



Bolivia

Análisis del Sector Eléctrico



Corporación Andina de Fomento - CAF • Vicepresidencia de Infraestructura
Informes Sectoriales de Infraestructura • Año 2 N° 1 • Marzo de 2004



Introducción

Bolivia ha logrado transformar de forma radical su sector eléctrico en un período relativamente breve. De un sector caracterizado por bajos niveles de inversión que traía como consecuencia una baja cobertura e interrupciones frecuentes por falta de capacidad de generación, se ha logrado incrementar los parámetros de servicio, aumentar la penetración y reducir los costos de la energía de forma significativa. Esto se ha logrado mediante una agresiva política de atracción de inversiones y reforma del marco regulatorio e institucional que puede considerarse muy exitosa. El sector aún encara desequilibrios que deben ser corregidos pero los actores, tanto el Estado como los operadores, están dispuestos a enfrentarlos para garantizar la salud de la industria en el mediano y largo plazo. En el presente informe¹ se analiza el Sector Eléctrico Boliviano, contrastando los instrumentos legales vigentes, lo que efectivamente ocurre en la práctica, y el comportamiento de los distintos actores que justifica estas diferencias. El presente estudio tiene como objetivo presentar el marco regulatorio, el ambiente comercial, las estructuras e instituciones del sector eléctrico boliviano, así como opciones de políticas públicas para lograr una industria saludable tanto en el mediano como en el largo plazo.

Para dar un panorama completo, se presentan los cambios de la política económica y su incidencia sobre la regulación del sector a partir de 1994, con la promulgación de nuevas leyes que marcan el inicio de la reestructuración del mismo. Luego se señalan los cambios de propiedad que ha logrado incentivar un importante volumen de inversiones en las actividades de la industria.

En la actividad de generación se ha producido una elevada competencia, registrándose hoy en día una importante reducción de los precios de generación. La existencia de sobreoferta de capacidad asociada a plantas hidroeléctricas que puede generar excedentes de energía en períodos lluviosos pero un déficit en períodos secos, enfatiza la necesidad de Bolivia de concretar transacciones internacionales de energía, poniéndose de manifiesto la necesidad de adoptar la Decisión CAN 536 "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad" a fin de integrarse eléctricamente con sus socios andinos.

En la actividad de transmisión se han iniciado importantes expansiones para incrementar la confiabilidad del servicio y reducir la congestión en algunos puntos de la red. Es necesario, sin embargo, ampliar la cobertura del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para integrar a la red a importantes sistemas aislados, por ejemplo Trinidad y Tarija, los cuales requieren de importantes subsidios a los combustibles para poder ofrecer el servicio a precios similares a los ofrecidos en el SIN. En el área de distribución se requiere ampliar las redes para incorporar a las zonas periurbanas y rurales para continuar con los logros en aumento de cobertura registrados en los últimos años.

En este análisis se presenta una introducción de la evolución del sector, la descripción de los actores que intervienen en el mismo, una explicación de los regímenes de precios y mercados existentes, descripción de las metodologías tarifarias vigentes para cada actividad de generación, transmisión y distribución, resumen de las normas de calidad del servicio y los temas asociados a la electrificación rural.

¹ Este informe fue elaborado por Alberto Levy, Ejecutivo Principal de la Dirección de Políticas Sectoriales de Infraestructura, de la Vicepresidencia de Infraestructura, y por María Carolina Betancourt García, como parte de la pasantía realizada en la Corporación Andina de Fomento. La información que sirvió de base para la elaboración del presente informe fue obtenida directamente de varios de los actores a través de entrevistas realizadas en noviembre de 2003. También se obtuvo información a través de Internet y por medio de la revisión de las páginas web de la Superintendencia de Electricidad y del Comité Nacional de Despacho de Carga. Los autores desean agradecer enormemente a Gonzalo Flores y a Emma Zegarra, ambos de la Representación de la CAF en Bolivia, por su valiosa colaboración para la elaboración de este informe. También desean agradecer especialmente al Viceministro de Electricidad y Energía Alternativa, Carlos Romero; al Director de Mercado Eléctrico Mayorista, José Salazar Trigo; a Jorge Cordero del Comité Nacional de Despacho de Carga y a Karla Würth de Indacochea y Asociados así como a funcionarios de las siguientes empresas: CRE, COBEE, Elfec, Empresa Guaracachi, Hidroeléctrica Boliviana, TDE y Valle Hermoso por haber compartido con nosotros su conocimiento y reflexiones sobre la situación de la industria y los mecanismos para incrementar su sustentabilidad en el largo plazo.

Evolución del Sector Eléctrico

La República de Bolivia, tiene una extensión territorial de 1.098.581 km², y se encuentra situada en la región central de Sudamérica, limita al norte y al este con Brasil, al sureste con Paraguay, al sur con Argentina, al oeste con Perú y al suroeste con Chile. La capital constitucional es Sucre y la sede del gobierno es La Paz. Según el último Censo del año 2001, el país cuenta con 8.274.325 habitantes, con una tasa de crecimiento interanual promedio de 2,74% para el período 1992-2001. Del total de la población 62% viven en áreas urbanas.

La economía boliviana ha cambiado radicalmente su perfil macro y microeconómico. De presentar niveles de hiperinflación y tasas negativas de variación de su Producto Interno Bruto durante el período 1981-1986, se registró una mejoría general a partir de 1985 con la introducción de políticas orientadas al desarrollo de los mercados. Se controló el déficit fiscal y las cuentas externas, lográndose reducir la inflación de 11.700% en 1985 a un 20% en 1988. En 2003, la inflación cerró en menos de 4%.

A nivel micro, se asignó la responsabilidad de las actividades productivas y comerciales al sector privado, manteniendo como responsabilidad del Estado las funciones normativas y de regulación, alcanzando tasas positivas de variación del PIB a partir de 1987. En el marco de la apertura se da impulso al programa de transferencia de actividades al sector privado. En marzo de 1994 se aprueba el decreto de privatizaciones y el gobierno da inicio a la capitalización de empresas del sector eléctrico, de la exploración, explotación, transporte y distribución de hidrocarburos, la línea aérea Lloyd Aéreo Boliviano, la compañía telefónica ENTEL, compañías de ferrocarriles y de agua. La política de libre mercado acompañada de una disciplina fiscal se siguió aplicando, permitiendo mantener niveles de inflación de un solo dígito y tasa de crecimiento del PIB de 3,43% promedio durante el período 1987-2003. (Gráfico 1 y Gráfico 2)

El Sector Eléctrico, antes de 1994, se caracterizó por tener empresas públicas y privadas, integradas verticalmente, con una importante participación del Estado a través de la estatal Empresa Nacional de Electricidad. ENDE fué creada con el propósito de planificar, construir y operar centrales de generación y líneas de transmisión. La distribución la realizaban empresas cooperativas, empresas privadas o la propia ENDE. La regulación se realizaba con base en lo establecido en el Código de Electricidad promulgado en 1968. Esta estructura del Sector Eléctrico permitió su desarrollo. Se presentaron, sin embargo, problemas que se evidenciaron en una baja tasa de cobertura eléctrica ubicada en 56%, tarifas distorsionadas por no reflejar el costo del servicio, marco de regulación débil y carencia de incentivos

Gráfico 1. Tasa de Inflación Boliviana

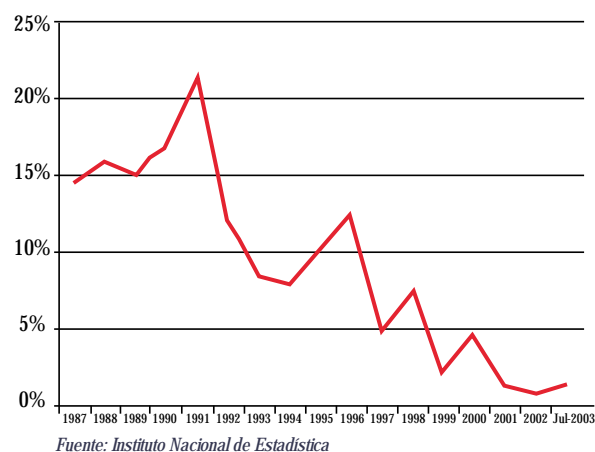
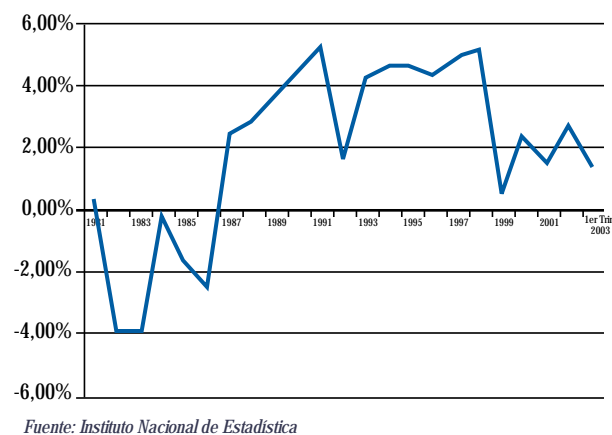


Gráfico 2. Variación del Producto Interno Bruto de Bolivia



2 Serie Reformas Económicas. Inversión y Productividad en la Industria Boliviana de Electricidad. Gover Barja Daza. Febrero 1999.

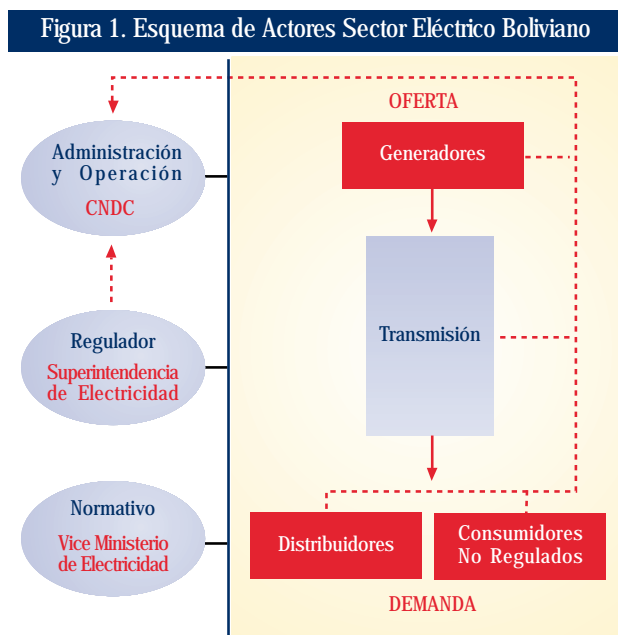
La reforma del Sector Eléctrico se inicia en 1994 con la promulgación de la Ley Marco de Capitalización³, la Ley de Sistemas de Regulación Sectorial (SIRESE)⁴, la Ley de Electricidad⁵ y sus reglamentos. Estos instrumentos legales determinaron la desagregación de las actividades de la Industria Eléctrica, el proceso de capitalización⁶ (generación) y privatización (transmisión y distribución) de ENDE, así como la introducción de competencia en generación. Se crea la Superintendencia de Electricidad (SE) como organismo regulador del Sector Eléctrico Boliviano, y el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) como entidad operadora y administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y operadora de la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El proceso de capitalización y privatización iniciado en 1994 permitió estimular las inversiones en el sector eléctrico. En este sentido los nuevos inversionistas se comprometieron a ejecutar programas de inversiones orientados a la consecución de políticas públicas acordadas con el Estado. Las inversiones fueron cumplidas o incluso excedidas. La inversión comprometida de Corani, S.A. aún se está evaluando.

Actores que Intervienen en el Sector Eléctrico Boliviano

Los actores que intervienen en el Sector Eléctrico Boliviano son: por el lado de la demanda los consumidores no regulados (demandas mayores a 1MW) y los consumidores regulados, a través de las empresas de distribución. Por el lado de la oferta los generadores, estableciéndose la vinculación de la demanda y la oferta a través de la empresa de transmisión, y para garantizar el funcionamiento del sector se encuentran instituciones u organismos encargados de velar por el cumplimiento de su normativa, ejercer la regulación del mismo, y realizar

la administración y operación del mercado mayorista. En la Figura 1 se presenta el esquema de actores que intervienen en el Sector Eléctrico Boliviano y las interrelaciones que se presentan entre los mismos.



Las inversiones totales realizadas en el Sector Eléctrico durante 1995-2003 fueron de MMUS\$ 647, las cuales se caracterizaron por tener una tendencia creciente alcanzando su valor máximo anual en 1999 por un monto de MMUS\$ 176, para ir decreciendo en valor a partir del año 2000 (Cuadro 1). La actividad con mayor participación porcentual en el total de inversiones realizadas durante el período en referencia, es la de generación con un 61%, siguiéndole la distribución con un 37% y la transmisión con un 2%. (Gráfico 3). Estas variaciones de inversión anual corresponden a los ciclos propios de la industria donde se producen períodos de expansión asociados a expectativas de crecimiento de la demanda que producen un exceso de capacidad. Esto conlleva a una remuneración relativamente menor al capital lo que reduce el ritmo de inversiones hasta que el exceso de capacidad se remueve por el crecimiento de la demanda y suben los precios, iniciándose un nuevo ciclo de inversiones.

3 Ley Marco de Capitalización N° 1.544 de fecha 21 de marzo de 1994.

4 Ley N° 1600, de fecha 28 de octubre de 1994.

5 Ley 1604, de fecha 21 de diciembre de 1994.

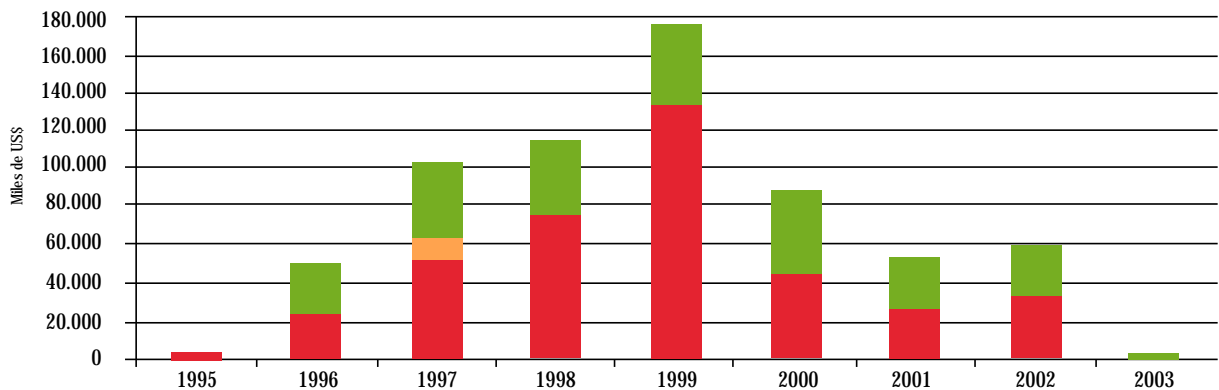
6 "La Capitalización se traduce como el fomento del crecimiento económico mediante la asociación entre el Estado e inversionistas privados, en la que el Estado aporta con sus empresas públicas y el inversionista aporta con un capital por un monto igual al valor de mercado de las empresas públicas, creando así una empresa con doble valor y el inversionista recibe el 50% de las acciones y el control de administración de la empresa". Serie Reformas Económicas. Inversión y Productividad en la Industria Boliviana de Electricidad. Gover Barja Daza. Febrero 1999.

Cuadro 1. Inversiones Ejecutadas por Actividades (en miles de US\$)

Actividad	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003*	Total Acumulado
Generación	2.192	23.891	53.128	76.052	132.872	45.981	26.089	33.585	-2.190	391.600
Transmisión	0	0	11.425	0	0	0	0	0	2.575	14.000
Distribución	0	26.353	38.461	38.932	42.725	42.519	27.649	25.661	ND	242.300
Total	2.192	50.243	103.014	114.983	175.597	88.501	53.738	59.245	385	647.900

Fuente: Informe de Gestión 1996-2003 y Página Web Superintendencia de Electricidad, cálculos propios; (*) Datos al primer trimestre 2003 que incluye la desincorporación de dos unidades de Guaracachi. ND: No Disponible

Gráfico 3. Inversiones Totales Sector Eléctrico Boliviano 1995-2001



Fuente: Superintendencia de Electricidad

Estas inversiones produjeron el sistema que se observa en la Ilustración 1. En la misma se aprecia un sistema interconectado básicamente radial que parte del departamento de La Paz con una línea de 115, llega a Oruro de donde continúa hasta Potosí y de donde parte una línea en 230 kV hacia Santa Cruz. Hay un pequeño anillo en 115 que refuerza parcialmente la interconexión con Santa Cruz hasta Cochabamba y que conecta las principales plantas del país: Guaracachi, Bulo Bulu, Valle Hermoso, Corani y Santa Isabel. Las nuevas líneas a construir por la empresa ISA-Bolivia resultantes de un proceso de licitación, cruzan el departamento de Cochabamba y llegan a Sucre, creando un anillo adicional a 230 kV que permite una mayor transferencia desde y hacia la zona sur del país. Adicionalmente se refuerza el enlace entre Carrasco y Santa Cruz, permitiendo la transferencia de energía desde y hacia Santa Cruz, aprovechando mejor los recursos de generación hidro y térmica, reduciendo la congestión en la línea existente y equilibrando los precios en el SIN.

Actividad de Generación

La generación representa el proceso de producción de electricidad en centrales termoeléctricas o hidroeléctricas. Para efectos de la Ley de Electricidad, la Generación en el Sistema Interconectado Nacional y la destinada a la exportación, constituye la producción y venta de un bien privado intangible. La distinción entre un bien y un servicio es importante, en particular en lo relacionado con la imposición de fases y aranceles. Las Empresas de Generación requieren de una licencia para ejercer la actividad, cuando la potencia instalada sea superior a 300 KW⁷, límite que podrá ser modificado por el Superintendente de Electricidad, con base en la evolución del mercado. La Actividad de Generación esta sujeta a la competencia y debe ejercerse de manera exclusiva, es decir el titular sólo puede estar en el negocio de generación, siendo la única excepción el caso de los sistemas aislados en donde la Ley permite la integración vertical.

7 Decreto Supremo N° 24043. Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales. Artículo 4.

Ilustración 1. Sistema Interconectado Nacional actual y con proyectos de líneas de transmisión



Con base en lo establecido en la Ley Eléctrica⁸ una Licencia es el acto administrativo por el cual la Superintendencia de Electricidad, a nombre del Estado Boliviano, otorga a una persona individual o colectiva el derecho de ejercer la actividad de Generación.⁹ Adicionalmente, la Ley establece que para operar en el Sistema Interconectado el Generador deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- Estar conectado al Sistema Troncal de Interconexión, mediante las respectivas líneas de transmisión, asumiendo los correspondientes costos.
- Cumplir con las disposiciones del Comité Nacional de Despacho de Carga, siendo necesario que entreguen toda su producción al mismo, declarando la disponibilidad de las centrales de Generación.

- Los accionistas o representantes de las empresas de Generación, no podrán ser titulares de la propiedad de éstas, en más del treinta y cinco por ciento (35%) de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional, en forma individual o conjunta. Se exceptúa de esta limitación la capacidad instalada destinada a la exportación. La Superintendencia de Electricidad podrá autorizar que este límite sea excedido temporalmente cuando, por la magnitud de nuevos proyectos, la participación de alguna empresa de Generación alcance un valor superior al establecido.

Un generador podrá suscribir contratos de compra-venta de electricidad con otros Generadores, Distribuidores o Consumidores No Regulados.

8 Ley 1604, de fecha 21 de diciembre de 1994. Artículo 2: Definiciones.

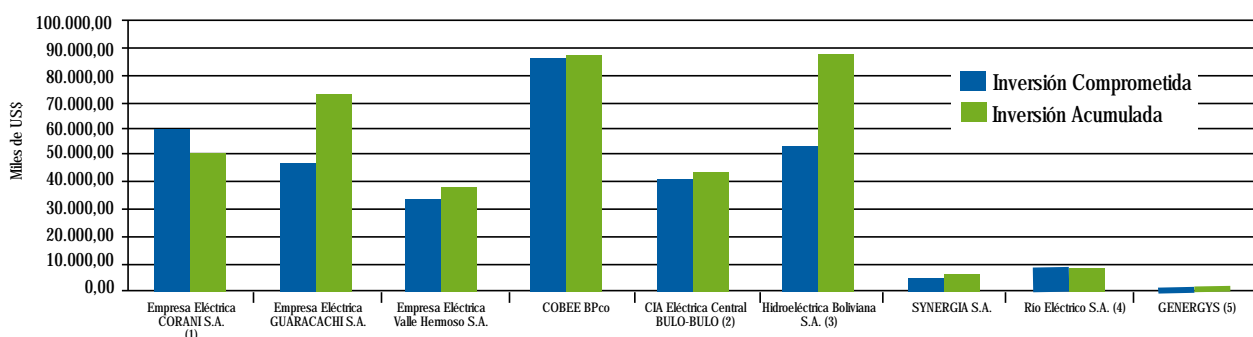
9 El otorgamiento de una licencia, al igual que el de la concesión, está sujeto al pago de un derecho que estará definido en el contrato respectivo, y los montos recaudados por este concepto serán depositados en una cuenta bancaria de la Superintendencia de Electricidad, con destino al financiamiento de proyectos de electrificación en el área rural.

Inversiones en generación

Como se mencionó anteriormente, la actividad que mayores inversiones atrajo Bolivia desde la apertura del mercado se realizaron tanto en nuevas plantas como en la modernización de plantas existentes. En todos los casos las inversiones superaron los montos acordados inicialmente, como se puede apreciar en el Gráfico 4. El total de la inversión en generación presentó sus mayores valores durante 1995-1999, con una tendencia creciente de los mismos. Para el período 2000-2001 se continúan realizando las inversiones registrándose menores valores de las mismas, como se puede observar en el Gráfico 5.

a COBEE debido a que los ingresos de esta empresa no han sufrido la volatilidad de precios que ha caracterizado al mercado mayorista eléctrico. Posee una central hidroeléctrica compuesto por diez plantas en cascada en el Valle de Zongo, cercano a La Paz, que suman 183.3 MW. También posee unas turbinas a gas en Kenko de 30 MW pero se pueden obtener únicamente unos 18 MW por la degradación de la eficiencia debido a la altura en la que se encuentran instaladas. Estas Turbinas fueron colocadas para compensar un retraso en la entrada de nueva generación de Zongo y se le permitió depreciarse en 10 años, en vez de los 20 años aplicables a todas las turbinas en Bolivia.

Gráfico 4. Inversiones en Generación acumuladas del período 1995-2002



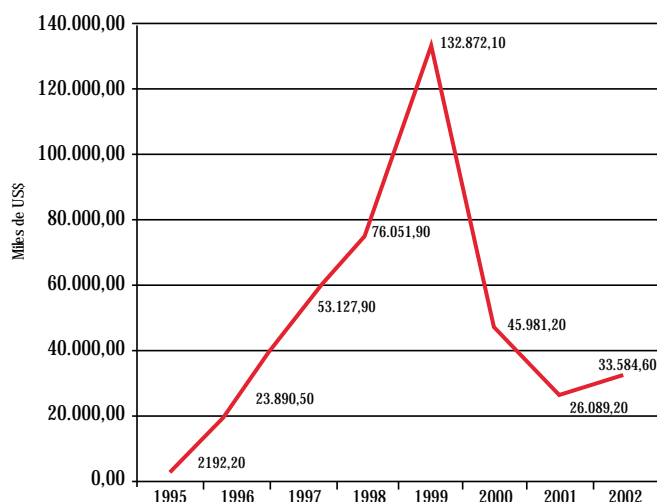
Notas: (1) Ejecución a febrero de 2000. A noviembre de 2003 se completaron las inversiones comprometidas; (2) Ejecución a enero de 2000; (3) Ejecución a septiembre de 2002; (4) Ejecución a abril de 2001; (5) Ejecución a diciembre de 2000. Fuente: Superintendencia de Electricidad

Propiedad de las Empresas de Generación


La totalidad de las empresas de generación conectadas al sistema interconectado son de propiedad o son controladas por el sector privado. Las empresas generadoras de los sistemas aislados son de propiedad pública o municipal. Las empresas son las siguientes:

1. Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. - COBEE/BPCo. El capital accionario pertenece en 100% a la empresa NRG de Estados Unidos. Antes de la capitalización fue dividida en generación y distribución, siendo esta última la actual empresa Electropaz, con quién mantiene un contrato de suministro negociado entre las partes y el cual expira en 2007. El contrato, que también incluye a la empresa ELFEO de Oruro, es remunerado por el sistema regulatorio anterior que remunera los costos más una rentabilidad del 9% (Cost-Plus). Este arreglo ha servido muy bien

Gráfico 5. Total Inversiones en Generación 1995-2002



Fuente: Superintendencia de Electricidad



2. Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. - EVH. Posee dos complejos termoeléctricos, Valle Hermoso y Carrasco. El primero está compuesto por cinco turbinas Frame 5 de GE que suman 72 MW y el segundo está compuesto por 2 unidades de 55 Siemens V-643. Este último tipo de unidad es la que fija el pago por capacidad en Bolivia en el período actual, tal como se describe la sección del mercado mayorista más adelante. La participación en el grupo está dividida en proporciones iguales entre el fondo de pensiones de los trabajadores, creado con los fondos provenientes de la capitalización, y por Bolivia Generating Group quién compró la participación accionaria a la Empresa Constellation de Estados Unidos. Bolivia Generating Group pertenece a una empresa boliviana, Panamerican Securities.

3. Empresa de Generación Guaracachi S.A. - EGSA: Al momento de su capitalización, el grupo económico que adquirió el 50% de las acciones fue Energy Initiatives Inc. de Estados Unidos. Posteriormente fue vendida a First Energy. Está conformada por tres centrales termoeléctricas, Guaracachi de 290 MW; Aranjuez, de 42 MW y Karachipampa, de 26 MW. La primera de ella sirve a la ciudad de Santa Cruz de la Sierra y en una porción significativa del tiempo entra como unidad forzada debido a las limitaciones en la capacidad de transmisión. La nueva línea Carrasco-Urubó a ser construída por ISA-Bolivia solventaría esta situación. Esta empresa vendió dos turbinas de 20 MW en diciembre de 2002 debido a que las mismas no eran despachadas por restricciones de transmisión e insuficiente demanda en Santa Cruz.

4. Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. - SYNERGIA S.A. Posee una planta hidroeléctrica cerca de Cochabamba de 7.6 MW haciendo uso de una caída bruta de 1.210 metros, la más alta de Bolivia.

5. Empresa Río Eléctrico S.A. - ERESA. Posee un complejo hidroeléctrico compuesto por varias plantas de pequeño tamaño y que suman 18.5 MW. Está ubicado cerca de la S/E Punutuma en el Departamento de Potosí. Las nuevas líneas Santibáñez-Sucre y Sucre Putunuma van a permitir

una mejor transferencia de energía desde y hacia esta zona y también permitiría alimentar al Proyecto San Cristóbal, una mina a cielo abierto que produciría los minerales plata y zinc para su exportación. Este proyecto minero a cielo abierto, considerado el más grande del mundo para estos metales, aún se encuentra bajo estudio por lo que la manifestación de esta carga está aún bajo consideración. Una línea adicional entre la S/E Punutuma y San Cristóbal permitiría la transferencia de hasta 80 MW, que coincide con la demanda estimada de esta planta.

6. Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A. - CECBB S.A. Esta empresa inicialmente pertenecía a NGR de Estados Unidos en un 30%, a Vattenfall AB del gobierno de Suecia también en un 30%, y a Panamerican Energy en 40%, cuyo socio mayoritario es BP. Es dueño de la Central Termoeléctrica Bulu Bulu de 84 MW, ubicada junto a los yacimientos de gas natural de Carrasco de los cuales se alimenta. Consiste en dos unidades de alta eficiencia GE LM6000 aeroderivadas. Recientemente, Panamerican Energy adquirió las acciones de los otros dos socios.

La situación de esta planta es muy particular debido a que existe una integración entre los sectores de gas natural y eléctrico. Como se va a elaborar posteriormente, la normativa boliviana no permite una integración vertical entre actividades del sector eléctrico pero no limita la integración horizontal entre los sectores eléctricos y de gas natural, lo que crea una dinámica muy importante de la segunda industria sobre la primera.¹⁰

7. Empresa Corani S.A. - CORANI. Posee dos complejos hidroeléctricos que suman 126 MW: Fue creada en julio de 1995, a partir de la capitalización de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. El propietario del 50% de sus acciones con derecho de administración de la empresa, es Duke Energy Int. de EE.UU. El 50% restante de los accionistas son personas privadas y Administradoras de Fondos de Pensiones de Bolivia. Las acciones de la Empresa Corani S.A. están cotizadas en la Bolsa Boliviana de Valores y estas transacciones son fiscalizadas por la superintendencia de

10 La empresa Panamerican Energy requiere "utilizar el gas" para poder extraer los líquidos que poseen un elevado valor en el mercado nacional e internacional. La alternativa de inyectarlo es muy costosa y la de ventearlo está prohibido por lo que su utilización en una planta eléctrica es la alternativa más viable. Para asegurar el despacho, y por consiguiente la mayor utilización posible de gas natural, la empresa declara un valor cero para el costo del combustible y únicamente declara el costo del transporte (que por cierto no utiliza), el cual es de 0,41\$/cf. Algunos actores argumentan que esta estrategia puede ser considerada como dumping. Esta estrategia, sin embargo, responde a dinámicas competitivas para lograr el mayor despacho posible dado el exceso de recursos disponibles en el sistema, lo que ha ocasionado que las unidades marginales sean unidades hidráulicas con menores costos variables. Este arbitraje entre ambos sectores y entre los precios nacionales e internacionales no se considera, por lo tanto, que pueda tratarse de una estrategia anticompetitiva para sacar a actores del mercado. Se estima que una vez se recupere la demanda o que los recursos de generación se vuelvan más escasos, como efectivamente ha ocurrido en noviembre de 2003 cuando los embalses han llegado a sus cotas mínimas, los precios deberían subir.

8. Hidroeléctrica Boliviana S.A. Posee un complejo hidroeléctrico de 87 MW, compuesto por tres unidades ubicadas al norte de La Paz. Tenaska International de Omaha, Nebraska es dueña del 85% de las acciones. Este es el primer "project finance" exitoso de Bolivia, habiendo colocado en el mercado 65 MM US\$ en bonos a 12 años con un cupón de 10 • anual pagado semestralmente. A partir de 2005 y hasta el 2013 se empieza a repagar la mitad del capital. Al final del período se termina de cancelar la mitad restante.

9. Otras. ENDE, la antigua empresa estatal, aún conserva activos en sistemas aislados, siendo los más importantes

los de Tarija, Trinidad, San Borja y Cobija. Los municipios también son dueños de algunos sistemas aislados. En total, los sistemas aislados tienen unos 112 MW de capacidad instalada, lo que representa cerca del 8% de la capacidad de generación total de Bolivia.

Oferta de Electricidad

En la Tabla 1 se presentan las principales características de las unidades de generación termoeléctricas de Bolivia correspondiente al año 2002, donde se puede observar que el principal combustible utilizado es el Gas Natural.

Tabla 1. Sistema Interconectado Nacional - 2002 Características de las unidades termoeléctricas de generación

Empresa	Central	Unidad	Año de Operación		Potencia MW	Eficiencia (bTu/kWh)	Tipo de Combustible
			Inicio	Final			
Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA)	GUARACACHI	GCH1	1975		22,76	12314	Gas Natural
		GCH2	1977		19,96	12955	Gas Natural
		GCH3	1978	2002	0,00	13252	Gas Natural
		GCH4	1980		20,33	13201	Gas Natural
		GCH5	1983	2001	0,00	ND	Gas Natural
		GCH6	1988		21,25	13006	Gas Natural
		GCH7	1990		21,91	12188	Gas Natural
		GCH8	1992		23,54	12006	Gas Natural
		GCH9	1999		59,85	10352	Gas Natural
		GCH10	1999		59,85	10352	Gas Natural
	ARANJUEZ	ARJ1	1974		2,70	10201	GasNat./Diesel
		ARJ2	1974		2,70	10201	GasNat./Diesel
		ARJ3	1974		2,70	10201	GasNat./Diesel
		ARJ4	1977	2000	2,70	ND	GasNat./Diesel
		ARJ5	1977		2,70	10627	Gas Nat./Diesel
		ARJ6	1978		2,70	10627	Gas Nat./Diesel
		ARJ7	1978	2000	2,70	ND	Gas Nat./Diesel
		ARJ8	1994		18,62	11689	Gas Natural
KARACHIPAMPA	KAR1	1982		1,43	11533	Gas Natural	
Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. (EVH)	VALLE HERMOSO	VHE1	1992	2001	18,58	12124	Gas Natural
		VHE2	1991	2002	18,58	12124	Gas Natural
		VHE3	1991	2002	18,58	12124	Gas Natural
		VHE4	1992	2001	18,58	12124	Gas Natural
	CARRASCO	CAR1	1996	2001	55,93	9710	Gas Natural
		CAR2	1996		55,93	9710	Gas Natural
Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE)	KENKO	KEN1	1995		9,00	12500	Gas Natural
		KEN2	1995		9,00	12500	Gas Natural
Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu S.A. (CECBB)	BULO BULO	BUL1	2000		45,09	8902	Gas Natural
		BUL2	2000		45,09	8902	Gas Natural
Sociedad Agro-Industrial de Cañeros S.A. (UNAGRO)	MINERO	MIN1	ND		2,50	ND	Bagazo Caña Azúcar
		MIN2	ND		2,50	ND	Bagazo Caña Azúcar

ND: Dato no disponible. Fuente: Anuario Estadístico 2002. Superintendencia de Electricidad

En la Tabla 2 se presentan las principales características de las unidades hidroeléctricas de

generación de Bolivia correspondientes al año 2002.

Tabla 2. Sistema Interconectado Nacional -2002 - Características de la unidades hidroeléctricas de generación

Empresa	Central	Unidad	Año de Operación	Potencia	Caída Bruta
				MW	Metros
Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE)	Achachicala	ACH1	1952	2,50	450
		ACH2	1909	0,75	450
		ACH3	1909	0,75	450
	Zongo	ZON1	1997	10,50	389
	Tiquimani	TIQ1	1997	9,50	510
	Botijlaca	BOT1	1938	1,90	383
		BOT2	1941	1,60	383
		BOT3	1998	3,50	383
	Cuticucho	CUT1	1942	2,50	700
		CUT2	1943	2,30	700
		CUT3	1945	2,30	700
		CUT4	1958	1,60	700
		CUT5	1998	12,70	700
	Sta. Rosa	SRO1	1952	2,50	185
		SRO2	1955	7,00	832
		SRO3	1997	3,00	185
	Sainani	SAI1	1956	10,40	292
	Chururaqui	CHU1	1966	12,50	375
		CHU2	1967	12,50	375
	Harca	HAR1	1969	13,00	345
		HAR2	1969	13,00	345
	Cahua	CAH1	1974	13,50	280
		CAH2	1974	13,50	280
Huaji	HUA1	1999	15,00	240	
	HUA2	1999	15,00	240	
Miguillas	MIG1	1934	1,30	480	
	MIG2	1934	1,20	480	
Angostura	ANG1	1936	2,20	533	
	ANG2	1958	1,40	533	
Choquetanga	CHO1	1939	1,90	488	
	CHO2	1944	2,40	488	
	CHO3	1944	2,00	488	
Carabuco	CR1	1958	6,00	337	
Hidroeléctrica Boliviana S.A (HB)	Kanata	KAN1	1999	7,60	1.210
	Chojlla	CHJ1	1998	0,25	153
		CHJ2	1998	0,60	153
		CHJ3	2002	37,80	561
Ynacachi	YAN1	2002	51,80	492	
Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA)	Kilpani	KIL1	1936	3,80	280
		KIL2	1942	1,80	280
		KIL3	2001	5,75	280
	Landara	LAN1	1958	0,90	100
		LAN2	1902	0,00	100
		LAN3	2001	3,35	100
Punutuma	PUN1	1962	2,40	103	
Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA)	Corani	COR1	1967	13,50	629
		COR2	1967	13,50	629
		COR3	1980	13,50	629
		COR4	1980	13,50	629
	Sta. Isabel	SIS1	1973	18,00	840
		SIS2	1973	18,00	840
		SIS3	1981	18,00	840
		SIS4	1983	18,00	840

Fuente: Anuario Estadístico 2002. Superintendencia de Electricidad

La capacidad de generación en las diferentes centrales que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para finales del año 2002, fue de 976 MW, de los cuales 46% corresponden a plantas hidroeléctricas y 54% a plantas termoeléctricas (turbinas a gas en ciclo abierto). En el Cuadro 2 se presentan las capacidades de generación de cada central al año 2002. La tendencia de la capacidad de generación para el período 1996-2002 fue creciente a nivel total, observándose el incremento progresivo de la participación de la capacidad hidroeléctrica en el total. (Gráfico 6)

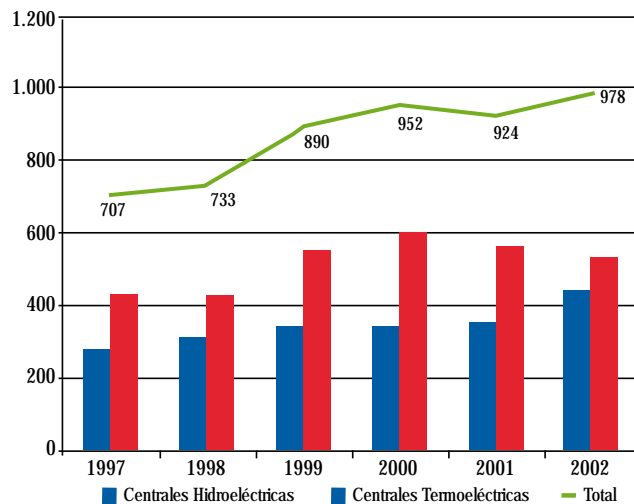
Cuadro 2. Capacidad Efectiva en MW	
Centrales Hidroeléctricas	Año 2002
Zongo y Achachicala	183
Corani y Santa Isabel	126
Taquesi	91
Yura	19
Miguillas	18
Kanata	8
Subtotal	444
Centrales Termoeléctricas (a la temperatura media anual)	
Guaracachi (25°C)	249
Carrasco (25°C)	112
Bulo Bulo (25°C)	90
Valle Hermoso (17°C)	19
Aranjuez (14°C)	32
Kenko (9°C)	18
Karachipampa (10°C)	14
Subtotal	532
Total	976

Fuente: Anuario Estadístico 2002. Superintendencia de Electricidad

La producción bruta de energía en las centrales que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista en el año 2002 fue de 3.696 GWh, en la cual la producción hidroeléctrica participó con el 59% del total y la producción termoeléctrica con el 41%. Para el año 2002, las centrales con mayor producción bruta de energía fueron, de las termoeléctricas Guaracachi con 705 GWh (19% del Total) y Bulo Bulo con 485 GWh (13% del Total). De las hidroeléctricas, Zongo y Achachicala con 1.006 GWh (27% del Total) y

Corani y Santa Isabel con 838 GWh (23% del Total). En el Cuadro 3 se presentan la producción bruta de energía de cada central correspondiente al año 2002.

Gráfico 6. Potencia Efectiva (MW)

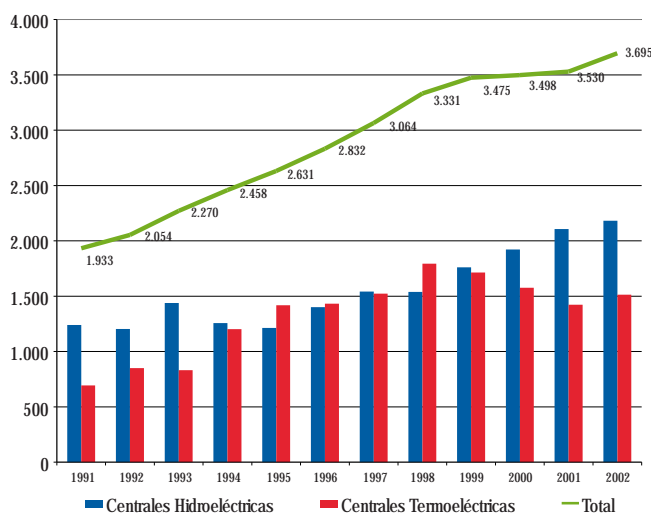


Fuente: Anuario Estadístico 2002. Superintendencia de Electricidad

Cuadro 3. Producción Bruta de Energía (GWh)	
Centrales Hidroeléctricas	Año 2002
Zongo y Achachicala	1.006
Corani y Santa Isabel	838
Taquesi	138
Miguillas	113
Yura	69
Kanata	18
Subtotal	2.182
Centrales Termoeléctricas	
Guaracachi	705
Carrasco	161
Bulo Bulo	485
Valle Hermoso	2
Aranjuez	120
Kenko	4
Karachipampa	37
Subtotal	1.513
Total	3.696

La tendencia de la producción de energía para el período 1996-2002 fue creciente a nivel total, observándose el incremento progresivo de la participación de la producción hidroeléctrica, la cual a partir del año 2000 supera el 50%. (Gráfico 7).

Gráfico 7. Producción Bruta de Energía en GWh



Fuente: Anuario Estadístico 2002. Superintendencia de Electricidad

Actividad de Transmisión

Esta actividad consiste en la transformación de la tensión de la electricidad y su transporte en bloque desde el punto de entrega por un Generador, autoproducer u otro Transmisor, hasta el punto de recepción por un Distribuidor, Consumidor No Regulado, u otro Transmisor. La Transmisión es una actividad regulada que debe ejercerse de manera exclusiva, es decir, el titular no puede ejercer otras actividades

(Generación y Distribución), y que requiere de licencia para su ejercicio.

Con base en lo establecido en la Ley Eléctrica una Licencia es el acto administrativo por el cual la Superintendencia de Electricidad, a nombre del Estado Boliviano, otorga a una persona individual o colectiva el derecho de ejercer la actividad de Transmisión. En términos generales, las licencias no están sujetas a plazo salvo que las características técnicas de un proyecto, determinen un plazo. Las licencias en transmisión presentan las siguientes características según el Reglamento de Concesiones y Licencias :

- No tienen carácter de exclusividad en el área de operación;
- La Licencia definirá las instalaciones afectas a la actividad de Transmisión;
- Están obligadas al acceso abierto; lo cual permite a toda persona individual o colectiva que realice actividades de la industria eléctrica o consumidor no regulado, utilizar las instalaciones de las empresas de Transmisión para el transporte de electricidad de un punto a otro, sujeto al pago correspondiente;
- Las nuevas instalaciones requeridas por el Titular se otorgarán como ampliaciones de la Licencia.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), es el sistema eléctrico que integra instalaciones de generación, transmisión y distribución en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca y Potosí. La transmisión está conformada por líneas con niveles de tensión de 230 kV, 115 kV y 69 kV y para el año 2002 presentaban un total de 3.344,50 Km, de los cuales 16% son de 230 kV, 42% de 115 kV y 42% de 69 kV, tal como se puede observar en la Tabla 3.

Tabla 3. Longitud de las líneas de Transmisión del SIN (en km)

Sistema	Operador o Responsable	Tensión de Servicio (kV)			Total
		230	115	69	
Sistema Troncal de Interconexión	TDE	535.60	863.10	173.30	1.572.00
	TDE		231.20	389.30	620.50
No Sistema Troncal de Interconexión	COBEE		245.10	134.10	379.20
	ELECTROPAZ		5.00	159.10	164.10
	CECBB	5.50			5.50
	ELFEC		40.60		40.60
	HB		16.00		16.00
	ELFEO			309.30	309.30
	CRE			166.60	166.60
	ERESA			65.70	65.70
	SEPSA			5.00	5.00
	Total Sistema Interconectado Nacional		541.10	1.401.00	1.402.40

Fuente: Formularios ISE e información publicada por el CNDC

11 El otorgamiento de una licencia, al igual que el de la concesión, está sujeta al pago de un derecho que estará definido en el contrato respectivo, y los montos recaudados por este concepto serán depositados en una cuenta bancaria de la Superintendencia de Electricidad, con destino al financiamiento de proyectos de electrificación en el área rural.

12 Decreto Supremo N° 24043, Artículo 2.

El Sistema Troncal de Interconexión es definido como la parte del Sistema Interconectado Nacional que comprende las líneas de alta tensión, las correspondientes subestaciones. En la Tabla 4 se presentan las líneas reconocidas como parte del Sistema Troncal de Interconexión para el año 2002, y sus principales características.

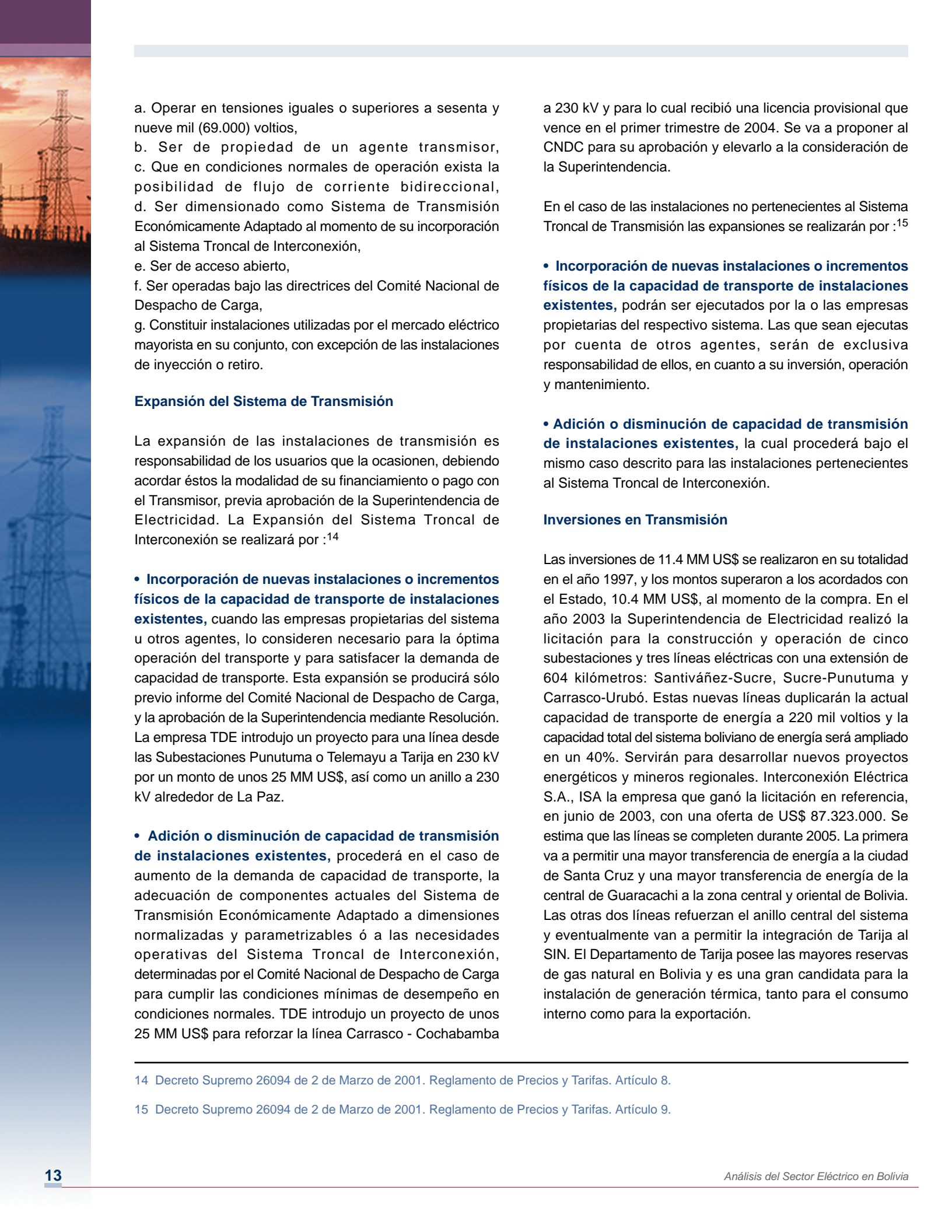
En noviembre de 2001, mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad, se incorporó al Sistema Troncal de Interconexión la línea Potosí - Punutuma y subestaciones asociadas, habilitándose el nodo Punutuma (PUN) al Sistema Troncal de Interconexión. Las condiciones que considera la Superintendencia de Electricidad para redefinir las instalaciones de transmisión que conforman el Sistema Troncal de Interconexión son :¹³

Tabla 4. Sistema Interconectado Nacional Año 2002 - Líneas de Transmisión reconocidas como parte del Sistema Troncal de Interconexión

Línea de Transmisión	Tramo		Calibre MCM	Capacidad MVA	Tensión KV		Longitud Km	Puesta en Servicio
	De	A			Diseño	Servicio		
Carrasco - Guaracachi	CAR-230	GCH-230	954.00	73.68	230	230	179.00	1989
Carrasco - San José	CAR-230	CHI-230	954.00	136.84	230	230	75.40	1989
	CHI-230	SJO-230	954.00	136.84	230	230	78.50	1989
San José - Vinto	SJO-230	VHE-230	954.00	100.00	230	230	59.60	1991
	VHE-230	VIN-230	954.00	100.00	230	230	142.80	1993
Arocagua - Valle Hermoso	ARO-115	VHE-115	397.50	77.89	115	115	5.40	1980
Catavi - Potosí	CAT-115	OCU-115	397.50	25.00	115	115	98.10	1980
	OCU-115	POT-115	397.50	25.00	115	115	84.20	1980
Corani - Valle Hermoso	COR-115	VHE-115	397.50	77.89	115	115	43.00	1966
Santa Isabel - Arocagua	SIS-115	ARO-115	397.50	77.89	115	115	45.60	1973
Santa Isabel - Corani	SIS-115	COR-115	397.50	77.89	115	115	6.40	1973
Santa Isabel - San José	SIS-115	SJO-115	397.50	73.68	115	115	9.00	1989
Valle Hermoso - Catavi	COB-115	SAC-115	397.50	77.89	115	115	41.90	1966
	SAC-115	CAT-115	397.50	77.89	115	115	43.40	1966
	VHE-115	COB-115	397.50	77.89	115	115	45.50	1966
Valle Hermoso - Vinto	VHE-115	VIN-115	954.00	100.00	230	230	142.80	1993
Vinto - Catavi	VIN-115	CAT-115	397.50	77.89	115	115	76.70	1980
Vinto - Kenko	SEN-115	KEN-115	397.50	77.89	115	115	6.30	1980
	SEN-115	KEN-115	954.00	123.16	230	115	8.00	1996
	VINC-115	SEN-115	954.00	107.37	230	115	201.40	1980
Karachipampa - Aranjuez	ARJ-069	MAR-069	266.80	13.68	69	69	42.90	1980
	DDI-069	MAR-069	266.80	13.68	69	69	31.20	1980
	KAR-069	DDI-069	266.80	13.68	69	69	16.00	1980
Potosí - Karachipampa	POT-069	KAR-069	266.80	34.74	69	69	10.00	1980
Potosí - Punutuma	POT-069	PUN-069	397.50	16.00	115	69	73.50	1978

Fuente: Formularios de información del sector eléctrico ISE-150

13 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículo 7.

- 
- a. Operar en tensiones iguales o superiores a sesenta y nueve mil (69.000) voltios,
 - b. Ser de propiedad de un agente transmisor,
 - c. Que en condiciones normales de operación exista la posibilidad de flujo de corriente bidireccional,
 - d. Ser dimensionado como Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado al momento de su incorporación al Sistema Troncal de Interconexión,
 - e. Ser de acceso abierto,
 - f. Ser operadas bajo las directrices del Comité Nacional de Despacho de Carga,
 - g. Constituir instalaciones utilizadas por el mercado eléctrico mayorista en su conjunto, con excepción de las instalaciones de inyección o retiro.

Expansión del Sistema de Transmisión

La expansión de las instalaciones de transmisión es responsabilidad de los usuarios que la ocasionen, debiendo acordar éstos la modalidad de su financiamiento o pago con el Transmisor, previa aprobación de la Superintendencia de Electricidad. La Expansión del Sistema Troncal de Interconexión se realizará por :¹⁴

- **Incorporación de nuevas instalaciones o incrementos físicos de la capacidad de transporte de instalaciones existentes**, cuando las empresas propietarias del sistema u otros agentes, lo consideren necesario para la óptima operación del transporte y para satisfacer la demanda de capacidad de transporte. Esta expansión se producirá sólo previo informe del Comité Nacional de Despacho de Carga, y la aprobación de la Superintendencia mediante Resolución. La empresa TDE introdujo un proyecto para una línea desde las Subestaciones Punutuma o Telemayu a Tarija en 230 kV por un monto de unos 25 MM US\$, así como un anillo a 230 kV alrededor de La Paz.

- **Adición o disminución de capacidad de transmisión de instalaciones existentes**, procederá en el caso de aumento de la demanda de capacidad de transporte, la adecuación de componentes actuales del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado a dimensiones normalizadas y parametrizables ó a las necesidades operativas del Sistema Troncal de Interconexión, determinadas por el Comité Nacional de Despacho de Carga para cumplir las condiciones mínimas de desempeño en condiciones normales. TDE introdujo un proyecto de unos 25 MM US\$ para reforzar la línea Carrasco - Cochabamba

a 230 kV y para lo cual recibió una licencia provisional que vence en el primer trimestre de 2004. Se va a proponer al CNDC para su aprobación y elevarlo a la consideración de la Superintendencia.

En el caso de las instalaciones no pertenecientes al Sistema Troncal de Transmisión las expansiones se realizarán por :¹⁵

- **Incorporación de nuevas instalaciones o incrementos físicos de la capacidad de transporte de instalaciones existentes**, podrán ser ejecutados por la o las empresas propietarias del respectivo sistema. Las que sean ejecutas por cuenta de otros agentes, serán de exclusiva responsabilidad de ellos, en cuanto a su inversión, operación y mantenimiento.

- **Adición o disminución de capacidad de transmisión de instalaciones existentes**, la cual procederá bajo el mismo caso descrito para las instalaciones pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión.

Inversiones en Transmisión

Las inversiones de 11.4 MM US\$ se realizaron en su totalidad en el año 1997, y los montos superaron a los acordados con el Estado, 10.4 MM US\$, al momento de la compra. En el año 2003 la Superintendencia de Electricidad realizó la licitación para la construcción y operación de cinco subestaciones y tres líneas eléctricas con una extensión de 604 kilómetros: Santiváñez-Sucre, Sucre-Punutuma y Carrasco-Urubó. Estas nuevas líneas duplicarán la actual capacidad de transporte de energía a 220 mil voltios y la capacidad total del sistema boliviano de energía será ampliado en un 40%. Servirán para desarrollar nuevos proyectos energéticos y mineros regionales. Interconexión Eléctrica S.A., ISA la empresa que ganó la licitación en referencia, en junio de 2003, con una oferta de US\$ 87.323.000. Se estima que las líneas se completen durante 2005. La primera va a permitir una mayor transferencia de energía a la ciudad de Santa Cruz y una mayor transferencia de energía de la central de Guaracachi a la zona central y oriental de Bolivia. Las otras dos líneas refuerzan el anillo central del sistema y eventualmente van a permitir la integración de Tarija al SIN. El Departamento de Tarija posee las mayores reservas de gas natural en Bolivia y es una gran candidata para la instalación de generación térmica, tanto para el consumo interno como para la exportación.

14 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículo 8.

15 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículo 9.

Empresas de Transmisión

Las empresas de Transporte poseen los activos de transmisión que conforman el sistema interconectado nacional y las mismas pertenecen al sector privado.

1. Transportadora de Electricidad S.A. - TDE. Fue fundada el 17 de julio de 1997, es agente transmisor en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y posee las instalaciones de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). A partir del 1º de julio de 2002, TDE forma parte de Red Eléctrica Internacional, compañía filial del Grupo Red Eléctrica de España que canaliza y potencia los negocios del Grupo en el exterior.

2. ISA-Bolivia. Interconexión Eléctrica Bolivia (ISA Bolivia), es una empresa subsidiaria de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P de Colombia (ISA), grupo económico de capital mixto, cuyo negocio principal es la transmisión de energía de alto voltaje. Opera el Sistema Interconectado, es propietaria de más del 70% del Sistema de Transmisión y gerencia el mercado mayorista de energía en Colombia. El Grupo es propietario de Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. y de Red de Energía del Perú (REP) en Perú que poseen más del 75% de las líneas de transmisión en ese país. La subsidiaria boliviana del Grupo ISA fue creada como resultado de haber obtenido la concesión de tres líneas de transmisión. La concesión fue otorgada a través de una licitación internacional por la Superintendencia de Electricidad de Bolivia el 27 de junio de 2003.

Actividad de Distribución - Clientes Regulados

La empresa de distribución es la que ejerce la actividad de suministro de electricidad a Consumidores Regulados, y a Consumidores No Regulados que así lo deseen, mediante instalaciones de distribución primarias y secundarias. Para realizar esta actividad se requiere de una Concesión de servicio público, siendo el área concedida de uso exclusivo

del distribuidor. El titular sólo puede desarrollar la actividad de distribución. Se consideran Consumidores Regulados a aquellos cuya demanda de potencia es menor a 1MW. El límite es fijado por la Superintendencia de Electricidad.¹⁶

La Actividad de Distribución es regulada y debe realizarse de forma exclusiva, es decir, con base en lo establecido en la Ley de Electricidad¹⁷ una concesión "Es el acto administrativo por el cual la Superintendencia de Electricidad, a nombre del Estado Boliviano, otorga a una persona colectiva el derecho de ejercer la actividad de servicio público de Distribución, o ejercer en los Sistemas Aislados, en forma integrada las actividades de Generación, Transmisión y Distribución. En todos los casos, la Concesión de servicio público se otorgará por un plazo máximo de cuarenta (40) años".¹⁸

La distribución de electricidad ejercida por un autoproducer¹⁹ y que no constituya servicio público no requiere de concesión, debiendo cumplir con normas técnicas de la industria eléctrica, las disposiciones de conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación.

Las empresas de distribución están obligadas, entre otras, a:

- a. Dar servicio a todo consumidor que lo solicite, dentro de su zona de Concesión;
- b. Satisfacer toda la demanda de electricidad en la zona de su Concesión;
- c. Tener contratos vigentes con empresas de Generación, y,
- d. Permitir el uso de sus instalaciones a Consumidores No Regulados, Generadores y autoprodutores que estén ubicados dentro de su zona de Concesión u otros consumidores que se encuentren conectados a ésta, sujeto al pago correspondiente.

Las Tarifas asociadas a la actividad de distribución son reguladas y fijadas por la Superintendencia de Electricidad como precios tope.

16 La reglamentación está diseñada para reducir los incentivos a la participación de los consumidores no regulados en el Mercado Eléctrico Mayorista debido a que no solo los costos de las redes de distribución están incluidos en el peaje de distribución sino que también se incluyen otros costos asociados al negocio regulado de distribución tales como la comercialización (i.e., medición y facturación). Esta falta de incentivos se origina en la política de subsidios cruzados a los consumidores residenciales desde los consumidores comerciales e industriales. Es por ello que han participado activamente en el MEM únicamente dos consumidores no regulados. Durante 2003, la Superintendencia de Electricidad y el CNDC han identificado problemas estructurales en el Mercado Eléctrico Mayorista e iniciaron un proyecto para resolverlos. Estas reformas profundas forman parte de las reformas de segunda generación identificadas para el sector eléctrico. Entre estas reformas se tiene el diseño de incentivos para que participen nuevos consumidores no regulados. En los actuales momentos no está planteado una reducción del límite de 1 MW.

Otro elemento que influye en el bajo número de participantes en el mercado mayorista es la inexistencia, tanto en la ley como en la práctica, de la figura del comercializador especializado o aquel que podría agrupar a un cierto número de consumidores, representarlos en el mercado mayorista y realizar las transacciones de compra o venta de energía y servicios a su nombre.

17 Ley 1604, de fecha 21 de diciembre de 1994. Artículo 2: Definiciones.

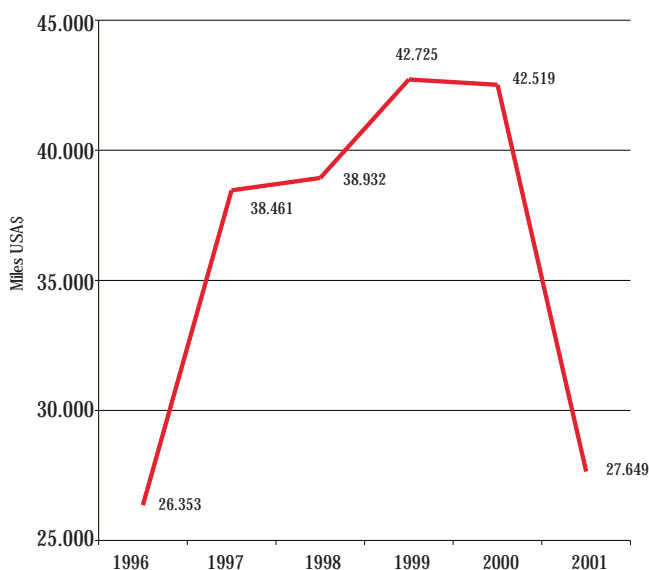
18 El otorgamiento de una concesión está sujeto al pago de un derecho que estará definido en el contrato respectivo, y los montos recaudados por este concepto serán depositados en una cuenta bancaria de la Superintendencia de Electricidad, con destino al financiamiento de proyectos de electrificación en el área rural.

19 Entre los cuales se encuentran los ingenios azucareros, empresas manufactureras y mineras.

Inversiones en la actividad de Distribución

Las inversiones presentaron una tendencia creciente durante 1995-1999, manteniendo en el año 2000 prácticamente el mismo valor ejecutado en 1999, para reducirse de manera significativa en 2001 (Gráfico 8). Es importante destacar, que las empresas que han realizado el mayor volumen de inversiones durante el período estudiado fueron la Cooperativa Rural de Electrificación LTDA (CRE), Electricidad de la Paz S.A. (Eletropaz) y Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A (ELFEC). Ver Gráfico 9.

Gráfico 8. Total Inversiones en Distribución 1996-2001

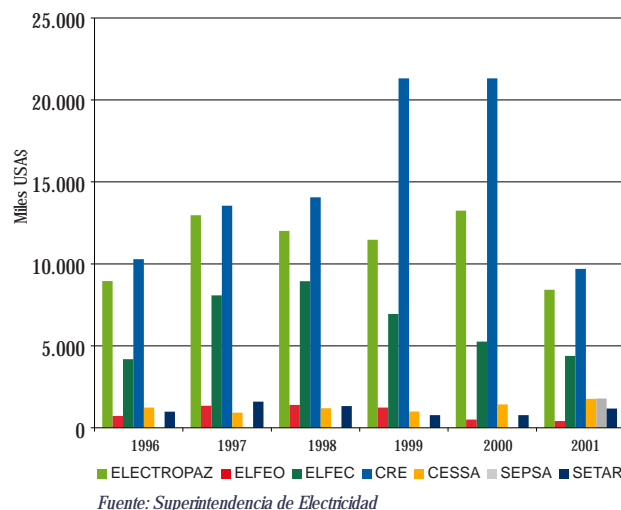


Fuente: Superintendencia de Electricidad

A partir de 1994, después de iniciado el proceso de privatizaciones, capitalizaciones y reforma en el Sector Eléctrico Boliviano, se incrementaron los niveles de electrificación los cuales se ubicaban para 1992 en 55,48%, siendo en la zona urbana de 87,05% y en la zona rural (localidades con menos a 2.000 habitantes o 500 hogares) era de 15,57%. De un total de casi dos millones de hogares en el año 2001, 1.214.104 o el 64,38% tenían electricidad. En la zona urbana, 1.086.172 hogares, o el 89,49% recibían el servicio mientras que en la zona rural, de 763.561 hogares

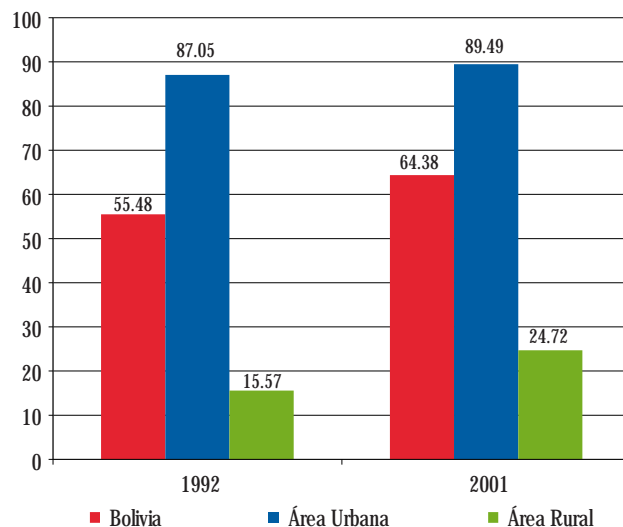
solo 187 mil (24,72%) tenían acceso al servicio. En el Gráfico 10 y el Gráfico 11, se puede observar la tendencia creciente del número de conexiones para consumos residenciales, destacándose un importante incremento en los Sistemas Aislados en 1996, así como el avance en la zonas rurales.

Gráfico 9. Inversiones en Distribución 1996-2001



Fuente: Superintendencia de Electricidad

Gráfico 10. Niveles de Electrificación Bolivia - Porcentajes

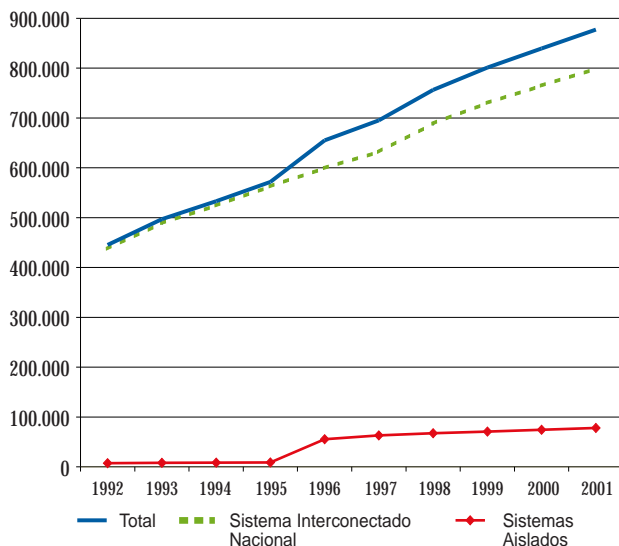


Fuente: Superintendencia de Electricidad

8 Ley 1604, de fecha 21 de diciembre de 1994. Artículo 2: Definiciones.

9 El otorgamiento de una licencia, al igual que el de la concesión, está sujeto al pago de un derecho que estará definido en el contrato respectivo, y los montos recaudados por este concepto serán depositados en una cuenta bancaria de la Superintendencia de Electricidad, con destino al financiamiento de proyectos de electrificación en el área rural.

Gráfico 11. Bolivia-Número de Conexiones para Consumo Residencial de Energía Eléctrica por Años, Según Sistema de Interconexión, 1992 - 2001



Fuente: Superintendencia de Electricidad e Instituto Nacional de Estadística.

Empresas de Distribución

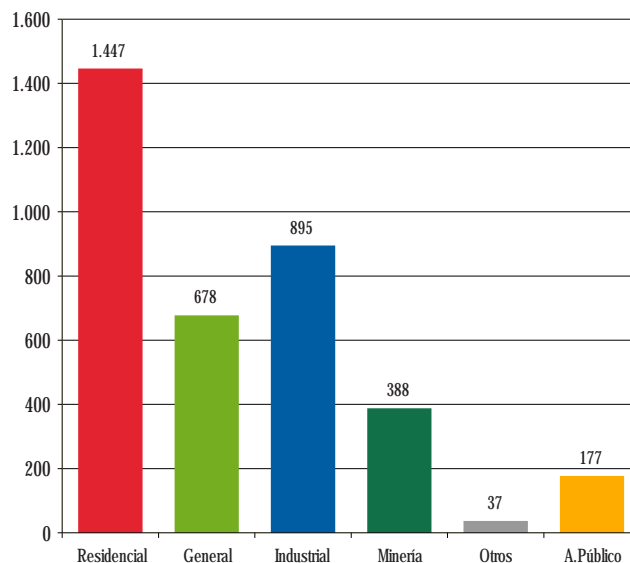
1. Electricidad de la Paz S.A. (ELECTROPAZ) y Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A. (ELFEO). Ambas empresas pertenecen a la compañía española Iberdrola en un 70% y el resto al IFC e inversionistas minoritarios.
2. Cooperativa Rural de Electrificación LTDA. - CRE. Grupo económico representado por la Empresa Chilena EMEL S.A.
3. Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC) perteneciente en un 92% a Pennsylvania Power & Light (PPL). El resto pertenece a accionistas minoritarios y a los trabajadores de la empresa.
4. Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA). Empresa municipal.
5. Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA). Empresa municipal.

Demanda de electricidad

La demanda total electricidad en el año 2002 fue de 3.620 GWh, de los cuales las mayores participaciones sobre el total las registraron los Residenciales con 40%, Industrial con 25% y General con 19%. El remanente se distribuye entre minería, alumbrado público y otros. (Ver Gráfico 12).

En el Gráfico 13 se muestra la evolución de la demanda de electricidad durante el período 1970-2002, pudiéndose apreciar que durante 1982-1987 se produjo un estancamiento de la demanda que coincide con el período de recesión económica, donde se registraron altas tasas de inflación y tasas negativas

Gráfico 12: Distribución de la Demanda año 2002 en GWh



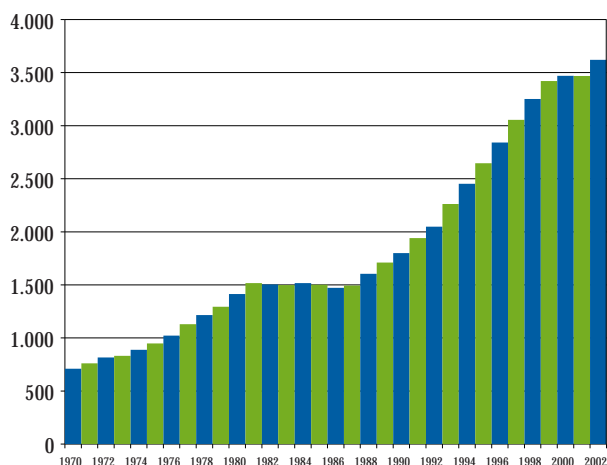
Fuente: Superintendencia de Electricidad. Anuario Eléctrico 2002.

del PIB, que puede explicar este comportamiento. A partir de 1988 hasta 1999, la tendencia de la demanda es creciente, registrando una tasa de crecimiento promedio anual de 7% para el período en referencia, coincidiendo con la reforma del Sector Eléctrico. Para los años 2000-2001, se produce un estancamiento del consumo, observándose una recuperación en 2002 al registrar un incremento de 4%.

Balance Eléctrico en Bolivia

En Bolivia ha existido durante el período 1997-2002 una sobre oferta creciente de capacidad de generación de electricidad que se evidencia al presentar una potencia instalada efectiva superior a la demanda máxima registrada en MW, como se observa en el Gráfico 14. En términos porcentuales se ha pasado de una sobreoferta de potencia sobre demanda de 17% en 1997, a una sobre oferta de 31% en 2002.

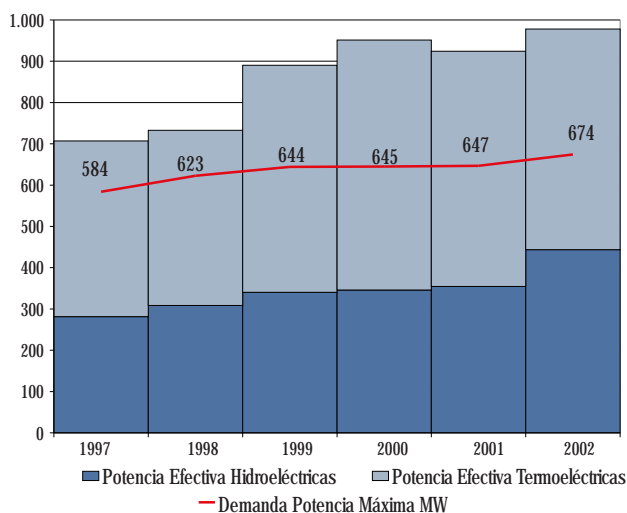
Gráfico 13: Evolución de la Demanda de Electricidad 1970-2002 en GWh



Fuente: Superintendencia de Electricidad. Anuario Eléctrico 2002.

Muchos actores, sin embargo, comentan que esta sobreoferta es solo aparente. En Noviembre de 2003, justo al final del período seco, se registraron los niveles históricamente más bajos en los embalses lo que evidencia que una sobre oferta de capacidad no garantiza la existencia de energía en años secos. La existencia de esta sobre oferta de capacidad aunado a potenciales déficit de energía refuerza la necesidad que tiene Bolivia de realizar acuerdos de interconexiones internacionales que le permitan balancear sus necesidades de electricidad.

Gráfico 14: Sistema Interconectado - Oferta de Potencia Efectiva Vs. Demanda Máxima en MW 1997-2002



Fuente: Superintendencia de Electricidad. Anuario Eléctrico 2002.

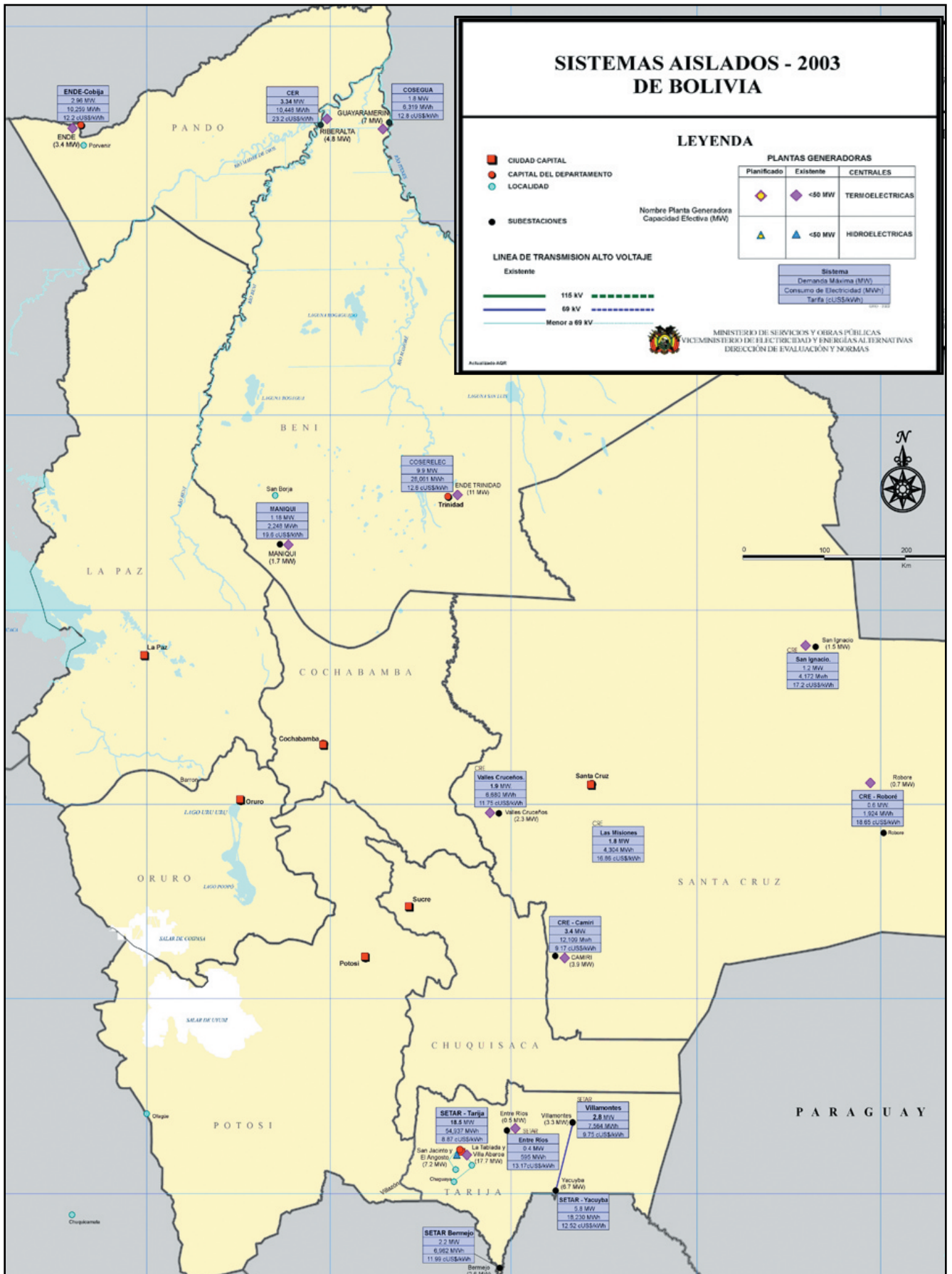
Sistemas Aislados

Un sistema aislado es aquel sistema eléctrico que no está conectado al Sistema Interconectado Nacional. En un sistema aislado la Ley permite la integración vertical de las actividades de la Industria Eléctrica. Los sistemas aislados tienen una capacidad instalada efectiva agregada de 96 MW de los cuales 71,4 MW corresponden a empresas verticalmente integradas y 21,7 MW a cooperativas. De ese total, 8 MW son generación hidráulica.²⁰ Adicionalmente, los autogeneradores poseen una capacidad efectiva de 74,4 MW. Esto representa aproximadamente el 15% de la capacidad efectiva instalada en Bolivia. En términos de potencia, la energía generada sumó para estos sistemas la cantidad de 492 GWh en 2002, representando el 13% de la energía generada en Bolivia. Este inferior porcentaje refleja la menor eficiencia de la capacidad instalada de sistemas aislados. Estos sistemas se encuentran en los Departamentos de Pando, Beni y Tarija y en las provincias del Departamento de Santa Cruz. Es importante señalar que los sistemas aislados son grandes consumidores del combustible diesel oil, el cual es subsidiado de acuerdo con los términos de la privatización de las refinerías de YPF. Al ritmo de utilización actual del fondo que provee los subsidios, el mismo sería agotado en unos tres años, siendo el principal consumidor de este fondo la ciudad de Trinidad. Las principales empresas en este sector son:

1. ENDE Residual. Empresa Generadora en Trinidad y Cobija y Distribuidora en Cobija. Pertenecen en un 100% a la porción de la antigua empresa nacional que no fue capitalizada.
 2. Servicios Eléctricos Tarija S.A. (SETAR). Es la empresa generadora y distribuidora en la ciudad de Tarija. Empresa municipal.
 3. CRE Sistemas Aislados. Opera en el área rural del Departamento de Santa Cruz.
- Adicionalmente, se encuentra la empresa de generación GENERGY'S la cual inició operaciones en el año 2001. Posee una central ubicada en la ciudad del Alto aislada del SIN y que sule de electricidad de forma exclusiva a un tercero cuya carga es una empresa textilera. También se encuentran la empresa Gas & Electricidad que surte desde 2001 a una productora de cemento en el departamento de Tarija, y Cascada del Sur, autoproducción que inició operaciones en 1996 e incrementó su capacidad en 1999.

²⁰ En el estricto sentido técnico no tiene sentido presentar los números de forma agregada debido a que no es posible aprovechar el exceso de capacidad de un sistema en el otro ya que precisamente son aislados. Esta comparación se hace, sin embargo, para presentar una comparación de las magnitudes con respecto al SIN.

Ilustración 2. Ubicación de los sistemas aislados en Bolivia



Plan Bolivia de Electrificación Rural

La electrificación rural en Bolivia ha recibido un fuerte impulso en el período 1998-2001, duplicándose la cobertura a estas poblaciones al pasar del 13.7 al 24.5%. Esta cobertura, sin embargo, es aún precaria debido a que aún quedaban más de 576.000 hogares rurales sin electricidad. Debido a que la falta de servicio eléctrico influye en la calidad de vida de la población al restar oportunidades de producción, empleo, educación y salud, postergando el desarrollo económico y social, la Ley de Electricidad posee mecanismos para aumentar el número de familias servidas. Este aspecto de la Ley aún no ha sido reglamentado. El Viceministerio de Energía sin embargo, se encuentra elaborando una propuesta de reglamento. Se establece que el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) es el responsable de la evaluación y aprobación de los proyectos de electrificación en poblaciones menores y en el área rural presentados por las Organizaciones Territoriales de Base, a través de los Municipios o ambos a iniciativa propia. Este mecanismo, sin embargo, se ha convertido en un cuello de botella para la expansión de los sistemas, por lo que el Viceministerio de Electricidad y Energía Alternativas está evaluando su modificación. Estos proyectos podrán ser cofinanciados por los Municipios y otras entidades del sector público y privado. Si los proyectos presentados por estas entidades no demostraran niveles de rentabilidad adecuados, el Fondo destinará recursos concesionales o donaciones, cuando éstos se encuentren disponibles, a fin de permitir la ejecución de los proyectos.²¹

El gobierno, a través del Viceministerio de Electricidad, impulsa el Plan Bolivia de Electrificación Rural (PLABER) destinado a desarrollar, fomentar y promover la electrificación

en poblaciones menores a 500 hogares, instalando 250 mil nuevas conexiones en el quinquenio. El PLABER tiene como objetivos apoyar y facilitar el desarrollo económico y social del área rural, mejorar la calidad de vida, reducir la pobreza generando empleos y promover el uso productivo de la electricidad. El desafío central que tiene este plan gubernamental de cinco años, del 2002 al 2007, es el de electrificar 200.000 hogares rurales, generando alrededor de 15.000 nuevos empleos. De cumplirse esta meta, se estaría subiendo el porcentaje de quienes poseen este servicio del 24.4 por ciento al 45 por ciento.²²

El logro de los objetivos del plan se basa en la generación de proyectos que sean sostenibles, es decir, que generen recursos suficientes para cubrir los costos de operación y mantenimiento, permitiendo que el sector privado pueda administrarlos. Los costos de inversión del sector público se limitan a la inversión. Los proyectos se elaboran de forma coordinada con otros programas de desarrollo orientados al incremento de la productividad a fin de generar sinergias en su ejecución y eventualmente generar incrementos sustanciales en la demanda de electricidad. Los proyectos, los cuales son diseñados de acuerdo con procedimientos que promueven la competencia, la transparencia y costo mínimo²³, también deberán generar una demanda legítima. Los recursos se van a asignar a departamentos específicos y deberán ser las subregiones las que compitan en la presentación de proyectos. Los municipios identifican la demanda y las Prefecturas ejecutan los proyectos, asegurando la participación local y regional. Los proyectos son evaluados de acuerdo con el costo promedio por conexión domiciliaria, la tarifa resultante calculada con base en la normativa vigente e incluyendo las asignaciones públicas, y la relación del proyecto con los Planes Indicativos Departamentales.

21 Ley 1604, de fecha 21 de diciembre de 1994. Artículo 62.

22 Resumen Especializado de Periódicos. Treinta días de Noticias. Marzo de 2003. Opinión. El gobierno pretende aumentar la electrificación rural al 45%.

23 Según nuestra evaluación realizada durante una visita puntual a una zona rural del Departamento de La Paz que no representa una muestra significativa de todos los proyectos financiados, y de acuerdo con entrevistas realizadas a empresas distribuidoras, pareciera que se pueden lograr ahorros adicionales en la inversión. Según entendemos, todos los consumos deben ser medidos. En algunos casos, la carga y por lo tanto el consumo, es tan bajo que podría no justificarse la instalación de un medidor y su consiguiente lectura y facturación. Para futuros proyectos y cuando se prevén estos casos, podría establecerse un consumo, y por lo tanto una facturación promedio, eliminándose los costos de la inversión en medidores y el costo de su lectura y transcripción. Si existen desviaciones importantes entre el consumo estimado y el real a un cierto nivel de agregación el cual podría ser determinado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, entonces se podría evaluar la rentabilidad de colocar los medidores y modificar los procedimientos de facturación.

Desde Agosto de 2002 a Octubre de 2003 se avanzó en el cumplimiento de esta meta al incorporarse 31.598 hogares, con una inversión de 22.4 MM US\$ y generando unos 5.500 empleos. Se acometieron 101 proyectos, de los cuales 89 son de extensión de redes y densificación de redes existentes y 12 son proyectos de electrificación con energías renovables por medio de sistemas fotovoltaicos y microcentrales hidroeléctricas.

Dentro del Plan Bolivia de Electrificación Rural, el 11 de septiembre de 2003 se realizó una convocatoria pública de la Prefectura del Departamento de Chuquisaca, a presentar propuestas para la Provisión Parcial de Equipos para el Proyecto Cambio de Sistema de Generación Eléctrica Camargo, la cual va a ser financiada por Recursos Propios de la Prefectura de Chuquisaca y de un crédito del FNDR.

Además del PLABER, existe un plan denominado Programa de Desarrollo Alternativo para las Provincias Yungueñas (La Paz), el cual es financiado por los gobiernos de Bolivia y EEUU quienes han consolidado una alianza para el desarrollo integral de Yungas.²⁴ Anunciaron la inversión de \$US 16.3 millones para la ejecución de un sistema de electrificación rural de más 1.000 Km. de línea media de extensión, el mejoramiento, empedrado y mantenimiento de 260 Km. de caminos y la construcción de una docena de puentes vehiculares, financiados por los gobiernos de Bolivia y de los Estados Unidos. La primera fase de inversión, que forma parte de los \$US 48 millones comprometidos y aprobados hasta el 2004, busca consolidar un proceso de desarrollo integral de los pueblos del Norte de La Paz, beneficiándose aproximadamente 100.000 habitantes de Caranavi y Palos Blancos de manera indirecta y 60.000 habitantes los directos entre aymaras, quechuas y mosetenes.

Actividad de Distribución - Consumidores No Regulados

El Consumidor No Regulado es aquel que tiene una demanda de potencia mayor a 1MW y que está en condiciones de contratar, en forma independiente, el abastecimiento directo de electricidad con el Generador o Distribuidor u otro proveedor. Los contratos de abastecimiento con los Generadores o Distribuidores, podrán ser pactados libremente en cuanto a precios y cantidades de energía y Potencia de Punta. En caso de no contar con contratos de abastecimiento para toda o parte de su demanda, podrá comprar energía

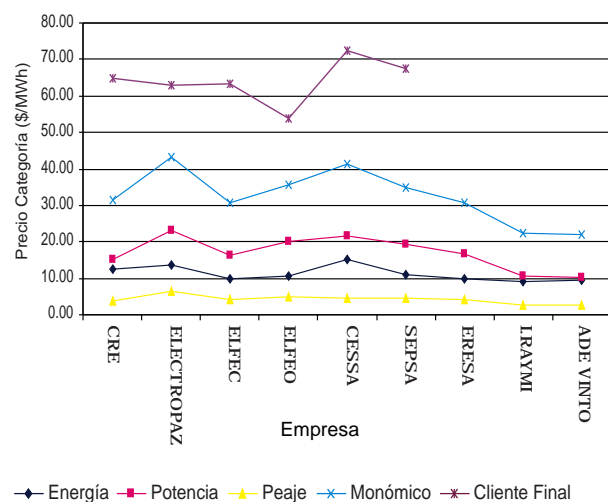
en el Mercado Spot previa suscripción de un contrato de adhesión con el Comité Nacional de Despacho de Carga, en el que se establezcan las garantías de pago y otras condiciones que serán establecidas por el mismo.

Para ser agentes del mercado, los Consumidores No Regulados deben cumplir con las siguientes obligaciones específicas:

- a. Contar con una capacidad instalada igual o mayor a la definida por la Superintendencia para su habilitación como Agente del Mercado.
- b. Participar en los esquemas de alivio de carga y programas de racionamiento y manejo de carga definidos por el Comité Nacional de Despacho de Carga.
- c. Suscribir contrato de suministro de electricidad con otros Agentes del Mercado o en caso de compras en el Mercado Spot, presentar boleta de garantía según lo establecido en la Norma Operativa respectiva.

Los Consumidores no regulados que están inscritos en el Mercado Mayorista Eléctrico son empresas mineras, Allied Deals Estaño Vinto S.A. (ADE VINTO) e Inti Raymi, y dos empresas cementeras, COBOCE y FANCESA. Las dos primeras participan activamente en el mercado mayorista, logrando precios favorables para la energía, potencia y peajes, tal como se puede observar en el Gráfico 15.

Gráfico 15. Comparación de precios para distintas categorías entre las empresas distribuidoras y los consumidores no regulados para 2002



24 Comunicación Para el Desarrollo Alternativo. La Paz Junio de 2003. Notas y Comunicados de la Embajada de Estados Unidos. Bolivia y EEUU consolidan una alianza para el desarrollo integral de Yungas.

Instituciones y Organizaciones

Ministerio de Servicios y Obras Públicas - Vice Ministerio de Electricidad y de Energías Alternativas

El Vice Ministerio de Electricidad y de Energías Alternativas, adscrito al Ministerio de Servicios y Obras Públicas, es el encargado de formular la Política del Sector Eléctrico de Bolivia, y representa al ente normativo del Sector, siendo uno de sus proyectos más importantes hoy en día el Plan Bolivia de Electrificación Rural (PLABER), el cual busca incrementar la cobertura de energía eléctrica en el área rural y poblaciones menores del país.

Entre sus funciones se encuentran:

- Proponer al poder ejecutivo normas reglamentarias de carácter general que serán aplicadas por la Superintendencia de Electricidad,
- Elaboración del Plan Referencial para Sistemas Interconectados. Es el programa de costo mínimo de obras y proyectos de generación y transmisión, necesario para cubrir el crecimiento decenal de la demanda de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, que incluye los proyectos disponibles, independientemente de quien los hubiese propuesto.
- Elaboración Plan Indicativo para los Sistemas Aislados. Es el programa de costo mínimo de obras y proyectos de generación, transmisión cuando corresponda, y distribución, necesario para cubrir el crecimiento quinquenal de la demanda de electricidad en un Sistema Aislado.

Superintendencia de Electricidad

- En octubre de 1994 se crea por Ley el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE),²⁵ cuyo objetivo es regular, controlar y supervisar aquellas actividades de los sectores de telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos, transportes, aguas y las de otros sectores que mediante ley sean incorporados al Sistema y que se encuentren sometidas a regulación conforme a las respectivas normas legales sectoriales. El SIRESE esta conformado por una

Superintendencia General y por las Superintendencias Sectoriales siendo una de éstas la Superintendencia de electricidad. Este es el organismo con jurisdicción nacional que cumple la función de regulación de las actividades de la industria eléctrica. Su máxima autoridad ejecutiva es el Superintendente de Electricidad, quién es designado por el Presidente de la República de las ternas propuestas de dos tercios de votos de los miembros presentes de la Cámara de Senadores. Tiene una permanencia en sus funciones de cinco años, sin posibilidad de ser reelegido. Sólo podrá volver a concursar por el cargo, después de transcurridos cinco años de haber salido del mismo.

Entre las funciones de la Superintendencia se encuentran:

- Promover, en el marco de la ley, la competencia y la eficiencia en las actividades de los sectores regulados por SIRESE e investigar posibles conductas monopólicas, anticompetitivas y discriminatorias en las empresas y entidades que operan en dichos sectores, cuando considere que pueden ir en contra del interés público,
- Otorgar, modificar y renovar las concesiones, licencias, autorizaciones y registros, y disponer la caducidad o revocatoria de los mismos,
- Vigilar la correcta prestación de los servicios por parte de las empresas y entidades bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, incluyendo la ejecución del plan de inversiones comprometido y el mantenimiento de sus instalaciones,
- Aprobar y publicar precios y tarifas de acuerdo con las normas legales sectoriales, vigilando su correcta aplicación y asegurando que la información requerida se encuentre disponible para conocimiento de personas interesadas, sujeto a restricciones de confidencialidad
- Aplicar sanciones en los casos previstos por las normas legales sectoriales y por los contratos de concesión y licencia,
- Conocer y procesar las denuncias y reclamos presentados por los usuarios, las empresas y entidades reguladas y los órganos competentes del Estado, en relación con las actividades bajo jurisdicción del SIRESE.

²⁵ Ley SIRESE N° 1600 de 1994.

Comité Nacional de Despacho de Carga - CNDC

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es creado mediante la Ley de Electricidad²⁶ con la responsabilidad de administración del Mercado Mayorista de Electricidad y para la coordinación de la operación técnica de la generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional. El Comité Nacional de Despacho de Carga está conformado por representantes de cada una de las actividades de la Industria Eléctrica, la Superintendencia de Electricidad y los consumidores No Regulados y cuenta con una Unidad Operativa, siendo:

- **El Comité de Representantes**, el que adopta decisiones relativas a la operación del Sistema Interconectado Nacional y a la administración del Mercado Eléctrico Mayorista. Este Comité se encuentra conformado por representantes de las empresas de generación, transmisión, y distribución, respectivamente, un representante de los consumidores no regulados y el representante de la Superintendencia de Electricidad, siendo este último el que ejerce la presidencia del Comité, con derecho a voz y sólo podrá votar en caso de empate, los restantes miembros del Comité tendrán derecho a voz y voto.²⁷

- **La Unidad Operativa**, la que está formada por un equipo de técnicos especialistas que, con un sistema de adquisición y recolección de datos en tiempo real (Sistema SCADA), sistemas de medición comercial de energía y recursos computacionales, realiza las tareas de programación, despacho de carga en tiempo real y de post despacho aplicando las decisiones del Comité.

El costo de funcionamiento del Comité Nacional de Despacho

de Carga es cubierto por todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo con su participación en el mercado.

Entre las funciones del Comité Nacional de Despacho de Carga se encuentran:

- Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo;
- Realizar el Despacho de Carga en tiempo real a costo mínimo;
- Determinar la potencia efectiva de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional;
- Calcular los precios de Nodo del Sistema Interconectado Nacional, los cuales serán presentados a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación;
- Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada;
- Entregar a la Superintendencia de Electricidad la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y cualquier otra información requerida por la Superintendencia;
- Mantener la base de datos y proporcionar la información requerida para la facturación de las transacciones de los Agentes del Mercado;
- Elaborar Normas Operativas, obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las

26 Ley 1604, de fecha 21 de diciembre de 1994. Artículo 18.

27 Entre las reformas de segunda generación consideradas para el Mercado Mayorista se encuentra el fortalecimiento del Comité de Representantes. En la actualidad, todas las decisiones de este comité deben ser avaladas por la Superintendencia, a pesar de que en la Ley se establece que es un cuerpo colegiado con autoridad para administrar el mercado mayorista y que el voto de la Superintendencia solo es requerido en caso de empate. También se sugiere que tenga competencia exclusiva en aspectos relacionados con su gestión, evitando la imposición de normativa por otros poderes, excepto cuando se encuentra dentro de los términos de la ley.

También se está considerando una modificación en la conformación del CNDC, tanto en la representación de los sectores como en la ponderación de los votos de cada sector para lograr la implementación del mercado de contratos. Como se va a explicar más adelante, el requerimiento de la ley de que los distribuidores contraten una parte de su demanda no se ha cumplido. En este sentido, debería considerarse la representación de los usuarios regulados y reforzar el concepto que el regulador es un actor que busca la salud de la industria en su conjunto y en el largo plazo, logrando la máxima de ser justo y razonable: permitir una remuneración justa a los oferentes de los servicios de acuerdo con el riesgo de la industria y del país y que las tarifas que paga la demanda sean razonables.

Regímenes de Precios y Mercados Eléctricos

En teoría, existen dos mercados de potencia y energía que se complementan para producir los precios que, junto con los peajes de transmisión y distribución, y sumándose los costos de comercialización, serían las tarifas que paga el consumidor.²⁸ Actualmente, sin embargo y como va a ser descrito en esta sección, el mercado de contratos no se encuentra operativo por lo que los precios de la energía se forman en el mercado spot o llamado también de Gastos Marginales de corto plazo.

Evolución de los Precios

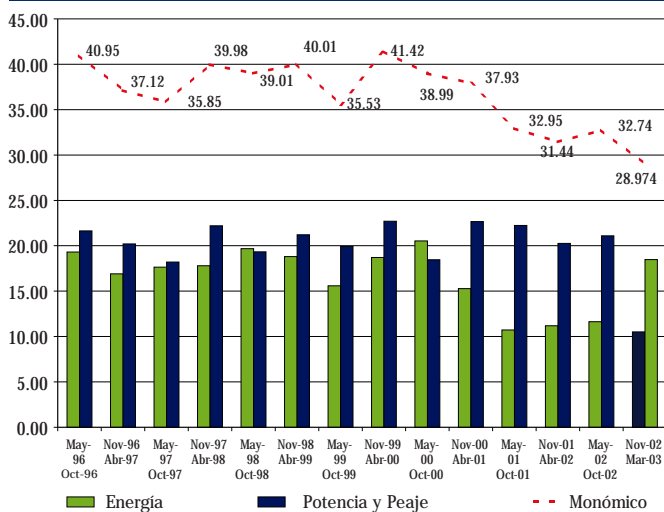
Los precios medios en el Mercado Spot consideran los precios de la energía, de la potencia y del peaje, determinados de forma monómica con base en la energía en MWh. En el Gráfico 16 se presenta la evolución de los precios medios en el Mercado Spot durante el período 1996 a marzo de 2003. Estos presentan una tendencia decreciente desde abril de 2000, debido, por un lado, al descenso en los precios de la energía por la sobre abundancia de recursos de generación y a que el nivel promedio de los embalses se mantuvo relativamente alto. El precio de la potencia también

sufrió reducciones. El precio medio de la energía corresponde a sus transacciones en el Mercado Spot, incluyendo las compras entre Generadores para abastecer sus contratos con Distribuidores.

Esta tendencia decreciente de los precios se mantuvo en la primera parte del 2003, la cual se explica por la fuerte competencia que se ha producido entre los generadores, quienes ante la existencia de estancamiento sistemático de la demanda y de una sobreoferta de energía, declararon para el semestre mayo-noviembre de 2003 costos de generación más bajos, razón por la que los precios de nodo de la energía cayeron a niveles cercanos a los ocho dólares.

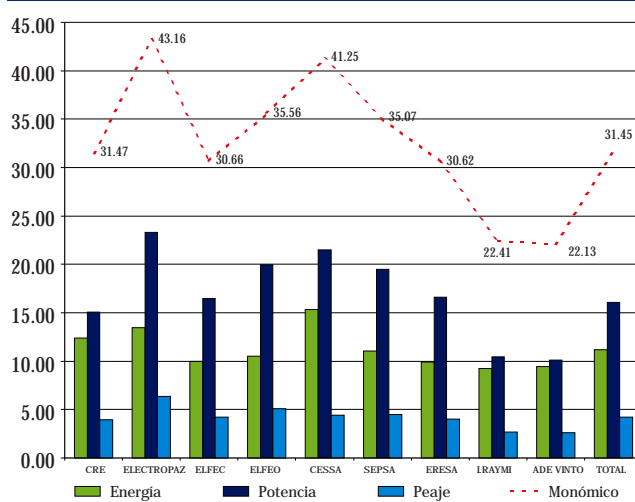
La reducción en los precios de generación de electricidad, que en el semestre mayo-noviembre de 2003 fue histórica, se debe sin embargo a la reducción en la remuneración por potencia dada por el cambio de la unidad de referencia. Las bajas ocurridas en los años 2002 y 2003 no repercutieron en el usuario final debido a que se creó un fondo compensatorio, llamado Fondo de Estabilización y Financiamiento²⁹ para evitar alzas mayores al tres por ciento en las tarifas eléctricas.³⁰ En este sentido, el dinero ahorrado por los costos bajos de la generación de energía es destinado al fondo en referencia, el cual compensaría el aumento previsto para el semestre Nov.2003 - Mayo 2004 debido a

Gráfico 16. Precios medios en el Mercado Spot (US\$/MWh sin IVA)



Fuente: Superintendencia De Electricidad. Desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano 1996 - 2001 e informes mensuales de Transacciones Económicas en el Mercado Mayorista.

Gráfico 17. Precios Monómicos en el Mercado Spot por empresa para el año 2002 (US\$/MWh sin IVA)



Nota: Estos precios no incluyen los precios por suministros con contrato (ELECTROPAZ y ELFEO con COBEE). Fuente: CNDC 2002 Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

28 Dentro de estos costos también se incluye la tasa de regulación que se calcula sobre toda la renta de los generadores y los distribuidores. Los agentes deben cancelar el 0,95% de sus rentas a la Superintendencia para sus costos de funcionamiento, y el 1% para el CNDC. Es interesante notar que no existe un aporte fijo para la electrificación rural, o fondo de acceso universal como si existe en el sector de telecomunicaciones por ejemplo. Los aportes para la electrificación rural provienen de las multas y sanciones, las cuales no se pueden predecir.

29 SSDE No. 014/2002

30 Debido a que se estima que este fondo tenga una vigencia permanente, algunos operadores sugieren una mayor reglamentación sobre los aportes y usos de sus recursos.

En el Gráfico 17 se presenta el precio medio en el Mercado Spot para el año 2002, para cada una de las empresas que participaron en el mismo. Se puede apreciar que el componente más importante es el pago por potencia, con una participación promedio de 51%, y el de menor impacto es el peaje de transmisión con una participación promedio de 13%.

Para cada una de las actividades del Sector Eléctrico, existe un precio asociado que se determina con base en los siguientes criterios:

- **Actividad de Generación:** dada su condición competitiva, los precios se establecen en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con base en los costos marginales de energía y potencia.

Sus componentes son:

a. **El costo marginal de corto plazo de la energía:** es igual al costo de producción de la última máquina requerida en el despacho de costo mínimo para satisfacer la demanda. Para las unidades térmicas, los costos de producción se calculan con base en las ofertas de precios de gas, restringidos en una banda con límites regulados que realizan semestralmente los generadores. A la fecha de la elaboración de este informe, el precio tiene un piso de 0,41 US\$/cf que representa el costo de transporte estampillado de gas natural dentro de Bolivia y de pago obligado por los generadores. El techo es 1.30 US\$/cf, el cual es inferior al precio de venta en frontera a Brasil e incluye tanto el commodity como el transporte doméstico. Esta decisión de establecer un piso y un techo se debe a que algunos generadores declaraban precios muy altos de gas con la certeza de que iban a ser despachados. Otros generadores declaraban precios muy bajos para asegurar su despacho, creando oscilaciones de precios entre nodos y entre horas muy significativas.

b. **Los precios de potencia:** se determinan semestralmente con base en el costo marginal de potencia, el cual se calcula

a partir de la anualidad del costo de inversión de la unidad generadora más económica para entregar potencia adicional al sistema. En la actualidad, la unidad que fija el precio de la potencia es una unidad Siemens V-643 que actualmente se encuentra en el Complejo Carrasco y que son consideradas de arranque lento.³¹ Esto represente un pago de 6,71US\$/kW-mes que asume un costo por kW instalado de 300 US\$. El precio para el año anterior, que terminó en Octubre, asumía un precio por kW instalado de 450 US\$. En el año 2002 era de 600 US\$ por kW de potencia efectiva que correspondía a las unidades GE de arranque rápido ubicadas en Guaracachi.

- **Actividad de Transmisión:** dada su condición de monopolio, sus precios son regulados. El ingreso tarifario se determina a partir del costo total de transmisión, que comprende la anualidad de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración de un sistema económicamente adaptado. Un sistema adaptado es el sistema dimensionado para permitir el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad, procurando el costo mínimo y manteniendo la calidad del suministro. Los costos de transmisión son cubiertos en una proporción de 25% por los generadores y 75% por los consumos.³²

- **Actividad de Distribución:** dada su condición de monopolio, sus precios también son regulados. Su ingreso se determina a partir del costo medio optimizado y se distribuye de acuerdo con tarifas base determinadas para cubrir todos los costos incluyendo una utilidad sobre la inversión y de formulas de indexación para reflejar las variaciones de los costos e incrementos de eficiencia.

- **Sistemas Aislados:** dado que en estos sistemas no existe competencia entre generadores, esta actividad es regulada. Igualmente, si existe actividad de transmisión está será regulada. La distribución, como en la gran mayoría de los sistemas del mundo, también es objeto de fijación de tarifas por parte del regulador.

31 La adopción de esta unidad tiene sentido cuando la generación hidráulica tiene una alta importancia relativa dentro del sistema ya que pueden proporcionar la regulación de frecuencia requerida. Esto requiere, sin embargo, que las unidades hidráulicas estén efectivamente disponibles, lo que no ocurre con unidades de pasada que están disponibles por 3 o 4 horas al día ya que no pueden almacenar agua. Es por ello que se recomienda entre las reformas de segunda generación la remuneración a la regulación de frecuencia y a la regulación de voltaje primaria y secundaria por unidades térmicas.

32 Al ser la tarifa por el uso del STI estampillada, es decir, que se paga un precio único independientemente de la ubicación de la unidad, el pago de la transmisión por los generadores no provee una señal de ubicación de la generación. Más aún, debido a la reducción en el precio monómico, el cual incluye el peaje, este término es absorbido por los generadores. Entre las reformas de segunda generación se está considerando la revisión del procedimiento de asignación de los peajes en el STI y la pertinencia de que los generadores cubran este costo.

Mercado Eléctrico Mayorista

El **Mercado Eléctrico Mayorista** es definido en la Ley³³ como aquel integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra-venta y transporte de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, más las transacciones internacionales con Mercados y sistemas de otros países. En la Figura 2 se presenta de manera esquemática el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Bolivia.



En la Ley se permiten los siguientes tipos de transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista:

- **Mercado de Contratos:** representado por las transacciones de compra-venta de electricidad entre Generadores, entre Generadores y Distribuidores, entre Generadores y Consumidores No Regulados y entre Distribuidores y Consumidores No Regulados, contempladas en contratos de suministro. También incluye los contratos de importación

y exportación con agentes de otros mercados. Es importante señalar que únicamente los contratos suscritos entre Agentes del Mercado son reconocidos en el Mercado de Contratos. Son Agentes del Mercado Los Distribuidores, Generadores³⁴ y Transmisores que operan en el Sistema Interconectado Nacional con arreglo a la Ley de Electricidad y sus reglamentos, así como los Consumidores No Regulados habilitados por la Superintendencia.

- **Mercado Spot:** representado por las transacciones de compra-venta de electricidad de corto plazo, no contempladas en contratos de suministro.

- **Contratos de Suministro mínimo para los Distribuidores:** Los contratos de suministro de electricidad que suscriban las empresas Distribuidoras con los Generadores, serán como mínimo para cubrir el 80% de la demanda máxima de su área de concesión, y los mismos serán por un período mínimo de tres (3) años³⁵, y con tarifas acordadas entre las partes con base en lo establecido en la Ley. El remanente de su demanda la pueden cubrir mediante compras en el Mercado de Contratos y/o en el Mercado Spot. Los contratos de abastecimiento serán pactados libremente en cuanto a las cantidades de energía y Potencia de Punta contratadas con cada Generador.

La suscripción de estos contratos se realizara previo concurso entre los generadores, definiendo los nodos³⁶ de abastecimiento y el requerimiento de energía y potencia en cada uno de ellos. La selección estará definida por aquella combinación que le reporte el costo más conveniente. En caso de que no logre obtener contratos que le cubran el porcentaje mínimo del 80%, podrá solicitar a la Superintendencia que le permita rebajar el porcentaje y comprar en el mercado spot el remanente de su demanda.³⁷

33 Ley 1604, de fecha 21 de diciembre de 1994.

34 Los Distribuidores que sean propietarios de instalaciones de Generación, se considerarán como Generadores en lo que respecta a su actividad de generación, con los mismos derechos y obligaciones de los otros Generadores, salvo excepciones que establece el Reglamento de Operación del Mercado.

35 El porcentaje y duración mínima podrán ser modificados por la Superintendencia de Electricidad con base en la evolución y funcionamiento del mercado.

36 Un Nodo es el punto o barra de un Sistema Eléctrico destinado a la entrega y/o recepción de electricidad.

37 Actualmente, las únicas distribuidoras que mantienen contratos con un generador son ELECTROPAZ y ELFEO con COBEE y expiran en el 2007. Esto ocurre porque forma parte de los compromisos asumidos durante la separación patrimonial entre las actividades cuando se implementó la ley. Algunos generadores argumentan que utilizar el mercado de contratos no les es favorable, ya que el precio que los distribuidores pueden transferir a los usuarios son los precios de nodo, a pesar de que la ley establece que los términos pueden ser negociados entre las partes.

Metodología de Remuneración de la Generación

Los precios de las transferencias de potencia y energía entre Generadores y entre Generadores y Distribuidores, cuando las transferencias no estén contempladas en contratos de suministro, son regulados debido a que los generadores tienen que hacer declaraciones de costos semestrales. La metodología que se describe a continuación define los precios máximos de los suministros a las empresas de Distribución en los Nodos de entrega, los cuales a su vez definen los precios máximos de los suministros a los Consumidores Regulados. Dichas transferencias se valoran al costo marginal de este sistema determinado por el Comité Nacional de Despacho de Carga.

Costos Variables - Energía

Los Costos Variables se determinan con base en el Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía, que es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar, con un despacho económico,³⁸ un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía en un determinado período a un determinado³⁹ nivel de demanda de potencia y considerando fijo el parque de generación y transmisión.

El Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía se determinará como el costo de la generación requerida por el despacho económico, excluyendo la generación forzada por restricciones⁴⁰ y el mismo dependerá de:

- **Si la generación requerida proviene de una unidad térmica**, el costo marginal de corto plazo de energía será el costo variable de dicha unidad asociado a producir la energía requerida.
- **Si la generación requerida proviene de una central hidroeléctrica**, el costo marginal de corto plazo de energía será el valor dado por la Unidad Generadora térmica más barata disponible (con el costo asociado a plena carga).

En ambos casos el Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía se encuentra asociado a los costos variables de una unidad de generación térmica. En este sentido es

importante señalar que para determinar estos costos variables los generadores consideran, fundamentalmente, los:

- **Precios de los combustibles:** El Comité Nacional de Despacho de Carga determina semestralmente los precios referenciales de los combustibles que deben ser utilizados, para cada central de generación.
- **Costos de operación y mantenimiento de referencia representativos de los costos variables de producción que no corresponden a combustibles:** Estarán expresados en \$US/MWh, y los mismos serán aprobados por la Superintendencia de Electricidad. Cuando se trate de la incorporación de unidades de generación con nuevas tecnologías, la superintendencia tendrá la responsabilidad de realizar o contratar los estudios técnicos necesarios para determinar el valor representativo de estos costos. En relación con las unidades existentes, la Superintendencia determinó unos valores iniciales, que se encuentran sujetos a una fórmula de indexación a partir de la fecha de entrada en funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Para los efectos de definir los niveles de demanda para los que se determinará el costo marginal de corto plazo de energía se establecen los niveles horario y de bloques horarios.

En este sentido se tiene que los:

- a. Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Horario:** se refiere al costo calculado sobre la base del nivel promedio de demanda de potencia de cada hora del día con los resultados de la operación real para el despacho económico. Este costo define el precio de la energía en el Mercado Spot.
- b. Costo Marginal de Corto Plazo de Energía por Bloque Horario:** se refiere al costo calculado sobre la base del nivel promedio de demanda de potencia de un bloque de horas. Este costo se encuentra asociado a la determinación del Precio Básico de la Energía requerido para la definición de los Precios de Nodo, los cuales son explicados más adelante.

38 El despacho económico de costo mínimo es aquel despacho que minimiza el costo variable de operación del sistema, considerando todas las restricciones impuestas por las condiciones de desempeño mínimo y la restricciones del sistema de transmisión. El Desempeño mínimo se refiere a los niveles de calidad técnica y operativa con los que el sistema eléctrico debe prestar el servicio dentro de los márgenes de seguridad de las instalaciones.

39 Es importante señalar que los precios regulados son de conocimiento público, y los estudios asociados a los mismos estarán disponibles previa solicitud escrita de la parte interesada.

40 Se entiende por Generación Forzada la unidad cuyo despacho se realiza fuera de mérito y de forma obligada debido a requerimientos de desempeño mínimo en un área, desplazando generación de menor costo en el sistema, la cual es remunerada con base en sus costos declarados.

Costos Fijos - Potencia

Los costos fijos se determinan con base en el Costo Marginal de Potencia de Punta, entendiéndose por Potencia de Punta para el Sistema Interconectado Nacional como la demanda máxima de potencia que se produce en un período anual, registrada por el sistema de medición comercial. Para un Distribuidor o Consumidor No Regulado es su demanda de potencia coincidente con la Potencia de Punta del Sistema Interconectado Nacional.

El Costo Marginal de Potencia de Punta es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de potencia de punta del sistema. El nodo de aplicación del Costo Marginal de Potencia de Punta es aquel nodo para el cual se obtiene el menor costo de incrementar la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta por kilovatio de potencia inyectada a la red.

El Parque Generador puede ser remunerado por:

- **Potencia Firme:** es la potencia asignada a una Unidad Generadora térmica o central hidroeléctrica para cubrir la garantía de suministro del Sistema Interconectado Nacional, y que a lo sumo será su capacidad efectiva.
- **Reserva Fría:** para un área determinada, es la potencia asignada a una Unidad Generadora térmica no remunerada por Potencia Firme, para garantizar el suministro ante la indisponibilidad de una Unidad Generadora remunerada por Potencia Firme.
- **Potencia de Punta Generada:** es la potencia asignada a una Unidad Generadora térmica que no es remunerada por Potencia Firme ni Reserva Fría y cuyo generador declare la disponibilidad de dicha unidad en la programación de mediano plazo, en cuyo caso formará parte del Parque Generador Disponible.

Precios de Potencia y Energía

Precios en el Mercado Spot

Los generadores que operan en el Mercado Spot son remunerados por su producción de energía entregada al Sistema Troncal de Interconexión y por su potencia. Se entiende por Sistema Troncal de Interconexión a la parte del Sistema Interconectado Nacional que comprende las líneas de alta tensión 230 kV, 115 kV y 69 kV delimitadas por subestaciones eléctricas, donde se realizan transacciones de compra y venta de electricidad correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista. Estas subestaciones son:

- Kenko 115 kV en La Paz,
- Vinto 69 kV, Vinto 115 kV y Catavi 69 kV en Oruro,
- Guaracachi 69 kV en Santa Cruz,
- Aranjuez 69 kV en Chuquisaca,
- Arocagua 115 kV, Valle Hermoso 115 kV, Coboce 115 kV y Chimoré 230 kV en Cochabamba,
- Potosí 69 kV, Punutuma 69 kV y Don Diego 69 kV en Potosí.

El Comité Nacional de Despacho de Carga calculará, al final de cada mes, la remuneración a los generadores, correspondiente a su energía y potencia, la cual se determinará de la siguiente manera:

- **La remuneración total por energía despachada,** para cada Central, será determinada como la integración en el período de la energía horaria inyectada al Sistema Troncal de Interconexión multiplicada por el Costo Marginal de Energía Horario en el nodo. En el caso de la energía por generación forzada o energía generada por unidades asignadas al servicio de Reserva Fría, el Generador recibirá como remuneración su valorización a su costo variable.⁴¹

41 Decreto Supremo N° 26093. Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Artículo 67.

• **La Potencia de punta** ⁴² se remunera sobre la base de la potencia capaz de aportar en la hora de punta al sistema. Esta última se define como la hora punta anual prevista para un año seco y para una determinada disponibilidad del conjunto de las centrales termoeléctricas (potencia firme).⁴³

En este sentido para la:

a. Central hidroeléctrica, la potencia remunerada será la Potencia Firme previo descuento por indisponibilidad forzada y programada.⁴⁴

b. Unidad Generadora térmica con Potencia Firme, la potencia remunerada en el mes será igual a la Potencia Firme menos los descuentos por indisponibilidad programada. Al valor resultante se aplicará los descuentos por indisponibilidad forzada determinada por el CNDC.

c. Unidad Generadora térmica con potencia de Reserva Fría, la potencia remunerada en el mes será igual a la potencia de Reserva Fría menos los descuentos por indisponibilidad establecidos en la Norma Operativa de Reserva Fría.

d. Unidad Generadora térmica sin Potencia Firme ni Reserva Fría, que haya operado en un mes, la Potencia de Punta Generada (PPG) remunerada en ese mes será la potencia media generada en el bloque alto (energía generada dividida entre las horas del bloque alto del mes).

Es importante señalar, que para el caso de la potencia, para cada año, una vez transcurrido el período de punta, se recalculan las potencias firmes sobre la base de la energía demandada y potencias de punta reales registradas en el

mercado, realizándose los ajustes a las transacciones correspondientes al período mayo-octubre, dado que la potencia de punta se registra al terminar el período en referencia.

Precios de los Generadores a los Distribuidores

Los precios por generación que los distribuidores pueden trasladar como máximo a sus clientes regulados, son los denominados Precios de Nodo y los mismos constituye una referencia obligada para los contratos de suministro entre generadores y distribuidores en el mercado de contratos. El Comité Nacional de Despacho de Carga realiza estudios con base en las ofertas de precios de gas y la información que semestralmente presentan los generadores, creando Precios Referenciales para el Mercado Eléctrico Mayorista. Semestralmente, la Superintendencia de Electricidad revisa y aprueba los precios de la energía y la potencia para cada nodo del sistema, los precios de transmisión y las respectivas formulas de indexación, siendo estos los precios máximos que los distribuidores pueden transferir a las tarifas de sus clientes finales.⁴⁵

Los Precios de Nodo se refieren al conjunto de precios constituidos por el precio de nodo de energía, precio de nodo de potencia de punta, el peaje unitario atribuible a los consumos y el cargo por reserva fría. Siendo el:

• **Precio de Nodo de Energía para cada nodo y cada bloque horario:** el Precio Básico de la Energía del respectivo bloque horario, multiplicado por el Factor de Pérdidas de Energía del nodo.

42 Decreto Supremo N° 26093. Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Artículo 68.

43 Este mecanismo permite remunerar la potencia de punta pero no garantiza su disponibilidad de las unidades de generación hidráulica. La entrada de algunas unidades hidráulicas demostró algunas debilidades del marco regulatorio boliviano ya que en vez de bajar los precios por una mayor oferta, estos terminaron subiendo. Las centrales hidroeléctricas "de pasada" o unidades de punta, las cuales solo tienen que estar disponibles 3 horas al día, perciben la misma remuneración por la potencia que las unidades que están disponibles durante las 24 horas del día, o incluso durante el período seco.

44 La potencia efectiva se calcula sobre la base de una probabilidad de disponibilidad de agua del 98%, lo cual es muy razonable. La confiabilidad, sin embargo, se ha determinado sobre una serie muy corta, de 16 años, lo que se podría traducir en un margen de error mayor al esperado. A medida de que vayan transcurriendo los años se tendrá una serie más larga, traduciéndose en una mayor precisión para determinar la potencia de punta a remunerar.

45 El que la Superintendencia apruebe por adelantado cuales serán los precios que van permitir ser traspasados a los usuarios elimina los incentivos para que las distribuidoras firmen contratos de suministro con los generadores ya que no existe ningún mecanismo compensatorio para traspasar las diferencias entre el precio aprobado por la Superintendencia y el que estaría establecido en los contratos. Tal como se tiene para COBEE o como ocurre en otros países, el precio establecido en los contratos pueden ser transferidos íntegramente a los consumidores (pass-through). En el segundo caso, la Superintendencia podría vigilar el proceso de licitación de los contratos de las distribuidoras, o idealmente, establecer ciertos requerimientos mínimos que deben regir las negociaciones entre generadores y distribuidores. El aspecto de cómo dar cumplimiento a la ley que establece que los distribuidores deberán adquirir el 80% de su energía por medio de contratos será uno de los elementos a considerar como parte de las reformas de segunda generación.

- **Precio de Nodo de Potencia de Punta para cada nodo:**

el Precio Básico de Potencia de Punta multiplicado por el Factor de Pérdidas de Potencia correspondiente.

- **Peaje atribuible a los consumos:** se calculará como la diferencia entre el valor del peaje total y el monto del peaje atribuible a los generadores, dividido por la potencia de punta de todos los agentes consumidores.

El Peaje de Transmisión es la diferencia entre el costo anual de transmisión y el ingreso tarifario anual, siendo el peaje atribuible a los generadores el 25% de este peaje, y el atribuible a los consumos el 75% restante.

Es importante señalar, que el peaje unitario atribuible a los consumos, es incluido en el Precio de Nodo de potencia correspondiente.

- **Cargo por Reserva Fría:** es igual a la valorización de los costos variables de las unidades de generación asignadas como reserva fría.⁴⁶

Precio Básico de la Energía

El Precio Básico de Energía, para un bloque horario, es un precio tal que multiplicado por cada una de las cantidades de energía correspondientes al bloque horario, proyectadas en un período determinado, produce igual valor actualizado que el producto de cada una de dichas energías por el costo marginal de corto plazo esperado de energía del bloque horario.

Para determinar el Precio Básico de Energía (PBE) para cada bloque horario y para el valor promedio se requiere conocer:

1. Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Esperado (CMCPEE_i) para un bloque determinado o para el valor promedio en la semana *i*. Se considera como semana 1 a la primera semana de mayo o de noviembre de acuerdo a la programación de mediano plazo.

2. Demanda de energía en la semana *i* (*D_i*), para el bloque horario determinado.

3. Tasa de actualización semanal (*T*), equivalente a la tasa de actualización anual definida para la actividad de generación en 12% .⁴⁷

La fórmula que se debe utilizar para la determinación del Precio Básico de la Energía es la siguiente:

$$PBE = \frac{\sum_{i=1}^{i=52} CMCPEE_i \times D_i / (1+T)^i}{\sum_{i=1}^{i=52} D_i / (1+T)^i}$$

Precio Básico de la Potencia de Punta

Para determinar el Precio Básico de la potencia de punta se establece el siguiente procedimiento:

1. El Costo de Inversión se obtendrá de la siguiente manera: primero, se determinará la potencia nominal, tecnología y ubicación de la Unidad Generadora más económica apropiada, para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema. Determinará los años de vida útil de los respectivos equipos de generación e interconexión al Sistema Troncal de Interconexión. Segundo, se obtendrán los Precios FOB de la unidad generadora económica que se definió en primera instancia, y se le agregarán los costos de fletes, gastos de aduana, montaje, conexión y los demás que la Superintendencia determine como necesarios para dejar la Unidad Generadora en condiciones operativas. Estos Costos no deben ser mayores al 50% del valor de catálogo de los equipos.

46 Decreto Supremo N° 26093. Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Artículo 67.

47 Fijada en el artículo 48° de la Ley 1604, y modificada en la Resolución Ministerial 01 de fecha 03 de enero de 2000, en donde la tasa de actualización paso de 10% a 12% anual, exclusivamente para la actividad de generación.

2. Se determina la anualidad del capital a considerar, como el producto del Costo de Inversión definido y el Factor de Recuperación del Capital (FRC). El FRC se determina con base en la vida útil de los equipos de generación e interconexión definidas previamente y una tasa de actualización del 12% anual.⁴⁸

3. Se adiciona a la anualidad del capital, los costos de operación y mantenimiento, los cuales son el equivalente del 1,5%⁴⁹ del total del Costo de Inversión.

4. El Precio Unitario de la Potencia se obtiene de dividir la anualidad del capital invertido, más los costos de operación y mantenimiento, entre la capacidad efectiva de la unidad generadora seleccionada.

5. Al Precio Unitario de la Potencia se le agrega:

- Un porcentaje equivalente a la no disponibilidad teórica del sistema, entendida como el exceso porcentual que representa la capacidad efectiva respecto a la potencia firme de la Unidad Generadora de punta. Este porcentaje se encuentra usualmente entre 5% y 15%.⁵⁰

Un porcentaje correspondiente a la no disponibilidad programada de la Unidad Generadora de punta que es aprobado por la Superintendencia, con base en un estudio especializado de consultoría que deberá ser contratado por el Comité.

Operación del Sistema

La operación óptima del Mercado Eléctrico Mayorista para abastecer la demanda, en las condiciones que establece la reglamentación vigente en Bolivia, de desempeño mínimo y al costo mínimo total, requiere de una programación de la operación del sistema, la cual es realizada por el Comité Nacional de Despacho de Carga. La programación se realiza de manera diaria y semanal.

Las programaciones diarias y semanales son la base para la operación en tiempo real del sistema de generación y transmisión. Estas programaciones son realizadas con base

en la utilización de los Modelos de Simulación aprobados por la Superintendencia de Electricidad e información suministrada por los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

El Modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP) en su versión 7.0, para la planificación operativa de sistemas hidrotérmicos, es el utilizado por el Comité Nacional de Despacho de Carga, para realizar la programación de mediano plazo, el despacho económico de carga y estudios y análisis del Sistema Interconectado Nacional. Para el despacho económico de corto plazo utiliza el Modelo NCP que complementa el modelo de corto plazo del SDDP para el cálculo de la potencia firme. Los criterios básicos para la programación diaria y semanal se presentan en la Norma Operativa N° 1, denominada Programación de la Operación, la cual es una Resolución de la Superintendencia de Electricidad.

La Programación Semanal⁵¹ tiene por objeto determinar la asignación óptima de potencia horaria de cada central hidroeléctrica y cada unidad termoeléctrica, para atender la demanda prevista por el Mercado de Energía Mayorista a costo mínimo, e informar a los Agentes del Mercado de:

- La operación probable del sistema de generación - transmisión,
- Las restricciones de abastecimiento, y
- Los respectivos costos marginales de la semana siguiente.

La Unidad Operativa del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), elabora un informe semanal, presentado a los Agentes del Mercado el último día hábil de la semana, en la Página WEB del CNDC, con la información de la programación de la siguiente semana, que contiene las previsiones de la generación de cada central, evolución del costo marginal del sistema, restricciones de abastecimiento y programación de mantenimientos. Adicional a esta información, estará a la disposición de los Agentes de Mercado, toda la información necesaria para procesar los Modelos de Simulación.

48 Fijada en el artículo 48° de la Ley 1604, y modificada en la Resolución Ministerial 01 de fecha 03 de enero de 2000, en donde la tasa de actualización paso de 10% a 12% anual, exclusivamente para la actividad de generación.

49 Este porcentaje podrá ser modificado con base en estudios contratado por la Superintendencia a empresas consultoras especializadas.

50 Estos límites podrán ser modificados por la Superintendencia, con base en estudios realizados por el Comité.

51 Norma Operativa N° 1: Programación de la Operación. Superintendencia de Electricidad. Resolución SSDE N° 161/2002 de fecha 12-08-2002.

La Programación Diaria o Predespacho, cumple con el mismo objetivo que la Programación Semanal, solo que presenta la programación para el día siguiente, con carácter preliminar para el resto de la semana, y en la misma se realiza una actualización de la Programación Semanal tomando en consideración la demanda, la potencia disponible, el volumen útil de los embalses, el caudal medio previsto para el día siguiente, la disponibilidad de combustibles, y la capacidad disponible de transmisión. La Unidad Operativa pondrá en la Página WEB del CNDC, antes de las cuatro (4) de la tarde de cada día, la información necesaria para que cada Agente del Mercado pueda reproducir el Predespacho.

Es importante destacar, que el Predespacho constituye la base para la operación en tiempo real para el día siguiente, y en caso de producirse desviaciones, entre lo real y lo previsto, de manera eventual o sostenida de más del 5% la Unidad Operativa está autorizada para realizar ajustes en tiempo real, que permitan mantener al sistema dentro de una operación económica, y esto es lo que se denomina un Redespacho.

Fijación de los Precios y Ajustes

Mercado Spot

Los Precios son determinados por el Comité Nacional de Despacho de Carga y presentados a la Superintendencia de Electricidad para su revisión y aprobación.

Generadores a Distribuidores

Los Precios de Nodo son determinados por el Comité Nacional de Despacho de Carga y presentados a la Superintendencia de Electricidad para su revisión y aprobación.

Los Precios de Nodo serán aprobados por la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución, y deberán ser publicados junto con sus respectivas formulas de indexación, cada seis (6) meses.

Las empresas eléctricas están autorizadas a efectuar ajustes

de sus precios de venta, con base en la formulas de indexación, las cuales son de aplicación mensual, y utilizan los siguientes indicadores:

- Precio del Dólar,
- Precios de los Combustibles, e
- Índice de Precios al Consumidor.

La Fórmula de Indexación⁵² utilizada Precios de Nodo de Potencia de Punta (sin peaje), del Precio de Nodo de Energía y del Cargo por Reserva Fría serán las siguientes: Donde:

$$PNP = [a \cdot PD \cdot (1+D) / (PD_0 \cdot (1+D_0)) + b \cdot 1PC / IPC_0] \cdot PNP_0$$

$$CRF = [a \cdot PD \cdot (1+D) / (PD_0 \cdot (1+D_0)) + b \cdot 1PC / IPC_0] \cdot CRF_0$$

$$PNE = [c \cdot PG / PG_0 + d \cdot 1PC / IPC_0] \cdot PNE_0$$

PNP	Precio de Nodo indexado de potencia
PNPo	Precio de Nodo base de potencia calculado con el Precio Básico de Potencia
CRF	Cargo de Reserva Fría Indexado
CRFo	Cargo de Reserva Fría base
PNE	Precio de Nodo indexado de la energía
PNEo	Precio de Nodo base de la energía
PD	Precio del dólar
PDo	Precio base del dólar
D	Tasa arancelaria aplicable a equipo electromecánico de generación.
Do	Tasa arancelaria base aplicable a equipo electromecánico de generación.
IPC	Índice de precios al consumidor a la fecha de la indexación
IPCo	Índice de precios al consumidor base
a	Proporción del costo de equipo importado por unidad de potencia, en el Precio de Nodo de la potencia
b	1-a
PG	Precio actual del Combustible.
PGo	Precio base del Combustible.
c	Proporción del costo del Combustible por unidad de energía en el Precio de Nodo de Energía.
d	1-c

52 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículo 21.

En Casos de Racionamiento

Para Bolivia el Costo de Racionamiento es aquel en que incurren los consumidores al no disponer de energía, debido a restricciones de suministro motivadas por sequía o por indisponibilidad prolongada de unidades generadoras, o de equipos de transmisión. El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es el responsable de preparar los Programas de Racionamiento, los cuales son de obligatorio cumplimiento por parte de los Distribuidores y Consumidores no Regulados por ser Agentes del Mercado.

Los Programas de Racionamiento son considerados por el CNDC en los cálculos de los Precios de Nodo y en la elaboración del Programa de Operación Óptimo. Este programa minimiza el costo de operación y racionamiento para el período de estudio correspondiente en la programación de mediano plazo con base en lo establecido en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.⁵³

Metodología de Remuneración de la transmisión

En Bolivia el Sistema Nacional de Transmisión se divide en Sistema Troncal de Interconexión (STI) y Sistema No Troncal de Interconexión (SNTI). El primero se cobra a todos los agentes que participan en el MEM, mientras que el segundo se cobra únicamente a los usuarios de ese sistema. El costo anual de transmisión para los dos sistemas es la sumatoria del costo de inversión anualizado, la rentabilidad permitida y el costo de operación y mantenimiento. El total de estos costos para el STI y los SNTI representan la remuneración máxima permitida para las instalaciones de transmisión.

- **El costo anual de inversión** es igual a la anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión correspondientes a un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado,⁵⁴ el cual ha sido aprobado por la Superintendencia.⁵⁵ Se obtiene la anualidad del producto del valor total de la inversión por el factor de recuperación del capital utilizando una tasa de actualización del 10% anual en términos reales⁵⁶ y una vida útil de 30 años.

- **Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración** es equivalente a un máximo del tres por ciento del costo anual de la inversión reconocido.⁵⁷

Para el caso específico del Sistema No Troncal de Interconexión (SNTI) se consideran también los costo anuales asociados a las pérdidas de transmisión y transformación, cuando corresponda. Estas pérdidas se determinarán con base en los factores de pérdidas representativos de las pérdidas medias de potencia y energía en instalaciones de transmisión económicamente adaptadas. Con dichos factores y con los Precios de Nodo de potencia y energía, se obtendrá el costo de las respectivas pérdidas⁵⁸. Esta remuneración máxima permitida para cada uno de los Sistemas, será recaudada con base en el uso que hagan los Generadores y los Consumos. La recaudación en referencia difiere de un sistema a otro.

Recaudación Remuneración Máxima Permitida para el STI

Para el Sistema Troncal de Interconexión, la recaudación se calcula tanto para los generadores como para las distribuidoras.

53 El Programa SDDP requiere de un costo de racionamiento para poder balancear la oferta con la demanda. El costo de racionamiento se asume como la unidad virtual que hace que los consumidores sean indiferentes entre el consumo de electricidad y dejar de consumir. Este valor es actualmente fijado en US\$ 5000, el cual es considerado alto. Entre las propuestas de revisión del MEM se encuentra la fijación de este valor.

54 Al momento de su incorporación, están dimensionadas de forma tal que constituyan la alternativa de mínimo costo total de inversión, operación, mantenimiento, administración y pérdidas de transmisión, para una determinada demanda y oferta de generación comprometida, manteniendo los niveles mínimos de desempeño establecidos por la Superintendencia.

55 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículo 1.

56 Ley 1604, de fecha 21 de diciembre de 1994. Artículo 48. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio, mediante resolución administrativa debidamente fundamentada. La nueva tasa de actualización fijada por el Ministerio no podrá diferir en más de dos (2) puntos porcentuales de la tasa vigente.

57 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículo 26. Este porcentaje podrá ser modificado con base en estudios que serán encargados por la Superintendencia a empresas consultoras especializadas.

58 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículo 37.

Generadores:

1. Ingreso Tarifario. Se determina como la diferencia entre los retiros valorizados de energía y Potencia de Punta y las inyecciones valorizadas de energía y Potencia de Punta respectivamente, en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión. Como inyección de Potencia de Punta en los nodos de Generadores se considerará la que resulte de despachar la potencia firme de las Centrales generadoras.

Esta valorización se efectuará utilizando los costos marginales de corto plazo de energía y potencia utilizados por el Comité Nacional de Despacho de Carga para determinar las transacciones entre los agentes en el Mercado Spot.⁵⁹

a. Peaje de Transmisión, que se atribuye a los generadores es igual al 25% del Peaje Total del Sistema Troncal de Interconexión. Este uso atribuible a los Generadores está asociado al transporte de la producción de una determinada central en el STI. El Peaje Total de Transmisión se determina como la diferencia entre el costo anual de transmisión y el ingreso tarifario anual. El pago será realizado por los generadores de forma mensual y el mismo será el resultado de la multiplicación del peaje unitario de los generadores por toda su energía inyectada y registrada en los medidores reconocidos por el Comité Nacional de Despacho de Carga para fines de transacciones comerciales de energía y potencia.

2. Consumos: únicamente pagaran la diferencia entre el Peaje Total de Transmisión y el Peaje atribuible a los generadores, o el equivalente al 75% del Peaje Total de Transmisión. El peaje unitario atribuible a los consumos, se determina dividiendo el monto del peaje por la potencia de punta de todos los agentes consumidores. Este peaje será incluido en el Precio de Nodo de Potencia que corresponda a cada consumo.

Es importante señalar, que los Peajes atribuibles a los Generadores y a los Consumos son determinados por el Comité Nacional de Despacho de Carga y remitidos, junto con las respectivas fórmulas de indexación, a la Superintendencia de Electricidad para su revisión y aprobación, la cual se realizará mediante Resolución.

Sistema No Troncal de Interconexión

Para el Sistema No Troncal de Interconexión, la recaudación se realizará entre los agentes a los cuales se les atribuya su uso. El uso de las Instalaciones del Sistema No Troncal de Interconexión es el asociado a aquellas instalaciones utilizadas para conectar Centrales al Sistema Troncal de Interconexión, en el caso de los:

1. Generadores, deberán pagar por los tramos utilizados en proporción a la potencia firme de dichas centrales.

2. Consumos, deberán pagar por los tramos utilizados por el generador, contratado o utilizado, para abastecer el consumo respectivo, el cual será incluido en los Precios de Suministro a los Distribuidores o Consumidores no Regulados. Los Generadores que efectúen el suministro deberán pagar por los tramos utilizados en proporción a la Potencia de Punta retirada para dicho efecto.

Actualización de los Costos y Factor de Ajuste

Los costos de transmisión, asociados tanto al Sistema Troncal de Interconexión, como al Sistema No Troncal de Interconexión, serán actualizados cada cuatro (4) años, por cada agente transmisor, quién tiene la responsabilidad de contratar un estudio con una empresa consultora, previamente precalificada por la Superintendencia de Electricidad. Los costos resultantes de el estudio en referencia y las respectivas fórmulas de indexación deben ser remitidas a la Superintendencia, con los respaldos correspondientes para su revisión y posterior aprobación.

En caso de producirse retiros de tramos de instalaciones de transmisión pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión, los transmisores requieren de la autorización de la Superintendencia, previo informe del Comité Nacional de Despacho de Carga, el mismo que deberá rebajar el costo anual de transmisión y considerar la nueva topología de la red en el siguiente cálculo de peajes.⁶⁰

59 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículo 27.

60 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículo 31.

Cuando se trate del Sistema no Troncal de Interconexión, los retiros o adiciones de tramos en las instalaciones del mismo, requieren de autorización mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad, para que esta pueda retirar o adicionar, los costos de inversión, y los costos de operación, mantenimiento y administración correspondientes.

En el caso del Sistema Troncal de Interconexión existen fórmulas de indexación, por los efectos de los cambios en el Precio del Dólar y en el Índice de Precios al Consumidor, para:

- **Los peajes atribuibles a los generadores y a los consumos**, la cual es de aplicación mensual, y está definida así:

$$PGJ = [a*PD*(1+D)/(PD_0*(1+D_0))+b*1PC/IPC_0]*PGJ_0$$

donde:

PJG = Peaje indexado
 PJGo = Peaje base
 PD = Precio del dólar
 PDo = Precio base del dólar
 D = Tasa arancelaria aplicable a equipo electromecánico de transmisión
 Do = Tasa arancelaria base aplicable a equipo electromecánico de transmisión
 IPC = Índice de precios al consumidor a la fecha de la indexación
 IPCo = Índice de precios al consumidor base
 a = Proporción del costo de las instalaciones de transmisión en el Precio de Nodo de la potencia
 b = 1-a

Los ponderadores a y b serán calculados por el Comité en cada estudio para fijación de peajes.

- **Los costos de inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración**, la cual es de aplicación semestral, y está definida así:

$$CI = [a*PD*(1+D)/(PD_0*(1+D_0))+b*1PC/IPC_0]*CI_0$$

$$COYM = [c*PD/PD_0+d*IPC/IPC_0]*COYM_0$$

donde:

CI = Costo anual de inversión indexado
 CIo = Costo anual de inversión base
 COYM = Costo anual de operación, mantenimiento y administración
 COYMo = Costo anual de operación, mantenimiento y administración base
 PD = Precio del dólar
 PDo = Precio base del dólar
 D = Tasa arancelaria aplicable a equipo electromecánico de transmisión
 Do = Tasa arancelaria base aplicable a equipo electromecánico de transmisión
 IPC = Índice de precios al consumidor a la fecha de la indexación
 IPCo = Índice de precios al consumidor base
 a = proporción del costo de equipo importado en el Precio de Nodo de la potencia
 b = 1-a
 c = proporción de componente importada en el COYM
 d = 1-c

Los ponderadores a, b, c y d serán calculados en el mismo estudio que determine los CI y los COYM.

En el Caso del Sistema No Troncal de Interconexión sólo esta previsto que las empresas propietarias remitan semestralmente a la Superintendencia de Electricidad, los precios y fórmulas de indexación por uso de las instalaciones asociadas a este sistema, sobre la base de los costos anuales de transmisión antes explicados, así como los retiros y adiciones que correspondan, con sus respectivos respaldos de los valores presentados. La Superintendencia revisará y aprobará mediante Resolución.

Interconexiones Internacionales

Marco Legal

Las exportaciones e importaciones de electricidad y las interconexiones internacionales son realizadas en Bolivia con base en lo establecido en la Ley⁶¹, en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico⁶² y el Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad⁶³. Este último fue elaborado con el objetivo de establecer un marco legal claro y transparente de las operaciones del comercio internacional de electricidad, acorde con las disposiciones, lineamientos y principios establecidos en la Ley de Electricidad,

61 Ley 1604, de fecha 21 de diciembre de 1994. Artículo 9 y 12.

62 Decreto Supremo N° 26093. Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico. Artículos 1, 9, 11 y 49.

63 Decreto Supremo N° 25986. Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad, de fecha 16 de noviembre de 2000.

El Reglamento de Operación del Mercado eléctrico permite realizar transacciones de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista de Bolivia con mercados y sistemas de otros países a través de los agentes habilitados en sus países para realizar transacciones de energía en sus respectivos mercados y que han cumplido con lo establecido en la Ley de Electricidad y el Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad de Bolivia. Estos agentes pueden participar tanto en el mercado de contratos como en el mercado spot para realizar transacciones internacionales, siendo el Comité Nacional de Despacho de Carga el responsable de la coordinación de la operación de los enlaces y de la comercialización de estos intercambios. Es importante destacar que el Comité Nacional de Despacho de Carga está autorizado a dar Prioridad de Suministro al Mercado Nacional de Electricidad en caso de producirse restricciones físicas tanto en los Sistemas Nacionales como Internacionales de Electricidad.⁶⁴ Las operaciones Internacionales de Electricidad, deben cumplir como mínimo las siguientes condiciones, en ambos lados de la frontera nacional:

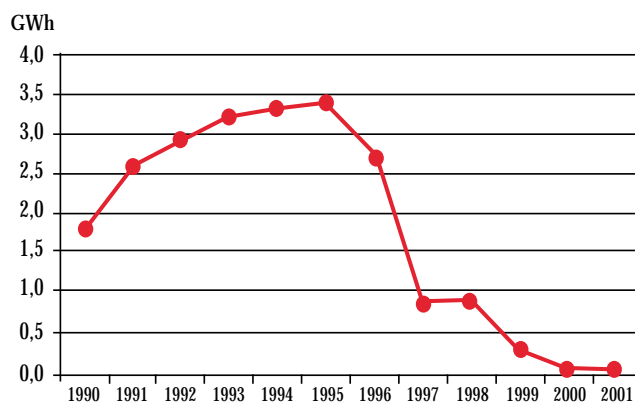
- a. Principios de despacho económico en cada sistema,
- b. No discriminación a demandantes y oferentes,⁶⁵
- c. Coordinación técnica y operativa,
- d. Compatibilidad técnica entre sistemas,
- e. No disminución de los niveles de calidad y confiabilidad de los sistemas que se interconectan.

La valoración de las importaciones y exportaciones de electricidad se realizará siguiendo los criterios de valoración de energía, potencia, peajes y otros cargos establecidos en la Ley de Electricidad, el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico y en el Reglamento de Precios y Tarifas, utilizando como punto de referencia a un "Nodo Internacional."⁶⁶

Interconexión Bolivia y Perú

Bolivia ha establecido relaciones comerciales con Perú, desde 1990 hasta la fecha, aunque el volumen de exportación ha venido decreciendo de manera significativa en los últimos años, pero se espera que con la interconexión entre la Paz y Puno (Perú) se podría incrementar estos volúmenes⁶⁷ (Ver Gráfico 18).

Gráfico 18: Volúmenes de Electricidad Exportados al Perú



Fuente: Superintendencia de Electricidad

64 Decreto Supremo N° 25986. Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad, de fecha 16 de noviembre de 2000. Artículo 29.

65 Este tratamiento asimétrico de la Ley al CNDC y a los operadores internacionales puede entrar en conflicto con la Decisión 536 de la CAN, descrita más adelante.

66 Decreto Supremo N° 25986. Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad, de fecha 16 de noviembre de 2000. Se entiende por Nodo Internacional el punto o barra del Sistema Nacional de Electricidad destinado a la entrega y/o recepción de electricidad para el Comercio Internacional de Electricidad. Este nodo define la conexión física de las "Instalaciones de Transmisión No Dedicada" que es la infraestructura de transmisión de electricidad que se realiza en las redes de los Sistemas Nacionales de Electricidad, sujetas a precios regulados y a las directivas de un Comité Nacional de Despacho. Las instalaciones de "Transmisión Internacional Dedicada" pertenecientes al Sistema Nacional de Electricidad consisten en el Sistema Internacional de Electricidad dedicado únicamente a la transmisión de electricidad, cuya operación está bajo la autoridad de un Comité Internacional de Despacho dentro de un esquema de contratos privados de interconexión e intercambio de electricidad entre uno o más agentes nacionales y extranjeros. Sus precios no están sujetos a la autoridad regulatoria de ninguno de los países vinculados.

67 Diagnostico del Sector Eléctrico 1990-2002. Christian Cárdenas. Abril 2003.

Los estudios para concretar el proyecto para la interconexión entre Perú y Bolivia con un recorrido de aproximadamente 240 kilómetros y una inversión entre 60 y 80 millones de dólares, fueron entregados a los gobiernos peruanos y bolivianos. La propuesta fue realizada por las empresas Red Eléctrica del Sur (REDESUR) y TDE a sus gobiernos respectivos, las cuales son administradas por el mismo grupo empresarial, Red Eléctrica de España. El proyecto consiste en la unión de las subestaciones de 220 kV en Puno en el sur de Perú con las de 230 kV en Senkata, cerca de La Paz, cruzando la frontera en Desagüadero. La parte que se considera de mayor costo para el desarrollo del Proyecto es la asociada a la subestación para la conversión de frecuencias el cual representaría aproximadamente el 50% de la inversión total, dado que el sistema peruano trabaja con 60 ciclos y Bolivia con 50 ciclos.

En teoría existen varias alternativas para manejar el proyecto como por ejemplo establecer un contrato entre un actor peruano y uno boliviano; o subastar al mejor postor el uso de las líneas de transmisión entre ambos países y el que gane la licitación el que financie la obra, la Decisión 536 de diciembre de 2002 obliga a Perú a lograr la integración comercial de los mercados de electricidad.

Decisión 536 de la CAN

La normativa comunitaria es altamente coincidente con el marco regulatorio boliviano, salvo por tres aspectos. El primero se refiere al conflicto de la ley con la Decisión 536 ya que la primera privilegia a la demanda nacional en relación con la extranjera.⁶⁸ Oswaldo Irusta, Director de Gestión y Estrategias de la Superintendencia de Electricidad, en una entrevista con Energy Press y publicada en el Reporte (S/F) "Interconexión Eléctrica Regional" explica que existen otros dos aspectos que difieren entre la normativa boliviana y la normativa regional. La norma comunitaria que no permite a los dueños de los enlaces percibir las rentas que se originan del diferencial de precio existente entre los dos mercados. Luego, la regulación andina prohíbe subsidios o incentivos, o en general cualquier restricción que no esté relacionada con limitaciones a la capacidad disponible en los enlaces para la importación o exportación de electricidad.

La Decisión de la CAN N° 536, publicada el 17 de diciembre de 2002 establece el "Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad", suscrito por los Ministros de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. Este acuerdo no fue suscrito por Bolivia pero se incluyó la siguiente disposición transitoria:

La presente Decisión no será aplicable a Bolivia, hasta que este País solicite su incorporación a la misma. Para la incorporación de Bolivia no se requerirá modificar la Decisión, sino que bastará con que ese País notifique formalmente su intención a la Comisión de la Comunidad Andina.

Dado que Perú es un importante socio comercial para Bolivia, y Bolivia no suscribió el acuerdo y tiene una normativa legal vigente diferente a la Decisión 536, para producirse nuevas negociaciones entre estos países se deben armonizar algunos elementos del marco regulatorio boliviano que se encuentren en conflicto con la Decisión. El Reglamento Boliviano sobre Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad⁶⁹ señala, sin embargo, que se cumplirá con el principio de Reciprocidad y Simetría estableciendo que:

De forma de asegurar a los Agentes nacionales y a los Agentes extranjeros condiciones de igualdad en sus relaciones mutuas, sin ventajas o desventajas para ninguno de ellos, las actividades de la Industria Eléctrica que se desarrollen como parte del Comercio Internacional de Electricidad deberán enmarcarse en los Convenios Internacionales vigentes con sujeción a la Ley de Electricidad, la Ley SIRESE y sus disposiciones reglamentarias.

Esto podría obligar a Bolivia a cumplir con lo dispuesto en la Decisión CAN 536, estando incorporada o no en la misma. Las reglas establecidas en la Decisión CAN 536 son:

1. Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.

68 Ver nota al pie #64

69 Decreto Supremo N° 25986. Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad, de fecha 16 de noviembre de 2000.

2. Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.

3. El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.

4. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.

5. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.

6. Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.

7. Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada País, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.

8. Los Países Miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.

9. Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.

10. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.

11. Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.

12. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

Negociaciones de Interconexión Bolivia y Brasil

Bolivia y Brasil elaboraron una propuesta de alianza estratégica para la integración energética 2001.⁷⁰ Estas negociaciones consistieron en la construcción de una termoeléctrica denominada San Marcos en Puerto Suárez, para vender electricidad a Brasil. Las negociaciones de Bolivia con Brasil en los últimos años no han sido exitosas, dada la política energética de Brasil de privilegiar la generación hidroeléctrica por sobre la térmica, que ha coincidido con un año 2002 lluvioso y los efectos de la crisis energética en los años 2000 y 2001 en la forma de reducción permanente del consumo. Más aún, el nuevo modelo propuesto por el Ministerio de Minas y Energía considera la importación solo en casos de racionamiento inminente, y de exportación en caso de alivio de inminente de las represas, reduciendo la posibilidad de crear un mercado entre ambos sistemas.

Adicionalmente, según las estimaciones de lluvias y del nivel de las represas de las plantas hidroeléctricas, Brasil no tiene que preocuparse por su oferta de electricidad en tres años, por lo cual no habrá demanda para la producción boliviana. El modelo establece que se desarrollaría un esquema de comprador único. Si la implementación de este modelo incluye la oferta y la demanda de otros países, podría convertirse en un camino efectivo a la integración regional dadas las complementariedades entre ambos sistemas.

70 Declaración Presidencial de Tarija el 27 de junio de 2001. Diagnostico del Sector Eléctrico 1990-2002. Christian Cárdenas. Abril 2003.

Metodología de Remuneración de la actividad de Distribución

Costos de Distribución

Para remunerar la Actividad de Distribución se utilizan como base los costos medios optimizados, los cuales son determinados por niveles de tensión. Los costos a considerar se encuentran definidos en el Reglamento de Precios y Tarifa⁷¹, y aparecen en el Sistema Uniforme de Cuentas establecido por la Superintendencia de Electricidad, que es de uso obligatorio por parte de todas las empresas del sector. Se denominan costos optimizados debido a que la Superintendencia de Electricidad establece para las proyecciones de los mismos un conjunto de indicadores que permiten relacionar los costos con otros parámetros tales como el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, y las longitudes de líneas.

Con base en los indicadores establecidos, se pueden conocer niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior, no pudiendo ser estos inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período. Los costos reconocidos por la Superintendencia de Electricidad son:

1. Los impuestos y tasas que gravan a la actividad de la Concesión conforme a ley,

2. Los costos de operación comprenden: Supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y otros relacionados con la operación de los bienes afectos a la Concesión,

3. Los costos de mantenimiento comprenden: Supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectos a la Concesión,

4. Los costos administrativos y generales comprenden los sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración de la Concesión,

5. La cuota anual de depreciación de los activos tangibles afectos a la Concesión se calculará aplicando las tasas de depreciación y procedimientos aprobados a este efecto por la Superintendencia,

6. La cuota anual de amortización del activo intangible afecto a la Concesión. Se calcula con base en un plan de amortizaciones aprobado por la Superintendencia,

7. Los costos financieros comprenden: Intereses y otros gastos financieros resultantes de préstamos contratados por el Titular para la expansión de las instalaciones de distribución en su zona de Concesión, con las limitaciones que disponga la Superintendencia.

Para determinar los costos de distribución para cada nivel de tensión se incorpora a los costos antes descritos el valor de la utilidad, la cual se determina como el producto de la Tasa de Retorno definida por la Superintendencia de Electricidad, y el Patrimonio afecto a la concesión. En este sentido se tiene que:

- **La Tasa de Retorno:** es el promedio aritmético de las tasa de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años. En los últimos tres años, el promedio es de 13%.⁷²

- **Patrimonio afecto a la concesión:** es igual al valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto (máximo un doceavo de los ingresos anuales previstos), menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo.

71 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículos 45 y 47.

72 Ley 1604, de fecha 21 de diciembre de 1994. Artículo 54. Este indicador debería ser muy sólido debido a que tradicionalmente la rentabilidad de estas empresas era muy estable, es determinado con base en un mercado muy líquido y es de fácil obtención. Estos eran elementos que eliminaban la incertidumbre regulatoria en el momento de la fijación de la rentabilidad y fue muy atractivo en su momento. La utilización de este indicador, sin embargo, actualmente tiene varios problemas. Por un lado, la utilización de este indicador asume que el riesgo enfrentado por las empresas bolivianas es similar al riesgo enfrentados por empresas estadounidenses. Esas empresas se han diversificado de forma muy significativa. Su perfil de riesgo han variado de forma significativa, de forma muy diferente al perfil de las empresas distribuidoras bolivianas. En este índice se encuentran las empresas AES AEP, Consolidated Edison, PGE y WilliamsCOS. Por el otro, su retorno ha presentado una gran volatilidad. En el pasado reciente han tenido bajos rendimientos.

Las proyecciones de los costos, el crecimiento previsto de la demanda y los planes de expansión se consideran parte de los indicadores de operación y de costos unitarios definidos por la Superintendencia, siendo obligatorio la ejecución de las inversiones previstas y el cumplimiento de los estándares de calidad esperados para la Actividad de Distribución. Esto implica que una mayor eficiencia en la utilización de las redes, por ejemplo por el crecimiento de ciertas clases de usuarios, puede redundar en una mayor rentabilidad. Por el otro lado, expansiones de la infraestructura para suplir demanda que no se materializa puede impactar negativamente el rendimiento.⁷³

Tarifas Base o Precios Máximos de Suministro de Electricidad

Los Precios Máximos de Distribución que las empresas distribuidoras podrán aplicar a sus Consumidores Regulados son denominadas Tarifas Base, las cuales se determinan considerando los siguientes elementos:

- **Costos por compras de electricidad**, que se reflejarán directamente en las tarifas base, a través de los Precios de Nudo de Energía y Potencia de Punta de los nodos que abastecen al Distribuidor. A estos se adicionarán los precios por el uso de instalaciones de transformación y transmisión no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión. Los precios así obtenidos se incrementarán en factores de pérdidas calculados con base en las pérdidas medias de energía y Potencia de Punta en la red de Distribución.⁷⁴
- **Costo de los Consumidores** o costo de comercialización que considera la supervisión, mano de obra, materiales y costos de las actividades de medición, facturación, cobranza, registro de clientes y otros relacionados con la comercialización de electricidad,
- **Costos de Distribución**, dentro de los cuales se considera la utilidad,

- **Proyección de Demanda**, que se refiere a las previsiones de ventas de electricidad a sus consumidores,

- **Ingresos por Ventas y Otros Ingresos**, que son los ingresos previstos por concepto de venta y transporte de electricidad, utilización y conservación de elementos de servicio y retribuciones que, por cualquier otro concepto, obtenga la empresa de los bienes afectados a la Concesión.

La tarifa base para cada nivel de tensión, estará compuesta por un:

- a. Cargo por Consumidor,
- b. Cargo por Potencia de Punta,
- c. Cargo por Potencia Fuera de Punta,
- d. Cargo por Energía

Otros Costos a Considerar

Existen otros costos a considerar, que se le deben facturar a los consumidores, previa aprobación de los mismos por la Superintendencia de Electricidad, como son:⁷⁵

- **Cargos por Conexión y Reconexión**, son determinados para cada categoría de usuario y se calcularán como el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte necesarios para conectar o reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Se facturarán en el momento de realizar la conexión o la reconexión según sea el caso.

- **Depósitos de Garantías**. Todo nuevo consumidor deberá pagar un depósito de garantía el cual le será devuelto, cuando decida prescindir del servicio, al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado. Este depósito se calculará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría.

73 Otro aspecto relacionado se refiere a la expansión en las áreas rurales y periurbanas, las cuales presentan menores consumos, menores densidades o baja diversidad de la demanda lo que implica menores eficiencias en el uso de la red. Esto podría reducir la eficiencia promedio de los distribuidores y podría necesitar verse reflejado en la rentabilidad reconocida para incentivar expansiones adicionales en las zonas con poblaciones de menores ingresos.

74 Argumentan algunos distribuidores que se ha producido un incremento de las pérdidas en la red por hurtos debido a los menores ingresos que tiene la población, asociado al bajo crecimiento de la economía desde 1999.

75 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículos 56 y 57.

Definición de las Tarifas y Ajustes

Las Tarifas Base, los cargos por Conexión y Reconexión, así como el Depósito de Garantía son definidos por períodos de cuatro (4) años y aprobados por la Superintendencia de Electricidad. Las Tarifas Base y sus respectivas formulas de indexación serán determinadas a partir de los resultados de los Estudios Tarifarios que realizará un Consultor, precalificado por la Superintendencia, y contratado por cada empresa distribuidora para desarrollar el estudio cumpliendo con los términos de referencia definidos por la Superintendencia. Se encuentra previsto dentro de la regulación vigente la posibilidad de realizar revisiones extraordinarias de las tarifas base, en aquellos casos en que se produzcan variaciones significativas de las previsiones de ventas consideradas en las tarifas, en relación con las reales, pudiendo estas revisiones ser solicitadas por una empresa distribuidora, o realizadas por iniciativa de la Superintendencia.

Adicionalmente, se establece la aplicación mensual de Fórmulas de Indexación de las Tarifas Base, las cuales se encuentran definidas para cada uno de los cargos previstos en la misma, como son: Cargo por Consumidor, Cargos por Potencia de Punta, Cargo por Potencia Fuera de Punta y Cargos por Energía.

Las fórmulas para el Cargo por Consumidor y el Cargo por Potencia Fuera de Punta, tienen en común la corrección por variaciones en el Índice de Precios al Consumidor menos un factor de incremento de la eficiencia (RPI-X), que es denominado índice de disminución mensual de los costos de consumidor, para el primer caso, y en el segundo caso se definen dos Índices de disminución mensual de costos: uno por operación y mantenimiento del nivel de tensión y otro por administrativos y generales por nivel de tensión.

Las fórmulas para el Cargo por Energía y el Cargo por Potencia de Punta tienen en común la consideración de una corrección por variación del cargo por energía o Potencia de base, según corresponda, y el cargo por energía o potencia indexada por nivel de tensión, la cual se multiplica por un factor que es la unidad menos un índice mensual de reducción de pérdidas de energía o potencia según corresponda. En todos los casos los índices son acumulativos.

A continuación se detallan las fórmulas de indexación⁷⁶ :

- Cargos por Consumidor:

$$CC = CC_0 * (IPC/IPC_0 - n * X_{cc})$$

donde:

- CC= Cargo por consumidor.
- CCo= Cargo por consumidor base.
- IPC= Índice de precios al consumidor del mes de la indexación correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.
- IPCo= Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.
- Xcc= Índice de disminución mensual de los costos de consumidor.
- n= Número del mes de la indexación respecto del mes base.

- Cargo por Potencia de Punta:

$$CPP = (CPPE/CPPE_0) * (1 - n * X_{pp}) * CPP_0$$

donde:

- CPP= Primer componente del cargo por Potencia de Punta del nivel de tensión, correspondiente al mes de la indexación.
- CPPo= Primer componente del cargo por Potencia de Punta base del nivel de tensión.
- CPPE = Cargo por Potencia de Punta a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación.
- CPPEo= Cargo por Potencia de Punta base a la entrada del nivel de tensión.
- Xpp= Índice mensual de reducción de pérdidas medias de potencia de punta del nivel de tensión.
- n= Número del mes de la indexación respecto del mes base.

76 Decreto Supremo 26094 de 2 de Marzo de 2001. Reglamento de Precios y Tarifas. Artículo 55.

- Cargo por Potencia fuera de Punta:

$$CFP = CFP_0 \cdot (IPC/IPC_0 - n \cdot p_1 \cdot X_{com} - n \cdot p_2 \cdot X_{cag} + p_3 \cdot ZI + p_4 \cdot ZT)$$

donde:

CFP	Cargo por potencia fuera de punta indexado del nivel de tensión.
CFP ₀	Cargo por potencia fuera de punta base del nivel de tensión.
IPC	Índice de precios al consumidor del mes de la indexación, correspondiente al segundo mes anterior a aquel en que la indexación tendrá efecto.
IPC ₀	Índice de precios al consumidor base, correspondiente al segundo mes anterior al mes para el cual se establece el nivel de precios para el estudio de las tarifas de Distribución.
X _{com}	Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento del nivel de tensión.
X _{cag}	Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales del nivel de tensión.
ZI	Índice de variación de los impuestos directos.
ZT	Índice de variación de las tasas.
p ₁	Participación de los costos de operación y mantenimiento en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
p ₂	Participación de los costos administrativos y generales en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
p ₃	Participación de los impuestos directos en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
p ₄	Participación de las tasas en los costos de Distribución correspondientes al nivel de tensión considerado.
n	Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Cargo por Energía:

$$CE = (CCE/CCE_0) \cdot (1 - n \cdot X_{pe}) \cdot CE_0$$

donde:

CE	Cargo por energía indexado del nivel de tensión.
CE ₀	Cargo por energía base del nivel de tensión.
CCE	Cargo por energía a la entrada del nivel de tensión correspondiente al mes de la indexación.
CCE ₀	Cargo por energía a la entrada del nivel de tensión base.
X _{pe}	Índice mensual de reducción de pérdidas de energía.
n	Número del mes de la indexación respecto del mes base.

Calidad del Servicio

Las empresas de transmisión y de distribución de electricidad tienen la responsabilidad de prestar un servicio a sus clientes con el nivel de calidad establecido en las normas legales vigentes en Bolivia, y consideradas al momento de definir los costos asociados a estos servicios. Estas normas legales son el Reglamento de Calidad de Transmisión⁷⁷ y el Reglamento de Calidad de distribución⁷⁸.

La Calidad del Servicio se refiere al conjunto de condiciones y exigencias para la prestación de los Servicios de Transmisión y Distribución, referidas a las desconexiones en el caso de transmisión, y al producto técnico, servicio técnico, y servicio comercial en el caso de distribución, que son establecidas en los reglamentos en referencia, y que son de cumplimiento obligatorio por parte de las empresas.

Las Normas de Calidad del Servicio son aprobadas por la Superintendencia de Electricidad, por períodos de cuatro (4) años, preferiblemente coincidentes con los períodos tarifarios.

El control y la fiscalización de las Normas de Calidad es responsabilidad también de la Superintendencia de Electricidad, la cual se apoya en el Comité Nacional de Despacho de Carga, Unidad Operativa, en el caso de la transmisión.

77 Decreto Supremo N° 24711. Reglamento de Calidad de Transmisión. Fecha 17-07-1997.

78 Decreto Supremo N° 26607. Reglamento de Calidad de Distribución. Fecha 20-04-2002.

Transmisión

El objetivo de regular la calidad del servicio en transmisión es disponer de un servicio con los atributos y características suficientes para satisfacer las necesidades implícitas o establecidas de los usuarios del sistema de transmisión. Se encuentran sujetas a las Normas de Calidad cada Componente del Sistema de Transmisión, dentro de los cuales son considerados las líneas de transmisión, transformadores de potencia y reactores con sus respectivos equipos de maniobra, control y protección.

Cada componente tendrá un límite exigido por la Superintendencia de Electricidad que se corresponderá con el monto aprobado para cubrir los costos de operación, mantenimiento y administrativos, y un límite autorizado que se refiere al comportamiento mínimo admisible para la prestación del servicio de transmisión, límites estos que son expresados a través de índices de calidad que contabilizan la frecuencia y duración de las desconexiones de los componentes en referencia.

El límite exigido, corresponderá al comportamiento óptimo posible que se puede esperar de cada componente para una inversión equivalente al valor económicamente adaptado en base al cual es fijada su remuneración. El costo de alcanzar el límite de comportamiento exigido estará incluido en los costos de operación, mantenimiento y administración del Sistema de Transmisión, aprobados por la Superintendencia⁷⁹.

En aquellos casos en que un Agente del Mercado desee niveles de Calidad superiores a los establecidos, podrá realizar un acuerdo directo con la empresa de transmisión, el cual deben informar a la Superintendencia y hacer del conocimiento del Comité Nacional de Despacho de Carga. Los costos que sean originados por la mejora de los límites de comportamiento respecto a los valores exigidos deberán ser cubiertos exclusivamente por los Agentes del Mercado interesados.

La medición de la Calidad del Servicio se realiza a través de los siguientes indicadores que son calculados con una frecuencia anual:

- La frecuencia de desconexión del componente (Número de Desconexiones)
- La duración media de desconexiones del componente (Duración de las Desconexiones en minutos dividido por el Número de Desconexiones)

No serán considerados en los cálculos de los indicadores:⁸⁰

- Las desconexiones programadas para mantenimiento u operación justificadas y autorizadas por la Unidad Operativa del Comité Nacional de Despacho de Carga,
- Las desconexiones programadas para la conexión de nuevas instalaciones, mejoras, ampliaciones y pruebas asociadas y cuyo programa sea aprobado por el Comité Nacional de Despacho de Carga a través de su Unidad Operativa,
- Desconexiones atribuibles a generadores, distribuidores, consumidores no regulados y terceros,
- Desconexiones ocasionadas por fuerza mayor.

Los Agentes del Mercado tienen la obligación de remitir un informe preliminar al Comité Nacional de Despacho de Carga, Unidad Operativa, con un plazo de 24 horas a partir del momento en que ocurre la desconexión en la cual estén involucrados para notificar la falla. El informe definitivo deberán remitirlo en cinco (5) días hábiles. Finalmente, la Unidad Operativa del Comité Nacional de Despacho de Carga tendrá ocho (8) días hábiles para emitir un Informe Final a la Superintendencia de Electricidad, al Comité y a los Agentes del Mercado.

79 Decreto Supremo N° 24711. Reglamento de Calidad de Transmisión. Fecha 17-07-1997. Artículo 7.

80 Decreto Supremo N° 24711. Reglamento de Calidad de Transmisión. Fecha 17-07-1997. Artículo 18.

Cada año la Superintendencia determinará los montos en dinero, por incumplimiento de la calidad, que deberá reducir a los Transmisores, lo cual realizará con base en los informes del Comité, Unidad Operativa del Comité, Agentes del Mercado y a la responsabilidad identificada en cada evento.⁸¹

Estas reducciones serán aplicadas al año objeto de evaluación, sin afectar las remuneraciones máximas aprobadas a la Transmisión en los períodos siguientes. Los montos en referencia, serán pagados por el Transmisor anualmente a los Agentes del Mercado a quienes es atribuible el uso del componente y en proporción al monto del peaje que pagan.

En el Anexo 4 se presenta en un archivo PDF el Decreto Supremo N° 24711, contentivo del Reglamento de Calidad de Transmisión.

Distribución

Las empresas de distribución tienen la obligación de cumplir con las exigencias de Calidad del Servicio para evitar tener que sufrir reducciones en su remuneración. Los niveles de calidad son controlados por la Superintendencia haciendo seguimiento de los siguientes aspectos:

- Calidad del Producto Técnico que se mide a través de los siguientes índices de control: Nivel de Tensión; Desequilibrio de Tensiones; Perturbaciones, oscilaciones rápidas de tensión y distorsión de armónicas; e Interferencias en Sistemas de Comunicación. Frecuencia de cálculo mensual.
- Calidad del Servicio Técnico que se mide a través de los siguientes índices de control: Frecuencia de Interrupciones; y Tiempo de Interrupción del suministro. Frecuencia de cálculo mensual.
- Calidad del Servicio Comercial que se mide a través de los siguientes índices de control: Reclamo de los

Consumidores; Facturación; y Atención al Consumidor Frecuencia de cálculo Semestral.

Estos índices de control son determinados para cada nivel de calidad definido, los cuales se describen a continuación:

- Calidad 1, que se aplica a aquellas ciudades o localidades con suministro de energía eléctrica proveniente del Sistema Interconectado Nacional, y con un número de consumidores mayor o igual a 10.000.
- Calidad 2, que se aplica a aquellas ciudades o localidades con suministro de energía eléctrica proveniente del Sistema Interconectado Nacional, y con un número de consumidores menor a 10.000.
- Calidad 3, que se aplica a aquellas ciudades o localidades con suministro eléctrico proveniente de un Sistema Aislado Integrado.


La asignación del nivel de calidad es realizado por la empresa de distribución y aprobada por la Superintendencia de Electricidad, estando controlados con los índices del nivel de calidad 1 todos los suministros ubicados en los niveles de media y baja tensión, pudiendo la empresa de distribución solicitar a la Superintendencia la aplicación de otro nivel de calidad para estos suministros.

En el Anexo del Reglamento⁸² se presentan los límites establecidos para cada uno de los índices de control definidos para la medición de los niveles de calidad, los cuales son distintos según el Nivel de Calidad al que se refiera (1, 2 o 3)⁸³. En el Anexo 5 se presenta en un archivo PDF el Decreto Supremo N° 26607, contentivo del Reglamento de Calidad de Distribución. Los Consumidores No Regulados, ubicado en la zona de concesión de una empresa de distribución, podrán acordar en su contrato un nivel de calidad superior al asignado.

81 Decreto Supremo N° 24711. Reglamento de Calidad de Transmisión. Fecha 17-07-1997. Artículo 23 y Artículo 26.

82 Decreto Supremo N° 26607. Reglamento de Calidad de Distribución.

83 Los valores de los índices de control podrán ser modificados por Resolución Ministerial a solicitud de la Superintendencia previa justificación técnica.



Las empresas de distribución tienen la obligación de recolectar la información necesaria para la determinación de los índices en los diferentes niveles de calidad definidos, siendo necesario que la misma contenga:

- a. Registro y medición de tensión y carga;
- b. La organización de bases de datos auditables con información de interrupciones de suministro; y
- c. La organización de base de datos auditables con información comercial referente a: atención al consumidor, reclamos y quejas.

El Distribuidor tiene la obligación de cumplir las exigencias en los diferentes niveles de calidad establecidos en el Reglamento y en caso de detectarse el incumplimiento de las mismas se le aplicarán reducciones en su remuneración por estos conceptos. Estos montos serán restituidos a los Consumidores afectados por las desviaciones en los valores admitidos de los índices de control, como un crédito en la facturación, los cuales deben ser aprobados por la Superintendencia.

Descargo de Responsabilidades

La CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO ("Corporación") ha publicado este documento ("Documento") con fines exclusivamente informativos sobre el desarrollo y las actividades de la Corporación y/o sobre temas relacionados al ámbito de Infraestructura.

Por lo tanto, los usuarios no pueden transferir, copiar, imprimir y en general hacer uso de la información, salvo que dicho uso sea sin fines comerciales.

Adicionalmente, este Documento puede incluir trabajos y documentos elaborados por terceros, los cuales pudieran haber sido realizados por consultores ajenos o no a la Corporación.

La presentación de todo este material se efectúa con fines exclusivamente informativos y la Corporación, de ninguna manera, se hace solidaria con sus contenidos o con las implicaciones que de los mismos se pueda realizar. La Corporación no asume responsabilidad alguna por la información contenida en dichos trabajos y documentos.

Este Documento puede incluir direcciones a sitios web de terceros.

Las direcciones enunciadas no están bajo el control de la Corporación, quien no es responsable de sus contenidos.

La Corporación provee estos enlaces como un servicio a los usuarios del Documento y sus inclusiones no implican el respaldo o la aprobación de los materiales u opiniones publicadas en los mismos.

Por consiguiente, el uso del contenido de este Documento es sólo al riesgo del usuario.

La Corporación no garantiza ni puede ser tenida como responsable por el contenido, la exactitud o la integridad del material que aparece en este Documento y, por lo tanto, sus contenidos no comprometen a la Corporación.

Adicionalmente, bajo ninguna circunstancia la Corporación podrá ser tenida como responsable por pérdidas, daños, compromisos o gastos incurridos o asumidos como resultado del uso del contenido de este Documento.

Nada en este Documento puede o debe interpretarse como una renuncia a las inmunidades, exenciones y privilegios otorgados a la Corporación por su Convenio Constitutivo o por los acuerdos celebrados o que se celebren entre la Corporación y sus países accionistas.

Corporación Andina de Fomento

Sede: Av. Luis Roche, Torre CAF, Altamira.

Apdo. Postal: Altamira 69011.

Caracas, Venezuela.

Vicepresidente de Infraestructura

Antonio Juan Sosa

asosa@caf.com

Director de Análisis y Programación

Sectorial

Rolando Terrazas Salinas

rterraza@caf.com

Ejecutivo Principal

Alberto Levy Ferré

alevy@caf.com