

**DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO:
1990-2002**

Christian Cárdenas

La Paz, Abril de 2003

INDICE DE CONTENIDO

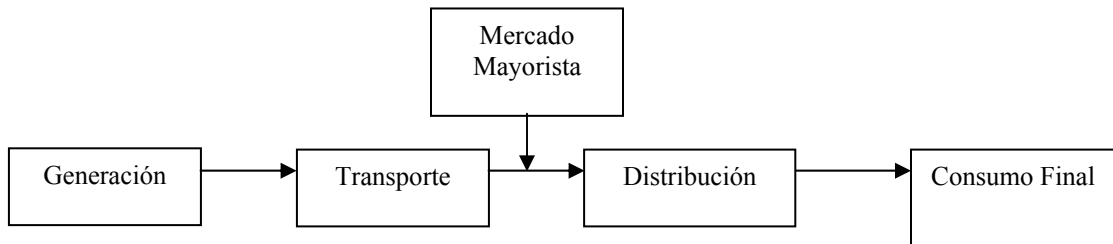
1. Introducción	3
2. Descripción del Sector	6
2.1. Estructura del Sector	6
2.1.1. Generación	6
2.1.2. Transmisión.	9
2.1.3. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	10
2.1.4. Distribución	10
3. Reformas Institucionales	13
3.1. Reformas Legales	13
3.2. Estructura Institucional	15
4. Desarrollo del Sector	17
4.1. Generación de Energía Eléctrica	17
4.2. Transporte de Energía Eléctrica	19
4.3. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	21
4.4. Distribución de Energía Eléctrica	22
4.5. Inversiones en el Sector Eléctrico	24
4.6. Cobertura Eléctrica	25
4.7. Tecnología	28
4.8. Empleo	28
5. Consumo en el Mercado Interno	29
6. Exportación e Importación de Energía Eléctrica	34
6.1. Exportación de Energía Eléctrica	34
6.2. Importación de Energía Eléctrica	35
7. Precios	36
8. Balance y Perspectivas	39
9. Bibliografía	42

Capítulo I

1. Introducción

La industria eléctrica se compone de tres etapas interrelacionadas que necesitan estar perfectamente coordinadas entre sí para poder atender la demanda de energía eléctrica en el país, estas etapas son: generación, transmisión o transporte y distribución y se pueden observar en el flujo energético (Gráfico N°1).

Gráfico N°1 Flujo Energético



En Bolivia las tres etapas del flujo energético están a cargo de empresas privadas y desarrolladas por dos sistemas eléctricos reconocidos en la Ley de Electricidad, el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que provee de energía eléctrica de manera simultánea a las ciudades más grandes del país y los Sistemas Aislados y Autoprodutores, que proveen de energía eléctrica a las ciudades más pequeñas y a las empresas separadas del SIN.

Las empresas que conforman el SIN deben estar separadas en empresas de generación, transmisión y distribución, cada una de ellas dedicada a una sola actividad. Las operaciones de compra y venta de energía eléctrica en este sistema se realizan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), administrado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que por mandato de la Ley de Electricidad tiene las tareas de planificar la operación integrada del SIN, realizar el despacho de carga en tiempo real y a costo mínimo y determinar las transacciones.

El SIN fue originado en la construcción del Sistema Troncal Interconectado, el cual une los principales nodos de generación y distribución del país. Este sistema empezó su construcción en 1965 conectando inicialmente las demandas de Oruro y Cochabamba, con las plantas generadoras de Corani y Miguillas (COBEE). En la década de los 80's se completó el tendido de las líneas que conectaban las ciudades de La Paz, Oruro, Potosí, Cochabamba y Sucre, y posteriormente Santa Cruz, llegando así a constituir el SIN actual.

Dentro de los Sistemas Aislados las empresas sí pueden estar integradas verticalmente, es decir, que una empresa puede realizar más de una de las actividades definidas en la industria de electricidad. Los Sistemas Aislados más

importantes operan en Tarija, Trinidad, Cobija, ciudades del departamento de Tarija como Yacuiba, Villamontes y Bermejo; en el departamento de Santa Cruz operan los sistemas Camiri, Germán Busch y Valles Cruceños y en el departamento del Beni los sistemas Guayaramerín y Riberalta.

Adicionalmente a estos dos sistemas se cuenta con Sistemas Aislados Menores, y los Autoprodutores, que representan una mínima parte de las actividades de la industria eléctrica en Bolivia. Estos otros Sistemas Aislados Menores son los que tienen una capacidad instalada menor a 1.000 kW, y en general son cooperativas menores ubicadas en poblaciones pequeñas del país. Los Autoprodutores son empresas, en su mayoría mineras, que generan electricidad para su propio consumo en base a energía hidráulica y térmica. Un ejemplo es la empresa minera Huanuni.

El SIN, que provee de energía eléctrica de manera simultánea a todas las empresas distribuidoras conectadas, representa el 84% de la capacidad instalada del país y el 88.5% de la producción de energía eléctrica. Los Sistemas Aislados y Autoprodutores representan los restantes 16% de la capacidad instalada y 11.5% de la energía eléctrica generada.

Otra diferencia que existe entre el SIN y los Sistemas Aislados es que la generación del SIN es de tipo Hidroeléctrico o Termoeléctrico; en los Sistemas Aislados existen cuatro tipos de generación: Hidroeléctrica, a Turbina a Gas, a Motor a Gas y a Motor a Diesel. Esta diferencia se explica porque las empresas generadoras del SIN atienden la mayor parte de la demanda nacional, a diferencia de los Sistemas Aislados que atienden una parte muy pequeña de la misma y con pocos requerimientos de potencia.

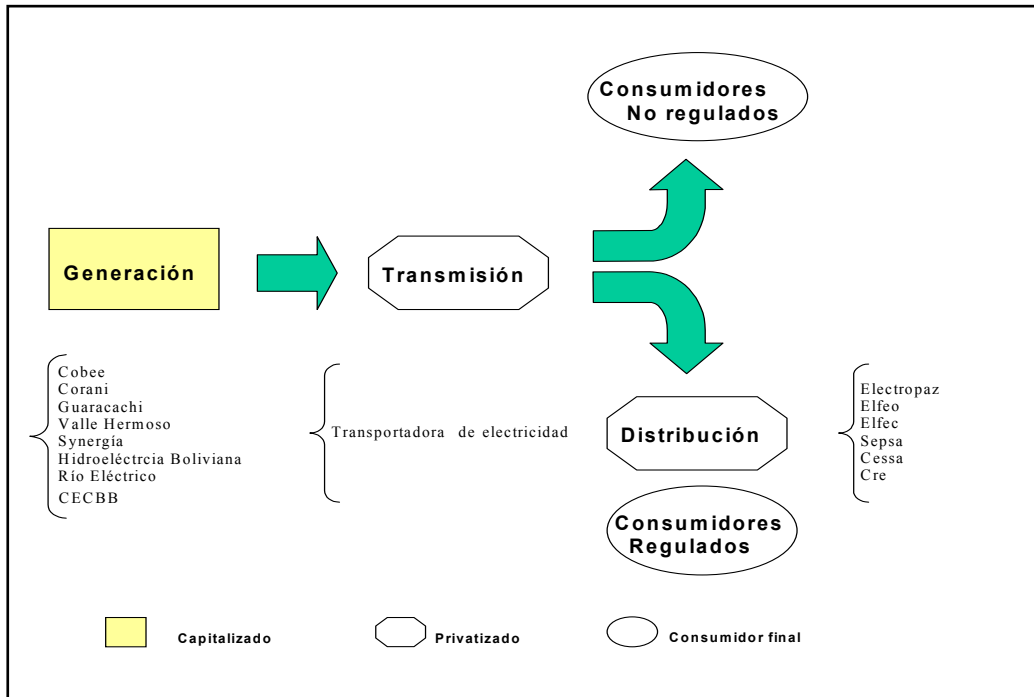
El Gráfico N°2 muestra una caracterización del mercado de energía eléctrica en el SIN¹. En él la generación está compuesta por ocho empresas: COBEE, Corani, Guaracachi, Valle Hermoso, Synergia, Empresa Hidroeléctrica Boliviana, Río Eléctrico y la Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu (CECBB). La transmisión la realiza la Empresa Transportadora de Electricidad (TDE) y la distribución está a cargo de nueve empresas, ellas son: ELECTROPAZ en La ciudad de La Paz, ELFEO en Oruro, ELFEC en Cochabamba, SEPSA en Potosí, CESSA en Sucre, CRE en Santa Cruz, EPRELPAZ, SEYSA y EDEL LARECAJA en el departamento de La Paz. Las tres últimas se abastecen de la distribuidora Electropaz, por lo que el SIN puede ser representado sólo por las seis primeras.

Antes de 1994 la industria eléctrica estaba integrada verticalmente dentro del SIN, el cual estaba conformado por dos grandes empresas que se dedicaban a la generación además de la transmisión y distribución, una de ellas era la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), empresa estatal que tenía el monopolio en generación, transmisión y distribución para atender a cuatro distribuidoras privadas de las seis conectadas al SIN, estas distribuidoras son: CRE, ELFEC,

¹ El mercado de energía eléctrica nacional puede ser caracterizado por el SIN debido a la gran importancia de este sistema.

CESSA y SEPSA². La segunda empresa era la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE)³, que tenía el monopolio en generación, transmisión y distribución para las ciudades de La Paz, Oruro y EL Alto. COBEE realizaba la distribución a través de su división de distribución La Paz (para La Paz y El Alto) y su subsidiaria ELFEO para Oruro. En las horas de mayor demanda ENDE abastecía a COBEE para que esta última pueda cubrir la demanda de los usuarios finales que atendía.

Gráfico N°2 Caracterización del Mercado de Energía Eléctrica



Con la promulgación de la Ley de Electricidad en 1994 se dio paso a la desintegración vertical de la industria eléctrica en el país. Por una parte se decidió separar las actividades de generación, transporte y distribución que realizaba la empresa estatal ENDE, capitalizar la generación, distribución y privatizar el transporte. La separación y capitalización se realizó con el propósito de incrementar las inversiones, introducir eficiencia y competencia en todas las etapas y simular competencia en las etapas que no aceptaran competencia directa. Por otra parte, también se logró desintegrar la empresa privada COBEE, separando la generación del transporte y la distribución, para lo cual se crearon los incentivos necesarios.

Luego de la reforma estructural, en junio de 1995 las tres empresas generadoras resultantes del proceso de capitalización (Guaracachi, Corani y Valle Hermoso)

² ENDE fue creada por el Estado Boliviano en 1962 con el objetivo de generar, transmitir, distribuir energía eléctrica y ejecutar el Plan Nacional de Electrificación.

³ COBEE inició sus operaciones en La Paz, El Alto y Oruro el año 1925. Sus sistemas estaban interconectados con los de la empresa estatal ENDE.

pasaron a ser privadas y constituidas en sociedades anónimas. También en 1995, COBEE inició el proceso de separación de las actividades de la compañía (Generación de transporte y distribución). Por su parte, las empresas distribuidoras resultantes de la desintegración de ENDE también se convirtieron en privadas entre los años 1995 y 1996, aunque algunas de ellas aun cuentan con participación accionaria estatal, tal es el caso de CESSA y EDEL – LARECAJA y la capitalización de otras aun se encuentra en proceso, como SEPSA, SETAR y COSERELEC. El tratamiento de estas acciones para que pasen a propiedad privada se encuentra en proceso de estudio, ya que no existe acuerdo respecto a la venta de las acciones entre los municipios a los que pertenecen estas empresas, principalmente en lo que se refiere a la responsabilidad sobre los pasivos. Por último, el CNDC inició operaciones en febrero de 1996 y en junio de 1997 la infraestructura de transporte de ambas empresas desintegradas se unió para ser administrada por una sola empresa privatizada, la actual “Empresa Transportadora de Electricidad (TDE)”.

2. Descripción del Sector

2.1. Estructura del Sector

2.1.1. Generación

La generación eléctrica puede ser realizada por distintos tipos de plantas generadoras. En el SIN las plantas generadoras son termoeléctricas e hidroeléctricas. La generación hidroeléctrica utiliza como insumo el agua, por lo que requieren de embalses para su funcionamiento y la generación termoeléctrica utiliza como insumo el gas natural, por lo que requieren estar conectadas a un gasoducto. Las Termoeléctricas tienen costos variables altos y las hidroeléctricas costos fijos altos; por lo tanto, es más eficiente que las plantas hidroeléctricas operen en los bloques valle y resto, dejando que las termoeléctricas generen energía en el bloque punta o de demanda máxima⁴.

En 1994, antes de la reforma estructural, ENDE poseía el 75.1% de la capacidad instalada en generación en el SIN (461.3 MW) y contribuía con el 66.7% de la energía generada por el SIN. Además de ello, poseía los Sistemas Aislados de las ciudades de Tarija, Villa Montes, Yacuiba, Bermejo y Trinidad, con un total de 25.29 MW de capacidad instalada en sus Sistemas Aislados. Por otra parte, los pasivos de ENDE ascendían a \$us 190.18 millones.

El proceso de capitalización de ENDE se llevó a cabo en coordinación con el Banco Mundial. En 1994 se seleccionó a Schrodgers como Banco de Inversión y a Reid & Priest como asesor legal. En 1995 se vendieron los términos de referencia para la capitalización de tres empresas generadoras de sociedad anónima mixta a

⁴ El Bloque Valle toma en cuenta la demanda de potencia desde las 12:00 pm hasta las 7:30 am. El Bloque Resto desde las 7:30 am hasta las 6:00 pm. El Bloque Punta desde las 6:00 pm. hasta las 12:00 pm.

formarse a partir de los activos de generación de ENDE⁵. En la primera etapa se presentaron 31 empresas postulantes, más adelante, los posibles inversionistas presentaron sus propuestas económicas y finalmente, en junio de 1995 se adjudicó el 50% de las acciones de las tres empresas generadoras de propiedad de ENDE. CORANI SAM se adjudicó a la empresa estadounidense Dominion Energy por un monto total de \$us 59 millones y con un pasivo de \$us 63 millones. GUARACACHI SAM se adjudicó a la empresa estadounidense Energy Initiatives por \$us 47 millones y un pasivo de \$us 142 millones, y por último, VALLE HERMOSO SAM se adjudicó a la empresa también estadounidense Constellation Energy/Ogden por \$us 34 millones y pasivos por \$us 38.1 millones.

Cabe destacar que los pasivos incluían la deuda interna, externa y el pasivo laboral. Mediante esta operación el Estado aseguró el cumplimiento del 60.6% de los pasivos de ENDE. Además de lo anterior, en todos los casos las empresas aceptaron el compromiso de invertir una suma equivalente al 90% de los montos de la capitalización, con lo que el Estado aseguró una inversión mínima de \$us 139.8 millones, pudiendo las empresas invertir por encima de estos montos según su conveniencia. Otra condición establecida en la capitalización fue el otorgamiento de un período de exclusividad en generación hasta diciembre de 1999 para las tres empresas resultantes de la separación de ENDE, y a la privada COBEE.

Como se mencionó anteriormente, la generación también estaba conformada por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE), empresa privada que además era transportadora y distribuidora.

Para incentivar la desintegración de COBEE se le otorgó una concesión para la actividad de generación de 40 años a partir de 1990 y la exclusividad para el suministro de energía eléctrica a las empresas distribuidoras que atendieran las ciudades de La Paz, El Alto y Oruro. Adicionalmente, y durante el período de 7 años la compañía debía recibir una tasa de retorno a su capital de 9% establecido bajo el Código de Electricidad. Luego, por otros siete años la compañía podría elegir entre permanecer con la tasa de retorno establecida en el Código de Electricidad o vender su electricidad siguiendo las reglas establecidas en la Ley de Electricidad. Pasados esos 14 años, la compañía deberá sujetarse a la Ley.

Actualmente la generación está compuesta por ocho empresas generadoras, COBEE, Corani, Guaracachi, Valle Hermoso, Synergia, Empresa Hidroeléctrica Boliviana, Río Eléctrico y la Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu. (CECBB)

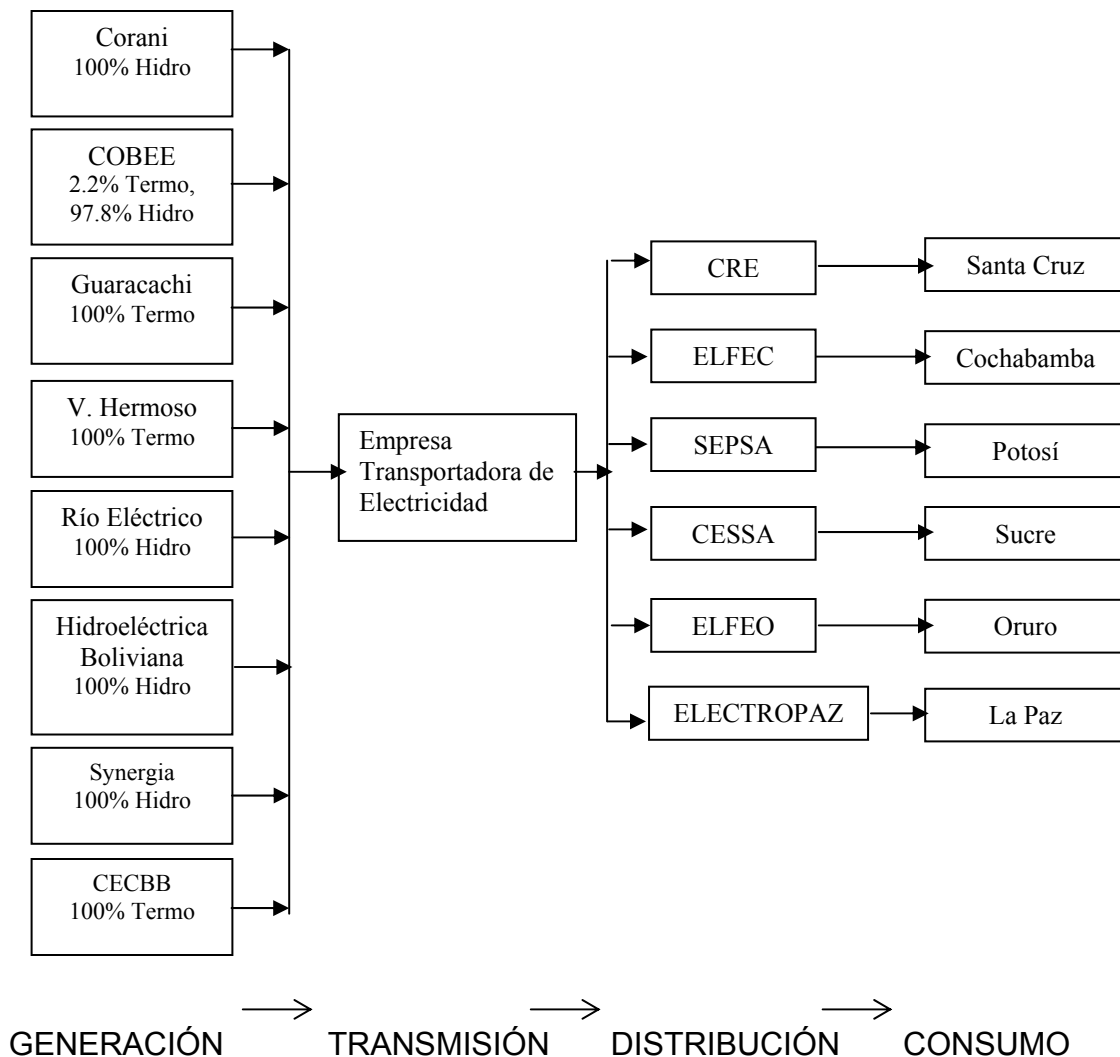
Las cuatro empresas de generación más antiguas: Guaracachi, Corani, Valle Hermoso y COBEE cuentan con centrales de generación hidroeléctrica y/o termoeléctrica. COBEE es básicamente hidroeléctrica, ya que cuenta con quince

⁵ Las empresas a formarse fueron Corani, Valle Hermoso y Guaracachi, las cuales se convirtieron en Sociedades Anónimas Mixtas para este propósito.

centrales hidroeléctricas y una sola central termoeléctrica (Central Kenko)⁶. Las centrales Corani y Santa Isabel de la empresa Corani, son ambas hidroeléctricas. Guaracachi cuenta con cuatro centrales termoeléctricas: Guaracachi, Aranjuez, Sucre y Karachipampa. Al igual que Guaracachi, las centrales de Valle Hermoso son termoeléctricas: Valle Hermoso y Carrasco. Entre las empresas más recientes, la empresa Río Eléctrico cuenta con tres plantas hidroeléctricas: Kilpani, Landara y Punutuma. La Empresa Hidroeléctrica Boliviana cuenta con una planta hidroeléctrica: Chojlla, Synergia cuenta con una planta hidroeléctrica, la central Kanata, y la empresa CECBB con una planta termoeléctrica, la central Bulu Bulu.

El Gráfico N°3 muestra la estructura de generación de las plantas del SIN y también los lugares de distribución de las empresas distribuidoras.

Gráfico N°3 Estructura Actual de la Industria Eléctrica



⁶ Las centrales hidroeléctricas de COBEE son: Achachicala, Zongo, Botijlaca, Cuticucho, Santa Rosa, Sainani, Chururaqui, Harca, Cahua, Huaji, Tiquimani, Miguillas, Angostura, Choquetanga y Carabuco.

Las empresas de los Sistemas Aislados que generan energía eléctrica son Setar-Tarija (dos centrales hidroeléctricas, una turbina a gas y una de motor a diesel), Setar-Villa Montes-Yacuiba (dos centrales de motor a gas), Setar-Bermejo (una central de motor a gas), Setar-Entre Ríos (una central de motor a diesel), ENDE-Trinidad (dos centrales de motor a diesel), ENDE-Cobija (una central de motor a diesel), Cre (dos centrales de turbina a gas), Guayaramerín (una central de motor a diesel) y Riberalta (una central de motor a diesel)⁷.

Entre los Sistemas Aislados, ENDE cuenta con capacidad instalada solamente termoeléctrica, Setar cuenta con plantas hidroeléctricas y las Cooperativas y Autoprodutores son en su totalidad termoeléctricas.

2.1.2. Transmisión.

La transmisión de energía eléctrica es la transformación de la tensión de electricidad y su transporte en bloque desde el punto de entrega por un generador hasta el punto de recepción por un distribuidor, consumidor u otra transmisor.

Una de las características más importantes de la industria eléctrica es que las actividades del flujo energético tienen que estar conectadas entre sí, para poder satisfacer la demanda final. Esto debido a que la demanda que enfrentan las empresas generadoras pertenece a las empresas distribuidoras, la misma que está en función de la demanda de los consumidores finales. Por lo tanto, las distribuidoras únicamente trasladan la demanda de los usuarios finales a las empresas generadoras. En este sentido, la transmisión o transporte de energía es fundamental para el buen funcionamiento de la industria, la misma que actualmente funciona bajo el principio de acceso abierto para todas aquellas plantas generadoras que quieran transportar la energía dentro del SIN⁸.

Como se mencionó anteriormente, el transporte de energía eléctrica estaba a cargo de las empresas integradas ENDE y COBEE, ambas propietarias de una parte de las redes de transmisión, siendo las de ENDE las más importantes. En 1997 se privatizó esta actividad, la que fue adjudicada en su totalidad (las redes de ambas empresas) a la empresa española UNION FENOSA por un monto de \$us 39.9 millones incluyendo pasivos por \$us 74.7 millones, formando la Empresa Transportadora de Electricidad (TDE). En este caso se hizo una privatización tradicional y no una capitalización, debido a que en este campo no se requerían inversiones inmediatas más allá de las ya planificadas para la expansión de la red de transmisión. La privatización se realizó en medio de presiones ejercidas por las empresas privadas en generación y distribución bajo el argumento de que esta actividad podía distorsionar el resto del sistema al absorber mayores costos de los que le correspondía.

⁷ El diesel oil utilizado para la generación eléctrica se llama gas oil y está subvencionado por el Estado, con un costo aproximado de \$us 15 millones al año.

⁸ Ley de Electricidad, título III, Capítulo I, Artículo 17.

En la Ley de Electricidad la transmisión está definida como un servicio diferente al de generación y distribución. Para evitar la integración vertical por parte de la actual y única empresa transportadora, a esta no se le permite comprar ni vender energía eléctrica, lo que da paso al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) donde existen varios vendedores (empresas generadoras) y compradores (empresas distribuidoras), generando competencia en el mercado.

2.1.3. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Con la reestructuración del mercado eléctrico nacional, la Ley de Electricidad creó el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), responsable de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista, el cual está integrado por las empresas de generación, transmisión, distribución y los consumidores no regulados (los que realizan compras de electricidad sin pasar por una empresa distribuidora) del SIN (además el MEM incluye las transacciones internacionales con Mercados y sistemas de otros países).

En el MEM las ocho empresas generadoras conectadas al SIN compiten entre ellas para poder inyectar la energía eléctrica al sistema. Se puede decir que el grado de competencia que existe en la generación es completa, pues la entrada de otras empresas no se encuentra restringida.

La regulación en la industria eléctrica boliviana busca la eficiencia en sus diferentes etapas. En el Mercado Mayorista, la oferta es la sumatoria de los costos marginales mínimos de las empresas generadoras y la demanda es la sumatoria de las demandas de las seis empresas distribuidoras en cada momento del tiempo, más un porcentaje de pérdidas en el transporte de energía. El MEM es administrado por el CNDC que planifica la operación integrada del SIN, realiza el despacho de carga en tiempo real y a costo mínimo y determina las transacciones. Previamente a la venta de energía, las empresas de generación realizan ofertas a distintos costos marginales, y es el CNDC quien decide, en función de la demanda proyectada dentro de una banda, qué empresa inyectará primero la energía. Lo hace la empresa con costo marginal más bajo para un nivel de demanda dado y el precio de la energía en el MEM es el costo marginal de corto plazo. De esta manera, en todo momento se encuentran operando las generadoras con menores costos marginales y en la medida que aumenta la demanda (en las horas pico), entran en operación las generadoras con mayores costos marginales.

2.1.4. Distribución

Antes de la reforma estructural del sector eléctrico, la distribución a nivel nacional estaba administrada en su mayoría por empresas privadas. Cuatro de las seis empresas conectadas al SIN eran suministradas por ENDE y de propiedad privada, como se dijo anteriormente, ellas son: CRE, ELFEC, CESSA y SEPSA. ENDE conservaba la administración de la distribución en algunas ciudades pequeñas del país, como parte de empresas integradas dedicadas también a la generación y transporte. Por su parte, COBEE se encargaba de la distribución en

las ciudades de La Paz, El Alto y Oruro a través de su división de distribución La Paz (para La Paz y El Alto) y su subsidiaria ELFEO para Oruro.

Dado que las empresas distribuidoras suministradas por ENDE eran en su mayoría privadas, cumpliendo con los mandatos de la Ley de Electricidad, en 1995 se procedió a la desintegración de la distribución realizada por COBEE, la que transfirió todos los activos de su división La Paz a la subsidiaria ELECTROPAZ y en julio de 1996 transfirió todos los activos de su división Oruro a su ex subsidiaria ELFEO⁹. En diciembre de 1995 COBEE aceptó la oferta de la compañía portuguesa Iberdrola Investimentos Sociedade Unipersonal L.D.A. (IBERDROLA) por la compra de las empresas de distribución ELECTROPAZ y ELFEO. La venta se realizó por un monto de \$us 65.3 millones y en ambos casos, con un contrato de compra, hasta el año 2008, de toda la electricidad que COBEE genere.

El caso de la EMPRESA DE Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba, ELFEC SAM es especial, debido a que ENDE poseía el 75.15% de las acciones de esta empresa, siendo el restante 25% distribuido de la siguiente manera: 20.30% de la Alcaldía de Cochabamba, 3.42% de propiedad de ocho alcaldías provinciales del Departamento de Cochabamba y 4.13% de propiedad privada. En 1995 las acciones de ELFEC fueron adjudicadas a la empresa chilena EMEL S.A. por \$us 50.3 millones. Para la adjudicación de las acciones, la empresa elegida debía cumplir requisitos de experiencia y eficiencia en la administración de empresas de distribución de electricidad. Los términos de capitalización también incluían requerimientos de venta de acciones a los empleados hasta un monto igual a sus beneficios sociales durante el primer año de operación.

En la actualidad la actividad de distribución en el SIN la realizan 9 empresas, como se muestra en el Gráfico N°4. De las 9 empresas conectadas al SIN, seis de ellas logran representar la totalidad de la actividad en el Mercado Mayorista, esto debido que las tres más pequeñas se abastecen de la distribuidora ELECTROPAZ. Las empresas más grandes son ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, SEPSA y CESSA, y las empresas pequeñas conectadas a ELECTROPAZ son EMPRELPAZ, SEYSA y EDEL – LARECAJA. En lo que respecta a los Sistemas Aislados, las empresas de distribución se muestran en el Gráfico N°5.

⁹ Los activos de la subsidiaria ELECTROPAZ eran 400 km en líneas de transmisión y 2065 km en líneas de distribución, y los activos de la subsidiaria ELFEO eran 357 km en líneas de transmisión y 506 km en líneas de distribución.

Gráfico N°4 Empresas de Distribución del SIN

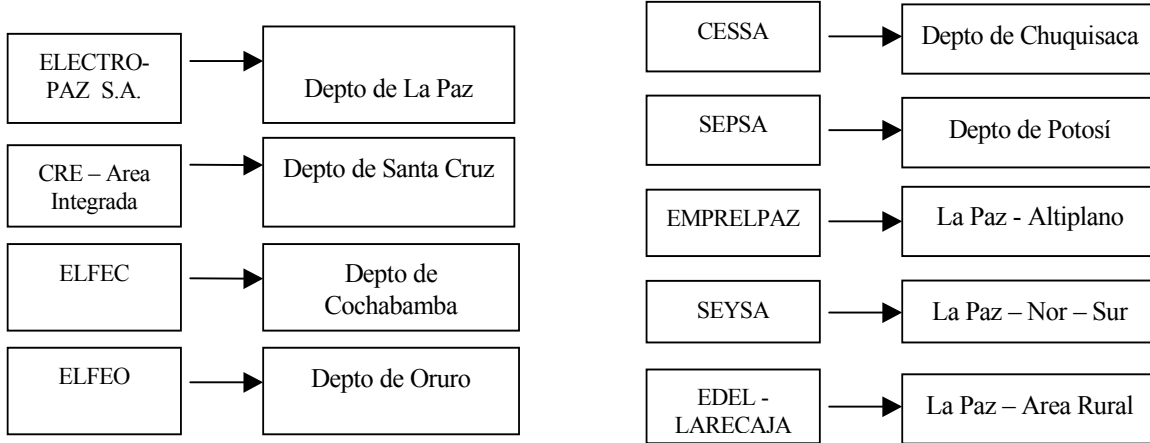
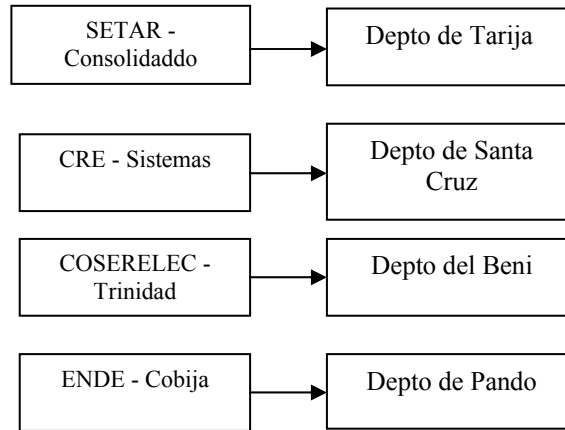


Gráfico N°5 Empresas de Distribución de los Sistemas Aislados



Cada una de las empresas de distribución atiende una determinada zona de concesión que le ha sido otorgada mediante licitación. Estas zonas de concesión respetan una división espacial natural, ya que la Ley de Electricidad no establece explícitamente separación propietaria por regiones. Se ha comprobado empíricamente que las empresas de distribución son monopolios naturales, es decir que presentan economías de escala, lo cual hace más eficiente que una sola empresa, en cada zona de concesión, realice la actividad¹⁰.

En este sentido, dada la característica de monopolio natural de las empresas distribuidoras, no es eficiente que se introduzca competencia en una misma región. Esto se debe a que las nuevas empresas tendrían que realizar tendidos de líneas paralelas a las existentes, lo cual, considerando los elevados niveles de inversión y la presencia de costos hundidos en esta actividad, no se justificaría por el tamaño del mercado.

¹⁰ Se minimiza el costo total con una sola empresa.

Por último, las empresas que obtuvieron la concesión, no solamente se adjudicaron la distribución a través de la red local y extensión de la misma, sino que también se adjudicaron la atención al cliente. El reducido tamaño del mercado en Bolivia no justifica que estas dos actividades estén separadas, como podría suceder en mercados más grandes.

3. Reformas Institucionales

3.1. Reformas Legales

Hasta 1994 el sector eléctrico se regía por el Código de Electricidad, D.S. 08438 del 31 de julio de 1968, el cual respaldaba una estructura con integración vertical, caracterizada principalmente por ser un monopolio natural y estatal, ya que la principal empresa era ENDE, de propiedad del Estado. El Código otorgaba a la Dirección Nacional de Electricidad, como entidad técnica autárquica, la responsabilidad de regular, fiscalizar, coordinar y fomentar las actividades de la industria eléctrica en el país. El Código de Electricidad también permitía la existencia de empresas privadas dentro de la industria eléctrica y regulaba la relación de estas con el Estado, así como el aprovechamiento de los recursos naturales para la industria eléctrica. Las tarifas eran fijadas en base al valor de la inversión en la concesión que explotaba el concesionario

El 28 de octubre de 1994 Ley N°1600 (Ley SIRESE) crea el Sistema de Regulación Sectorial encargado de regular, controlar y supervisar las actividades de diversos sectores de la economía, entre ellos el sector eléctrico, de esta manera la industria eléctrica se convierte en una industria regulada a partir de su capitalización y privatización.

Actualmente, el instrumento legal más importante del sector eléctrico es la Ley de Electricidad N°1604 del 21 de diciembre de 1994. Esta Ley busca incrementar la eficiencia en el sector, introducir la competencia y fomentar las inversiones. La Ley establece la reestructuración del sector eléctrico al redefinir los roles de los participantes de cada una de las actividades de la industria, siguiendo la tendencia internacional y dando paso a la desintegración vertical.

La Ley de Electricidad crea la Superintendencia de Electricidad como el ente regulador de la industria eléctrica y le otorga, entre otras, las funciones de proteger los derechos de los consumidores, proteger la competencia en el sector, otorgar concesiones y licencias, velar por el cumplimiento de las obligaciones y los derechos de los titulares de estas, supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y cumplir y hacer cumplir las Ley y sus reglamentos.

La Ley tiene doce reglamentos que complementan la regulación establecida en la misma:

- 1) *Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (DS 26093)*: centra su atención en el funcionamiento de todo el sector. Especifica las funciones y atribuciones que tiene el CNDC. Regula los contratos de las empresas generadoras y distribuidoras, además de los realizados con los consumidores no regulados. Determina las obligaciones y derechos que tienen los agentes del mercado eléctrico. Otro tema importante que está comprendido en este reglamento es el referido a la potencia de las generadoras termoeléctricas e hidroeléctricas. Transacciones en el Mercado Spot y Transacciones Comerciales.
- 2) *Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales (DS 24043)*: toca, como su nombre lo dice, todas las disposiciones referentes a las licencias, concesiones y licencias provisionales que se otorgan, tales como plazos, actividades que requieren licencia y cuáles no la necesitan, requisitos para obtenerlas, etc.
- 3) *Reglamento para el Uso de Bienes de Dominio Público y Constitución de Servidumbres (DS 24043)*: trata, básicamente, la forma en que se tratan los bienes públicos cuando están dentro del área de concesión de los titulares y están relacionados con la actividad de los mismos.
- 4) *Reglamento de Precios y Tarifas (DS 26094)*: se refiere íntegramente a las fórmulas de determinación de precios máximos y tarifas para la generación, transmisión y distribución. Establece las fórmulas y criterios de tarificación e indexación, además de los elementos componentes de las tarifas, tanto para las empresas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) como para los Sistemas Aislados.
- 5) *Reglamento de Calidad de Distribución (DS 26607)*: regula la calidad en la distribución de electricidad considerando tres tipos distintos de calidad en la provisión del servicio a los usuarios finales, quejas, facturación, etc. Por lo general, existen indicadores de eficiencia en este sentido.
- 6) *Reglamento de Calidad de Transmisión (DS 24711)*: regula la calidad en la transmisión de electricidad en el SIN para satisfacer las necesidades implícitas o establecidas de los usuarios del sistema de transmisión. Por lo general, existen indicadores de calidad en este sentido.
- 7) *Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad (DS 25986)*: su objetivo es, precisamente, el establecer un marco técnico-jurídico para garantizar la correcta aplicación de los principios definidos en la Ley de electricidad para la comercialización e interconexión internacional de electricidad, así como el eliminar los riesgos asociados a las inversiones con este objetivo.
- 8) *Reglamento de Electrificación Rural (DS 24772)*: establece los principios para el desarrollo de las actividades de la electrificación rural (su alcance abarca proyectos de electrificación rural, sistemas de electrificación rural en operación

y a los agentes que realizan actividades relacionadas con la en electrificación rural).

- 9) *Reglamento sobre Recursos del Sector Eléctrico Destinados a Electrificación Rural (DS 25379)*: tiene por objeto normar la recaudación, depósito, transferencia, administración, asignación y control de los recursos provenientes del sector eléctrico para destinarlos al financiamiento de proyectos de electrificación rural del Programa Nacional de Electrificación Rural (PRONER).
- 10) *Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad (DS 26302)*: tiene por objetivo regular el servicio público de suministro de electricidad prestado por el distribuidor a consumidores regulados. Establece condiciones y derechos relativos al acceso al servicio, suministro del servicio, obligaciones del distribuidor para con los consumidores sobre información sobre el servicio, y pautas a cerca de los reclamos de los consumidores.
- 11) *Reglamento de Infracciones y Sanciones (DS 24043)*: trata las infracciones administrativas y sus sanciones.
- 12) *Reglamento al Artículo 15 de la Ley 1604 (DS 24615)*: reglamenta el Artículo 15 de la Ley de Electricidad que establece la segregación de las empresas eléctricas en el SIN y las limitaciones en la participación de la propiedad de las mismas, sus empresas y accionistas o socios vinculados.

Además, desde enero de 2002 la Superintendencia de Electricidad, estableció un mecanismo de estabilización de tarifas de electricidad a usuarios finales conectados al SIN, con el objetivo de reducir el impacto de las variaciones en los precios en el Mercado Eléctrico Mayorista en la tarifa final a los consumidores (Resolución SSDE N°014/2002)¹¹.

3.2. Estructura Institucional

Las estructura institucional del sector eléctrico en Bolivia está conformada principalmente por tres actores: el ente normador del sector, que es el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, dependiente del Ministerio de Servicios y Obras Públicas (desde marzo de 2003), el ente regulador, que es la Superintendencia de Electricidad y el Comité Nacional de Despacho de Carga, que se encarga de la administración del Mercado Mayorista.

El Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VEE)¹², como ente normador, está encargado de la formulación de la política energética del país. Este Viceministerio tiene a su cargo uno de los proyectos más importantes para incrementar la cobertura de servicio de electricidad en el campo rural, el programa que está llevando a cabo es el Programa Nacional de Electrificación Rural

¹¹ El mecanismo pone un tope de 3% para las alzas en las tarifas a usuarios finales, y se financia con aportes de los generadores (80%) y los distribuidores (20%), provenientes de alzas moderadas en épocas en las que las tarifas debieran bajar. El administrador del fondo es el CNDC.

¹² Ex Viceministerio de Energía e Hidrocarburos (VMEH).

(PRONER). Este programa, básicamente, busca incrementar la cobertura de energía eléctrica en el área rural y poblaciones menores del país. Con este propósito, se destinará recursos tanto internos como externos para llevar a cabo proyectos de electrificación rural y uso de energías renovables. El PRONER contribuirá al desarrollo de procesos de electrificación rural, a través de financiamiento, asistencia técnica y fortalecimiento institucional, emprendidos por Prefecturas y Municipios del país. El programa está estructurado sobre la base de cuatro componentes: Extensión de redes eléctricas (inversión total de \$us.29.7 millones), Generación descentralizada (Gas Natural, inversión total \$us.27.5 millones), Generación con Recursos Renovables (solar, hidroeléctrica, eólica, etc., con una inversión total de \$us.40.2 millones) y Desarrollo Institucional y Asistencia Técnica (inversión total de \$us.102.4 millones).

Según las estimaciones del VEE, el crecimiento promedio anual del servicio eléctrico en el área rural entre 1992 y 2001 era de 2.2%. El crecimiento del servicio entre 1997 y 2007 será de 3.4%, considerando el PRONER, y de 1.4% si no se toma en cuenta el programa.

La Superintendencia de Electricidad es el organismo regulador de la industria eléctrica. Las funciones que le establece la Ley de Electricidad en el Título II, Capítulo II, Artículo 12, están orientadas principalmente a resguardar todo lo establecido en la Ley, es decir las disposiciones antimonopólicas, derechos de los consumidores y los derechos y obligaciones de los titulares de las concesiones. La Superintendencia de Electricidad es encargada de otorgar Licencias, Concesiones y Licencias Provisionales, así como de retirarlas cuando algún titular de las mismas incumpla con las disposiciones establecidas. Una de las funciones más importantes que tiene esta institución es la aplicación de los procedimientos de cálculo de las tarifas para la generación, transmisión y distribución, en busca de comprobar que las empresas estén realizando la tarificación establecida por la Ley.

Debido al equilibrio que debe existir entre la demanda y la oferta de electricidad fue creado el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)¹³, que además de ocuparse de la perfecta coordinación entre las distintas actividades de la industria, también administra el mercado mayorista. El Comité Nacional de Despacho de Carga controla las operaciones del SIN para garantizar el suministro de energía a los usuarios finales, despachando la carga de energía en un tiempo real y al mínimo costo. Por otra parte, es el encargado de calcular los precios de Nodo del SIN, determina todos los modelos matemáticos que expliquen el comportamiento de la energía en el sistema y los presenta a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación.

¹³ El CNDC está compuesto por un representante de las empresas generadoras, uno de la empresa de transmisión o transporte, uno de las empresas distribuidoras, un representante de los consumidores no regulados y un representante de la Superintendencia de Electricidad, siendo este último el Presidente del Comité.

Capítulo II

4. Desarrollo del Sector

La participación promedio del sector eléctrico en el PIB en el año 2001 es de 2.04%, presentando su nivel más alto en 1995 y 1999 con 2.06% en ambos casos¹⁴.

La tasa de crecimiento promedio de la demanda entre 1991 y el año 2001 fue de 6.2% (con una marcada desaceleración en el 2000 y 2001), lo cual muestra que el sector tuvo en esta década un desarrollo importante en cuanto a consumo de energía eléctrica. Esta situación se debe por un lado al incremento de la población, y por otro, a un mayor tendido de cables de energía eléctrica para atender las actividades industrial y minera.

4.1. Generación de Energía Eléctrica

Durante la última década la generación de energía eléctrica en el SIN ha presentado siempre tasas de crecimiento positivas, (6.1% en promedio entre 1992 y 2002), con tasas decrecientes entre 1997 y 2000, pero con una recuperación en el 2002. Este crecimiento puede explicarse por dos factores: el primero es el crecimiento sostenido que tuvo la demanda de energía eléctrica, especialmente hasta 1998, que incentivó a las empresas generadoras a incrementar su producción e invertir mayores cantidades en capacidad de generación, suponiendo además tasas de crecimiento de la demanda similares a las experimentadas durante los primeros siete años de los 90'. El segundo es el cumplimiento de los compromisos de inversión derivados de los contratos de capitalización, que aseguraban una inversión del 90% del monto de capitalización, equivalente a la suma de \$us 139.8 millones en generación y llegando a más del doble por inversiones voluntarias hasta el año 2000. Por último, es importante destacar que la generación experimentó caídas significativas en su crecimiento en los últimos años que se reflejan en el paso de un crecimiento promedio de 8.1% entre 1992 y 1998 a un promedio de 2.7% entre 1999 y 2002. El Cuadro N°1 presenta la generación bruta por empresa para el período 1991 a 2002.

¹⁴ Es importante recalcar que la participación porcentual del sector eléctrico en el producto interno del país siempre ha presentado un nivel relativamente constante y estable.

Cuadro N°1 Generación Bruta por Empresa 1991-2002 (GWh)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
CORANI	549,5	430,2	604,5	484,6	439,9	535,5	688,0	611,0	743,7	768,8	846,6	838,7
GUARACACHI	586,3	664,6	608,8	920,2	1017,7	1007,7	830,4	939,9	1078,1	921,4	837,6	862,1
VALLE HERMOSO	107,4	185,5	222,4	282,0	399,8	424,2	692,2	853,3	636,3	576,8	137,9	163,0
COBEE	689,3	773,3	834,4	771,5	773,0	864,8	853,6	865,6	941,6	1066,8	1184,8	1122,8
RIO ELÉCTRICO		61,5	62,9	59,5	57,0	57,0	63,9	59,0	57,7	56,3	71,0	69,3
CECBB										78,1	418,3	486,5
H. BOLIVIANA								2,1	6,6	6,9	7,0	136,8
SYNERGIA									11,0	22,7	26,3	18,2
GENERGY												11,6
Total	1932,5	2115,1	2333,0	2517,8	2687,4	2889,2	3128,1	3330,9	3475,0	3497,8	3529,5	3709,0
Tasa Crecimiento (%)		9,4	10,3	7,9	6,7	7,5	8,3	6,5	4,3	0,7	0,9	5,1

Fuente: Superintendencia de Electricidad

El Cuadro N°2 muestra la evolución de la capacidad instalada en el país diferenciada por hidroeléctrica y termoeléctrica desde 1995 hasta 2001. En el se ve la predominancia de la generación termoeléctrica, explicada por la abundancia de gas natural del país, principal insumo para este tipo de generación. Además se observa que la capacidad instalada total creció a una tasa promedio de 8.8% durante el período 1996-2001, llegando a tasas del 21% los años 96 y 99. La capacidad instalada en el SIN se incrementó el año 2001 en 9.0 MW, llegando a 1347.0 MW de potencia, representando un incremento del 0.7%, debido a la incorporación de las 6 unidades generadoras hidroeléctricas en las centrales Kilpani y Landara en Quijarro (Potosí) de la Compañía Río Eléctrico. La entrada de nuevas empresas a la generación de energía eléctrica hace que se refuerce la idea de expandir la cobertura del mercado energético tanto internacional como nacional. Actualmente, la capacidad instalada en los Sistemas Aislados es de 109.5 MW.

Cuadro N°2 Evolución de la Capacidad Instalada en Bolivia 1995-2001 (MW)

Sistema	1995			1996			1997			1998			1999			2000			2001		
	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total
Sistema Interconectado Nacional	269,3	365,3	634,6	270,3	523,6	793,9	287,6	523,6	811,1	304,5	534,5	839,1	355,7	698,8	1.054,6	355,7	766,7	1.122,4	363,0	766,7	1.129,6
Sistemas Aislados	8,2	37,7	45,9	8,2	46,4	54,6	8,2	46,8	55,0	8,2	47,8	56,0	8,2	55,2	63,4	8,4	59,5	67,9	8,4	61,3	69,7
Otros Sistemas Aislados (p)	5,2	34,6	39,8	5,2	34,6	39,8	5,2	34,6	39,8	5,2	34,6	39,8	5,2	34,6	39,8	5,2	34,6	39,8	5,2	34,6	39,8
Total Servicio Público	282,3	437,6	720,3	283,7	604,6	888,3	301,0	605,0	905,9	317,9	617,0	934,9	369,1	788,6	1.157,7	369,3	860,7	1.230,1	376,6	862,5	1.230,1
Autoprodutores	24,0	83,9	107,9	24,0	83,9	107,9	24,0	83,9	107,9	24,0	83,9	107,9	24,0	83,9	107,9	24,0	83,9	107,9	24,0	83,9	109,9
Total	306,7	521,5	828,2	307,7	688,5	996,2	325,0	688,9	1.013,8	341,9	700,9	1.042,8	393,1	872,5	1.265,6	393,3	944,6	1.338,0	400,6	946,4	1.347,0
Particip	0,37	0,63		0,31	0,69		0,32	0,68		0,33	0,67		0,31	0,69		0,29	0,71		0,30	0,70	

(p) Estimación

Fuente: Viceministerio de Energía

Por su parte, el cuadro N°3 presenta la evolución de la energía eléctrica generada por tipo y sistema, muestra que si bien la capacidad instalada es mayor para la generación termoeléctrica, la generación hidroeléctrica históricamente ha representado alrededor del 50% de la generación total, debido a que por razones de costo es más eficiente que las plantas termoeléctricas produzcan más en las

horas de punta, dejando la producción en horas de menor consumo a las plantas hidroeléctricas¹⁵.

Cuadro N°3 Evolución de la Energía Eléctrica Generada por Tipo y Sistema 1995-2001 (GWh)

Sistema	1995			1996			1997			1998			1999			2000			2001	
	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo
Sistema Interconectado Nacional	1205,7	1424,7	2630,4	1380,8	1451,5	2832,2	1507,1	1557,2	3064,2	1433,0	1839,0	3272,0	1712,0	1763,9	3475,9	1897,7	1600,6	3498,3	2106,1	1423,0
Sistemas Aislados	24,0	109,0	133,0	26,0	120,0	146,0	13,0	135,0	148,0	27,0	141,0	168,0	28,2	149,5	177,6	22,5	186,1	208,6	22,4	197,7
Otros Sistemas Aislados (p)	11,0	39,0	50,0	11,0	42,0	53,0	11,0	45,0	56,0	11,0	45,0	56,0	11,0	45,0	56,0	11,0	45,0	56,0	11,0	45,0
Total Servicio Público	1240,7	1572,7	2813,4	1417,8	1613,5	3031,2	1531,1	1737,2	3268,2	1471,0	2025,0	3496,0	1751,1	1958,4	3709,5	1931,2	1831,7	3762,9	2139,6	1665,7
Autoproduectores	42,0	147,0	189,0	42,0	147,0	189,0	42,0	147,0	189,0	42,0	147,0	189,0	42,0	147,0	189,0	42,0	147,0	189,0	42,0	147,0
Total	1282,7	1719,7	3002,4	1459,8	1760,5	3220,2	1573,1	1884,2	3457,2	1513,0	2172,0	3685,0	1793,1	2105,4	3898,5	1973,2	1978,7	3951,9	2181,6	1812,7
Particip	0,4	0,6		0,5	0,5		0,5	0,5		0,4	0,6		0,5	0,5		0,5	0,5		0,5	0,5

Fuente: Viceministerio de Energía

4.2. Transporte de Energía Eléctrica

La dimensión de la red de transmisión cumple la función de integrar el mercado eléctrico y determina la amplitud o restricción en la oferta de generación.

La actual y única Empresa Transportadora de Electricidad (TDE) es la encargada de la transmisión y cuenta con la principal red de transmisión en Bolivia, dos líneas adicionales de 278 km y 170 km con sus respectivas estaciones que se conectan al Sistema Troncal de Interconexión (STI), la propiedad de las instalaciones del Centro de Despacho de Carga y la propiedad de 21 subestaciones, de las cuales 17 forman parte del Sistema Troncal Interconectado.

El STI forma parte del SIN y está compuesto por 3395 km de líneas de transmisión de alta tensión de 230, 115, 69 kv, además de líneas de media tensión en 24.9 kv¹⁶. La longitud de las líneas de transmisión por nivel de tensión es la siguiente: 541 km de líneas en el nivel de tensión de 230 kv, 1418 km de líneas en el nivel de tensión de 115 kv y 1436 km en el nivel de tensión de 69 kv.

Actualmente, la capacidad del sistema de transmisión es suficiente para atender los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista en todas las líneas, sin embargo la línea Carrasco – Guaracachi tuvo algunas limitaciones debido a la baja capacidad de transformación de la subestación Guaracachi (solucionada por la Superintendencia de Electricidad que autorizó la instalación de un transformador de potencia en la subestación mencionada, en octubre de 2001 – Res. Adm. N° 151 –).

¹⁵ La generación hidroeléctrica se caracteriza por tener altos costos fijos mientras que la generación termoeléctrica por tener altos costos variables. De esta manera, es más eficiente que las generadoras hidroeléctricas produzcan energía de manera constante y que las generadoras termoeléctricas produzcan cuando la demanda aumenta (en las horas pico).

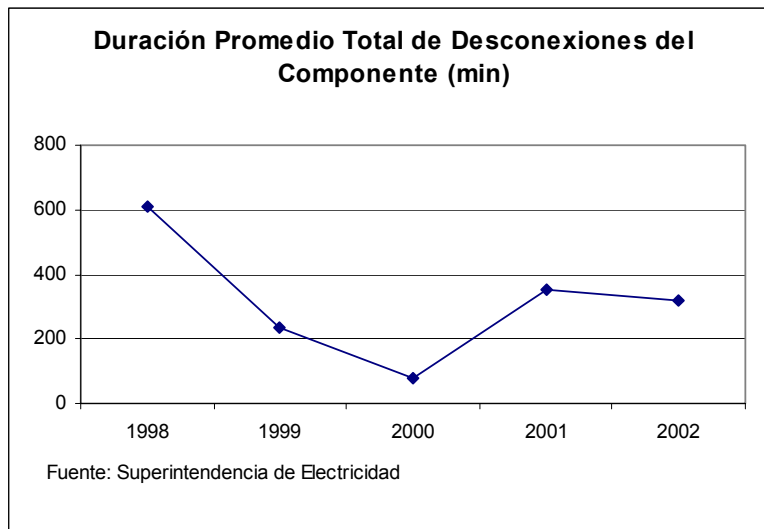
¹⁶ La conformación original del STI corresponde a las líneas y subestaciones de Guaracachi, Valle Hermoso, Vinto y El Kenko; Vinto, Potosí y Sucre; y Valle Hermoso, Catavi.

Además, el Estado busca incentivar la competencia en el mercado eléctrico de Santa Cruz (actualmente alimentado únicamente con la energía de Guaracachi), garantizar el suministro en Sucre y abrir la posibilidad de proveer con energía al proyecto minero San Cristóbal (que eventualmente tendrá una demanda de energía de 50 y 80 MW/año) a través de la adjudicación de las Líneas de Transmisión Santivañez–Sucre, Sucre–Punutuma y Carrasco–Urubó, prevista para marzo/abril de 2003. La construcción de las tres líneas mencionadas demandaría una inversión de \$US 86 millones.

El transmisor de energía eléctrica también es responsable de la calidad de la transmisión, dentro de los límites definidos y aprobados como satisfactorios y suficientes. La responsabilidad del transmisor termina en el momento en que las fallas en la transmisión fueran ocasionadas por fallas en la operación o las instalaciones de los generadores, distribuidores o consumidores regulados.

Para evaluar el desempeño de los componentes del Sistema de transmisión se utilizan índices de calidad de frecuencia de desconexiones del componente y de duración media de desconexiones del componente, en base anual. El Gráfico N°7 muestra la evolución de la duración promedio total de desconexiones del componente, expresada en minutos¹⁷.

Gráfico N°7 Calidad de Transmisión



El cuadro anterior fue construido como la suma de la duración promedio de las desconexiones de los componentes para cada año eléctrico (noviembre a octubre) y muestra que esta tuvo una caída importante entre 1998 y 2000, de 608 min. a 77.6 min., para luego acercarse al nivel promedio del periodo de análisis de 317 min. en el 2001 y 2002.

¹⁷ La Empresa Transportadora de Electricidad (TDE) empezó a hacerse cargo de la calidad una vez desintegradas las empresas ENDE y COBEE, por lo que se cuenta con información sobre calidad del sistema global sólo desde 1998.

4.3. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Como se mencionó anteriormente, el Mercado Eléctrico Mayorista es donde se efectúan las operaciones de compraventa y transporte de electricidad en el SIN y el responsable de su administración es el CNDC, encargado entre otras cosas, de: la planificación de las operaciones en el SIN; el despacho de carga en tiempo real y a mínimo costo; y la determinación de las transacciones.

El Cuadro N°4 muestra las Inyecciones y Retiros del Mercado Eléctrico Mayorista¹⁸, en él se ve que durante los años 1997 a 1999 el crecimiento de los retiros en el SIN fue siempre mayor al crecimiento de las inyecciones, pero ambos crecimientos fueron menores cada año (8.76% versus 8.52% en 1997, 7.20% versus 6.76% en 1998 y 4.69% versus 4.46% en 1999). Esto muestra, por un lado, que el crecimiento de la demanda fue siempre mayor al de oferta en este período, ello debido al exceso inicial de oferta existente en el sistema y a una adecuación sistemática de la oferta a la demanda interna, y por otro, que la actividad en el sector eléctrico fue reduciéndose en los últimos años. Dos casos especiales son los del 2000 y el 2002, donde el crecimiento de los retiros, 0.82 y 4.72% respectivamente, fue menor al crecimiento de las inyecciones, 0.98 y 4.87%, respectivamente.

Las tasas modestas de crecimiento tanto de retiro como de inyección que se registraron a partir de 1999 pueden explicarse por la crisis económica que atraviesa el país desde ese año, lo que hizo que algunas empresas industriales cerraran o paralizaran sus operaciones y a su vez, las empresas generadoras disminuyeran su producción. A pesar de ello, el 2002 muestra indicios de una leve recuperación, que llevó a algunas industrias reiniciar sus operaciones generando una demanda importante de electricidad (caso de las cementeras).

Entre 1998 y 1999 casi todas las empresas distribuidoras presentaron tasas de crecimiento en los retiros positivas¹⁹ (Cuadro N°4). Sin embargo, entre 1999 y 2001, las empresas que realizaron los mayores retiros, CRE, COBEE, ELECTROPAZ, y ELFEC, muestran algunas tasas negativas (ELECTROPAZ, ELFEO, SEPSA y CESSA). El 2002, ante una recuperación de la demanda, las tasas de retiro vuelven a mostrar un comportamiento, en general, positivo, con algunas excepciones importantes como la de COBEE (-2.45%).

Las inyecciones muestran un comportamiento similar (Cuadro N°4), una sola tasa de crecimiento negativa entre 1998 y 1999 (EVH, -26.22%), varias tasas menores a cero en el 2000 y 2001 (EVH, EGSA, CECBB, ERESA), y tasas positivas que compensan a las negativas en el 2002 (EGSA con 3.04%, EVH con 16.78%, y CECBB con 14.32%). Las empresas que liderizaron las inyecciones entre 1999 y 2002 fueron COBEE, CORANI, EGSA, EVH y CECBB con tasas de crecimiento de

¹⁸ Se llama inyecciones a la energía que las generadoras canalizan a través de la red de transporte y retiros a la energía que las distribuidoras y los consumidores no regulados reciben a través de la red de transporte.

¹⁹ La única excepción es ELECTROPAZ.

18.29%, 13.18%, 19.51%, -75.23% y 533.66%²⁰ durante el periodo, 1999 – 2002, respectivamente.

Cuadro N°4 Inyecciones y Retiros de Energía en el SIN 1996 – 2002

Inyecciones

Empresa	1996	1997	1998	Var. % 98-97	1999	Var. % 99-98	2000	Var. % 00-99	2001	Var. % 01-00	2002	Var. % 01-02
CORANI	534,59	686,75	609,67	-11,22	739,94	21,37	772,74	4,43	845,48	9,41	838	-0,94
EGSA	981,08	801,24	906,24	13,10	1.047,74	15,61	903,68	-13,75	818,46	-9,43	843	3,04
EVH	422,37	679,70	847,76	24,73	625,51	-26,22	567,34	-9,30	132,69	-76,61	155	16,78
COBEE	827,89	830,49	840,62	1,22	919,68	9,40	1.048,90	14,05	1.148,08	9,46	1.088	-5,25
CECBB							72,33		400,88	454,26	458	14,32
ERESA	17,18	22,02	18,13	-17,66	18,60	2,56	14,93	-19,71	54,36	264,12	66	21,81
HB			1,96		6,14	213,37	5,39	-12,32	5,96	10,68	131	2.100,50
SYNERGIA					10,67		21,66	102,95	25,06	15,70	18	-29,78
Total	2.783,10	3.020,19	3.224,38	6,76	3.368,28	4,46	3.401,15	0,98	3.430,97	0,88	3.598	4,87
Pérdidas (GWh)	72,76	72,39	64,38	-11,1	59,92	-6,9	65,69	9,6	59,24	-9,8	67,09	13,2
Pérdidas (%)	2,6	2,4	2,0		1,8		1,9		1,7		1,9	

Retiros

Empresa	1996	1997	1998	Var. % 98-97	1999	Var. % 99-98	2000	Var. % 00-99	2001	Var. % 01-00	2002	Var. % 01-02
No Regulados	207,81	203,41	191,14	-6,03	184,17	-3,85	206,86	12,32	203,34	-1,70	186,17	-8,44
EVH - Inti Raymi	169,79	158,07	158,54	0,30	157,99	-0,35	175,02	10,78	168,93	-3,48	179,87	6,48
ADE VINTO SA	38,02	45,33	32,60	-28,09	26,17	-19,72	31,84	21,66	34,41	8,07	6,30	-81,69
Empresas Eléctricas	2.502,45	2.744,39	2.967,33	8,12	3.124,20	5,29	3.134,40	0,33	3.168,39	1,08	3.319,67	4,77
CRE	841,99	951,84	1.050,47	10,36	1.137,25	8,26	1.138,74	0,13	1.150,13	1,00	1.191,74	3,62
ELECTROPAZ	212,74	255,84	284,00	11,01	250,82	-11,68	195,99	-21,86	119,23	-39,16	166,40	39,56
COBEE	757,73	771,46	794,72	3,02	857,68	7,92	908,81	5,96	994,85	9,47	970,52	-2,45
ELFEO	52,11	72,17	89,58	24,12	106,69	19,10	103,02	-3,44	99,15	-3,76	108,89	9,82
ELFEC	443,84	486,28	548,90	12,88	568,19	3,51	583,77	2,74	590,53	1,16	642,13	8,74
SEPSA	68,95	74,66	88,97	19,16	89,55	0,66	89,37	-0,20	82,42	-7,78	84,63	2,68
CESSA	92,98	101,42	110,70	9,16	113,90	2,89	114,10	0,17	102,21	-10,42	108,17	5,83
ERESA (*)	32,11	30,73			0,12		0,61	407,50	29,87	4.804,76	47,20	58,02
Total	2.710,35	2.947,80	3.160,00	7,20	3.308,36	4,69	3.335,45	0,82	3.371,73	1,09	3.531,04	4,72

Fuente: Superintendencia de Electricidad

(*) El dato para los años 1996 y 1997 no corresponde a Río Eléctrico, sino a Otros Retiros.

Una variable a destacar es la caída en las pérdidas porcentuales en transmisión entre 1996 y 2002 (de 2.6% a 1.9%), con un mínimo de 1.7% en el año 2001. Esta situación sugiere que, en general, la eficiencia en transmisión está mejorando, las pérdidas mientras sean menores contribuyen al uso eficiente de los recursos y a evitar la pérdida de los mismos.

Por último, es importante mencionar que la diferencia entre energía inyectada y energía retirada corresponde a las pérdidas de energía en la transmisión del generador al distribuidor o al consumidor no regulado.

4.4. Distribución de Energía Eléctrica

Los sistemas de distribución conectados al SIN se distribuyen geográficamente de la siguiente manera: ELECTROPAZ S.A., SEYSA, EMPRELPAZ S.A. y EDEL en el departamento de La Paz, ELFEO S.A. en Oruro, CRE en Santa Cruz, ELFEC S.A. en Cochabamba, CESSA en Sucre y SEPSA en Potosí.

Durante el 2001, las ventas de las seis empresas distribuidoras conectadas al SIN representaron aproximadamente el 83% de las ventas totales de energía eléctrica en el país, el restante 17% se explica por: autoprodutores, consumidores no regulados y Sistemas Aislados. En lo que se refiere a distribución geográfica de las ventas de las seis empresas distribuidoras conectadas al SIN, las ciudades de

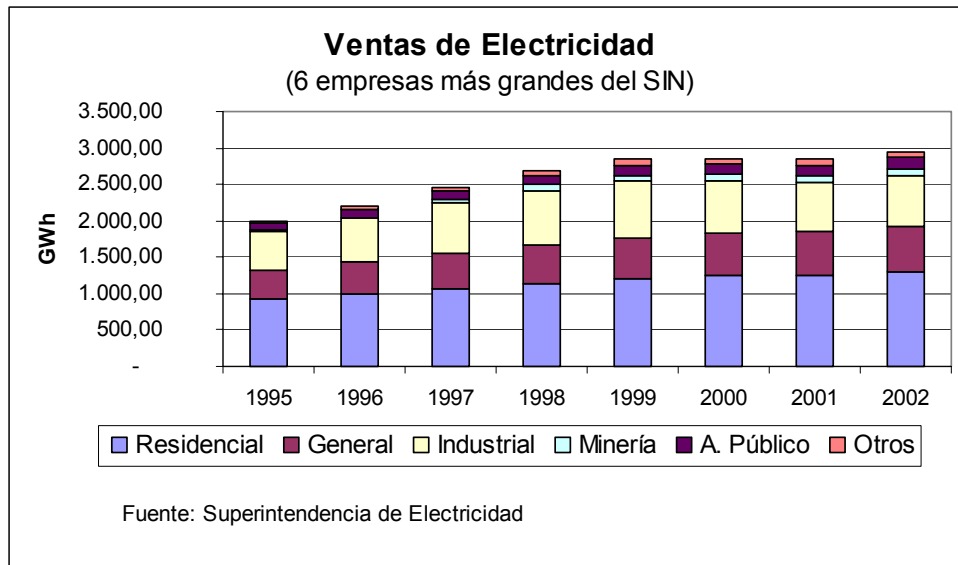
²⁰ Tasa de crecimiento entre 2000 y 2002.

La Paz, Cochabamba y Santa Cruz representan el 87% de las ventas totales del SIN, mientras que el restante 13% corresponde a las ventas en Oruro, Sucre y Potosí.

El Gráfico N°8 muestra el volumen y la evolución de las ventas totales de energía eléctrica por tipo de consumidor de las seis empresas representativas del SIN, para el período 1990 - 2002. En el mismo se puede ver que las mayores ventas se las realiza a la Categoría Residencial, seguida de la Industrial y de la General²¹. Las ventas de energía eléctrica crecieron a una tasa promedio de 5.77% en el período 1996 a 2002, sin embargo, el crecimiento en las ventas bajó fuertemente de 12.54% en 1997 a -0.40% el 2001, con una leve recuperación el 2002 de 3.50%. Este comportamiento es consistente, primero con la disminución en el consumo de energía eléctrica hasta el 2001, y después con la leve recuperación del mismo en el 2002. El comportamiento se explica principalmente por la caída en el crecimiento de las ventas a los consumidores industriales, de 13.16% en 1996 a -5.71% en el 2001, y después por su recuperación a 3.46% en el 2002; y también por la disminución en las ventas a la categoría general, de 12.63% en 1997 a 0.79% en el 2001, con la posterior recuperación a 6.03% en el 2002.

Las ventas al sector minero se recuperaron el 2002 mostrando una tasa de crecimiento del 2.55% (revirtiendo la tasa de -14.16 del 2000), sin embargo, debe aclararse que más de dos terceras partes de la energía eléctrica que consume la minería proviene de fuentes distintas del SIN. El comportamiento descendiente en las ventas totales hasta el 2001, y levemente ascendente el 2002, es el resultado de la crisis económica por la que atraviesa el país desde 1999 y de vistos de una recuperación a partir del 2002.

Gráfico N°8 Volumen y Evolución de las Ventas Totales de Energía Eléctrica por Tipo de Consumidor



²¹ La Categoría Industrial comprende a las grandes industrias, mientras que la Categoría General comprende principalmente los sectores de comercio y servicios.

4.5. Inversiones en el Sector Eléctrico

En los últimos años las inversiones totales en el sector crecieron considerablemente, debido en su mayor parte a los compromisos de inversión que asumieron las empresas inversionistas en las ex - empresas estatales, tanto en generación, transmisión y distribución, y en parte también debido a nuevas inversiones por encima de los compromisos adquiridos.

La inversión en el sector eléctrico tiene que ser analizada en dos partes, la inversión pública y la Inversión Extranjera Directa, ésta a partir de la capitalización y privatización de las empresas de generación, transporte y distribución en 1995.

Antes de 1995 la inversión en electricidad era en su mayoría pública, siendo ENDE la mayor empresa generadora del Estado. El Cuadro N°5 muestra la evolución de la inversión pública en electricidad, y en ellos se puede ver el cambio en la importancia relativa que tuvieron los diferentes destinos de inversión pública. Al capitalizarse la generación de Electricidad, el Estado fue disminuyendo notoriamente su inversión con este destino, priorizando otros como la electrificación rural. Lo mismo sucedió con la inversión en distribución y con la inversión en transmisión luego de la privatización del transporte de energía eléctrica en 1997. Para el año 2001 la inversión en electrificación rural (51.7%) junto a la ejecución municipal (31.3%) significaron en conjunto el 83.0% de la inversión pública en el sector, mostrando el cambio de enfoque del Estado que pasó de inversiones en generación, transmisión y distribución a inversiones en ampliación de la cobertura eléctrica en zonas rurales y participación municipal en proyectos de desarrollo.

Cuadro N°5 Inversión Pública en Electricidad (millones \$us)

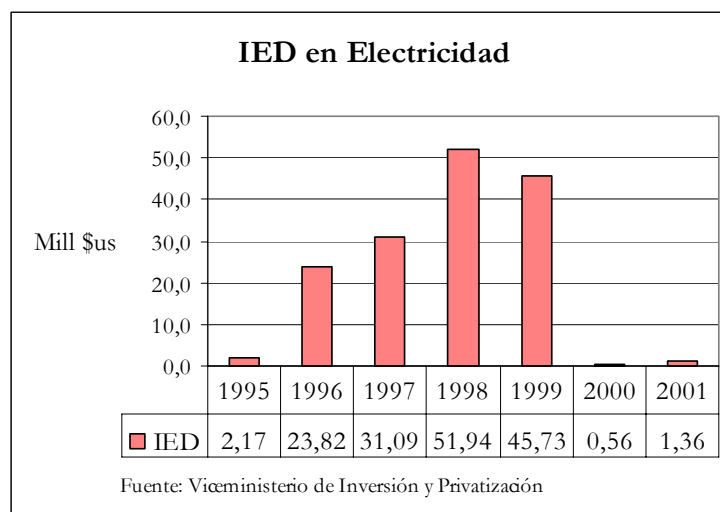
Inversión por Actividad	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Generación								6,91	26,82	19,45	0,08	0,36	0,00	0,10	0,01
Transmisión								14,98	10,71	5,75	5,85	2,33	1,92	0,92	0,64
Electrificación Rural								8,60	2,44	1,19	7,07	6,21	4,41	6,98	8,06
Energías Alternativas									0,03	0,07	0,84	0,87	0,76	0,08	1,81
Otros Energía (*)								0,35	0,65	0,24	0,03	0,10	0,83	0,11	0,04
Ejec. Municipios (**)									5,00	4,29	6,34	4,82	3,30	4,57	4,88
Total	21,36	22,62	22,37	23,90	52,32	70,27	35,15	30,84	45,64	31,22	20,19	14,69	11,22	12,76	15,60

Fuente: Viceministerio de Inversión Pública y Financiamiento Externo

(*) Incluye Multiprograma Energía en el 2001

(**) Estimación

La inversión extranjera directa (Gráfico N°9) tiene un comportamiento opuesto al de la inversión pública, mostrando un fuerte incremento a partir del año 1996 para luego decrecer a partir del 2000, luego de asumidos y cumplidos los compromisos de inversión resultantes de los contratos de capitalización, respectivamente.

Gráfico N°9 IED en Electricidad


La inversión por destino en el sector eléctrico, luego de iniciado el proceso de capitalización, se presenta en el Cuadro N°6. En el cuadro se puede ver que la inversión total en el sector eléctrico tuvo tasas de crecimiento importantes durante el período mostrado, exceptuando los años 2000 y 2001, donde se registraron tasas de crecimiento negativas. Entre los datos destaca la baja inversión en transmisión, etapa que actualmente necesita ampliar su capacidad instalada y que se beneficiará con la licitación de las líneas Santivañez–Sucre, Sucre–Punutuma y Carrasco–Urubó.

Cuadro N°6 Inversión Total en el Sector Eléctrico por Destino (millones \$us)

Inversiones por Actividad	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Generación	23,9	53,1	76,1	132,9	46,0	26,1
Transmisión		11,4				
Distribución	26,4	38,5	38,9	42,7	42,5	27,6
Total	50,2	103,0	115,0	175,6	88,5	53,7
Variación en %		1,1	0,1	0,5	-0,5	-0,4

Fuente: Superintendencia de Electricidad

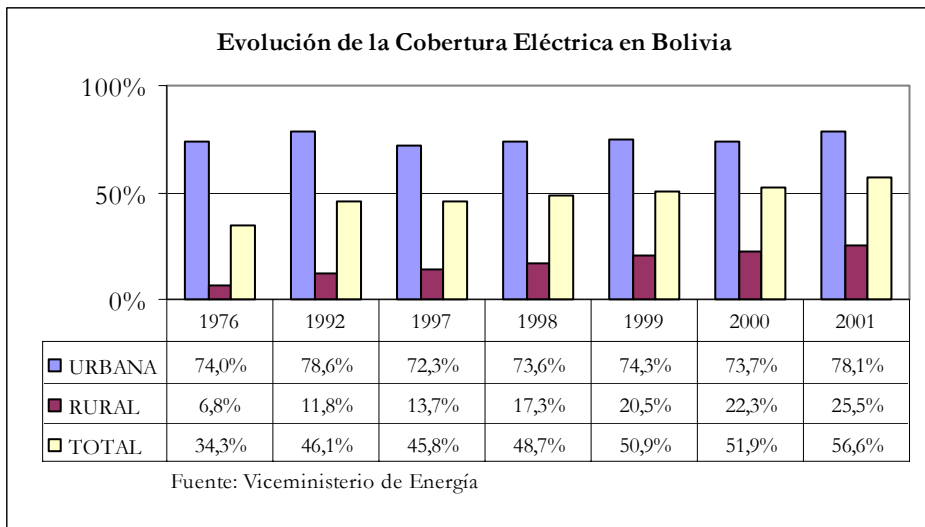
4.6. Cobertura Eléctrica

La cobertura del servicio eléctrico se mide como el número de viviendas con electricidad dividido por el número de viviendas totales. En Bolivia se realizaron mediciones de cobertura de electricidad en los censos de los años 1976, 1992 y de manera anual a partir del año 1997. El Gráfico N°10 muestra la evolución de la cobertura desde 1976. En él se ve que la cobertura total aumentó de 34,39% en 1976 a 56,6% en 2001. La cobertura en las áreas rurales aumentó significativamente de 6,8% en 1976 a 25,5% en 2001, sin embargo la cobertura en las zonas urbanas permaneció estable desde un comienzo, promediando un 75% de cobertura, y con un máximo de 78,6% en 1992. Esta estabilidad en la cobertura

eléctrica en las zonas urbanas se debe a una relación más o menos estable entre la migración desde las zonas rurales a las urbanas y el aumento en la oferta de nuevas conexiones.

El aumento significativo de cobertura en las zonas rurales, especialmente a partir de 1997 se debe en gran medida al Programa Nacional de Electrificación Rural (PRONER) impulsado por el Viceministerio de Energía del Ministerio sin Cartera de Hidrocarburos y Energía, que logró avances importantes, como en los departamentos de Chuquisaca, incrementando la cobertura en el área rural de 8.2% a 15.7%; Santa Cruz de 10.2% a 21.3%; Potosí de 4.8% a 11.9%; Tarija de 11.8% a 34.2% y Beni de 5.5% a 13.6% entre 1997 y 2001.

Gráfico N°10 Cobertura Eléctrica en Bolivia



El Cuadro N°7 muestra el detalle de la cobertura por departamentos y total del país para los años antes mencionados.

Cuadro N°7 Cobertura Eléctrica en Bolivia años 1976,1992,1997 - 2001

	1976				Crec	1992				Crec	1997				Crec	1998				Crec	1999				Crec	2000				Crec	2001				Crec			
	Cobertura	Viviendas	C/Electricidad	Cobertura		Viviendas	C/Electricidad	Cobertura	Viviendas		C/Electricidad	Cobertura	Viviendas	C/Electricidad		Cobertura	Viviendas	C/Electricidad	Cobertura		Viviendas	C/Electricidad	Cobertura	Viviendas		C/Electricidad	Cobertura	Viviendas	C/Electricidad		Cobertura	Viviendas	C/Electricidad	Cobertura				
CHUQUISACA	URBANA	76,3%	36.212	29.837	82,4%	6,1%	42.783	30.481	71,2%	-11,1%	44.993	33.155	73,7%	2,4%	46.534	34.176	73,4%	-0,2%	48.130	35.630	74,0%	0,6%	45.040	39.338	87,8%	13,8%												
	RURAL	1,3%	76.786	4.588	6,0%	4,4%	79.614	6.491	8,2%	2,2%	80.492	8.337	10,4%	2,2%	81.085	8.991	11,1%	0,7%	75.445	11.386	13,1%	4,0%	73.205	11.523	15,7%	0,6%												
	TOTAL	18,4%	112.998	34.425	30,5%	12,0%	122.397	36.972	30,2%	-0,3%	125.485	41.492	33,1%	2,9%	127.619	43.167	33,8%	0,8%	123.575	47.016	38,0%	4,2%	118.254	51.061	43,2%	5,2%												
LA PAZ	URBANA	83,5%	303.315	243.323	80,2%	-3,3%	359.133	255.091	71,0%	-9,2%	379.170	279.912	73,8%	2,8%	393.466	289.753	73,6%	-0,2%	405.920	299.730	73,6%	0,0%	393.077	309.907	78,8%	5,2%												
	RURAL	5,7%	242.351	34.594	14,3%	8,6%	243.288	43.589	17,9%	3,6%	243.841	45.237	18,6%	0,6%	244.326	44.906	22,3%	3,9%	233.032	59.515	25,3%	3,1%	233.400	59.424	23,3%	0,0%												
	TOTAL	49,9%	545.566	277.917	50,9%	9,1%	602.421	298.680	49,6%	-1,4%	623.011	325.049	52,2%	2,6%	637.792	344.661	54,0%	1,9%	638.952	358.245	56,1%	2,0%	626.477	369.331	59,0%	2,9%												
COCHABAMBA	URBANA	76,0%	136.312	108.067	79,3%	2,6%	168.543	129.826	77,0%	-2,3%	179.997	147.446	81,9%	4,9%	188.145	154.092	81,9%	0,0%	199.246	162.320	81,5%	-0,4%	177.970	155.994	87,7%	6,2%												
	RURAL	7,7%	163.151	29.940	18,4%	10,7%	182.376	38.238	21,0%	2,6%	189.132	51.945	27,3%	6,3%	193.963	61.297	31,6%	4,1%	198.200	61.736	31,1%	-0,3%	172.487	73.837	42,8%	11,7%												
	TOTAL	32,4%	299.463	138.010	46,1%	13,7%	350.939	168.064	47,9%	1,8%	369.129	199.391	54,0%	6,1%	382.108	215.389	56,4%	2,4%	397.446	224.056	56,4%	0,0%	350.448	229.831	65,0%	9,2%												
ORURO	URBANA	74,0%	36.472	42.017	74,4%	0,3%	58.785	40.727	69,3%	-5,1%	59.506	43.328	72,8%	3,3%	59.994	44.484	74,1%	1,3%	60.487	44.940	74,3%	0,2%	54.070	43.817	81,0%	6,7%												
	RURAL	10,5%	63.555	7.677	12,1%	1,3%	62.934	8.003	12,7%	0,6%	62.789	6.437	10,3%	-2,3%	62.664	7.894	12,6%	2,3%	62.565	9.634	15,4%	2,8%	49.403	11.784	23,9%	8,3%												
	TOTAL	40,8%	100.027	49.694	41,4%	0,6%	121.719	48.732	40,6%	-1,4%	122.275	49.765	40,7%	0,7%	122.658	52.378	42,7%	2,0%	123.052	54.583	44,4%	1,7%	103.473	55.601	53,7%	9,3%												
POTOSÍ	URBANA	62,0%	54.539	44.412	81,4%	19,4%	55.423	45.339	81,8%	0,4%	55.694	42.337	76,0%	-5,8%	55.875	45.501	81,4%	5,4%	55.959	44.219	79,0%	-2,4%	55.344	50.509	91,3%	12,3%												
	RURAL	7,9%	137.719	6.919	5,0%	-2,9%	138.569	6.671	4,8%	-0,2%	138.823	11.048	8,0%	3,1%	139.006	13.446	9,7%	1,7%	139.268	15.710	11,3%	1,6%	124.556	14.805	11,9%	0,6%												
	TOTAL	23,1%	192.258	51.331	26,7%	3,6%	193.992	52.010	26,8%	0,1%	194.519	53.285	27,4%	0,6%	194.891	58.947	30,2%	2,8%	195.227	59.929	30,7%	0,4%	179.880	65.314	36,3%	5,6%												
TARIJA	URBANA	53,7%	36.699	26.681	72,7%	19,0%	45.130	39.783	88,2%	15,5%	48.042	39.234	81,7%	-6,4%	50.278	42.420	84,4%	2,7%	52.448	43.551	83,0%	-1,4%	55.878	43.323	81,1%	-1,9%												
	RURAL	3,1%	31.701	3.565	11,2%	8,1%	34.811	4.114	11,8%	0,6%	35.822	7.015	19,6%	7,8%	36.333	7.791	21,4%	1,9%	37.020	9.889	26,7%	5,3%	30.286	10.364	34,2%	7,3%												
	TOTAL	23,5%	68.400	30.246	44,2%	20,7%	79.941	43.899	54,9%	10,7%	83.864	46.269	55,2%	0,3%	86.611	50.221	58,0%	2,8%	89.468	53.440	59,7%	1,7%	86.164	55.687	64,0%	4,9%												
SANTA CRUZ	URBANA	66,8%	210.663	166.984	79,3%	12,3%	274.033	190.210	69,4%	-9,9%	296.754	203.059	68,4%	-1,0%	312.997	218.043	69,7%	1,2%	330.178	225.171	68,2%	-1,3%	330.344	228.214	69,1%	0,9%												
	RURAL	10,5%	83.030	8.397	10,1%	-0,4%	97.763	9.937	10,2%	0,1%	102.876	17.585	17,1%	6,9%	104.487	23.497	22,1%	5,0%	110.270	24.238	22,0%	-0,1%	94.379	20.103	21,3%	-0,7%												
	TOTAL	40,2%	293.693	175.381	59,7%	19,5%	371.796	200.147	53,8%	-5,9%	399.630	220.644	55,2%	1,4%	419.484	241.540	57,0%	2,4%	440.448	249.409	56,0%	-0,9%	424.723	248.317	58,5%	1,9%												
BENI	URBANA	46,1%	33.513	21.200	63,3%	17,2%	41.374	24.181	58,4%	-4,8%	44.088	27.001	61,2%	2,8%	44.776	27.750	62,0%	0,7%	46.353	28.201	60,6%	-1,4%	44.213	29.732	67,3%	6,7%												
	RURAL	4,4%	18.341	1.009	5,3%	1,1%	21.167	1.168	5,3%	0,0%	22.129	4.580	20,7%	13,2%	22.692	4.889	21,3%	0,8%	23.372	4.543	19,4%	-0,1%	20.097	2.733	13,6%	-5,8%												
	TOTAL	26,3%	51.854	22.209	42,8%	16,6%	62.541	25.349	40,5%	-2,3%	66.217	31.581	47,7%	7,2%	67.468	32.639	46,4%	0,7%	69.925	32.744	46,8%	-1,5%	64.310	32.465	50,9%	5,7%												
PANDO	URBANA	62,8%	2.201	1.591	72,3%	9,3%	2.879	2.089	72,3%	0,2%	3.121	2.549	81,7%	9,1%	3.293	2.727	82,8%	1,1%	3.475	3.023	87,0%	4,2%	4.408	3.073	69,7%	-17,3%												
	RURAL	8,2%	6.104	269	4,4%	-3,8%	6.192	269	4,3%	-0,1%	6.227	316	5,1%	0,7%	6.253	313	5,2%	3,1%	6.281	568	9,0%	0,8%	6.022	375	9,3%	0,3%												
	TOTAL	15,0%	9.305	1.860	22,4%	7,4%	9.071	2.357	26,0%	3,6%	9.348	2.865	30,6%	4,7%	9.546	3.240	33,9%	3,3%	9.756	3.591	36,8%	2,9%	10.430	3.448	35,0%	-1,8%												
BOLIVIA	URBANA	74,0%	869.828	684.112	78,0%	4,6%	1.048.103	737.728	72,3%	-6,4%	1.111.563	817.941	73,6%	1,3%	1.153.358	838.938	74,3%	0,7%	1.202.396	883.803	73,7%	-0,7%	1.160.243	906.127	78,1%	4,4%												
	RURAL	6,8%	822.738	96.961	11,8%	5,0%	866.714	118.482	13,7%	1,9%	882.113	152.500	17,3%	3,6%	892.809	183.224	20,3%	3,2%	885.453	197.239	22,3%	1,8%	803.806	205.168	25,3%	3,2%												
	TOTAL	34,3%	1.692.566	781.073	46,1%	11,9%	1.914.817	856.210	45,8%	-0,4%	1.993.478	970.441	48,7%	2,9%	2.046.167	1.042.182	50,9%	2,2%	2.087.849	1.083.042	51,9%	1,0%	1.964.149	1.111.295	56,0%	4,7%												

Fuente: Viceministerio de Energía Hidrocarburos

4.7. Tecnología

La generación hidroeléctrica en Bolivia utiliza plantas generadoras con antigüedad desde 1902 hasta 2001, la mayor parte de ellas utiliza turbinas tipo Pelton, diseñadas para grandes caídas de agua. La utilización de esta tecnología se explica por las condiciones geográficas del país, debido a las cuales es más conveniente la utilización de este tipo de turbinas, en lugar de turbinas tipo Francis diseñadas para caídas menores y mayores flujos o turbinas de hélice que aprovechan los grandes flujos. El avance tecnológico en generación hidroeléctrica se encuentra en la menor diferencia existente entre potencia instalada y potencia efectiva que tiene las generadoras más modernas. La potencia instalada indica el máximo de generación posible en MW en condiciones ISO²², mientras que la potencia efectiva indica la capacidad máxima de generación en las condiciones en las que se encuentra la planta generadora. La generación hidroeléctrica en Bolivia utiliza tanto turbinas de pasada como de embalse²³.

La generación termoeléctrica en Bolivia utiliza en su mayoría turbinas a gas natural. El avance tecnológico en generación termoeléctrica se puede ver en la disminución del parámetro Rendimiento Térmico, expresado en Btu/kWh, que mide la cantidad de calor necesaria para producir una unidad de energía, siendo las generadoras más modernas las que tienen un valor menor de éste parámetro. Un número menor es indicador de mayor eficiencia en la utilización de calor para la generación de energía. Por ejemplo, el rendimiento térmico de la planta generadora Bulu Bulu de la empresa CECBB, puesta en servicio el año 2000, es de 8.902 Btu/kWh, mientras que el rendimiento térmico de la planta generadora El Kenko de la empresa COBEE, puesta en servicio en el año 1995, es de 12.500 Btu/kWh.

La generación termoeléctrica en Bolivia cuenta en su mayoría con turbinas de ciclo simple, siendo la planta generadora Bulu Bulu la única que cuenta con turbinas de ciclo combinado. Las turbinas de ciclo combinado aprovecha el vapor producido en la generación eléctrica mediante turbinas a vapor para generar energía adicional, siendo más eficientes en el uso de combustible.

4.8. Empleo

El sector eléctrico se caracteriza por ser un sector intensivo en el uso de capital, no así en el uso de trabajo, debido a que la tecnología en generación y distribución de energía eléctrica así lo determina. De esta manera, el sector eléctrico siempre ha representado un porcentaje pequeño de la fuerza de trabajo empleada en el país, aproximadamente entre 0.24% y 0.63% de la población ocupada total en

²² Las condiciones ISO son 760 mm de mercurio en presión y 25 grados centígrados de temperatura.

²³ Las turbinas de pasada utilizan un embalse pequeño y se apoyan en numerosos caudales que aportan a dicho embalse. Por el contrario, las turbinas de embalse utilizan embalses grandes con pocos caudales de aporte y son capaces de regular su generación eléctrica regulando la caída de agua del embalse.

ciudades capitales. El Cuadro N°8 muestra la evolución del empleo en el sector eléctrico para los últimos doce años.

Cuadro N°8 Evolución del Empleo en el Sector Eléctrico

Año	Población Ocupada Total	Electricidad	Porcentaje	Crecimiento
1989	862.226	3.318	0,38%	
1990	921.338	4.600	0,50%	0,11%
1991	987.949	6.043	0,61%	0,11%
1992	1.015.703	6.238	0,61%	0,00%
1993	1.090.950	3.666	0,34%	-0,28%
1994	1.195.363	4.406	0,37%	0,03%
1995	1.256.576	4.084	0,33%	-0,04%
1996	1.397.617	6.118	0,44%	0,11%
1997	1.339.873	6.936	0,52%	0,08%
1999	1.657.923	3.960	0,24%	-0,28%
2000	1.723.106	10.867	0,63%	0,39%
2001	1.673.404	6.327	0,38%	-0,25%

Fuente: Encuestas a Hogares

Nota: En 1998 no se realizaron las Encuestas a Hogares

En el Cuadro N°8 se ve que si bien el empleo en el sector eléctrico representa un porcentaje muy pequeño de la población ocupada, su crecimiento tuvo variaciones importantes año tras año, llegando a un máximo de 0.39 en el año 2000 y un mínimo de -0.28 en 1993 y 1999. Debe señalarse que los valores de la anterior tabla no son comparables debido a las poblaciones de referencia que usan (distintos censos), salvo en el caso de la columna para el crecimiento.

5. Consumo en el Mercado Interno

La demanda de energía eléctrica es inelástica y sigue un patrón predecible en el día, semana, mes y año. Debido a que la energía eléctrica es imposible de almacenar, se debe contar con la capacidad instalada suficiente para hacer frente a la demanda en cada momento del tiempo.

En el Sistema Interconectado Nacional (SIN) la demanda de electricidad de los consumidores finales a las empresas distribuidoras al por menor se convierte en demanda al por mayor de los distribuidores en el mercado mayorista. Los distribuidores minoristas simplemente trasladan la demanda de los consumidores finales al mercado mayorista. De esta manera, los distribuidores minoristas participan en dos mercados, en el mercado mayorista como demandantes y en el mercado minorista como oferentes. La demanda de electricidad al por mayor es la suma de las demandas que cada distribuidor enfrenta en su región de concesión. La demanda en el SIN está compuesta también por la demanda de los consumidores no regulados, que como se dijo anteriormente, son quienes compran energía eléctrica directamente de los generadores, sin pasar por una

empresa distribuidora, esta es la diferencia entre la demanda en el SIN y las ventas de las empresas distribuidoras.

La demanda total de energía en el país está compuesta por la demanda del SIN (que incluye empresas distribuidoras y consumidores no regulados), el consumo de quienes producen energía de forma autónoma, y también de los Sistemas Aislados, que son empresas pequeñas que se dedican a la generación, transmisión y distribución en regiones separadas del SIN.

En el Cuadro N°9 se presentan los niveles de consumo de energía eléctrica desde 1992 hasta 2001 en el SIN. A primera vista se puede apreciar que el consumo total nacional tiene una tendencia creciente, aunque con una disminución en el ritmo del crecimiento, hasta el 2000. El 2001 es el único que muestra un decrecimiento del consumo. Se espera que para el año 2002 el consumo retome el comportamiento creciente, aunque con una tasa moderada, debido principalmente a la caída en el consumo de grandes consumidores industriales.

Cuadro N°9 Evolución del Consumo Anual de Energía Eléctrica por Tipo de Consumidor en el SIN (GWh)

Año	Residencial	General	Industrial	Minería	A.Público	Otros	Total
1992	753,51	288,96	412,64	7,31	76,00	31,87	1.570,29
1993	691,72	322,15	452,41	11,89	83,97	29,56	1.591,71
1994	884,65	355,57	503,76	19,49	96,26	29,07	1.888,80
1995	938,93	395,25	538,29	13,03	102,06	29,54	2.017,09
1996	974,39	438,66	612,64	14,92	111,01	32,48	2.184,10
1997	1.076,59	493,80	689,09	53,66	119,55	53,21	2.485,91
1998	1.142,61	538,34	756,12	81,65	132,14	59,56	2.710,43
1999	1.215,99	577,61	771,75	86,30	144,74	71,10	2.867,49
2000	1.276,70	593,32	731,46	95,39	155,77	35,78	2.888,41
2001	1.282,64	598,40	693,21	102,20	161,59	36,73	2.874,77

No Incluye Autoprodutores ni Consumidores no Regulados

Fuente: Superintendencia de Electricidad

Para poder apreciar mejor la evolución del nivel de consumo de energía eléctrica el Cuadro N°10 presenta las tasas de crecimiento en el consumo de energía eléctrica por tipo de consumidor en el SIN. Se observa que el consumidor con la mayor tasa de crecimiento promedio en el periodo considerado es la minería, con una tasa promedio de 49.2%. Esto se debe a que el sector minero registró incrementos en su producción importantes en el periodo comprendido entre 1993 y 1997, que repercutieron en un mayor consumo de energía eléctrica. El resto de los sectores muestra una tasa de crecimiento promedio inferior al 7%, lo cual muestra a su vez que su consumo es relativamente estable en el tiempo. Sin embargo, cabe destacar el descenso en la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica registrada para casi todas las categorías a partir de 1999, llegando incluso a tasas negativas el 2001, lo cual nos muestra que el consumo de electricidad está íntimamente ligado al nivel de actividad de la economía, el cual durante estos años también registró descensos en sus tasas de crecimiento.

Cuadro N°10 Variación Porcentual del Consumo de Energía Eléctrica por Tipo de Consumidor en el SIN (%)

Año	Residencial	General	Industrial	Minería	A.Público	Otros	Total
1993	-8,2	11,5	9,6	62,8	10,5	-7,2	1,4
1994	27,9	10,4	11,4	63,8	14,6	-1,6	18,7
1995	6,1	11,2	6,9	-33,2	6,0	1,6	6,8
1996	3,8	11,0	13,8	14,5	8,8	9,9	8,3
1997	10,5	12,6	12,5	259,7	7,7	63,8	13,8
1998	6,1	9,0	9,7	52,2	10,5	11,9	9,0
1999	6,4	7,3	2,1	5,7	9,5	19,4	5,8
2000	5,0	2,7	-5,2	10,5	7,6	-49,7	0,7
2001	0,5	0,9	-5,2	7,1	3,7	2,7	-0,5
Total	70,2	107,1	68,0	1298,5	112,6	15,2	83,1
Promedio	6,5	8,5	6,2	49,2	8,8	5,6	7,1

En cuanto al comportamiento de la energía consumida en los Sistemas Aislados, los niveles de consumo de las distintas categorías de clientes son menores a los que se tienen en el SIN, debido a las características de menor tamaño y actividad económica de las regiones atendidas por estos sistemas (Cuadro N°11).

Cuadro N°11 Consumo Anual de Energía Eléctrica por Tipo de Consumidor en los Sistemas Aislados (GWh)

Año	Residencial	General	Industrial	Minería	A.Público	Otros	Total
1992	16,77	5,81	3,44	0,00	2,64	0,00	28,65
1993	18,35	6,05	3,49	0,00	3,04	0,00	30,93
1994	18,72	6,45	4,39	0,00	2,31	0,00	31,87
1995	20,29	6,61	5,30	0,00	2,69	0,00	34,89
1996	53,88	16,23	9,94	0,00	6,41	0,00	86,45
1997	62,81	19,40	10,82	0,00	7,16	0,00	100,19
1998	68,60	21,65	10,50	0,00	7,35	0,00	108,10
1999	71,18	21,87	11,20	0,00	7,72	0,00	111,98
2000	66,44	23,77	12,65	0,00	8,08	0,00	110,94
2001	70,56	25,65	13,48	0,00	10,12	0,00	119,82

No incluye Cooperativas, Importaciones y Autoprodutores

Fuente: Superintendencia de Electricidad

El Cuadro N°12 muestra las tasa de crecimiento en el consumo de energía eléctrica para los Sistemas Aislados. Se observa que la categoría residencial es la que presenta un mayor crecimiento promedio (23.8%) entre 1992 y 2001; seguida por la General (23.1%), Alumbrado Público (21.7%) y por último los Industriales (18.6%). En total, el crecimiento promedio entre 1992 y 2001 en el consumo de electricidad en los Sistemas Aislados alcanza una tasa de 22.5%. Cabe recalcar que los datos presentados no incluyen a las Cooperativas, las importaciones y a los autoprodutores por lo que representa en su mayoría el consumo residencial, del comercio, servicios e industria que opera en las regiones no conectadas al SIN. La minería, un autoprodutor importante, no está representada por los datos.

Cuadro N°12 Variación Porcentual del Consumo de Energía Eléctrica por Tipo de Consumidor en los Sistemas Aislados (%)

Año	Residencial	General	Industrial	Minería	A.Público	Otros	Total
1993	9,5	4,2	1,6		15,1		8,0
1994	2,0	6,7	25,7		-23,9		3,0
1995	8,4	2,5	20,7		16,5		9,5
1996	165,5	145,5	87,6		138,0		147,8
1997	16,6	19,6	8,9		11,7		15,9
1998	9,2	11,6	-2,9		2,6		7,9
1999	3,8	1,0	6,6		5,1		3,6
2000	-6,7	8,7	12,9		4,5		-0,9
2001	6,2	7,9	6,5		25,4		8,0
Total	320,8	341,9	292,2		283,3		318,2
Promedio	23,8	23,1	18,6		21,7		22,5

Un año sobresaliente en el consumo de energía eléctrica de los Sistemas Aislados fue 1996 en el cual se dieron, para todas las categorías, los crecimientos más significativos pasando incluso, en varios casos, el 100% de crecimiento, por ejemplo la categoría Residencial, General y Alumbrado Público, al igual que el total consumido. Estas tasas de crecimiento se explican por un aumentos importantes en la capacidad de generación, transporte y distribución de energía.

Por último, el Cuadro N°13 presenta el consumo de energía eléctrica por categoría de consumidor a nivel nacional para los años 1990 a 2001, y el Cuadro N°14 presenta las tasas de crecimiento en el consumo de energía eléctrica por categoría a nivel nacional.

Cuadro N°13 Consumo Nacional de Energía Eléctrica por Categoría de Consumidor (GWh)²⁴

Año	Residencial	General	Industrial	Minería	Otros	A.Público	Exportación	Total
1990	722,00	253,50	453,00	271,50	36,00	62,10	1,80	1.799,90
1991	754,90	289,40	495,20	264,30	60,30	74,00	2,60	1.940,70
1992	802,10	311,10	524,60	254,00	71,00	83,00	2,90	2.048,70
1993	857,30	342,20	568,80	337,40	61,10	91,40	3,20	2.261,40
1994	951,20	380,70	638,10	344,40	30,70	103,90	3,30	2.452,30
1995	1.035,80	429,30	660,10	371,90	33,60	112,60	3,40	2.646,70
1996	1.082,80	469,30	691,40	415,00	60,57	119,40	2,71	2.841,18
1997	1.171,23	523,43	823,25	331,55	75,02	129,61	0,85	3.054,94
1998	1.251,01	575,53	889,25	338,22	52,57	144,09	0,92	3.251,59
1999	1.320,69	612,92	913,68	362,85	53,51	156,96	0,30	3.420,91
2000	1.389,51	630,69	866,00	379,58	35,57	168,96	0,05	3.470,36
2001	1.400,61	634,30	855,54	364,88	36,73	176,27	0,03	3.468,36

Fuente: Superintendencia de Electricidad

El consumo de electricidad por categoría de consumidor nos muestra que el consumo residencial es el más importante, seguido por el consumo industrial y el general (que comprende el comercio y los servicios), lo que muestra que Bolivia es

²⁴ El Cuadro N°13 incluye el consumo del SIN, de los Sistemas Aislados, de los Consumidores no Regulados y de los Autoprodutores.

un país con un sector industrial y de servicios poco desarrollado. La importancia relativa de estas categorías durante el periodo 1991 – 2001 es de 39%, 26% y 17% respectivamente.

Cuadro N°14 Variación Porcentual del Consumo de Energía Eléctrica Nacional por Tipo de Consumidor (%)

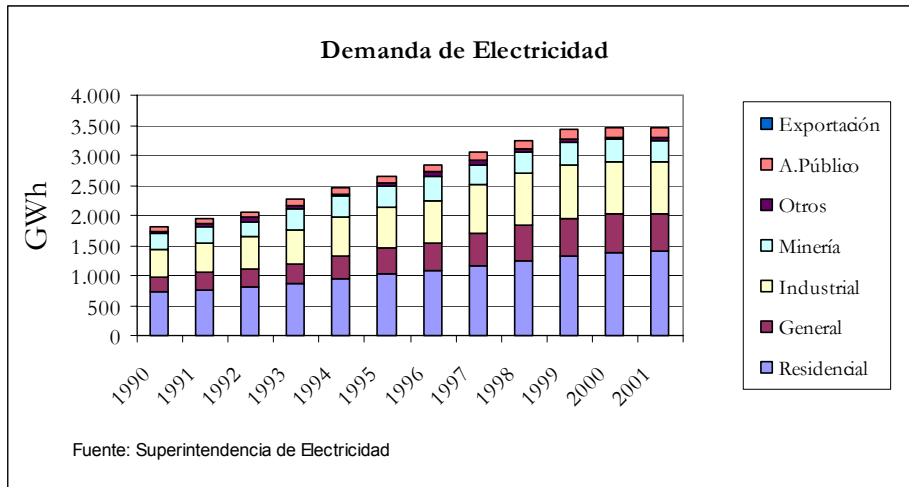
Año	Residencial	General	Industrial	Minería	Otros	A.Público	Exportación	Total
1991	4,56	14,16	9,32	-2,65	67,50	19,16	44,44	7,82
1992	6,25	7,50	5,94	-3,90	17,74	12,16	11,54	5,57
1993	6,88	10,00	8,43	32,83	-13,94	10,12	10,34	10,38
1994	10,95	11,25	12,18	2,07	-49,75	13,68	3,12	8,44
1995	8,89	12,77	3,45	7,98	9,45	8,37	3,03	7,93
1996	4,54	9,32	4,74	11,59	80,27	6,04	-20,29	7,35
1997	8,17	11,53	19,07	-20,11	23,86	8,55	-68,63	7,52
1998	6,81	9,95	8,02	2,01	-29,93	11,17	8,24	6,44
1999	5,57	6,50	2,75	7,28	1,79	8,93	-67,39	5,21
2000	5,21	2,90	-5,22	4,61	-33,53	7,65	-83,33	1,45
2001	0,80	0,57	-1,21	-3,87	3,26	4,33	-40,00	-0,06
Total	93,99	150,22	88,86	34,39	2,03	183,85	-98,33	92,70
Promedio	6,24	8,77	6,13	3,44	6,97	10,01	-18,09	6,19

En el cuadro anterior se puede observar que entre las categorías con mayores volúmenes de consumo, la que más incrementó su consumo fue la General, que representa al comercio y servicios. La Minería mostró un comportamiento más fluctuante que las demás categorías. Todas ellas experimentaron fuertes descensos desde 1999, llegando incluso a decrecer en algunos casos en el año 2000 y en el agregado el 2001, debido al cierre y paralización de varias empresas industriales. La categoría Otros muestra un comportamiento fluctuante, con una tasa de crecimiento promedio alta, la que no se refleja en la tasa agregada debido los bajos volúmenes de consumo involucrados.

A nivel nacional la tendencia fue claramente creciente hasta 1999, la tasa de crecimiento en el consumo de energía eléctrica fue descendiendo desde 1995, mostrando un descenso importante a partir de 1999 y llegando incluso a valores negativos en el año 2001 (-0.04%). Sin embargo, en el período analizado el consumo creció en promedio 6.19%. (92.7% durante todo el período). Dada la cercana relación en tendencia entre en el comportamiento del consumo de energía eléctrica y el del nivel de actividad de la economía, se puede decir que esta es una industria procíclica.

Por último, en el Gráfico N°11 se aprecia la importancia relativa de cada categoría de consumidor y la tendencia creciente durante el período 1990 a 2000.

Gráfico N°11 Demanda de Electricidad



6. Exportación e Importación de Energía Eléctrica

6.1. Exportación de Energía Eléctrica

El comercio exterior de electricidad en Bolivia todavía es incipiente, hasta la fecha sólo la empresa de distribución ELECTROPAZ ha exportado y exporta energía eléctrica al Perú, en la región colindante con la ciudad de Copacabana en el departamento de La Paz. La exportación de energía eléctrica representa apenas el 0.07% del consumo promedio del período 1990 a 2001. El volumen exportado en el período 1995 a 1999 fue disminuyendo luego de mostrar un ligero incremento en el período 1990 a 1995. El volumen exportado de energía eléctrica cayó de 0.3GWh en 1999 a 0.05 GWh en 2000 y a 0.03GWh el 2001. La caída en la demanda de energía boliviana por parte del Perú se debe principalmente a la sustitución de la fuente de energía por generadores privados de ese país. El Gráfico N°12 muestra la evolución de los volúmenes exportados al Perú.

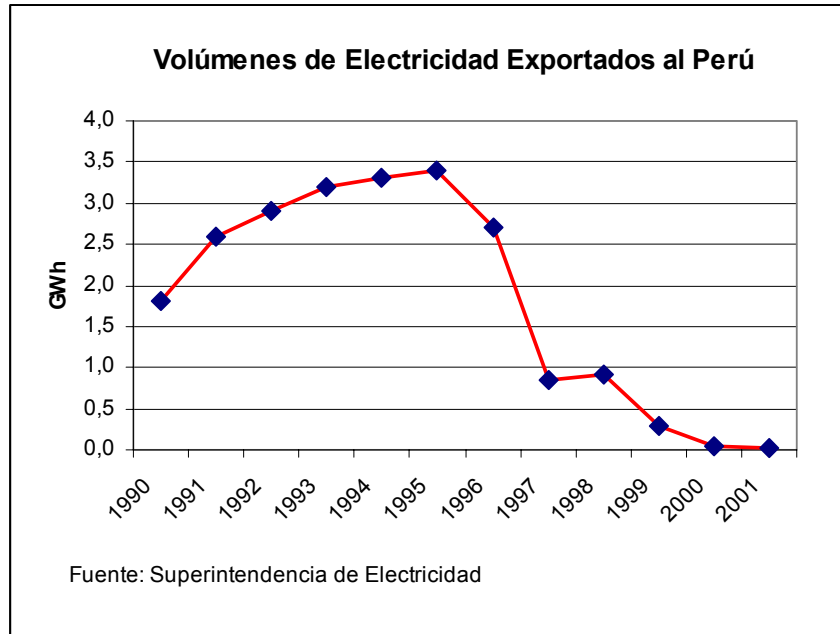
Bolivia debiera orientar el crecimiento del sector eléctrico hacia la exportación, por sus grandes reservas de gas natural, uno de los principales combustibles para la generación termoeléctrica, y su pequeño mercado interno, ahora en época de crisis.

Sin embargo, varios esfuerzos, como la propuesta de alianza estratégica para la integración energética entre Bolivia y Brasil (realizada por el gobierno brasileño y manifestada en la Declaración Presidencial de Tarija el 27 de junio de 2001) o la construcción la termoeléctrica San Marcos en Puerto Suárez, orientada a la venta de electricidad al Brasil²⁵, han fracasado. La primera, debido a la nueva política energética brasilera que privilegia la generación hidroeléctrica por sobre la

²⁵ Dicha planta, con capacidad para generar 80 MW utilizando 0.6 MM3/día de gas natural, contemplaba una inversión entre \$us50 y \$us 70 millones. El ingreso anual que se esperaba por concepto de exportaciones de esta planta se estimaba en aproximadamente \$us 30 millones.

termoeléctrica (en parte debido al año lluvioso favorable registrado en Brasil en el 2002), mientras la segunda ya fue desestimada (extraoficialmente). De todas maneras, existe un proyecto de interconexión eléctrica entre La Paz y Puno (Perú) que podría abrir la posibilidad de una exportación mayor a ese país.

Gráfico N°12 Volúmenes Exportados



6.2. Importación de Energía Eléctrica

La empresa distribuidora CRE importa energía eléctrica para el abastecimiento de la ciudad de Puerto Suárez, departamento de Santa Cruz. Entre 1998 y el 2001, los volúmenes importados de energía eléctrica han ido decreciendo de 13.336 GWh en 1998 a 9.168 GWh en el 2001, debido a la disminución en el número de usuarios por efecto migración. Durante los años anteriores la demanda de energía eléctrica en la región creció significativamente debido a la construcción del gasoducto Bolivia – Brasil, lo que se tradujo en una mayor actividad económica, población y consecuente importación de energía eléctrica. A mediados de 1999, con la conclusión del gasoducto, los volúmenes demandados empezaron a volver a los habituales.

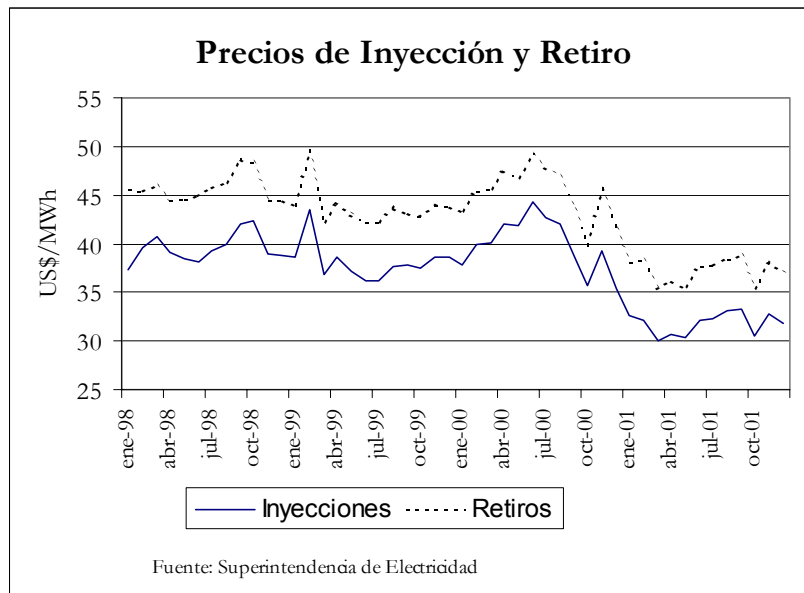
Actualmente existe un proyecto de importación de energía eléctrica para el abastecimiento del proyecto minero San Cristobal en el departamento de Potosí. El proyecto minero demandaría entre 50 y 80 MW de potencia instalada por un período de aproximadamente diecisiete años y el país del que se importaría dicha energía sería Chile. Sin embargo, el Estado boliviano busca abrir la posibilidad de proveer con energía boliviana a dicho proyecto a través de una ampliación de las Líneas de Transmisión que incluiría los trayectos Santivañez–Sucre y Sucre–Punutuma. La adjudicación de estas dos líneas está prevista para marzo/abril de 2003, y demandaría una inversión de \$US 60 millones.

7. Precios

Los precios para la generación se fijan en función del costo marginal mínimo, los generadores reciben un precio spot por energía y un cargo por potencia. El retiro de energía eléctrica paga los mismos cargos por energía y por potencia además de un cargo por peaje. Para cubrir el costo de transporte de energía eléctrica se establece un ingreso tarifario para la TDE.

La evolución de los precios promedio de inyecciones y retiros se muestra en el Gráfico N°13 En el mismo se ve que ambos siguen la misma tendencia por la forma en la que son determinados²⁶.

Gráfico N°13 Precios Promedio de Inyección y Retiro



La antigua estructura tarifaria en distribución consideraba cinco principales categorías de clientes: Residencial, General o Comercial, Industrial, Alumbrado público y Otros (que agrupaba clientes especiales como Zonas Francas, Armada, Pueblos, empresas mineras y otros.). Dentro de estas categorías se tenía una segmentación por grupos de clientes en función a la tensión, y dentro de cada segmento de clientes se establecieron rangos de consumo para determinar el importe a pagar por cada uno de ellos. Por lo tanto, existía una discriminación de precios de tercer grado y dentro de ésta, una discriminación de precios de segundo grado.

La nueva estructura tarifaria comienza dividiendo a los usuarios según la tensión: Alta, Media y Baja Tensión; y luego según la demanda en Grandes, Medianas y Pequeñas Demandas (Gráfico N°14).

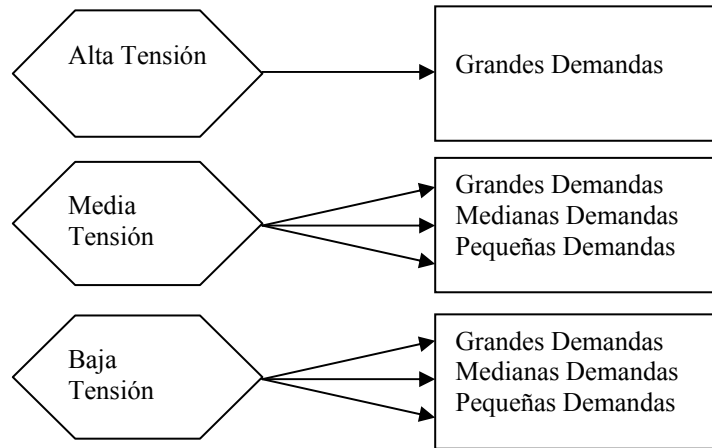
²⁶ La Superintendencia de Electricidad cuenta con información detallada para el sector a partir de 1996. El CNDC empezó a funcionar después de la reforma estructural y los precios del Mercado Mayorista están disponibles desde 1998.

Actualmente la metodología de determinación de tarifas de distribución en Bolivia es a través de “Price Cap” o precios tope, determinados por la Superintendencia de Electricidad sobre la base de costos medios y vigentes por un período fijo (cuatro años) sin ninguna variación, salvo las resultantes de la indexación de precios a la inflación por una parte y la disminución por mejoras en eficiencia por otra²⁷.

A partir de mayo de 2000 se puso en marcha la modificación de la estructura tarifaria vigente hasta abril de 2001 establecida en el Código de Electricidad y posteriormente la estructura tarifaria vigente entre abril y noviembre de 2001. La modificación a la estructura tarifaria que debía hacerse en noviembre de 2001 se pospuso hasta que se concluyan los estudios respectivos (a la fecha inconclusos) con el propósito de revisar y mejorar la metodología de fijación de tarifas.

Si bien la Ley de Electricidad comenzó a regir desde 1994, hasta mayo de 2000 las tarifas de distribución seguían reguladas por el Código de Electricidad (agosto de 1968). La Ley modificó la manera de determinar las tarifas finales tendiendo a la eliminación de los subsidios cruzados que se producían²⁸.

Gráfico N°14 Nuevas Categorías de Régimen de Consumo



Actualmente, las pequeñas demandas se dividen en Residencial, General, Alumbrado Público y Consumidores Fuera de Punta, es decir que se da paso a una división según el tipo de consumidor. A su vez, cada una de estas categorías se subdivide según nivel de consumo en dos o tres categorías Residenciales y dos o tres Generales²⁹.

²⁷ Indexación RPI-X, por la cual los precios se incrementan por la variación de un Índice de Precios y se disminuyen por un factor de incremento en eficiencia.

²⁸ Los subsidios cruzados se producen debido a que las tarifas para todas las categorías residenciales y para la General Pequeña consideraban únicamente un cargo por gasto - cliente y un cargo por energía sin distinguir entre consumo en punta y fuera de punta. La nueva Ley estableció la determinación de las tarifas considerando el cargo por gasto - cliente, cargo por energía y cargo potencia fuera de punta y de punta.

²⁹ Esta última división depende de la empresa distribuidora.

Debido a que la eliminación de subsidios cruzados implica un incremento tarifario para las categorías residenciales que son las que reciben la mayor parte del subsidio, se ha decidido establecer un proceso de transición que durará ocho años para suavizar el efecto del incremento tarifario en la economía de los hogares. El proceso de transición consiste en la creación de categorías híbridas con sus correspondientes tarifas híbridas. Las categorías híbridas se construyen a partir de las categorías vigentes en el Código y las categorías nuevas o de régimen. Las categorías de régimen varían en número según las empresas distribuidoras, pero básicamente tienen la siguiente forma:

PD – R – BT

Pequeñas Demandas – Residenciales – Baja Tensión, o

MD – I – MT

Medianas Demandas – Industriales – Media Tensión

Por lo tanto, una Categoría Híbrida tendría la siguiente forma:

Residencial B2:

PD – R – BT Residencial B2

El número de estas categorías es alto con relación a las anteriores o las de régimen, pero una vez concluido el proceso de transición sólo quedarán las categorías de régimen.

Para la determinación de las tarifas híbridas se han creado Coeficientes de Transición que permitirán que las tarifas nuevas o de régimen sean alcanzadas, dentro de ocho años, de manera gradual. La fórmula que se emplea es:

$(\text{Tarifa Nueva o de Régimen}) \times (\text{Coeficiente de Transición}) = \text{Tarifa Híbrida}$

Dichos coeficientes de transición irán incrementando su valor hasta llegar a 1 al final del octavo año, momento en el cual las tarifas híbridas serán iguales a las tarifas de régimen y el proceso de transición habrá concluido.

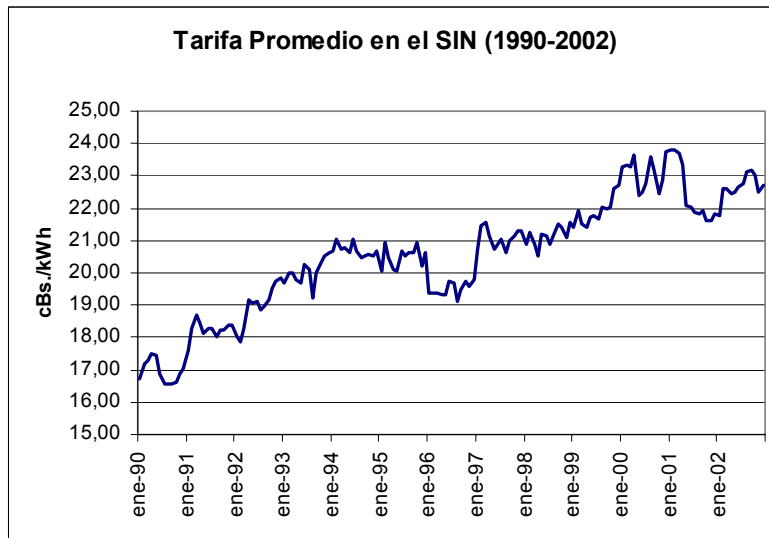
Cabe señalar que esta nueva tarificación aún genera subsidios cruzados en las horas pico desde los usuarios que controlan su consumo hacia aquellos que no lo hacen, ya que la acción independiente de los usuarios que racionan su consumo afecta uniformemente a todos los usuarios al interior de la categoría³⁰.

³⁰ Este subsidio es difícil de eliminar porque sería necesario contar con tecnología apropiada que permita la determinación del consumo en punta de cada usuario miembro de una determinada categoría.

Como se dijo anteriormente, la metodología de determinación de tarifas de distribución en Bolivia es a través de “Price Cap” o precios tope, determinados por la Superintendencia de Electricidad sobre la base de costos medios y vigentes por un período fijo de cuatro años.

La evolución de la tarifa promedio total en el SIN se muestra en el Gráfico N°14, en el mismo se ve la tendencia al alza que tuvo la tarifa de distribución desde el año 1990 hasta comienzos del año 2000, año a partir del cual se observa un relativo estancamiento en las tarifas. Esta tendencia puede explicarse por dos razones, la primera es los aumentos sucesivos en la inflación que experimentó la economía boliviana desde 1990 (que fueron mucho más leves desde 1999, cuando empezó la crisis económica), la segunda es el aumento en los precios del gas (el que, sin embargo, disminuyó desde 1999). Otros factores que incidieron en la evolución del monto de la tarifa son: los incrementos en eficiencia que evitaron alzas mayores (llevaron a la tarifa hacia la baja); y desde el 2000, el establecimiento de un fondo de estabilización tarifaria que limita las alzas tarifarias al 3%,

Gráfico N°15 Tarifa Promedio en el SIN



Capítulo III

8. Balance y Perspectivas

El sector eléctrico es un sector de mucha importancia para el funcionamiento de toda economía. Entre las tres actividades principales de la industria eléctrica (generación, transmisión y distribución) se hace imprescindible una coordinación

perfecta porque una paralización en cualquiera de las actividades de éste sector tendría efectos significativos en el nivel de actividad de la economía³¹.

La energía eléctrica está directamente relacionada con la actividad de los demás sectores de la economía, debido a que es un insumo para el funcionamiento de las mismas, existiendo muchas que no pueden parar sus operaciones por las características de sus procesos productivos, por lo que el suministro debe ser continuo y de la calidad requerida. La interrupción en el suministro de energía eléctrica acarrearía significativas pérdidas al sector productivo, con sus consecuencias en la economía. Es esta estrecha relación que existe entre el sector eléctrico y la actividad económica lo que explica que sea una actividad procíclica.

Mientras más se desarrolla una industria se torna cada vez más importante la transmisión o transporte de electricidad, ya que es el nexo entre la generación y la distribución. Se debe tener claro que la electricidad no puede ser almacenada, por lo que la cantidad ofertada debe ser en todo momento igual a la cantidad demandada, de lo contrario se presentaría problemas en el abastecimiento a los usuarios finales. Para que no suceda esto, las líneas de transmisión deben estar en condiciones óptimas y tener la capacidad mínima requerida para abastecer al mercado eléctrico.

Una vez cubiertas las necesidades nacionales de energía eléctrica Bolivia puede orientar sus esfuerzos a la exportación, Brasil es un potencial comprador a largo plazo muy importante, a pesar de las condiciones desfavorables actuales. Otros países como Perú, que ya importa energía eléctrica boliviana, pueden constituirse también en destino de las exportaciones. Bolivia cuenta con cuantiosas reservas de gas natural que pueden ser utilizadas para alimentar plantas de generación termoeléctrica orientadas a la exportación de energía.

Orientar el crecimiento del sector a la exportación haría que la producción de electricidad, utilizando el gas natural como materia prima, agregue valor a este recurso natural abundante en nuestro país y mejoraría el ingreso en divisas del país.

Otro aspecto importante a tomar en cuenta en el sector eléctrico es la transición a un nuevo régimen tarifario, al respecto, es recomendable aprovechar este proceso de transición y hacer una revisión al sistema de fijación de tarifas para que éste sea lo más claro y eficiente posible y tomar ventaja de la abundancia del gas natural con la que cuenta el país para la generación eléctrica logrando tarifas más bajas para el consumidor final.

Por otra parte, la capacidad instalada de generación en el SIN, excede las necesidades actuales en el Sistema. El aprovechamiento de esta capacidad no utilizada en el logro de mayor cobertura eléctrica también es un aspecto

³¹ En este sentido, la crisis energética que atravesó Brasil en el 2000 y Chile en 1999 nos da una muestra de la importancia que tiene el funcionamiento del Sector Eléctrico.

importante de política energética. De la misma manera, debe ser prioridad de política el hacer uso de esta capacidad ociosa evitando la importación de energía eléctrica cuando el país pueda suministrar la energía con sus propios recursos y agregando valor a los insumos que la producen. Los dos puntos mencionados requieren de una política orientada a la ampliación de las redes de transmisión, que permita el aprovechamiento de la capacidad instalada.

En resumen, Bolivia cuenta con suficientes fuentes de energía como para autoabastecerse a precios bajos y abastecer de energía eléctrica a países vecinos como Brasil y Perú, no solamente basada en gas natural, sino también en energía hidroeléctrica. Por tanto, debe ser una prioridad de política asegurar e incrementar la cobertura a tarifas que reflejen el uso eficiente de los recursos abundantes con los que se cuenta por un lado, y por el otro, contribuir a la generación de valor agregado y a los ingresos por exportaciones, aprovechando la posición privilegiada del país.

9. Bibliografía

Ministerio de Desarrollo Económico, Viceministerio de Energía e Hidrocarburos (1999), "Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Boliviano 1998"

_____ (2000) "Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Boliviano 1999"

_____ (2001) "Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Boliviano 2000"

_____ (2002) "Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Boliviano 2001"

_____ (1998) "Programa Nacional de Electrificación Rural PRONER".

_____ "Energía" Boletín Informativo, varios números.

Superintendencia de Electricidad (1997), "Memoria Anual 1996".

_____ (1999) "Memoria Anual 1998".

_____ (2001) "Memoria Anual 2000".

_____ (2000) "Anuario Estadístico de la Industria Eléctrica en Bolivia" Gestión 1999.

_____ (2001) "Anuario Estadístico de la Industria Eléctrica en Bolivia" Gestión 2000.

_____ (2002) "Anuario Estadístico de la Industria Eléctrica en Bolivia" Gestión 2001.

_____ (2001) "Boletín Marzo, Abril 2001".

_____ (2001) "Boletín Julio, Agosto 2001".

Barja, Grover; Ayala, Victor Hugo; Guzmán, Alvaro y Montenegro, Diego. "Quince años de Reformas Estructurales en Bolivia: Sus Impactos Sobre Inversión, Crecimiento y Equidad". UCB, CEPAL, 2000.

Ministerio de Comercio Exterior e Inversión, Viceministerio de Inversión y Privatización, "Inversión Extranjera Directa" Boletín Trimestral.

Ministerio de Hacienda, Viceministerio de Inversión Pública y Financiamiento Externo. "Presupuesto de Inversión Pública", varios años.