90.933 MWh	24,8
Otros (SA)	274.900 MWh	75,2
Transmisión		
ENDE		
Cobee		
Distribución		
Cobee: Electropaz-ELFEO-SEYSA (SIN)	775.244 MWh	41
ENDE: CRE-CESSA-SEPSA-ELFEC (privadas SIN)	1.113.558 MWh	59

Fuente: Superintendencia de Electricidad.

El proceso de reforma sectorial

La nueva normativa del sector eléctrico

En octubre de 1994 se crea el Sistema de Regulación Sectorial (Sirese), con el objetivo de regular, controlar y supervisar las actividades de los sectores de telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos, transportes, agua y otros. La finalidad era que las actividades bajo su jurisdicción operen eficientemente, contribuyan al desarrollo de la economía nacional y tiendan a que todos los habitantes de la República puedan acceder a los servicios; así también la regulación estatal que se ejerza estrictamente de acuerdo a las leyes, debía garantizar la protección de los intereses de los usuarios, empresas y demás entidades reguladas.

El Sirese debía buscar estos objetivos regido por los principios que garantizan la libre competencia, es decir eficiencia, transparencia, calidad, continuidad, adaptabilidad y neutralidad. Estos principios aplicados al sector eléctrico son:

- El principio de eficiencia obliga a la correcta y óptima asignación y utilización de los recursos en el suministro de electricidad a un costo mínimo.
- El principio de transparencia exige que las autoridades conduzcan de manera pública los procesos regulatorios establecidos en la Ley del Sirese, aseguren el acceso a la información sobre los mismos a toda autoridad competente y persona que demuestre interés y rindan cuentas de su gestión, de acuerdo a la Ley del Sistema

de Administración, Fiscalización y Control Gubernamental (Safco).

- El principio de calidad obliga a observar los requisitos técnicos que establezcan los reglamentos.
- El principio de continuidad significa que el suministro debe ser prestado sin interrupciones, a no ser las programadas por razones técnicas debidamente justificadas, las que resultaren de fuerza mayor o de las sanciones impuestas al consumidor por incumplimiento de sus obligaciones o uso fraudulento de la electricidad.
- El principio de adaptabilidad promueve la incorporación de tecnología y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio.
- El principio de neutralidad exige un tratamiento imparcial a todas las empresas eléctricas y a todos los consumidores.

Las empresas, según lo establecido por la norma, se comprometen a adecuar sus actividades de acuerdo a los principios que garanticen la libre competencia, evitando actos que la impidan, restrinjan o distorsionen. Entre esos actos están: la fijación conjunta, directa o indirecta de precios; el establecimiento de limitaciones en las inversiones, en la repartición del control de la producción, los mercados, fuentes de aprovisionamiento; o el desarrollo de prácticas anticompetitivas similares¹⁶.

¹⁶ Estas otras prácticas anticompetitivas se conocen con el nombre de “prácticas abusivas”; son las que tienen el propósito o efecto de perjudicar a sus competidores, clientes y usuarios, conduciendo a situaciones anticompetitivas en la concurrencia a uno o más mercados. Estas prácticas

Bajo el marco de la Ley Sirese se promulga en diciembre de 1994 la Ley de Electricidad N° 1604; sus atribuciones son las de normar las actividades de la industria eléctrica y establecer los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional. También se procede a la reestructuración del SIN bajo el criterio de que las compañías que intervengan en el sector deben estar desagregadas en empresas de generación, transmisión y distribución y dedicadas a una sola de estas actividades.

El generador en el SIN opera conectado al sistema troncal de interconexión mediante las respectivas líneas de transmisión, asumiendo los correspondientes costos. Asimismo, todos los operadores están obligados a entregar su producción al Comité Nacional de Despacho de Carga y cumplir con sus demás disposiciones.

La transmisión en el SIN opera bajo la modalidad de acceso abierto que permite a toda persona individual o colectiva, que realice actividades en la industria eléctrica o sea consumidor no regulado¹⁷, utilizar las instalaciones

pueden ser: la imposición directa o indirecta de precios de compra o de venta u otras condiciones comerciales no equitativas; la limitación de la producción, de las fuentes de aprovisionamiento, de los mercados o del desarrollo técnico, en perjuicio de los consumidores; la aplicación de condiciones desiguales para operaciones equivalentes, que signifiquen para los clientes y usuarios una situación de desventaja; subordinar la suscripción de contratos a la aceptación por la contraparte de obligaciones adicionales que, por su naturaleza, o según las prácticas comerciales, no sean inherentes al objeto de dichos contratos; exigir que quien solicite la provisión de un servicio regulado asuma la condición de socio o accionista. Asimismo, se prohíben las fusiones entre empresas y entidades sujetas a regulación.

¹⁷ *Consumidor no regulado es aquel que tiene demanda de potencia igual o mayor a un mínimo y que está en condiciones de contratar, en forma independiente, el abastecimiento directo de electricidad con el generador o distribuidor u otro proveedor. Dicho mínimo será fijado por la Superintendencia de Electricidad, de acuerdo a evolución del mercado.*

de las empresas de transmisión para el transporte de electricidad de un punto a otro, sujeto al pago correspondiente. Para fines de esta operación, se presume que siempre existe capacidad disponible, mientras el transmisor no demuestre lo contrario. La expansión de las instalaciones de transmisión es responsabilidad de los usuarios que la ocasionen, debiendo acordar éstos la modalidad de su financiamiento o pago con el transmisor, previa aprobación de la Superintendencia de Electricidad, de acuerdo a reglamento. El transmisor no podrá comprar electricidad para venderla a terceros.

La distribución, al tratarse de un servicio público, requiere de una concesión. Para cumplir la obligación de satisfacer toda la demanda de electricidad en el área de su concesión, en el marco de la ley los distribuidores suscribirán contratos de suministro de electricidad con los generadores, con tarifas acordadas entre las partes, que deberán cubrir, como mínimo, el 80% de la demanda máxima bajo su responsabilidad, por un período mínimo de tres años. Esto implica que el distribuidor está obligado a dar servicio a todo consumidor que lo solicite dentro de su zona de concesión; satisfacer toda la demanda de electricidad en la zona de su concesión; tener contratos vigentes con empresas de generación, de acuerdo a lo establecido en la ley; y permitir el uso de sus instalaciones a consumidores no regulados, generadores y autoprodutores que estén ubicados dentro de su zona de concesión u otros consumidores que se encuentren conectados a ésta, sujeto al pago correspondiente.

En los Sistemas Aislados las actividades de generación, transmisión y distribución pueden estar integradas

verticalmente. El despacho de carga se establece en reglamento. Las empresas eléctricas que se conecten al Sistema Interconectado Nacional, deben adecuar su organización, funcionamiento y estructura a las disposiciones de la ley.

La desintegración de las actividades, que prohíben a una misma empresa operar en más de una de las actividades de generación, transmisión y distribución, tiene el objeto de simular la competencia en el sector eléctrico; sin embargo, por ser un monopolio natural los precios deben estar regulados.

Estos precios son: de transferencia de potencia y energía entre generadores, y entre generadores y distribuidores, cuando las transferencias no estén contempladas en contratos de suministro; de uso de las instalaciones de transmisión y de distribución; de suministro a las empresas de distribución en los nodos de entrega; de suministro a los consumidores regulados.

Capitalización de la generación

En Bolivia, la responsabilidad por el desarrollo de los procesos de capitalización y privatización de las empresas públicas fue del Ministerio de Capitalización, órgano creado con esta finalidad, al cual también se le atribuyó, como ya se mencionó, la competencia para privatizar el sistema de jubilaciones.

El sector eléctrico es el segmento de mayor potencialidad de crecimiento económico, responsable de la mayor parte de las inversiones extranjeras que ingresan al país. Ello se debe al hecho de que Bolivia posee recursos naturales significativos para la generación de electricidad,

mediante la utilización de gas natural en plantas termoeléctricas y recursos hídricos en plantas hidroeléctricas. El sector, estratégico para el desarrollo de la economía boliviana, puede además garantizar al país la condición de exportador de energía.

La capitalización sólo se aplicó en la fase de generación del SIN. Las tres generadoras originarias de la escisión de ENDE, Corani SAM, Guaracachi SAM y Valle Hermoso SAM fueron capitalizadas en 1995 y los principales requisitos para la elección de sus nuevos controladores fueron: a) ser una empresa o consorcio de empresas en la cual por lo menos uno de los participantes actúe directamente en la industria eléctrica; b) demostración de experiencia en la operación de centrales de generación eléctrica de por lo menos 200 MW por el plazo de tres años consecutivos; c) exigencia de patrimonio mínimo de 150 millones de dólares y una relación máxima deuda-patrimonio de cinco; d) si el socio estratégico fuere consorcio, durante el período de cinco años previsto para el cumplimiento del compromiso de inversiones, el operador eléctrico debe mantener como mínimo el 26% de las acciones de la sociedad y los demás socios el 25%.

Asimismo, quedó establecido que cada generadora sólo podía ser propietaria de un máximo del 35% de la capacidad instalada del SIN, permitiéndose así la existencia de más de una empresa explotando la actividad. Esta regla admite excepción cuando la energía generada se destina también al mercado externo.

Las siguientes empresas fueron habilitadas y presentaron propuestas económicas para la adquisición de las generadoras bolivianas: AES América Inc., Consorcio

Constellation Energy, Energy Initiatives Inc., Energy Trade and Finance Corporation, Enron Electric Bolivia, Ice Ingenieros SA, Invernades SA y Dominion Energy Inc.

En junio de 1995, Corani SAM pasó a ser controlada por la empresa Dominion Energy Inc., Guaracachi SAM por Energy Initiatives Inc., y Valle Hermoso SAM por el consorcio Constellation Energy Inc., todas de capitales norteamericanos. El Gobierno boliviano, exultante con el proceso, propagó que los resultados más sensibles de esas capitalizaciones fueron las garantías de inversiones en generación eléctrica que ascendían a 140 millones de dólares durante siete años, y la amortización del 60,6% del pasivo de ENDE.

Después de la capitalización, las compañías fueron transformadas en sociedades anónimas con las siguientes denominaciones: Empresa Eléctrica Corani SA, Empresa Eléctrica Guaracachi SA y la Empresa Eléctrica Valle Hermoso SA.

Cuadro 3

Capitalización de ENDE en la generación

Empresa	Socio	Valor capitalización \$us MM	Pasivo \$us MM
Corani	Dominion Energy	59	63
Guaracachi	Energy Initiatives	47	142
Valle Hermoso	Constellation Energy	34	38
		140	243

Fuente: Ministerio de Capitalización.

A fin de optimizar el proceso de capitalización de ENDE y asegurar la inversión requerida para el abastecimiento de electricidad, se otorgó exclusividad a las empresas capitalizadoras en la generación, que operan en el SIN, hasta el 31 de diciembre de 1999, de manera que recién entonces debían renovar sus licencias. Durante este período de transición, la Superintendencia de Electricidad podía otorgar Licencias de Generación que, en términos individuales o agregados, no excedan el 3% y el 10%, respectivamente, de la potencia instalada en el SIN.

Privatización tradicional

La privatización afectó a las fases de distribución y de transmisión de ENDE y de Cobee.

Privatización de ELFEC: La más importante distribuidora de ENDE, de la cual poseía el 75,5% de las acciones, era la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba (ELFEC), responsable de la distribución de energía eléctrica en el distrito del mismo nombre. El resto del paquete accionario de ELFEC estaba distribuido así: Alcaldía de Cochabamba (20,30%), otras alcaldías (3,42%) y particulares (4,13%). Para viabilizar su privatización, las alcaldías y ENDE emitieron resoluciones autorizando la venta de las acciones bajo su control.

En 1995, la empresa fue privatizada en la forma tradicional. Sobre la base de la evaluación gubernamental se determinó que el tamaño y las perspectivas de crecimiento de su mercado no justificaban el proceso de capitalización, esto dentro del marco regulatorio previsto en las leyes de Electricidad y de Privatización.

En el edicto de privatización constó la exigencia de que el nuevo controlador comprobase la experiencia, con desempeño de eficiencia, en la administración de empresas de distribución de energía. A la licitación pública internacional se presentaron como habilitadas las siguientes empresas: Luz del Sur, Compañía General de Electricidad, Emel SA y Cre-Zonagal Inversiones. Con una oferta de 50,3 millones de dólares la chilena Emel SA¹⁸ se adjudicó el control de ELFEC.

Antes de la subasta el Gobierno ofreció a los trabajadores de ELFEC la posibilidad de adquirir acciones de la compañía hasta el límite del valor de sus beneficios sociales. En el edicto de privatización se consignó que el plan de venta a los empleados se extendería durante el primer año de operación de la empresa después de su

¹⁸ *De acuerdo a la Ley de Privatización se previó que los recursos obtenidos con la venta deberían destinarse al proyecto de abastecimiento de agua potable a la ciudad de Cochabamba, beneficiando a los más de 450 mil habitantes de esa ciudad, con la conclusión del emprendimiento que se encontraba parado, hacía cerca de treinta años, por falta de financiamiento. El Gobierno, sin embargo, no respetó la previsión legal y en 1999 privatizó la empresa SEMAPA que proveía de agua a la ciudad. La empresa estatal fue adjudicada en 1999 al Consorcio Aguas del Tunari, con una concesión de 40 años para la explotación del servicio. Este proceso liderado por la empresa inglesa Water Limited acabó siendo la chispa para la explosión de una de las mayores manifestaciones populares en contra de las políticas económicas implementadas por el Gobierno desde 1985. Además de Water Limited, formaban parte del consorcio el grupo italiano Esdison, la norteamericana Bechtel Enterprise Holding, la española Abengoa y las empresas bolivianas Ice Ingenieros y la Sociedad Boliviana de Cemento.*

La revuelta fue motivada por el anuncio de un aumento de tarifas del 35% en el inicio de la concesión, con la justificación de viabilizar las obras de expansión en el sistema de oferta de agua potable de Cochabamba. Los conflictos se generalizaron por el país con bloqueos de carreteras y choques entre policías y manifestantes, ocasionando la muerte de nueve personas y más de cuarenta heridos. El Gobierno del ex-dictador Hugo Bánzer decretó el 8 de abril de 2000 el Estado de Sitio por noventa días y detuvo a veintidós sindicalistas.

enajenación. Además, garantizó a los trabajadores que no se producirían despidos por los nuevos controladores. En el contrato de venta no se incluyó la cláusula que asegure la preservación de las fuentes de empleo.

Cuadro 4

Privatización de ENDE, distribución y transmisión

Empresa	Fase	Socio	Valor venta \$us MM
ELFEC	Distribución	Emel SA (Chile)	50,3
ENDE-Cobee	Transmisión	Unión Fenosa (España)	39,9
			90,2

Fuente: Ministerio de Capitalización.

Privatización de las redes de transmisión: Por las características de la industria eléctrica la transmisión o transporte de energía constituye un monopolio natural que era controlado por el Estado, hasta 1997, a través de la empresa estatal ENDE.

Después de la capitalización y la privatización de las empresas de los sectores de generación y distribución de energía eléctrica aumentaron las presiones para que la actividad de transmisión también fuese privatizada, con el objetivo de que este sector absorbiese costos más altos de los debidos, por la fragilidad frente a las imposiciones de los nuevos agentes privados.

Como el sector no requería de inmediato inversiones en su expansión, el Gobierno boliviano optó por la privatización tradicional en lugar de la capitalización. En el edicto de alienación, igual a lo ocurrido en los demás

segmentos, también constó la exigencia de que el futuro controlador tuviese experiencia de administración eficiente de redes de transmisión.

La empresa Unión Fenosa de España adquirió las instalaciones de transmisión de ENDE por 39,9 millones de dólares y creó la empresa Transportadora de Electricidad (TDE) para asumir el control de transmisión de energía eléctrica dentro del SIN.

Privatización de la distribución en Cobee: Como se vio, la empresa de capital canadiense Cobee tenía el monopolio de la generación, distribución y transporte en las ciudades de La Paz y Oruro. Cobee promovió la desarticulación vertical de sus actividades a partir de 1995, para adecuarse al esquema sectorial previsto en la nueva ley.

Se crearon las subsidiarias Electropaz y ELFEO, que incorporaron las líneas de transmisión y distribución de los distritos de La Paz y Oruro, respectivamente. Con la venta de esas filiales, en 1995, a la española Iberdrola, Cobee pasó a actuar solamente en el segmento de generación del sector eléctrico.

Fruto de ese compromiso con el nuevo modelo sectorial, Cobee obtuvo una ampliación de su concesión de generación de energía de 40 años, contados desde 1991. Además, durante siete años a la empresa se le garantizó un 9% de tasa de retorno, sobre la base de lo establecido en el antiguo Código de Electricidad. En ese lapso de tiempo la compañía podía optar entre mantener el antiguo régimen o vender su energía según las nuevas reglas consignadas en la Ley de Electricidad. En la adquisición de las distribuidoras, Iberdrola se comprometió a comprar toda la electricidad generada por Cobee hasta el 2008.

La empresa estará sujeta a las nuevas disposiciones después de 14 años de promulgada la Ley 1604.

Otras tres empresas de distribución —Cooperativa Rural de Electrificación (CRE) en el departamento de Santa Cruz, Compañía Eléctrica de Sucre SA (CESSA) de Sucre y Servicio de Electricidad Potosí SA (SEPSA)— no fueron privatizadas ya que operaban independientemente. Los accionistas de estas compañías corresponden sobre todo a los municipios, universidades y prefecturas locales de cada departamento sede.

Cuadro 5
Empresas distribuidoras del SIN

Distribuidor	Mercado de operación
CRE	Santa Cruz
CESSA	Sucre
Electropaz	La Paz
ELFEC	Cochabamba
ELFEO	Oruro
SEPSA	Potosí

Fuente: *Superintendencia de Electricidad.*

EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Estructura actual del sistema

El proceso de reestructuración del SIN ha originado un nuevo grupo de agentes del sector público, producto de la adecuación al sistema regulatorio que se crea al redefinir las reglas de juego del sector, así como nuevos actores privados que han surgido del proceso de capitalización.

Agentes de regulación

Después del proceso de capitalización y con el nuevo rol discrecional del aparato estatal, se crearon la Superintendencia de Electricidad y el Consejo Nacional de Despacho de Carga (CNDC), para cumplir con las tareas fiscalizadoras y de regulación. Apoyando este trabajo de regulación, funciona un órgano ministerial que maneja la cartera de Energía, formula la política energética y promueve las inversiones en el sector.

Superintendencia de Electricidad: Es el órgano que regula las actividades de la industria eléctrica, para lo cual se le ha otorgado autarquía y autonomía de gestión

técnica, administrativa y económica. Las funciones que debe cumplir son las siguientes:

- Asegurar que las actividades de la industria eléctrica cumplan las disposiciones antimonopólicas.
- Aprobar y controlar los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la industria eléctrica.
- Aprobar conexiones internacionales y exportaciones e importaciones de electricidad.
- Supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga.
- Asegurar la aplicación de los principios, objetivos y políticas energéticas.

Comité Nacional de Despacho de Carga: Es el órgano técnico que complementa las funciones de la Superintendencia de Electricidad. Su responsabilidad es planificar las operaciones del SIN y las transacciones del mercado mayorista, determinando la forma en que se satisface la demanda. Los pasos que debe cumplir son los siguientes:

- Los agentes del mercado entregan al CNDC información proyectada para un periodo de 48 meses¹⁹.
 - *Demanda:* Los distribuidores y consumidores no regulados suministran sus proyecciones de demanda de energía y potencia.

¹⁹ El periodo se contabiliza a partir del periodo estacional en los meses de noviembre o mayo.

- *Oferta*: Los generadores informan sobre su capacidad de producción de energía, requerimientos de mantenimiento, provisiones de ingreso de nuevos equipos y ofertas de precios medios de producción de sus unidades generadoras.
- Sobre la base de la información suministrada por los agentes del mercado el CNDC determina:
 - La proyección de la demanda.
 - La proyección de la oferta disponible²⁰.
 - Los precios de referencia para las unidades generadoras térmicas.
 - La minimización del riesgo de desabastecimiento.
- Luego se produce el despacho de energía. Primero se envía la oferta hidrológica forzada o fija, ya que la generación hidroeléctrica tiene un costo marginal igual a cero²¹.
- La potencia máxima de la generación térmica se despacha como oferta variable, utilizando como referencia el costo marginal más bajo.

²⁰ *La oferta disponible corresponde al parque de generación y a la disponibilidad de la red de transmisión, así como al programa de mantenimiento del parque de generación y transmisión.*

²¹ *La oferta de energía se deriva de la curva de costo marginal; éste se define como el costo adicional o variable que representa producir una unidad más. En las centrales hidroeléctricas el costo marginal es cero porque los insumos (agua) para producir la energía provienen de fuentes naturales que son valorizadas como rentas; en cambio las termoeléctricas deben comprar su insumo, por ello sus costos variables son los que determinarán el costo de la energía.*

- Finalmente, el CNDC determina la asignación óptima de producción así como los precios medios por nodo del Sistema Troncal de Interconexión (STI).

De esta forma, la programación del CNDC determina la cantidad que debe producir cada generador y el precio para realizar las transacciones, fundamentado en el criterio de despacho económico, por orden de mérito y en función a costos marginales de producción.

Dado que las generadoras hidroeléctricas se caracterizan por sus bajos costos variables, su oferta siempre resulta necesaria en el despacho, pues cubre la base de la demanda. Por el contrario, las generadoras termoeléctricas siempre cubren las demandas marginales, con costos de producción elevados, debido al costo del combustible que es fundamental para el cálculo del costo marginal. Es por esto que la integración vertical para un generador con un productor de gas natural originaría importantes ventajas comparativas frente al resto de la oferta termoeléctrica.

Agentes privados

Nacen del proceso de capitalización y corresponden a los generadores, distribuidores y transmisores, así como los consumidores no regulados habilitados por la Superintendencia de Electricidad²². Las transacciones que se dan entre generadores (regulados y no regulados) y

²² Es importante mencionar que los distribuidores que fuesen propietarios de instalaciones de generación se consideraran como generadores en lo que respecta a su actividad en el mercado.

distribuidores se las realiza en el Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano (MEMB) donde transan la energía.

Este mercado es de naturaleza oligopólica, ya que el bien que se transa es homogéneo y sin sustitutos, con una oferta concentrada en cuatro generadoras (EGSA, Cobee, Valle Hermoso y Corani), donde no existe una libre entrada y/o salida del mercado debido a la presencia de costos hundidos²³ y barreras legales. A pesar de esto, y mediante los mecanismos regulatorios, se intenta simular competencia a través de una estructura por comparación. En el MEMB coexisten dos mercados: el de contratos y el *spot*.

En el mercado de contratos se realiza la compra de energía entre oferentes (generadores) y demandantes (distribuidores) mediante pactos que son libres en cuanto a duración, condiciones y precios; por ello representa un mercado de transacciones a futuro y de largo plazo. Estos contratos deben, como única condición, asegurar al menos el 80% de la demanda de energía por parte de los distribuidores mediante licitaciones. Las únicas empresas que trabajan en este mercado son Cobee, Electropaz y ELFEO.

En el mercado *spot* se producen las transacciones de compra y venta de electricidad no contempladas en contratos de suministro. Todas las operaciones se realizan a precios de mercado en términos de competencia, que son determinados mediante el post-despacho, por lo tanto

²³ *Serán considerados costos hundidos a los derivados de la adquisición de activos tangibles e intangibles que no puedan ser recuperados fuera del mercado relevante; es decir, activos cuyo valor residual sea prácticamente nulo fuera de dicho mercado.*

muestran el escenario real en el cual se desempeña el mercado mayorista. En este mercado el generador es remunerado por la venta de energía y potencia, ambos en base a los precios calculados por el CNDC para el nodo al cual se vinculan con el STI.

Empresas generadoras: Son aquellas compañías encargadas del proceso de producción de electricidad en centrales de cualquier tipo. A las cuatro empresas generadoras que participaban del mercado al inicio del proceso de capitalización se han sumado Río Eléctrico en Potosí, Hidroeléctrica Boliviana en La Paz y Compañía Eléctrica Bulo-Bulo y Synergia, ambas en Cochabamba. Todas comenzaron a operar después de 1999 tras haberse cumplido la cláusula de exclusividad en la actividad de generación, que daba a las generadoras el oligopolio legal del mercado mayorista y les permitía garantizar retornos a las inversiones realizadas en la capitalización del sector.

Las generadoras del SIN están obligadas no sólo a satisfacer la demanda de energía y potencia, también deben cubrir los requerimientos mínimos de reservas necesarias para garantizar la seguridad del suministro. Sin embargo, debido al tamaño del mercado y para evitar problemas de concentración y prácticas anticompetitivas se ha establecido que ninguna generadora podrá poseer capacidad instalada mayor al 35% de la capacidad total del sistema.

Empresa transmisora: Es el agente encargado de la actividad de transformación de la electricidad y su transporte en bloque desde el punto de entrega por un

generador, autoproducer u otro transmisor, a un distribuidor o consumidor no regulado; esto implica la transformación y transporte de un bien privado intangible.

La empresa de transmisión en el SIN actúa dentro de una estructura de mercado monopolístico, por lo cual, para evitar alguna colusión, se convirtió a la transportadora en una empresa que simplemente presta un servicio, de manera que las generadoras quedan libres de contactarse directamente con los distribuidores; así resulta que el transmisor tiene el rol de intermediario en un mercado “al por mayor”.

A pesar de esto, la empresa transportadora podría utilizar su control sobre el transporte de electricidad para favorecer a alguna generadora o distribuidora, creando conflicto de intereses; por ello la Ley de Electricidad establece el acceso abierto al servicio de transmisión. Es importante mencionar que este es el sector con las mayores restricciones del sistema, debido a los cuellos de botella que existen en la zona oriental y sur del STI, lo cual limita la competencia del mercado.

Empresas distribuidoras: Las distribuidoras son las encargadas del suministro de electricidad a consumidores regulados y/o consumidores no regulados; esta actividad es considerada un servicio público para efectos de la Ley de Electricidad.

Los distribuidores actúan como intermediarios entre los generadores y los consumidores finales, éstos últimos están clasificados en: Residencial, General (mayor y menor), Industrial (mayor y menor), Minero, Alumbrado Público y otros.

Un distribuidor debe comprar a los generadores el abastecimiento de su demanda, en uno o más nodos de suministro, mediante contratos que deben cubrir al menos el 80% de la potencia de punta bajo su responsabilidad en su zona de concesión; estas transacciones se realizan en forma libre y mediante licitaciones. Una vez cumplida esta obligación, los distribuidores pueden comprar en el mercado *spot* el remanente de su demanda.

Consumidores no regulados: Son algunos autoprodutores que generan electricidad, principalmente para satisfacer los requerimientos de su propia demanda de electricidad. Entre los principales autoprodutores de energía se encuentran las empresas refinadoras de petróleo, para quienes la energía eléctrica es un subproducto, las compañías resultantes de la Comibol y los ingenios azucareros de Santa Cruz. Todos éstos son libres de vender sus excedentes al SIN.

Estructura del sistema eléctrico boliviano

En el mercado eléctrico boliviano coexisten cuatro diferentes sistemas, cada uno de ellos con características propias y tratamiento diferentes, nos referimos al Sistema Interconectado Nacional, los Sistemas Aislados, Otros Sistemas Aislados y los Autoprodutores.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Este sistema atiende a las principales capitales y poblaciones adyacentes a los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Chuquisaca, Potosí y Santa Cruz.

Dentro de este sistema se crea el Mercado Eléctrico Mayorista en el cual la oferta está constituida por los generadores y la demanda por los distribuidores y

consumidores no regulados. Las entregas y retiros de electricidad se realizan a través de la red de transmisión en los nodos del STI, en tanto que la coordinación de la operación y la administración de las transacciones son responsabilidad del CNDC.

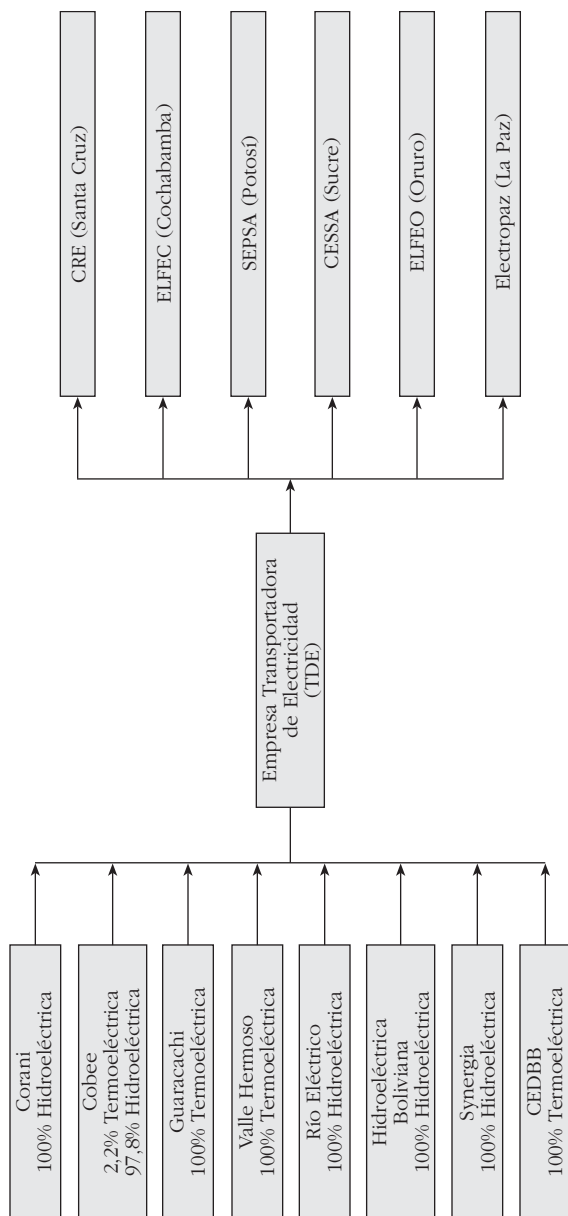
El SIN cuenta actualmente con ocho empresas de generación de energía eléctrica; a las cuatro compañías que existían en el momento de la capitalización se añadieron la empresa Río Eléctrico, Hidroeléctrica Boliviana, Synergia y CEDBB. En la distribución se mantuvieron las anteriores empresas de seis departamentos de Bolivia (ver Gráfico 2).

Sistemas Aislados (SA): Son aquellos sistemas que no están conectados al SIN. En el departamento de Tarija opera el Servicio Eléctrico de Tarija (Setar), proveyendo de energía eléctrica a las ciudades de Tarija, Yacuiba, Bermejo y Entre Ríos; la Cooperativa Rural de Electrificación (CRE) opera en ciudades intermedias y en el área rural del departamento de Santa Cruz; la Cooperativa de Servicio Eléctrico (Corselec) está encargada del abastecimiento a las ciudades de Trinidad, Guayaramerín y Riberalta en el departamento de Beni; y en el departamento de Pando aún opera ENDE que distribuye energía a la ciudad de Cobija y zonas aledañas.

Estos sistemas se caracterizan por atender demandas de potencias que se encuentran en el rango de 1 MW a 8 MW. Además, a diferencia del SIN, en los SA se acepta la integración vertical entre las actividades de mercado.

En los SA la tasa de crecimiento promedio de la oferta de potencia y de las inversiones en generación para el periodo 1995-1999 fue de 8,4% con 84 MW de capacidad

Gráfico 2
Estructura empresarial del Sistema Integrado Nacional

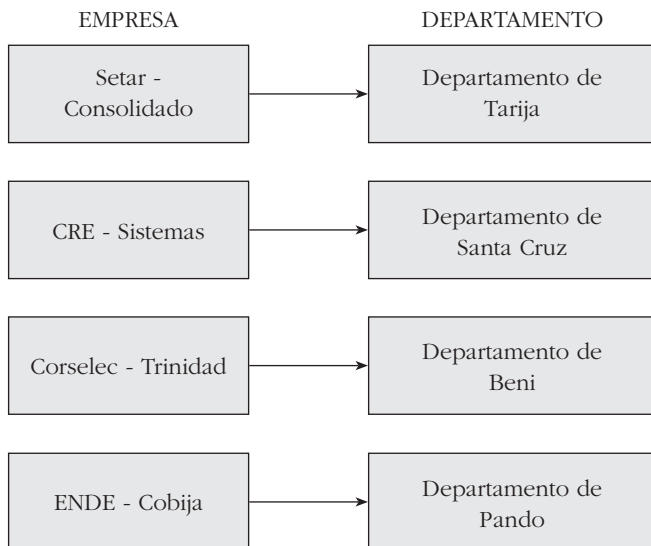


Fuente: Elaboración CEDIA.

instalada. En el periodo 2000-2004 la tasa fue de 12,8% con 136 MW de capacidad instalada con mayores inversiones en plantas termoeléctricas.

Gráfico 3

Empresas distribuidoras de los Sistemas Aislados



Fuente: Elaboración CEDLA.

Otros Sistemas Aislados menores (OSA): Son sistemas cuya capacidad instalada (oferta de potencia) es menor a 1.000 kW. En su mayoría están conformados por pequeñas cooperativas de servicios eléctricos y ubicados en poblaciones menores. En estos sistemas también se permite la integración vertical entre las actividades del sector.

Autoproductores: Este tipo de sistemas corresponde a los agentes que tienen su propia generación, que está

destinada al consumo exclusivo del productor; también se les permite vender el excedente. Aunque puede haber pequeños autoprodutores para uso productivo o residencial, este grupo adquiere importancia en la medida en que las necesidades de consumo del sujeto superan ciertos niveles de potencia, igual o mayor a ciertos niveles como para entrar en la categoría de consumidores no regulados.

Entre estos productores están empresas petroleras, mineras, ingenios azucareros y otros. Su participación en la generación nacional de energía eléctrica en 2003 fue de 6,47%, esto no es nada desdeñable si se considera que son potenciales abastecedores de los consumidores regulados. Por ejemplo, en 2003 la empresa azucarera Unagro vendió sus excedentes al SIN. Con respecto a los SA, el porcentaje de participación en 2003 de los autoprodutores en la generación de energía eléctrica fue de 39%.

A continuación veremos la evolución del mercado eléctrico desde las reformas de 1997, centrando la atención en el SIN y los Sistemas Aislados en la medida en que éstos proveen de energía eléctrica a consumidores regulados. Los aspectos a ser considerados son la inversión, el aumento de capacidad instalada y de potencia, la cobertura y las tarifas.

Inversión

Antes de la capitalización se estimó que la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica crecería en razón del 9% anual; ENDE y las otras empresas de generación debían invertir en toda la estructura del SIN

828 millones de dólares entre 1993 y 2004, 462 millones en generación, 216 millones en distribución y 150 millones en inversiones para electrificación rural²⁴.

Basándose en esas proyecciones se calculaba que ENDE debería invertir 712 millones de dólares para cubrir el crecimiento de la demanda. Debido a la presencia reiterada de resultados fiscales negativos durante los años previos a la capitalización ocasionada por la obligación de realizar elevadas transferencias al fisco, ENDE mostraba niveles de inversión que fluctuaban entre los 15 y 57 millones de dólares anuales²⁵.

Con la capitalización, las nuevas empresas del sector comprometieron 410 millones de dólares de inversiones, para un período de cinco años, distribuidos de la siguiente manera: 336 millones en generación, 10 millones en transmisión y 64 millones en distribución. Las inversiones fueron completadas con anticipación a lo acordado entre privados y Estado y, para fines de 1999, superaron el total comprometido.

Entre 1996 y 2001 la inversión total fue de 691 millones de dólares, el 84,8% corresponde a inversión privada y 15,2% a inversión pública (ver Cuadro 6).

La Ley de Electricidad, en su artículo N° 61, da al Estado la responsabilidad de desarrollar proyectos de electrificación en el área rural y en poblaciones menores que no puedan ser atendidas exclusivamente por la iniciativa privada. Esta inversión alcanzó en el período estudiado a

²⁴ Ver Miguel Fernández y Enrique Birbuet, 2002. *Resultados de la Reestructuración Energética en Bolivia*. Naciones Unidas – CEPAL, Santiago.

²⁵ Jemio, Luis Carlos. *Situación de las empresas públicas al momento de su capitalización*, en www.dpc.gov.bo

Cuadro 6
Inversión en el sector eléctrico
(miles de dólares)

Sector	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Total
Generación	23.890	53.127	76.051	132.872	45.981	26.089	358.010
Transmisión		11.425					11.425
Distribución	26.352	38.461	38.931	42.725	42.519	27.649	216.637
I Privada	50.242	103.013	114.982	175.597	88.500	53.738	586.072
Generación	19.450	80	360	0	100	10	20.000
Transmisión	5.750	5.850	2.330	1.920	920	640	17.410
Rural	1.190	7.070	6.210	4.410	6.980	8.060	33.920
Energía alternativa	70	840	870	760	80	1.810	4.430
Otras energías	240	30	100	830	110	40	1.350
Municipios	4.290	6.340	4.820	3.300	4.570	4.880	28.200
II Pública	30.990	20.210	14.690	11.220	12.760	15.440	105.310
	81.232	123.223	129.672	186.817	101.260	69.178	691.382
I Privada	61,9%	83,6%	88,7%	94,0%	87,4%	77,7%	84,8%
II Pública	38,1%	16,4%	11,3%	6,0%	12,6%	22,3%	15,2%

Fuente: Elaboración del CEDLA con datos del Viceministerio de Inversión Pública y Financiamiento Externo y Superintendencia de Electricidad.

59% de la inversión pública en electricidad²⁶ que, comparativamente con las proyecciones de crecimiento de la demanda de 9% anual, aún resulta insuficiente, ya que sólo se logró cubrir el 79% de la estimación de consumo.

Actualmente existe la intención del Gobierno, a sugerencia de la transportadora de hidrocarburos Transredes, para destinar 10 millones de dólares que la propia Transredes depositó para electrificación rural, en la ampliación de un gasoducto al Altiplano, y de esta manera evitar posibles desabastecimientos de energía eléctrica en las ciudades de La Paz y El Alto, debido a la falta de capacidad de los ductos para entregar gas natural a las generadoras termoeléctricas. Este accionar de la política energética que prioriza la provisión en las ciudades, obedece a los intereses de las empresas que buscan optimizar su beneficio.

El reflejo inmediato de las inversiones se muestra a continuación en el aumento de la capacidad instalada del SIN y los SA; sin embargo, se adelanta que a pesar del cumplimiento de las metas de inversión no se ha dado una aceleración del crecimiento del sector, por la que la capitalización de ENDE no produjo ningún salto cualitativo en generación.

Capacidad instalada y generación

El país dispone de diversas fuentes de energía primaria para la producción de energía eléctrica; entre las más importantes, por su abundancia y competitividad, están el gas natural y la fuerza hídrica. Otros recursos

²⁶ Corresponde al ítem rural y de municipios del Cuadro N° 6.

energéticos primarios derivados de petróleo, biomasa, etc. son importantes en Sistemas Aislados, donde por razones de escala y localización geográfica son utilizados obligatoriamente para la generación de energía eléctrica.

Los campos de hidrocarburos en Bolivia son preponderantemente gasíferos. La relación reservas-producción de hidrocarburos líquidos es del orden aproximado de 14 años, mientras que la de gas natural es de más de 50 años; por esta razón se ha visto la tendencia de minimizar el uso de diésel en generación de energía eléctrica, y la de utilizar gas natural en su reemplazo.

En hidroelectricidad, el potencial técnicamente aprovechable en proyectos hidroeléctricos alcanza a 39.850 MW de capacidad instalable, con una generación anual del orden de 177.669 GWh.

Otro recurso energético, que está siendo desarrollado en el sudoeste de Bolivia, es la energía geotérmica. Estudios de factibilidad demuestran que existe un potencial probado de 30 MW, probable de 60 MW y posible de 100 MW en el área de Laguna Colorada, departamento de Potosí. La energía de este proyecto, además de atender los escasos requerimientos locales, podría ser exportada al norte chileno²⁷.

Las centrales hidroeléctricas se encuentran localizadas principalmente en las zonas de La Paz y Cochabamba, mientras que las plantas térmicas se concentran entre Cochabamba y Santa Cruz, cerca a las áreas productoras de gas. Las perspectivas de evolución del mercado

²⁷ *Tales proyectos se vienen estudiando desde finales de milenio, pero aún no se han llevado a cabo a pesar de que los estudios de prefactibilidad se encuentran concluidos.*

generador muestran que la generación de tipo termoeléctrico se irá incrementando debido a la alta disponibilidad de gas natural existente en la región oriental del país.

En el SIN la oferta de generación está caracterizada por una mezcla de energía hidroeléctrica y termoeléctrica; en los años hidrológicos medios cada tipo de energía cubre el 50% de la demanda.

En el período 1990-1994, anterior a las reformas, la tasa de crecimiento anual de la capacidad instalada en el SIN fue de 1,3%. Para 2003 la distribución de la capacidad instalada en el SIN y en los SA por tipo de generación era de 70% para generación termoeléctrica²⁸, correspondiente a 913 MW, y 30% para generación hidroeléctrica, 440 MW. Esto muestra que desde la capitalización los sistemas eléctricos bolivianos crecieron en un 74,9% en generación termoeléctrica y en un 46,6% en generación hidroeléctrica; en conjunto registraron un crecimiento del 58%.

La capacidad de generación termoeléctrica está prácticamente estancada desde el año 2000, con una tasa de crecimiento de 0,25% anual hasta 2004, lo que rompió la tendencia de 8,6% de crecimiento anual promedio que había registrado desde la capitalización. Entre tanto, la generación hidroeléctrica creció en un 4,6%, lo cual muestra una fuerte tendencia a la concentración del parque generador en centrales térmicas (ver Cuadro 7).

En cuanto a la generación, la tasa anual de crecimiento en el período de la privatización fue de 5,6% y en años anteriores a la reforma llegó a 8%. Lo que sucede es que en termoelectricidad, a pesar de aumentar la

²⁸ Las centrales térmicas son casi en su totalidad turbinas a gas natural.

Cuadro 7
Evolución de la capacidad instalada y la generación
de electricidad

	1994	1998	2003	Variación %
Capacidad instalada en MW				
SIN	639,17	862,36	1.053,31	64,8
Sistemas Aislados	183,28	180,76	247,80	34,8
Total	822,45	1.043,12	1.300,39	58,1
Hidroeléctrica	300	336	440	46,6
Termoeléctrica	522	706	913	74,9
Generación en MW				
SIN	2.458.402	3.330.936	3.790.000	54,2
Sistemas Aislados	365.833	379.443	550.000	50,3
Total	2.824.235	3.710.379	4.340.000	53,6
Hidroeléctrica	1.305.000	1.530.000	1.987.000	52,3
Termoeléctrica	1.520.000	2.181.000	2.331.000	53,3

Fuente: Superintendencia de Electricidad.

capacidad instalada, la generación no se incrementa en la misma proporción. Esto se debería a que en horas punta las termoeléctricas tienen mayor eficiencia, dejando la producción en horas de menor consumo a las hidroeléctricas; pero esto también tiene su efecto sobre la competencia, ya que existiendo una capacidad instalada capaz de elevar la generación de nuevas empresas, éstas se ven obstaculizadas en su ingreso a la producción.

En los SA el 87% de la oferta de potencia se hallaba concentrada en generadoras termoeléctricas hasta 1998; para 2003 el porcentaje sube a 93%, aprovechando la abundancia de gas natural como energético primario, pues la generación hidroeléctrica presentó tasas de crecimiento negativas y se redujo de 8,2 MW a 7,21 MW desde 1995, justo después del proceso de capitalización. En estos sistemas la tasa de crecimiento promedio de la capacidad instalada u oferta de potencia para el periodo 1994-1998 fue de -1,8%, con 180,76 MW de capacidad instalada. En el periodo 1998-2003 la tasa fue de 7,4% con 136 MW de capacidad instalada y mayores inversiones en plantas termoeléctricas.

A pesar de que los SA, comparativamente con el SIN, tuvieron bajas tasas de crecimiento en la oferta de potencia, el incremento de la generación desde la capitalización fue de 54,2%, a un promedio anual del 5,42%, mostrando con esto mayor eficiencia en la generación que el SIN. Es lo que los generadores del SIN podrían hacer en caso de haber presiones de la economía para que aumenten la oferta.

Con respecto a la oferta del SIN, ésta se halla fuertemente concentrada en los cuatro productores que

formaron parte del proceso de capitalización —EGSA, Cobee, Corani y Valle Hermoso— los cuales poseen el 80% del mercado. Este alto grado de concentración se debe a que la estructura de la producción es un monopolio natural que, debido a la exclusividad que les otorgó la reforma en los primeros años, recayó sobre las empresas. También se debe considerar la presencia de economías de escala en el sector que hacen óptimas plantas de gran tamaño frente a un mercado de pequeña escala.

En cuanto a la capacidad de generación, Cobee posee un total de capacidad instalada de 227,23 MW: 197,42 MW pertenecen a sus 15 centrales hidroeléctricas y 29,8 MW a sus cinco unidades termoeléctricas en la central del Kenko.

Guaracachi tiene cinco unidades con una capacidad total de 292,51 MW de potencia instalada en la zona de Guaracachi, ocho unidades en Aranjuez con una capacidad de 39,42 MW y por último una unidad de 15,48 MW en Karachipampa, con lo cual alcanza un total de 347,41 MW de capacidad instalada.

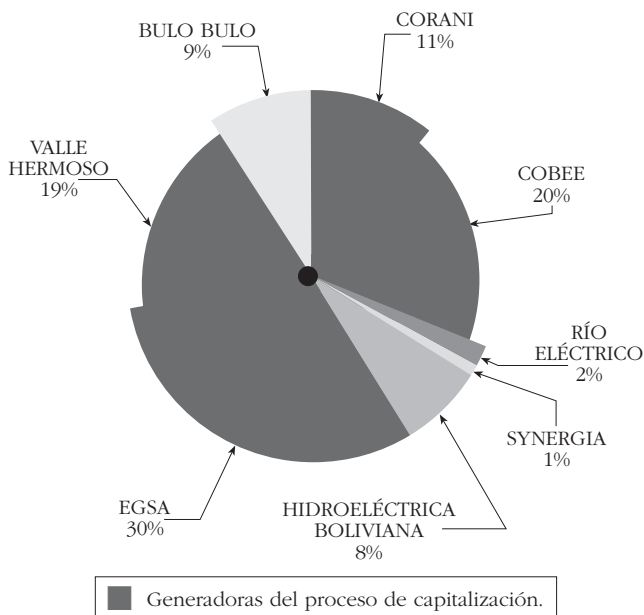
Corani cuenta con cuatro unidades en la región de Santa Isabel con una capacidad efectiva total de 72 MW y otras cuatro en la región de Corani con una capacidad de 54 MW de potencia efectiva, lo que hace un total de 126 MW.

Por último, Valle Hermoso posee dos unidades en Carrasco que tienen un subtotal de 126 MW de capacidad instalada y cuatro unidades en Valle Hermoso con un subtotal de capacidad efectiva de 87,25 MW, haciendo un total de 213,25 MW.

La compañía de Energía de Bulu-Bulo tiene una capacidad instalada de 101,20 MW. Hidroeléctrica Boliviana,

Synergia y Río Eléctrico poseen juntas 112,92 MW. Las producciones de Synergia e Hidroeléctrica Boliviana tienen un aporte marginal, ya que estas empresas cuentan con 1,8% y 0,7% de la capacidad total, respectivamente. El 80% de la oferta potencial del SIN se halla concentrado en las cuatro centrales que formaron parte del proceso de capitalización.

Gráfico 4
Participación de las generadoras en la potencia instalada del SIN



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de la Superintendencia de Electricidad.

La mayor inversión en capacidad instalada para la generación se realizó en 1999, esto permitió que

Guaracachi incrementara su capacidad en 165 MW y Cobee en 30 MW; además está el aporte de 20 MW de las tres nuevas empresas generadoras (Hidroeléctrica Boliviana, Synergia y Río Eléctrico) cuyo suministro al SIN alcanzaría hasta 101,2 MW. Este escenario fue coincidente con el levantamiento de la cláusula de exclusividad en generación eléctrica en 1999.

Esta situación provocó que en el transcurso del período 1995-1998 la capacidad de reserva disminuyese gradualmente llegando a un punto tal que en 1998 la capacidad efectiva sólo superó en 6% a la demanda máxima, lo que implicó un elevado riesgo de desabastecimientos en el sistema; la salida de la central hidroeléctrica de Chururaqui de 24 MW provocó racionamientos entre enero y marzo que, sin embargo, no se reflejaron en el precio de la energía, ya que en el MEMB el precio *spot* se determina sobre la base del costo variable de generación de la unidad más cara requerida para cubrir las demandas marginales. Esto significa que los precios de energía poseen una baja volatilidad aun ante importantes variaciones en las condiciones de abastecimiento y no reflejan las condiciones de escasez del recurso que obligaron a restringir el suministro en el periodo 1995-1998.

Posteriormente, la compañía eléctrica de Bulobulo entró al mercado con una inversión en 101,2 MW de capacidad instalada, con lo cual desplazó del despacho de carga y de la oferta a Valle Hermoso, empresa que también se conecta al STI en el nodo de Carrasco.

Cuadro 8

Las características de la oferta de potencia y energía en el MEMB

-
- La oferta hidroeléctrica siempre participa del despacho de carga, por lo que su rentabilidad es segura, a no ser que se presenten períodos secos.
-
- La región oriental se satisface con oferta termoeléctrica y la occidental con generación hidroeléctrica.
-
- La oferta está concentrada en los cuatro generadores que formaron parte de la capitalización de ENDE.
-
- Existe un crecimiento acelerado de la generación termoeléctrica.
-
- Existe mayor desarrollo de la oferta en el MEMB al finalizar la cláusula de exclusividad.
-
- La oferta del SIN se encuentra concentrada en los departamentos de La Paz, Santa Cruz y Cochabamba.
-
- Los proyectos de nueva generación son de naturaleza térmica, con gas natural como energético primario.
-
- El incremento del número de oferentes del mercado no es proporcional a sus aportes en la oferta de capacidad instalada.
-
- Los mecanismos que se utilizan para introducir competencia en los mercados eléctricos, en un mercado que por naturaleza es monopólico, son insuficientes.
-

Fuente: Elaboración CEDLA.

Restricciones a la entrada para nuevas empresas: El mercado de generación eléctrica se caracteriza por tener elevados costos hundidos²⁹ y economías de escala, esto implica que no existe una libre entrada a la industria pues los costos hundidos representan barreras a la salida y las economías de escala determinan tamaños de planta elevados frente a un mercado de pequeñas dimensiones como

²⁹ Este tipo de operaciones requiere inversiones en activos que sólo pueden ser utilizados una sola vez.

el boliviano; se ha calculado que un par de plantas de ciclo combinado (la tecnología más eficiente) podrían satisfacer la demanda total del SIN y de sus requerimientos de reservas.

La entrada de nuevos generadores también está condicionada a concesiones y licencias establecidas por la ley, las mismas que durante el periodo de exclusividad 1995-1999 sólo se debían otorgar a las generadoras que formaron parte de la capitalización del sector, lo que dio lugar a la creación de un oligopolio legal.

Hoy, para otorgar licencias existen condiciones de formalidad de compromiso³⁰ y otras de carácter técnico; de éstas últimas la que presenta mayores dificultades en su cumplimiento es la referente a la protección medio ambiental. Algunos proyectos que pueden ser beneficiosos para el sector y que tienen un fuerte impacto en los ecosistemas de la región donde se localiza no se llevan a cabo³¹.

El tiempo en que las nuevas firmas pueden entrar al mercado está condicionado. Una empresa interesada debe esperar unos tres años para tener aprobados los estudios de prefactibilidad y que le otorguen una licencia provisional; además, la construcción de una planta demanda entre dos y cuatro años, por lo que una generadora tardaría en ingresar al mercado eléctrico alrededor de cinco a siete años, plazo que puede extenderse si el proyecto es muy grande, como en casos de generadoras

³⁰ *Equivalente a una boleta de garantía bancaria igual al 5% de la inversión total.*

³¹ *Podemos citar el caso del proyecto Bala para exportar energía al Brasil.*

hidroeléctricas. Para proyectos de inversión privada la rentabilidad depende de la oportunidad que presenta un mercado en un período determinado, de manera que períodos largos para el ingreso legal pueden desmotivar las inversiones.

Para el caso boliviano no se han realizado estudios sobre economías de escala en el sector que nos permitan asegurar con precisión su dimensión; existen trabajos aproximados realizados sobre área, que deben ser revisados, uno de ellos es el de Jorge Ríos Cueto, para la Superintendencia de Electricidad en Bolivia, quien establece la existencia de tales economías, aunque su dimensión no está bien identificada.

Estudios realizados en Latinoamérica por autores como Guash, Spiller o Johnston y las estatales Endesa-Chile o la Superintendencia de Perú, muestran que en el sector eléctrico existen fuertes economías de escala en la generación hidroeléctrica y escalas menores por rangos de producción para las generadoras térmicas. Esto implica que las plantas generadoras deberían ser de gran tamaño para poder agotar ventajas en costos de producción; como en Bolivia las dimensiones del mercado son pequeñas, un reducido número de plantas de gran capacidad, como las existentes, son necesarias para absorber la capacidad de la demanda total del SIN.

En consecuencia el Mercado Eléctrico Boliviano es altamente concentrado por el lado de la oferta y tuvo barreras legales en el período de exclusividad, lo cual fortaleció el posicionamiento de las empresas que formaron parte del proceso de capitalización y, por consiguiente, creó poder de mercado por el lado de la oferta. Además,

el MEMB posee economías de escala y costos hundidos frente a una demanda reducida por restricciones y un mercado de pequeñas dimensiones que hacen muy difícil el ingreso de nuevas generadoras que compitan en igualdad de condiciones con los cuatro oferentes principales.

Cobertura del servicio

En este acápite veremos primero la demanda de energía, entendida como los requerimientos de los consumidores en una estructura ya dada, es decir que la potencia efectiva que generan las centrales constituye la demanda del mercado. Luego veremos la evolución de los niveles de electrificación alcanzados.

Demanda: La demanda de energía exige que una determinada potencia de la capacidad instalada entre en funcionamiento; esta demanda previa es la denominada demanda de potencia y se caracteriza por un bajo grado de estacionalidad. Típicamente, la demanda máxima del sistema se presenta entre los meses de mayo y noviembre, época en la que, en consecuencia, existen incentivos para reducir la demanda, abaratando así los costos de potencia del sistema. En este sentido, los distribuidores han estado trabajando en trasladar la demanda pico a otros meses del año. Es necesario tener en cuenta que las características de la demanda total son el resultado de la suma de las características de los distintos tipos de demandas del sistema (regional, comercial, residencial, etc.).

En cuanto a la demanda de energía, en 1994 fue de 2.517 GWh, con una tasa promedio de crecimiento de 13,9% entre 1992 y 1994; después de la capitalización la demanda mostró una tasa de crecimiento de 7,5% en el

período comprendido hasta 1999; pero a partir de 2000 y hasta 2004 se redujo hasta 1,56% anual. Esta disminución de la demanda refleja, a nivel agregado, el impacto de la crisis de la economía en todo el mercado eléctrico; entonces, el crecimiento de la demanda se sustentó en el crecimiento vegetativo característico del sector (ver Cuadro 9 y Gráfico 5).

Cuadro 9 **Demanda por electricidad**

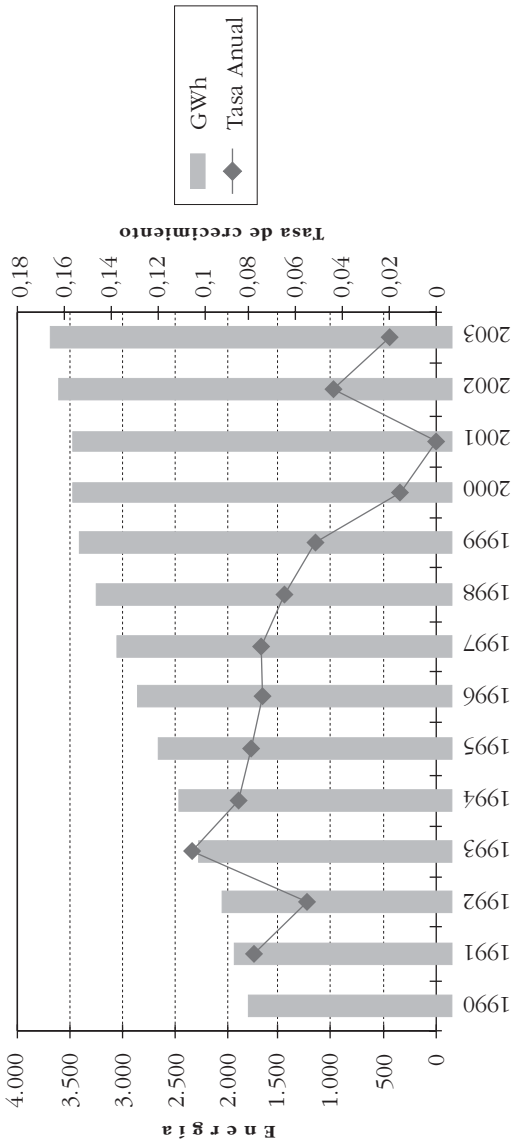
Período	Tasa de crecimiento
1994-2003	4,22%
1995-1999	7,15%
2000-2003	1,95%

Fuente: *Elaboración propia con datos de la Superintendencia de Electricidad y el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.*

La demanda global por energía eléctrica es altamente inelástica con relación al precio³². El precio de energía para el período 1995-1999 se mantuvo a un promedio de 17,5 dólares por MWh, el 92% del total del tiempo del funcionamiento del SIN, a pesar de las restricciones de abastecimiento que se presentaron en el período, por lo que el precio no refleja la relación entre demanda y oferta. La inexistencia de señales de precios de energía hace imposible el análisis de elasticidad de la demanda por categoría de consumidor.

³² *Inelástico significa que frente a variaciones de los precios de energía eléctrica la demanda no aumenta o disminuye en la misma proporción.*

Gráfico 5
Evolución de la demanda por electricidad
en Bolivia



Fuente: Elaboración propia con datos de la Superintendencia de Electricidad y el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.

No obstante, el CNDC ha determinado que la elasticidad de la demanda por energía respecto al PIB es de 0,77 lo cual dice que ante una variación del 100% en el PIB se producirá una variación equivalente al 77% en el crecimiento de la demanda por electricidad.

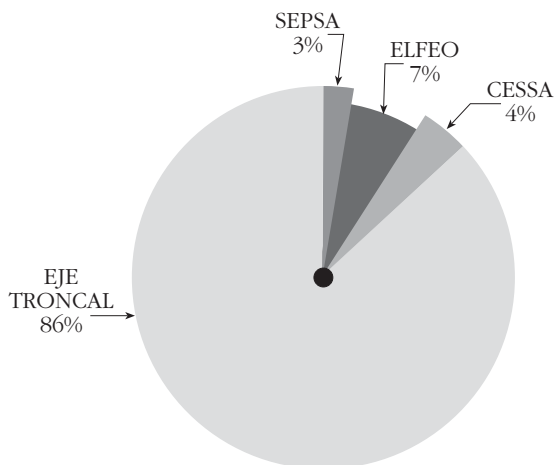
La demanda agregada está altamente concentrada en el eje troncal; se observa que para 2003 las distribuidoras de Santa Cruz (CRE), La Paz (Electropaz) y Cochabamba (ELFEC) representan el 86% de la demanda total del SIN. Asimismo, en la región sur SEPSA (Potosí), CESSA (Sucre) y algunas cooperativas eléctricas representan tan sólo el 7% de la demanda. La demanda de ELFEO en Oruro representa el 7%.

Las tasas de crecimiento registradas para cada empresa han resultado diferentes el último período, destacándose el elevado crecimiento de la demanda en la zona de Santa Cruz y las bajas tasas registradas principalmente en las zonas del Altiplano. Este comportamiento se mantuvo hasta 2000, cuando las tasas de crecimiento caen para todas las regiones (ver Gráfico 6).

Entre 1995 y 1999 la demanda de la regional comprendida por los departamentos de Santa Cruz y Cochabamba muestra las tasas de crecimiento más altas del sistema con un promedio anual de 10% en el departamento de Santa Cruz y 9% en Cochabamba en el mismo período. Se observa, empero, un declive de 2000 hacia adelante cuando Santa Cruz y Cochabamba registraron tasas de 1,8% y 3,4%, respectivamente.

Gráfico 6

Distribución de la demanda entre el eje troncal y la periferie

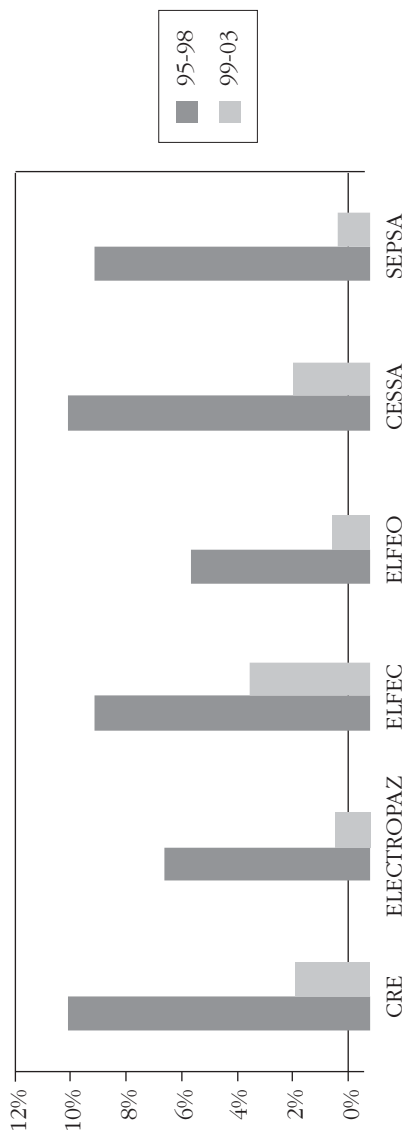


Fuente: *Elaboración propia sobre la base de datos de la Superintendencia de Electricidad.*

En el primer período, inmediato a la capitalización, en la región sur se observaron tasas de crecimiento de 9% en Potosí y 10% en Sucre, pero con una clara tendencia decreciente que se confirma para el segundo período con tasas de 1,9% en Sucre y 0,3% en Potosí.

En contraparte, las principales demandas correspondientes al sector occidental mostraron tasas más bajas que las del promedio del mercado. La Paz registró tasas de crecimiento decrecientes de 8,5% anual en 1995 a tan sólo 4,5% en 1999. Ocurrió lo mismo en Oruro donde la tasa anual promedio es del 5,66%. Ya desde 2000 en La Paz y Oruro el aumento de la demanda cae a 0,5% (ver Gráfico 7).

Gráfico 7
Tasas de crecimiento de la demanda por períodos



Fuente: Elaboración CEDLA sobre la base de datos de la Superintendencia de Electricidad.

Cuadro 10

Las características de la demanda de potencia y energía en el MEMB

-
- Demanda con bajo factor de carga.
-
- Demanda de la región sur con vinculación débil y sin recursos energéticos primarios.
-
- Demanda de la región occidental dependiente de la evolución de generación hidroeléctrica y por lo tanto vulnerable a riesgo de desabastecimientos ante períodos secos.
-
- Pocos consumidores no regulados.
-
- Desarrollo de la demanda polarizado y altamente desigual entre regiones.
-
- Tendencia a cubrir la demanda por generación termoeléctrica, debido a descubrimientos de importantes yacimientos de gas natural en Bolivia.
-
- Esquema del sistema de transmisión de tipo radial, con cuellos de botella que afectan a todo el sector y condicionan la forma en que la demanda es satisfecha.
-

Fuente: Elaboración CEDLA.

Restricciones de mercado: En el MEMB existen restricciones en las redes de transporte que obligan a que determinada demanda deba ser abastecida por una unidad de generación específica, debido a las características técnicas del sistema (cuellos de botella) y/o requisitos de calidad y seguridad. El resultado es una relación bilateral entre una generadora y una demanda cautiva, independientemente de la eficiencia de la generación disponible y la competitividad de la unidad generadora.

En un esquema de mercado, las restricciones existentes en el sistema de transporte eléctrico representan limitaciones a la competencia, primero, porque se reduce la demanda libre a la competencia y, segundo, por el

desplazamiento del despacho de un generador eficiente por otro que no tiene restricciones para satisfacer la demanda, pero cuyo costo marginal es mayor y se transfiere al consumidor final. Las restricciones producen los siguientes efectos.

Se reduce el precio *spot* de la energía. La generación obligada se retira de la demanda total del mercado, lo cual produce que el precio de la energía corresponda a una demanda menor y por lo tanto es inferior a la que hubiera resultado sin la restricción.

Se incrementa el precio para la demanda cautiva. La demanda cautiva deberá pagar aquellos precios producto de la generación obligada, que podrían ser inferiores si el precio se determinase en el mercado *spot*.

Se reduce el tamaño del mercado libre a la competencia, a la cual pueden acceder los generadores en igualdad de condiciones, debido a que parte de la demanda es abastecida por generación obligada; esto puede provocar que incluso algunos generadores eficientes salgan del despacho.

La empresa responsable de la generación obligada no tiene ningún incentivo para ser eficiente en costos y posee incentivos perversos para generar rentas, producto de su demanda cautiva.

En 1999, la cantidad de horas en las que se presentaron las restricciones en la red fue equivalente al 1,43% del total de horas de funcionamiento del sistema. En ese año, en el área oriental el sobreprecio promedio que se produjo fue de 2,32 \$us/MWh; en cambio para la región sur el sobreprecio registrado fue de 4,95 \$us/MWh.

El análisis de las restricciones de demanda por región muestra que en Santa Cruz la demanda representa el 35% de la demanda total del MEMB; sin embargo, debido a una restricción de transporte, solamente el 11% de ésta puede ser abastecida con generación ubicada en otras regiones geográficas. El resto debe ser abastecido por generación local.

Actualmente esta restricción de transporte no afecta al despacho económico, ya que dicha generación es económicamente óptima gracias a las nuevas unidades de EGSA y los costos del gas natural.

En los departamentos de La Paz y Oruro una importante porción de la demanda de electricidad es abastecida por generación hidroeléctrica, de centrales pertenecientes a Cobee. Por ello las distribuidoras Electropaz y ELFEO compran sólo el 28% de la energía que necesitan en el mercado mayorista.

En Sucre el abastecimiento se realiza a través de una línea de 69 kW con un límite de transporte de 13 MW, pero dado que la demanda máxima del área supera los 22 MW, también en este caso es necesaria la generación local obligada para lograr el pleno abastecimiento de la demanda. Esta generación local depende de la central Aranjuez, que cuenta con un equipo turbogas de 18,3 MW y siete motores duales que suman 19,5 MW.

Si bien la cantidad de energía que debe ser obligadamente suministrada desde el área es relativamente pequeña, comparada con la energía total comercializada en el MEMB, los sobrecostos que la demanda local debe pagar pueden ser elevados dado que los motores duales, necesarios en muchas ocasiones para cubrir la demanda

pico, tienen un costo variable de producción mayor al del parque restante.

Se observa que se han estado buscando soluciones a tales cuellos de botella. La ampliación de la red del STI hacia Sucre ya se ha licitado y se proyecta su entrega hasta 2006, con el consiguiente incremento de su capacidad de transmisión; lo mismo se planea para el tramo de la región oriental, desde donde además se integrará a Setar de Tarija al SIN con el propósito de que fluya hacia el sur energía termoeléctrica, más barata y eficiente.

A pesar de esto, mientras tales proyectos no se cumplan todas las restricciones mencionadas provocan que la demanda, libre a la competencia, sea de tan sólo el 57% de la demanda total del mercado.

Limitaciones de la regulación para hacer del MEMB un mercado competitivo: Producto de la interacción entre la estructura del MEMB y el funcionamiento del aparato regulador han surgido diferentes escenarios que dan luces sobre las limitaciones de MEMB para funcionar bajo los principios de la competencia.

Una práctica frecuente de las empresas que ya operan, para impedir el acceso de nuevos productores, es el incremento de la oferta de potencia a partir de aumentar la capacidad instalada con la que cuentan. Es así que los generadores que ya operan en el mercado tienen incentivos para actuar como obstaculizadores de la entrada de un competidor, disuadiéndolos mediante la emisión de señales al mercado en forma de compromisos de inversión.

Lo hacen mediante el uso de licencias provisionales para realizar estudios de prefactibilidad que son de

carácter público e implican amenazas de inversión. Ante el ingreso de un generador nuevo al mercado las empresas ya existentes pueden ejecutar sus inversiones planeadas, reduciendo los retornos esperados del potencial entrante. Esto explica la gran cantidad de proyectos de inversión, de las generadoras ya existentes en el MEMB, que jamás se llegaron a ejecutar, a pesar de que las compañías renovaron diversas licencias provisionales con la Superintendencia de Electricidad.

También lo hacen invirtiendo sobre la capacidad instalada que ya tienen; con una leve modificación a bajo costo pueden adaptar la planta para duplicar o triplicar su capacidad productiva y, al mismo tiempo, hacerla más eficiente ante el riesgo del ingreso de un competidor. Este es el caso de las centrales 9-10 de EGSA que por ahora trabajan como centrales a gas pero pueden transformarse en centrales de ciclo combinado, duplicando su producción y reduciendo sus costos, lo cual desalienta a cualquier generador que intente competir por la demanda de la región de Santa Cruz en el SIN.

Un elemento alternativo para disuadir a los potenciales entrantes es la utilización de prácticas de precios predatorios. Podemos citar la disputa entre Buló Buló y Valle Hermoso SA que se produjo a finales de 1999, cuando la última declaró precios tan bajos para sus centrales que difícilmente podían cubrir sus costos de producción, pero afectaron los ingresos percibidos por Buló Buló. Los costos de la práctica de precios predatorios puede ser subsidiada por los precios de potencia, en tal sentido un generador puede declarar costos por debajo de los reales y no ser afectado por las pérdidas esperadas, ya

que éstas serían compensadas con ingresos recibidos por la venta de potencia.

También existe la necesidad de separar los mercados de potencia y de energía, debido a que el precio básico de potencia tiende a elevarse ante expansiones de la oferta. Esto implica que la curva de oferta de potencia posea una pendiente negativa, lo cual se debe a que la función de costos de producción de las generadoras termoeléctricas tenga economías de escala por rangos de producción, que varían según el tipo de tecnología. Por esta razón, cuando los requerimientos de potencia bajan, el precio de potencia se eleva, ya que el productor se encuentra en un rango de rendimientos decrecientes, por lo que su costo marginal queda por debajo de su costo medio.

Asimismo existen contratos incompletos entre regulador y privados que dan lugar a renegociaciones, por ejemplo cuando se omite la restricción de que una empresa generadora no debiera tener más del 35% de la capacidad instalada en el SIN. EGSA tenía hasta el año 2001 el 42% de la capacidad instalada del SIN gracias a que sus plantas de Aranjuez, las más antiguas del sistema, eran necesarias para cubrir la demanda de Sucre; si a esta generadora se le obligaba a cumplir con el porcentaje estipulado por ley, sacaba del despacho a sus plantas menos eficientes creando desabastecimientos debido a los cuellos de botella del STI.

Los contratos incompletos también se pueden dar por la existencia de vacíos legales en lo referente a la coordinación entre sector eléctrico y de hidrocarburos. Por ejemplo, no existe cláusula alguna que legisle la integración

vertical entre generadores eléctricos y productores de gas natural. Dicha integración vertical daría lugar a otras barreras a la entrada de nuevos operadores que, ante la falta de legislación, serían permisibles. En ambos casos se afecta a las potenciales nuevas inversiones.

Actualmente la oferta del SIN satisface a cabalidad los requerimientos del MEMB, pero pueden existir alteraciones en el mercado, en la medida en que las plantas termoeléctricas no reciban suministros de gas natural.

Por las limitaciones hídricas de la región occidental del país, donde el sistema depende por completo de la generación hidroeléctrica, y porque las plantas alternativas de termoelectricidad no cuentan con la suficiente provisión de gas natural, debido a que la capacidad del gasoducto a occidente es insuficiente, la región occidental del país enfrentaría serios racionamientos de energía eléctrica.

Por otra parte, las restricciones en transmisión, que crean cuellos de botella y reducen los flujos de energía desde las regiones oriental y occidental hacia el sur, podrían producir desabastecimientos en todo el SIN.

Evolución de los niveles de electrificación: Entre los censos de 1992 y 2001, la cobertura de energía eléctrica en todo el país se elevó del 55,48% al 64,38%; en el sector urbano apenas creció en 1%, mientras que en el rural pasó del 15,57% al 24,57%, lo que explica el avance de los niveles de cobertura (ver Cuadro 11).

Estos aumentos en la cobertura del sector rural se pueden explicar no sólo por la presencia de inversiones estatales destinadas a ampliar la oferta, sino también a los movimientos demográficos del país, que reflejan un

desplazamiento paulatino de la población rural hacia las ciudades con mejores niveles de vida y mayores condiciones económicas, especialmente las ciudades de Santa Cruz y Cochabamba. Un dato que refleja esta situación es que mientras la tasa de variación anual de hogares con acceso al servicio es de 10,09%, dicha tasa para la población total del área rural es de sólo 2,24%.

Cuadro 11

Niveles de electrificación alcanzados

	1992		2001	
	Hogares	Porcentaje de electrificación	Hogares	Porcentaje de electrificación
Bolivia	1.444.817	55,48%	1.977.665	64,38%
Urbano	806.815	87,05%	1.210.962	89,49%
Rural	638.002	15,57%	766.703	24,72%

Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas. Censos 1992 y 2001.

Sin embargo, estos datos deben ser interpretados con cuidado, porque el incentivo limitado del costo beneficio de la economía de mercado inhibe a los consumidores de las familias con bajos ingresos. Si bien la cobertura en el servicio de energía eléctrica creció entre censos, el incremento de consumo de energía eléctrica para preparar alimentos disminuyó aún más del bajo nivel que ya tenía, del 1,21% al 0,88%.

En efecto, el combustible más usado para cocinar en el ámbito nacional (urbano y rural), según el Censo de Población y Vivienda 2001, fue el gas licuado de petróleo (58%), seguido por la leña (34%). En el área rural la situación es aún más dramática, pues apenas el 0,09% utiliza

energía eléctrica, la mayoría de las familias emplea leña, guano, bosta o taquia (85,44%), sólo el 13,58% usa gas licuado de petróleo.

Determinación y evolución de precios

Fijación de precios: El precio de la energía se define en condiciones de competencia y desregulación; surge de la relación oferta-demanda del mercado mayorista y debe reflejar el costo marginal de energía/horario en que incurre el sistema para suministrar una unidad adicional de energía (kWh) a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando fijo el parque de generación y transmisión, es decir la oferta fija.

El precio de energía se calcula sobre la base del menor costo marginal necesario para cubrir la demanda punta de energía eléctrica. Bajo la hipótesis de competencia perfecta, los generadores deberían lograr recuperar sus costos y mantener el interés de invertir en la generación que sea necesaria; a su vez, los consumidores cuentan con precios razonables que garantizan la calidad de servicio, siempre y cuando sus costos declarados no estén inflados.

Operativamente, el costo marginal de energía/horario es considerado como el costo variable de la última generadora que entra al despacho; está compuesto por: costos de combustible, de transporte de combustible, de operación y de mantenimiento. Una limitación importante en la definición de costos es que en el caso de la generación termoeléctrica las empresas declaran sus costos internos, por lo que es muy probable que existan asimetrías de información; en el caso de la generación

hidroeléctrica no se ha podido determinar eficientemente el costo de oportunidad que implica la utilización de recursos hídricos en generación, los cuales podrían ser aprovechados en usos alternativos como el riego.

En cambio, el precio de la potencia surge de las condiciones reguladas de inversión de pico y refleja la anualidad de la inversión y los costos fijos anuales de operación, mantenimiento y administración, correspondientes a la unidad generadora más económica destinada a suministrar potencia adicional durante las horas de la demanda máxima anual del sistema. El cálculo de la anualidad utiliza la tasa de 13% que es la tasa de riesgo regulada y definida específicamente para el mercado eléctrico. Los precios de potencia, a diferencia de los de energía, son regulados, por lo que no responden a las condiciones de mercado, y se determinan para:

- Remunerar la inversión necesaria que garantice el suministro del MEMB.
- Reflejar señales de inversión que permitan determinar eficientemente el tipo de tecnología, el momento y la localización de las inversiones.
- Dar estabilidad a los ingresos del generador, ya que lo que percibe por potencia es independiente a si su producción es o no requerida.

En 1999 para el cálculo del precio de potencia se consideró un rango comprendido entre 50,1 MW a 52,8 MW en condiciones ISO, resultando un costo total de 547,70 dólares por kW de potencia efectiva; el precio básico de potencia promedio para todo el año fue de 42

bolivianos por kW/mes. Para 2004 este precio llegó a 46 bolivianos por kW/mes, con un incremento promedio anual de 1,84% desde 1999.

El CNDC incorpora en su cálculo los costos máximos reconocidos, que representan techos, de tal forma que se pueda introducir incentivos de eficiencia a la hora de determinar los costos marginales de producción de las unidades generadoras térmicas.

Para el caso del precio de energía, dichos techos se enfocan en los precios del gas natural, cuyo máximo es determinado por la Superintendencia de Hidrocarburos; hasta noviembre de 1999 el precio del energético fue de 1,84 \$us/MPC. Estos costos máximos introducen dos criterios al mercado:

- Evitar el traslado de costos mayores a los eficientes al consumidor final.
- Estimular a la eficiencia del generador en el tratamiento de sus costos variables, estableciéndose una estructura de competencia por comparación.

Respecto al precio del gas se han presentado conflictos en la implementación del precio de gas regulado, debido a la existencia de contratos previos al proceso de capitalización, contratos nuevos y a los precios regulados por la Superintendencia de Hidrocarburos.

En cuanto a la transmisión de energía eléctrica, hasta el año 2000 se cobraban tarifas diferentes para cada generador en función a su localización, de tal forma que se

daban señales de optimización de la inversión tomando la ubicación como un criterio de eficiencia. Esto daba lugar a un contrasentido entre las señales que se daban al generador mediante el precio final del gas y la tarifa de transporte eléctrico. Hoy se han armonizado las políticas en ambos sectores aplicándose la tarifa estampilla en transporte de gas y electricidad, y eliminado así las distorsiones en las señales de inversión entre ambos sectores.

Precios para consumidores finales: Los precios del kWh subieron en 43% desde la capitalización hasta 2003. Sin embargo, cuando se discriminan los precios por tipo de usuario, resulta que el sector doméstico (84%) y el de ciudades intermedias del área rural (55%) son los que mayores porcentajes de elevación tuvieron en este intervalo; en cambio, en los rubros general, industria y de alumbrado público las tasas de crecimiento en precios fueron menores al promedio general, inclusive los precios de la minería bajaron en 65% y los de los consumidores no regulados en 71,4% (ver Cuadro 12).

Estas diferencias registradas entre consumidores domésticos, que consumen poco, y los grandes consumidores se deben a que la nueva ley estableció la determinación de las tarifas considerando el cargo por gasto-cliente, cargo por energía y cargo por potencia de punta y fuera de punta. Antes, los consumidores de categorías domésticas y pequeños del régimen general eran subsidiados por los grandes consumidores en el cargo de potencia, por lo que pagaban solamente el gasto-cliente y un cargo por energía.

Cuadro 12
Precio de energía eléctrica por usuario
 (Bs por kWh)

	1994	1995	2000	2003	Variación %
PROMEDIO	32	35	46	46	43,8
Doméstico	25	28	42	46	84,0
General	49	54	78	70	42,9
Industria Pesada	39	43	48	43	10,3
Industria Grande	26	28	40	34	30,8
Minería	20	23	12	7	-65,0
Alumbrado Público	31	32	49	54	74,2
Fábrica de Cemento	21	21	36	29	38,1
Pueblos	20	23	65	31	55,0
NO REGULADOS	21	23	12	6	-71,4
Industria Grande	22	23	12	6	-72,7
Minería	20	23	12	6	-70,0

Fuente: Superintendencia de Electricidad.

Aunque la capitalización haya mejorado la cobertura de energía eléctrica, lo cierto es que el elevado costo no permite a grandes capas de la población pagar el servicio, debido al bajo nivel de ingresos, especialmente en el área rural. Por ejemplo, en 2003 el consumo anual promedio por familia era de 60 kWh, a un precio de 42 bolivianos, las familias habrían pagado una factura de 210 bolivianos mensual. Tomando en cuenta que el ingreso mensual promedio de cada familia fue de 750 bolivianos y que cada familia cuenta con cuatro miembros en promedio, una familia promedio hubiera tenido que pagar el 28% de sus ingresos en consumo de electricidad o, de lo contrario, hubiese tenido que recurrir al trabajo de más miembros de la familia en la búsqueda de ingresos. Para los trabajadores de la agricultura, pecuaria y pesca de las zonas rurales su ingreso de 194 bolivianos no alcanza para pagar la factura de consumo promedio.

Un estudio sobre la capacidad de pago de la población en electricidad corrobora lo anterior³³. En efecto, en el año 2001, el 20% de la población con mayor ingreso podía pagar más de 137 bolivianos, el 40% de la población más pobre sólo podía pagar hasta 55 bolivianos. Como se ve, la estructura de mercado no favorece al consumo de electricidad para la población que tiene bajos ingresos y, a su vez, la estructura de ingresos bajos es consecuencia de la apertura comercial y la capitalización, por lo que se concluye que los efectos de esta última no son los adecuados para mejorar la calidad de vida de la población.

³³ Birbuet Enrique, 2002. *Políticas de precios de la energía y su impacto en el desarrollo sustentable: Caso boliviano*. Extraído de página web: www.uneprioe.org/Pricing/EnriqueBirbuet.pdf.

Aportes financieros al Estado

Las transferencias de las empresas eléctricas resultantes de la capitalización han sido proporcionalmente menores que los aportes de la empresa estatal ENDE que operaba antes del proceso de capitalización. Repitiendo lo sucedido con el conjunto de las empresas capitalizadas, las tres empresas eléctricas mostraron resultados financieros poco alentadores, aunque diferenciados, pues mientras la empresa Corani aportó al FCC con los mayores montos de dividendos, la empresa Valle Hermoso contribuyó en la mayor parte del período de referencia con montos menores al millón de dólares e inclusive dejó de transferir dividendos en dos de los siete años (ver Cuadro 13).

Mientras el promedio anual de las transferencias netas de ENDE al Gobierno nacional fue de 10,7 millones de dólares durante el período 1990-1997, el promedio de las transferencias de las capitalizadas por concepto de dividendos al FCC fue de sólo 8,4 millones de dólares. Esta situación resulta aún más negativa si se toma en cuenta que en el período de la capitalización se alcanzó niveles mucho mayores de generación de energía eléctrica y, por tanto, de ventas e ingresos por ese concepto: sólo a manera de ejemplo podemos señalar que la generación de electricidad en el SIN para el año 2003 fue el 128% de la producida en el año 1994 (ver Cuadro 14).

Es preciso, sin embargo, apuntar que las enormes diferencias presentes entre los aportes anuales de ENDE durante el período considerado se deben a la política impulsada desde el Gobierno para debilitar a la empresa estatal, con el fin de justificar la privatización aduciendo

Cuadro 13

Dividendos pagados por las empresas eléctricas capitalizadas al FCC

(millones de dólares)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Empresa Valle Hermoso	0,67	1,02	1,95	0,90	0	0	0,53
Empresa Corani	1,64	2,07	2,79	2,60	12,24	17,05	1,84
Empresa Guaracachi	1,40	2,30	1,78	2,18	3,89	0,89	0,99
Totales	3,71	5,39	6,52	5,68	16,13	17,94	3,36

Fuente: Superintendencia de Pensiones, Valores y Seguros.

Cuadro 14

Transferencias netas de ENDE al resto del Gobierno

(millones de dólares)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	3,1	3,1	2,0	8,5	11,1	43,0	11,7	3,2

Fuente: Jemto, L.C. Situación de las empresas públicas al momento de su capitalización, *Seminario Luces y Sombras de la Capitalización, Oficina del Delegado Presidencia para la Mejora de la Capitalización, La Paz, 2004.*

la virtual quiebra de la misma. En efecto, de acuerdo al informe preparado por Luis Carlos Jemio para la oficina del Delegado Presidencial para la Mejora de la Capitalización³⁴, las empresas públicas que se había previsto privatizar, mostraron por varias gestiones consecutivas elevados déficits financieros debido a que estaban obligadas a transferir al Tesoro General de la Nación una parte considerable de sus ingresos brutos en forma de transferencias, impidiéndoles enfrentar el financiamiento de las inversiones necesarias para continuar operando productivamente.

³⁴ Jemio, *op. cit.*

CONCLUSIONES

No puede estudiarse las particularidades del proceso de privatización ocurrido en Bolivia en la década de los años noventa, sin tener presente que constituye un elemento esencial del programa de ajuste neoliberal, es decir que la reestructuración de la economía nacional —su estructura y sus actores— constituye un medio para permitir el control del excedente por parte de las empresas transnacionales.

En efecto, como parte de una estrategia global del capital las acciones de los gobiernos nacionales orientadas a la liberalización de los mercados implica el cambio en el protagonismo de los actores, bajo la concepción liberal de que el mercado es el mejor asignador de los recursos y que la iniciativa privada es el motor de la modernización. Está claro que en ausencia de una clase capitalista nacional dinámica y fuerte, y ante la escasez de suficiente ahorro interno para impulsar la inversión productiva, el agente económico por excelencia es el inversionista extranjero.

La priorización de ese actor y la asunción de la rentabilidad económica como principio rector de la economía,

supone el abandono de criterios presentes en el modelo del Estado empresario tales como la búsqueda de desarrollo integral, la equidad social y la redistribución de los ingresos. Por ello, no debe llamar la atención que el proceso de privatización de los servicios públicos arroje resultados contradictorios: mejoría evidente de la capacidad técnica y financiera de las empresas coexistente con marginación relativa de la cobertura eléctrica para algunos grupos sociales y elevación importante de los precios de la energía; desde otro punto de vista, mejora en la competitividad productiva de las empresas y estancamiento de las condiciones de vida de la población. A este panorama habrá que añadir el efecto nocivo del debilitamiento de los ingresos fiscales que puede derivar en el empeoramiento de las condiciones para la satisfacción de necesidades vinculadas con la cobertura de los servicios de carácter social.

En el caso particular del sector eléctrico, los resultados muestran que si bien la capacidad de generación se elevó de manera significativa, no ha sido superado el peligro de desabastecimiento para algunos segmentos del mercado. Además, esta nueva situación no es atribuible únicamente a la presencia de nueva inversión privada como efecto de la reforma, pues es todavía importante la contribución de la inversión estatal en este ámbito, particularmente en lo que se refiere a la ampliación de la cobertura eléctrica para el sector rural.

Aunque la generación de electricidad ha aumentado como consecuencia de la mayor capacidad instalada, en términos relativos el índice de generación en el período anterior a la reforma era mayor. Esta situación, obviamente,

está vinculada a la orientación marcadamente mercantilista de la oferta de las empresas. Por la misma razón, es explicable la persistencia del uso difundido de otro tipo de energías básicas para satisfacer las necesidades de los hogares, en particular en el área rural del país.

El incremento de la generación eléctrica y por tanto de la cobertura, estuvo además auxiliada por circunstancias especiales como el incremento excepcional de la capacidad de producción de gas natural en el país, lo que permitió una modificación en la matriz básica de la generación eléctrica con la incorporación de nuevas plantas termoeléctricas. Empero, esta situación también puede significar, en ciertos casos, una limitación para la futura expansión de la oferta debido a que se subordina a las condiciones imperantes en el sector de hidrocarburos, como viene sucediendo con el caso de las dificultades para la ampliación del gasoducto proveedor de gas a las plantas eléctricas que cubren el departamento de La Paz.

Finalmente, la evolución de los precios de la energía eléctrica, bajo las orientaciones de la reforma, han ocasionado un vuelco en la estructura tarifaria y su evolución, favoreciendo a los grandes consumidores empresariales en detrimento de los consumidores domésticos. La aplicación de nuevas metodologías para revertir el subsidio que el Estado asumía como una forma de cumplimiento de su responsabilidad social, ha concluido afectando no sólo los ingresos de los hogares pobres, sino que significa un escollo evidente para la difusión del servicio aprovechando la existencia de condiciones potencialmente favorables como las reservas de gas natural y los recursos hídricos.

BIBLIOGRAFÍA

- Birhuett, Enrique, 2002. *Políticas de precios de la energía y su impacto en el desarrollo sustentable: Caso boliviano* (Sitio web: www.unepri-soe.org/Pricing/EnriqueBirhuett.pdf).
- Fernández, Miguel y Birhuett, Enrique, 2002. *Resultados de la Reestructuración Energética en Bolivia* (Santiago de Chile: Naciones Unidas-CEPAL).
- Ministerio de Desarrollo Sostenible, 1994. *Plan General de Desarrollo Económico y Social de la República: El cambio para todos* (La Paz: Ediciones Eureka).
- Sachs, Jeffrey y Larraín, Felipe, 1994. *Macroeconomía en la economía global* (México: Editorial Prentice Hall).

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Accionistas o socios vinculados. Son aquellos que tienen una participación directa o indirecta en el capital de empresas vinculadas.

Autoproducción. Es la generación destinada al uso exclusivo del productor, realizada por una persona individual o colectiva titular de una licencia.

Concesión. Es el acto administrativo por el cual la Superintendencia de Electricidad, a nombre del Estado boliviano, otorga a una persona colectiva el derecho de ejercer la actividad de servicio público de distribución, o ejercer en los Sistemas Aislados, en forma integrada, las actividades de generación, transmisión y distribución. En todos los casos, la concesión de servicio público se otorgará por un plazo máximo de cuarenta (40) años.

Consumidor no regulado. Es aquel que tiene demanda de potencia igual o mayor a un mínimo y que está en condiciones de contratar en forma independiente el abastecimiento directo de electricidad con el

generador o distribuidor u otro proveedor. Dicho mínimo será fijado por la Superintendencia de Electricidad, de acuerdo a la evolución del mercado.

Consumidor regulado. Es aquel ubicado en el área de concesión de un distribuidor y necesariamente abastecido por éste.

Despacho de carga. Es la asignación específica de carga a centrales generadoras, para lograr el suministro más económico y confiable, según las variaciones totales de la oferta y demanda de electricidad, manteniendo la calidad del servicio.

Distribución. Es la actividad de suministro de electricidad a consumidores regulados y/o consumidores no regulados, mediante instalaciones de distribución primarias y secundarias. Para efectos de la Ley de Electricidad 1604, la actividad de distribución constituye un servicio público.

Distribuidor. Es la empresa eléctrica titular de una concesión de servicio público que ejerce la actividad de distribución.

Empresa eléctrica. Es la persona colectiva, pública o privada, nacional o extranjera, incluyendo las cooperativas, constituida en el país, que ha obtenido concesión o licencia para el ejercicio de actividades de la industria eléctrica.

Empresas vinculadas. Son las empresas subsidiarias, afiliadas y controlantes. Una empresa es subsidiaria respecto a otra, cuando ésta última controla a aquella, y es afiliada con respecto a otra u otras, cuando

todas se encuentran bajo un control común. Son empresas controlantes, aquellas que están en posibilidad de controlar a otras, ya sea por su participación directa o indirecta en más del cincuenta por ciento (50%) del capital o en más del cincuenta por ciento (50%) de los votos en las asambleas, o en el control de la dirección de las empresas subsidiarias o afiliadas.

Generación. Es el proceso de producción de electricidad en centrales de cualquier tipo. Para efectos de la ley, la generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la destinada a la exportación, constituye producción y venta de un bien privado intangible.

Generador. Es la empresa eléctrica, titular de una licencia, que ejerce la actividad de generación.

Industria eléctrica. Es aquella que comprende la generación, interconexión, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de electricidad.

Licencia. Es el acto administrativo por el cual la Superintendencia de Electricidad, a nombre del Estado boliviano, otorga a una persona individual o colectiva el derecho de ejercer las actividades de generación y transmisión. Los mínimos, a partir de los cuales se requiere licencia, serán fijados por la Superintendencia de Electricidad.

Licencia provisional. Es el acto administrativo por el cual la Superintendencia de Electricidad, a nombre del

Estado boliviano, autoriza a una persona individual o colectiva la realización de estudios para centrales de generación e instalaciones de transmisión que requieran el uso y aprovechamiento de recursos naturales, uso de bienes de dominio público y/o la imposición de servidumbres, y concede a su titular derecho preferente para obtener la respectiva licencia. Las licencias provisionales se otorgarán por un plazo máximo de tres (3) años, que podrá prorrogarse por una sola vez y por un plazo máximo igual, a solicitud del titular.

Nodo. Es el punto o barra de un sistema eléctrico destinado a la entrega y/o recepción de electricidad.

Regulación. Es la actividad que desempeña la Superintendencia de Electricidad al cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos, asegurando la correcta aplicación de los principios, objetivos y políticas que forman parte de ésta.

Servidumbre. Es la restricción o limitación al derecho de propiedad de privados o entidades públicas o autónomas, impuesta como consecuencia de una concesión, licencia o licencia provisional.

Sistema aislado. Es cualquier sistema eléctrico que no está conectado al Sistema Interconectado Nacional.

Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA). Es el sistema eléctrico dimensionado de forma tal que permite el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad, procurando el costo mínimo y manteniendo la calidad del suministro.

Sistema eléctrico. Es el conjunto de las instalaciones para la generación, transmisión y distribución de electricidad.

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es el sistema eléctrico interconectado que, a la fecha de promulgación de la ley, abastece de electricidad a los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca y Potosí y a los sistemas eléctricos que en el futuro se interconecten con éste.

Sistema Troncal de Interconexión (STI). Es la parte del Sistema Interconectado Nacional que comprende las líneas de alta tensión, incluidas las correspondientes a las subestaciones. A la fecha de promulgación de la ley, este sistema comprende las líneas y subestaciones de Guaracachi, Valle Hermoso, Vinto y el Kenko; Vinto, Potosí y Sucre; y Valle Hermoso, Catavi. La Superintendencia de Electricidad podrá, mediante resolución, redefinir las instalaciones que conforman el STI.

Titular. Es la persona individual o colectiva que ha obtenido de la Superintendencia de Electricidad una concesión, licencia o licencia provisional.

Transmisión. Es la actividad de transformación de la tensión de la electricidad y su transporte en bloque desde el punto de entrega por un generador, autoprodutor u otro transmisor, hasta el punto de recepción por un distribuidor, consumidor no regulado, u otro transmisor. Para efectos de la ley, la actividad de transmisión constituye transformación

y transporte de un bien privado intangible, sujeto a regulación.

Transmisor. Es la empresa eléctrica titular de una licencia que ejerce la actividad de transmisión.

ABREVIATURAS Y NOMBRES DE REFERENCIA

CESSA: Compañía Eléctrica de Sucre SA

CNDC: Comité Nacional de Despacho de Carga

Cobee BPCo: Compañía Boliviana de Energía Eléctrica
Bolivian Power Company

CRE: Cooperativa Rural de Electrificación Ltda.

EEVH: Empresa Eléctrica Valle Hermoso

EGSA: Empresa Eléctrica Guaracachi SA

Electropaz: Empresa Electricidad de La Paz SA

ELFEC: Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba SA

ELFEO: Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro SA

ENDE: Empresa Nacional de Electricidad.

MEMB: Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano

Río Eléctrico: Empresa Eléctrica Río Eléctrico SA

SEPSA: Servicios Eléctricos Potosí SA

SIN: Sistema Interconectado Nacional

Sirese: Sistema de Regulación Sectorial

STEA: Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado

STI: Sistema Troncal de Interconexión

Synergia: Empresa Eléctrica Synergia SA

PATRONES Y UNIDADES DE MEDIDA

BTU: British Termical Units

CMg: Costo Marginal

CMe: Costo Medio

GW: Gygavattios

GWh: Gygavattios Hora

kW: Kilovattios

kWh: Kilovattios Hora

MPC: Millones de Pies Cúbicos

MW: Megavattios

MWh: Megavattios Hora

\$us: Dólares de los Estados Unidos de Norte América

Equivalencias:

1 BTU: 1×10^3 MPC

1 GW: 1×10^6 kW

1 MPC: 1×10^6 PC

1 MW: 1×10^3 kW

ANEXO

ESTADÍSTICAS DE LA CAPITALIZACIÓN

Cuadro 1
Acciones de empresas capitalizadas en manos de las AFP y de los trabajadores

Empresa	Número de acciones	Socio capitalista %	AFP %	Trabajadores %
Corani (ENDE)	3.114.486	50	47,23	2,77
Guaracachi (ENDE)	3.358.284	50	49,83	0,17
Valle Hermoso (ENDE)	2.927.322	50	49,87	0,13
ENTEL	12.808.988	50	47,47	2,53
LAB	2.293.764	50	48,64	0,99
FFCC Andina (ENFE)	1.322.448	50	49,93	0,07
FFCC Oriente (ENFE)	2.296.982	50	49,91	0,09
Petrolera Andina (YPFB)	13.439.520	50	48,92	1,08
Petrolera Chaco (YPFB)	16.099.320	50	48,94	1,06
Transredes (YPFB)	10.048.120	50	33,55	16,45

Fuente: Superintendencia de Pensiones, Valores y Seguros.

Cuadro 2

Socios capitalizadores y valor de la capitalización

(En millones de dólares)

Empresa	Socio	Valor en libros	Valor de capitalización
Corani (ENDE)	Dominion Energy (EUA)	33	59
Guaracachi (ENDE)	Energy Initiatives (EUA)	35	47
Valle Hermoso (ENDE)	Constellation Energy (EUA)	31	34
ENTEL	STET (ITA)	132	610
LAB	VASP (BRA)	24	47
FFCC Andina (ENFE)	Cruz Blanca (CHD)	29	13
FFCC Oriental (ENFE)	Cruz Blanca (CHD)	24	26
Petrolera Andina (YPFB)	YPF Perez Companc (ARG)	103	265
Petrolera Chaco (YPFB)	Amoco (EUA)	105	307
Transredes (YPFB)	Enron – Shell (EUA)	135	264
Total		648	1.671

Fuente: Superintendencia de Pensiones, Valores y Seguros.

Cuadro 3

Inversión Extranjera Directa

Año	Millones de dólares
1980 a 1993	(*) 53,47
1994	173,90
1995	335,40
1996	427,21
1997	854,02
1998	1.023,40
1999	1.008,00
2000	733,90
2001	703,30
2002(p)	674,10
2003(p)	194,02
2004(p)	113,70

(*) Corresponde al promedio anual.

Fuente: Banco Central de Bolivia.

Cuadro 4

Evolución de la rentabilidad de las empresas capitalizadas, respecto su valor patrimonial

Empresa	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Corani	11,55%	7,20%	9,34%	8,04%	5,23%	5,19%	4,49%	2,88%
ENTEL	5,88%	8,99%	4,92%	4,07%	2,26%	0,39%	1,77%	2,77%
Ferrovitaria Andina	11,37%	6,82%	8,04%	7,54%	1,33%	1,97%	5,32%	5,47%
Ferrovitaria Oriental	20,15%	22,16%	13,45%	13,17%	7,46%	10,36%	8,91%	11,73%
Guaracachi	3,63%	5,59%	4,38%	3,38%	2,71%	4,60%	-1,25%	3,42%
Lloyd Aéreo Boliviano	2,62%	-6,86%	0,45%	-14,01%	nd	-47,70%	nd	0,00%
Petrolera Andina	2,51%	0,59%	1,85%	6,09%	6,09%	6,25%	8,75%	0,00%
Petrolera Chaco	-5,94%	-2,12%	6,06%	6,06%	8,49%	7,15%	2,47%	0,00%
Transredes	6,91%	6,02%	8,26%	-4,00%	2,53%	6,72%	8,54%	9,31%
Valle Hermoso	2,52%	4,77%	4,69%	3,66%	-31,76%	-0,29%	2,89%	1,40%
Total	3,97%	4,86%	5,58%	3,39%	3,83%	4,44%	4,68%	4,97%

Fuente: Superintendencia de Pensiones Valores y Seguros, estadísticas 2005.

ÍNDICE

Presentación

Antecedentes	1
Intento de privatización tradicional	3
La capitalización y sus resultados	7
 Privatización del sector eléctrico	 15
Marco legal	18
El proceso de reforma sectorial	25
 Evolución del sector eléctrico	 37
Estructura actual del sistema	39
Inversión	50
Capacidad instalada y generación	53
Cobertura del servicio	64
Determinación y evolución de precios	78
Aportes financieros al Estado	84

Conclusiones	87
Bibliografía	93
Glosario de términos	95
Abreviaturas y nombres de referencia	101
Patrones y unidades de medida	103
Anexo	105

Esta edición de 500 ejemplares
se terminó de imprimir en Edobol,
calle Abdón Saavedra N° 2101,
en el mes de julio de 2006
La Paz, Bolivia