

# MEMORIA ANUAL 1999

## Presentación

### 1. Introducción

### 2. Actividades realizadas

#### 2.1. Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

#### 2.2. Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales

##### 2.2.1. Concesiones

##### 2.2.2. Licencias y Licencias Provisionales

#### 2.3. Constitución de Servidumbres y Uso de Bienes de Dominio Público

##### 2.3.1. Constitución de Servidumbres

##### 2.3.2. Uso de Bienes de Dominio Público

#### 2.4. Inversiones en la industria eléctrica

##### 2.4.1. Inversiones en los departamentos de La Paz y Oruro

##### 2.4.2. Inversiones en el departamento de Cochabamba.

##### 2.4.3. Inversiones en el departamento de Santa Cruz.

##### 2.4.4. Inversiones en los departamentos de Chuquisaca y Potosí.

#### 2.5. Precios y Tarifas

##### 2.5.1. Precios y Tarifas en el Mercado Eléctrico Mayorista

##### 2.5.2. Precios y Tarifas en el Mercado Eléctrico Minorista

##### 2.5.3. Atención de Reclamaciones de los Consumidores

##### 2.5.4. Infracciones y Sanciones

##### 2.5.5. Información a los consumidores

#### 2.6. Calidad del suministro

##### 2.6.1. Calidad de Transmisión

##### 2.6.2. Calidad de Distribución

##### 2.6.3. Software de control de calidad

#### 2.7. Cambio de milenio

##### 2.7.1. Etapas de la adecuación de las empresas eléctricas al año 2000

#### 2.8. Sistemas

#### 2.9. Gestión Administrativa

##### 2.9.1. Estructura Orgánica

## 2.9.2. Sistemas de Administración

## 2.9.3. Presupuesto y ejecución presupuestaria

## 2.9.4. Estados Financieros

### 2.9.4.1. Balance general

### 2.9.4.2. Estados de Resultados

## 2.10. Dictamen del auditor independiente

## 3. Programa de Reforma del Sector Eléctrico Boliviano

### **PRESENTACION**

En cumplimiento de lo establecido en el D.S. 24504 de 21 de febrero de 1997 tengo el agrado de someter a su consideración la memoria anual de la Superintendencia de Electricidad.

Como reflejo de lo sucedido en la economía boliviana, durante 1999 el consumo de electricidad se vio reducido, la generación bruta en 1999 registra la menor tasa de crecimiento de los últimos años 4.3%, en 1998 fue de 8.7%.

El consumo a nivel distribución en el país creció un 5.7%, registrándose los mayores crecimientos en los departamentos de Santa Cruz con 8.1% y La Paz, 6.0%. Se registró un decrecimiento del consumo de electricidad -1.11% en Potosí, mientras que en el resto del país tuvo un crecimiento conservador, entre 2.9% de Oruro y 3.2.% de Cochabamba.

El número de consumidores en el país durante la gestión 1999 tuvo un crecimiento de 4.6% siendo los departamentos de Oruro y Santa Cruz los que más crecieron con 4.9% y 4.5% respectivamente. El crecimiento del número de consumidores en el resto de las distribuidoras del SIN creció moderadamente entre un 2.9% en Sucre y el 3.4 % en Potosí.

La potencia instalada en el SIN creció de 862 MW en 1998 a 1.044 MW en 1999. Este crecimiento se debió al ingreso de dos nuevas turbinas en la central termoeléctrica de Guaracachi en Santa Cruz, la planta de Huaji de COBEE en La Paz y la central Kanata de la empresa Synergia en Cochabamba.

Por otra parte la gestión 1999, para la Superintendencia de Electricidad fue un año de intenso trabajo y de logros que nos permiten consolidar el sistema de regulación, las tareas más relevantes se detalla a continuación:

Se otorgó licencia a COBEE BPCo para la actividad de generación en la central de Bulu Bulu, en el departamento de Cochabamba.

Se otorgó licencias provisionales a la Empresa Eléctrica Corani S.A. y la Sociedad Cruceña de Electricidad S.A. para estudiar la instalación de plantas de generación de electricidad y su exportación al Brasil.

La Superintendencia realizó el seguimiento a la ejecución de las inversiones de los agentes del mercado eléctrico, la misma que alcanzó a la suma de 137.6 millones de dólares americanos, así como también controló la calidad del suministro.

En la etapa de transición de la calidad, la Superintendencia dispuso la reducción de remuneraciones de varios agentes por el incumplimiento de los índices de calidad, establecidos en el Reglamento.

La Superintendencia aprobó los precios de nodo y sus fórmulas de indexación, así como los peajes para la transmisión para los periodos mayo – octubre de 1999 y noviembre 1999 – abril de 2000.

A partir de noviembre de 1999, la Superintendencia puso en vigencia una nueva metodología de asignación del cargo por peaje para los consumos, que consiste en una tarifa igual para todos los nodos del sistema (tarifa estampilla). La utilización de esta metodología estabilizó las tarifas de los distribuidores y limitó las variaciones de tarifas en las diferentes regiones del país a valores por debajo del 1.8%.

La Superintendencia efectuó la revisión ordinaria de tarifas de COBEE BPCO correspondientes al periodo 1998 - 2001 en el marco de lo dispuesto en el Título V del Código de Electricidad y como consecuencia ratificó las tarifas de suministro de electricidad vigentes.

En noviembre de 1999, la Superintendencia aprobó los costos de suministro y los indicadores de costos unitarios para el cálculo de las tarifas base, que estarán vigentes en el periodo 1999 – 2002 para las distribuidoras ELECTROPAZ S.A., ELFEO S.A., ELFEC S.A. y CRE LTDA.

Aprobó también las tarifas base y las correspondientes fórmulas de indexación, incluyendo los índices de incremento de eficiencia para ELECTROPAZ S.A., ELFEO S.A. ELFEC S.A. y CRE LTDA. Asimismo, aprobó la fórmula de indexación de precios de distribución para su aplicación en CESSA y SEPSA, en la determinación de las tarifas aplicables a sus consumidores a partir de la facturación del mes de noviembre de 1999.

El sistema Oficina del Consumidor (ODECO), instalado en las empresas de distribución atendió 87.908 reclamaciones en primera instancia, mientras la Superintendencia de Electricidad recibió 630 consultas y 299 reclamaciones, en segunda instancia.

Más de 9.000 internautas visitaron el *Website* de la Superintendencia en el Internet para contar con información sobre las actividades que cumple el sector de electricidad en el país. Nuestra dirección es la siguiente: <http://www.superele.gov.bo>.

La Superintendencia coordinó con las empresas eléctricas el proceso de adecuación de los equipos y sistemas instalados en el SIN para el cambio de milenio, fruto de esta labor el cambio del milenio no afectó el suministro de electricidad a los consumidores

La administración de los recursos de la Superintendencia mereció el dictamen positivo de los auditores independientes, quienes declararon la racionalidad de los estados contables y procedimientos aplicados para su elaboración, habiéndolos aprobado sin observación alguna.

En 1999 finalizó el Proyecto de Asistencia Técnica para la Reforma del Sector Eléctrico, Convenio de Crédito AIF N° 2790-BO, Partes A1, B1 y B2, mediante la Unidad Ejecutora del Proyecto – Superintendencia de Electricidad (UEP –SE), cuya ejecución permitió contratar varios estudios. Los resultados fortalecen el sistema regulador, el CNDC y el funcionamiento del mercado eléctrico. 1999, fue un año de trabajo sostenido y sin pausa en la Superintendencia de Electricidad por lo que agradezco al Intendente, directores, jefes y funcionarios por su dedicación y compromiso con la misión y objetivos de nuestra institución.

Alejandro Nowotny Vera

Superintendente de Electricidad

## **1. INTRODUCCION**

La reforma del sector eléctrico boliviano culminó con la aprobación y vigencia de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994. El nuevo marco legal plantea que el ejercicio de las actividades de la industria eléctrica boliviana y su desarrollo deberán realizarse a través de la iniciativa privada. El Estado asume la responsabilidad de formular políticas y aprobar normas.

La Ley del Sistema de Regulación Sectorial N° 1600 de 28 de octubre de 1994, crea la Superintendencia de Electricidad como el órgano regulador de la industria eléctrica, con jurisdicción nacional y autonomía de gestión. La Superintendencia de Electricidad en su calidad de regulador de la industria eléctrica, debe cumplir y hacer cumplir las disposiciones de la Ley de Electricidad, asegurando la correcta aplicación de los principios, objetivos y políticas que forman parte de ésta, en el contexto de la economía jurídica vigente en el país.

Cabe destacar que la Ley de Electricidad introduce un profundo cambio en la industria eléctrica, cuyos rasgos principales son los siguientes:

Establece la división de actividades de la industria eléctrica en generación, transmisión y distribución para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y como consecuencia las empresas eléctricas desagregan sus actividades para estar dedicadas a una sola de éstas. Disposición fundamental para la constitución del Mercado Eléctrico Mayorista, base de la competencia.

Introduce limitaciones al derecho de propiedad para los accionistas o socios en cada una de estas actividades, preservando que no existan posiciones dominantes o agregación de actividades de la industria a través de la compra de acciones que puedan derivar en monopolios.

Crea el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), como el administrador del Mercado Eléctrico Mayorista, introduce el concepto de Consumidor No Regulado, delimita el SIN y establece una nueva metodología y procedimiento para la fijación de precios y tarifas, basada en la eficiencia económica y la transparencia como rasgos fundamentales.

La Ley de Electricidad y sus reglamentos introducen, por primera vez, normas de calidad para cada una de las actividades del sector eléctrico. Los parámetros eléctricos que se controlan son. El nivel de tensión, el desequilibrio de fases, perturbaciones e interrupciones, frecuencia y tiempo de interrupciones, reclamaciones y atención al consumidor.

La Ley de Electricidad también establece que la Superintendencia tiene la responsabilidad de proteger los derechos de los consumidores asegurando el suministro de electricidad y su expansión, promoviendo la competencia y la eficiencia de las actividades de la industria eléctrica, fijando tarifas y precios que paga el consumidor por el servicio, en estricta aplicación de la ley y defendiendo el derecho del consumidor a recibir el servicio con la calidad establecida en la ley.

En este contexto, la empresa prestadora del servicio tiene la obligación de atender al consumidor con diligencia y esmero. Para la atención de las reclamaciones, la Superintendencia estableció el sistema "Oficina del Consumidor - ODECO", en la mayoría de las empresas distribuidoras del SIN.

## **2. ACTIVIDADES REALIZADAS**

### **2.1. OPERACIÓN DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA**

Por mandato de la Ley de Electricidad, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es responsabilidad del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Tiene asignadas las tareas de planificar la operación integrada del SIN con el propósito de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo, realizar el despacho de carga en tiempo real y costo mínimo y determinar las transacciones. La Superintendencia de Electricidad por mandato de la Ley de Electricidad se encarga de supervisar al CNDC.

La compraventa de electricidad en el mercado eléctrico mayorista se realiza a través de contratos que se pactan libremente en cuanto a duración, condiciones y precios y también en el mercado spot donde las transacciones se realizan sobre la base de precios que se definen cada hora.

El año 1999, la oferta eléctrica en el MEM estuvo constituida por las siguientes empresas de generación;

Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA).

Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. (EVH).

Empresa Eléctrica Corani S.A.

Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE BPCo).

Hidroeléctrica Boliviana (HB).

Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. (SYNERGIA).

La transmisión de electricidad se encuentra a cargo de la:

Transportadora de Electricidad S.A. (TDE).

Los distribuidores que demandan electricidad en el MEM son los siguientes:

Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ).

Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. (CRE).

Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba S.A. (ELFEC).

Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. (ELFEO).

Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA).

Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA).

Y los consumidores no regulados son:

Empresa Minera Inti Raymi S.A.

Empresa Metalúrgica Vinto

La coordinación de las operaciones de generación, transmisión y despacho de carga a costo mínimo, en el SIN está a cargo del CNDC, conformado por los representantes de los agentes del MEM (uno por actividad) y por un representante de la Superintendencia de Electricidad, que ejerce la Presidencia del Comité.

En 1999, la Superintendencia supervisó el funcionamiento del MEM, mediante la revisión y análisis de la información proporcionada por el CNDC, que estuvo relacionada con la programación de mediano plazo, estacional, semanal y diaria. Para el efecto, se verificó el cumplimiento de todas las disposiciones legales establecidas para la operación del MEM.

El mes de septiembre de 1999, la entidad reguladora aprobó los Estatutos del CNDC, que definen al Comité como una persona jurídica pública, no estatal, sin fines de lucro, cuya organización, funcionamiento y, en caso de extinción, se regirán por la Ley Electricidad N° 1604 y sus reglamentos. (Resolución SSDE N° 146/99).

La Superintendencia de Electricidad promovió también la realización de varios estudios y análisis para evaluar las operaciones que se desarrollan en el mercado eléctrico.

Con el asesoramiento de la Consultora "Mercados Energéticos S.A." se evaluaron el funcionamiento del MEM y el Sistema de Transporte y Límites. El resultado de la evaluación del Sistema de Transporte y Límites sirvió de base para la elaboración del Decreto Supremo N° 25563 de 29 de octubre de 1999, que modifica la metodología de asignación del cargo por peaje.

La Superintendencia dispuso que la auditoría operativa del CNDC sea realizada por la Consultora "ACTIC". La revisión de los informes preliminares todavía se encuentra en proceso.

El análisis de aplicación de las disposiciones regulatorias relativo a los precios de transporte para consumidores no regulados y generadores conectados a instalaciones de distribución fue adjudicado a la Consultora "Mercados Energéticos S.A.".

Otro estudio importante está relacionado con la "Confiability y Costo Asociados", realizado por la consultora "Mercados Energéticos S.A.".

## **2.2. CONCESIONES, LICENCIAS Y LICENCIAS PROVISIONALES**

La Ley de Electricidad faculta a la Superintendencia de Electricidad a otorgar concesiones, licencias y licencias provisionales. Mediante el acto administrativo de otorgar concesiones, la Superintendencia, a nombre del Estado boliviano, concede a una persona colectiva el derecho de ejercer la actividad de servicio público de distribución. A través de las licencias otorga el derecho de ejercer la actividad de generación o transmisión, que se caracterizan por ser competitivas y por medio de las licencias provisionales autoriza la realización de estudios.

### **2.2.1. CONCESIONES**

En 1999, la Superintendencia de Electricidad autorizó a la Empresa Río Eléctrico S.A. suministrar electricidad, en forma provisional, a la comunidad Pisuquiri, en tanto exista una empresa de distribución que asuma la responsabilidad. (Resolución SSDE N°18/99).

## 2.2.2. LICENCIAS Y LICENCIAS PROVISIONA

En cumplimiento de la Ley de Electricidad, la Superintendencia otorgó en 1999 licencias y licencias provisionales a las siguientes empresas:

- Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. (EVH), licencia para el ejercicio de la industria eléctrica en la actividad de generación en la central Carrasco, en el departamento de Cochabamba. (Resolución SSDE N° 11/99).
- Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE - BPCo), licencia para el ejercicio de la industria eléctrica en la actividad de generación en la central Bulu Bulu, ubicada en la localidad de Entre Ríos, provincia Carrasco del departamento de Cochabamba. (Resolución SSDE N° 108/99).
- Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. (SYNERGIA), prórroga de la licencia provisional, otorgada mediante Resolución SSDE N° 39/99, para la presentación de los estudios concluidos para el aprovechamiento hidroeléctrico de los ríos Yana Khakha, Orosco Mayu, Altramachi Alto y Torreni Mayu en el departamento de Cochabamba y las lagunas naturales, comprendidas en esas cuencas hídricas, afluentes del río Beni. El estudio demandará una inversión de US\$ 368.800 y se ejecutará hasta el 11 de marzo de 2000, en forma improrrogable. (Resolución SSDE 038/99 de 19 de marzo de 1999).
- Empresa Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ), prórroga de la licencia provisional, otorgada mediante Resolución SSDE N° 31/97, para realizar estudios en la Cuenca Alta del Río Coroico, provincias Murillo y Nor Yungas del departamento de La Paz, por un plazo de 3 años que se computarán a partir del 26 de marzo de 1999. (Resolución SSDE N°039/1999 de 25 de marzo de 1999).
- Corporación de Energía Eléctrica Boliviana S.A. (COBESA), licencia provisional con el objeto de efectuar estudios para generación de electricidad en la localidad de Warnes, provincia Warnes o en la localidad de Buena Vista, provincia Ichilo, ambas ubicadas en el departamento de Santa Cruz. (Resolución SSDE N° 058/99)
- Transportadora de Electricidad S.A. (TDE), licencia provisional para realizar estudios de extensión de la línea de transmisión de energía eléctrica desde la localidad de Caranavi, provincia Caranavi del departamento de La Paz hasta la ciudad de Trinidad, provincia Cercado del departamento del Beni. (Resolución SSDE N° 60/99)
- Empresa Eléctrica Corani S.A., licencia provisional para estudiar la instalación de una central termoeléctrica con el propósito de exportar electricidad a la República del Brasil. (Resolución SSDE N° 101/99).
- Empresa Eléctrica Corani S.A., prórroga de la licencia provisional, mediante Resolución SSDE N° 167/98, para estudiar la factibilidad del diseño final del Proyecto Hidroeléctrico Banda Azul para su incorporación al SIN, al amparo del artículo 24 de la Ley de Electricidad y el capítulo III del Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales. (Resolución SSDE N° 150/99).
- Transportadora de Electricidad S.A. (TDE), prórroga de la licencia provisional otorgada mediante Resolución SSDE N°172/98 para estudiar la instalación de una central termoeléctrica y líneas de transmisión asociadas para la producción de electricidad. (Resolución SSDE N° 151/99).
- La Empresa Eléctrica Corani S.A., prórroga de la licencia provisional, concedida mediante Resolución SSDE N° 63/96 para estudiar el uso y aprovechamiento de las aguas reguladas del embalse Corani y de la cuenca alta y media del río Paracti para generación de electricidad y transmisión a través del SIN. (Resolución SSDE N° 187/99).
- Sociedad Cruceña de Electricidad S.A., licencia provisional para estudiar la instalación y operación de un sistema de generación de electricidad para su exportación al Brasil. (Resolución SSDE N°188/99).

## 2.3. CONSTITUCION DE SERVIDUMBRES Y USO DE BIENES DE DOMINIO PUBLICO.

La Superintendencia, en aplicación de la Ley de Electricidad, está facultada para imponer servidumbres y otorgar el derecho de uso de bienes de dominio público, a favor de los titulares, que en ejercicio de una licencia requieran ejecutar obras para instalaciones hidroeléctricas o termoeléctricas.

### 2.3.1. CONSTITUCION DE SERVIDUMBRES

En 1999, la Superintendencia aprobó resoluciones que autorizan la constitución de servidumbres para las siguientes empresas:

- Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. (SYNERGIA), con la Resolución SSDE N° 125/99 se aprueba la constitución de servidumbre que permitirá la construcción de una línea eléctrica de transmisión asociada a la generación, así como la construcción de caminos y senderos para la custodia, conservación y reparación de obras e instalaciones. La citada línea recorrerá desde la central hidroeléctrica de Kanata, situada en la región de Tolaprujo al norte de Tiquipaya hasta la Subestación de ELFEC S.A., ubicada en la ciudad de Quillacollo del departamento de Cochabamba.
- Hidroeléctrica Boliviana S.A. (HB), con la Resolución SSDE N°129/99, se aprueba la constitución de servidumbres obligatorias para la ejecución del proyecto de aprovechamiento hidroeléctrico del río Taquesi, ubicado en el municipio de Yanacachi, provincia Sud Yungas del departamento de La Paz.

Y homologó las siguientes servidumbres voluntarias o de libre acuerdo de partes, suscritas entre:

- La empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A., los representantes de las localidades de Kacapi, Chojlla, Pichu y los representantes de la empresa internacional Mining Company S.A. (Resolución SSDE N° 163/99).

- La Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE – BPCo) y los señores Marcelino Mamani Arroyo, Cecilio Ramos Mamani, Rufino Soliz Callejas, Teófilo Hidalgo Coaquira y Luisa Solis Hidalgo. (Resolución SSDE N°218/99).

### **2.3.2. USO DE BIENES DE DOMINIO PUBLICO**

- En la gestión 1999, la Superintendencia aprobó el derecho de uso de bienes de dominio público para la Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. (SYNERGIA), a la que se le otorgó el derecho de uso de bienes de dominio público de la superficie, subsuelo y espacio aéreo para el levantamiento de estructuras y tendido de cables para la construcción de la línea de transmisión de 24.9 kv desde la central hidroeléctrica Kanata hasta la subestación de Quillacollo, con una longitud de 15.30 Kms., según el plano que forma parte del anexo de la presente resolución. (Resolución SSDE N° 57/99).

En 1999, las generadoras y distribuidoras ejecutaron una inversión conjunta de US\$ 137.609.728. Las empresas generadoras invirtieron US\$ 94.244.400 en la ejecución de diferentes proyectos termoeléctricos, hidroeléctricos y las empresas de distribución US\$ 43.365.328 en obras para mejorar el servicio de distribución al consumidor.

En el periodo 1995 – 1999, las empresas generadoras, la transportadora y las distribuidoras invirtieron US\$ 450.354.981 en la ejecución de obras que contribuyeron al desarrollo de la industria eléctrica en el país.

Entre 1995 y 1999, las generadoras ejecutaron una inversión acumulada de US\$ 285.012.300 en la construcción de modernas plantas e instalación de nuevas turbinas, lo que permitió aumentar la capacidad de generación del SIN de 862.36 MW (1998) a 1.044 MW (1999) y, en consecuencia, la oferta de electricidad en el mercado nacional.

En el periodo 1996 -1999, las distribuidoras invirtieron US\$ 148.365.681 en la instalación del sistema SCADA, construcción de subestaciones, tendido de redes y líneas a objeto de optimizar la distribución del servicio de electricidad a los consumidores.

En el periodo 1995 -1997, la Transportadora de Electricidad invirtió un total de US\$ 16.977.000.

### **2.4.1. INVERSIONES EN LOS DEPARTAMENTOS DE LA PAZ Y ORURO**

En el departamento de La Paz, las generadoras COBEE BPCo e Hidroeléctrica Boliviana S.A. invirtieron en 1999 un total de US\$ 41.601.700 en la ejecución de nuevos proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos.

En el mismo periodo, las distribuidoras ELECTROPAZ S.A. de La Paz invirtió US\$ 11.473.353 y ELFEO S.A. de Oruro US\$ 1.233.917.

#### **Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE BPCo)**

En 1999, en el departamento de La Paz, COBEE BPCo invirtió un total de US\$ 38.650.500, de los cuales US\$ 29.709.500 corresponden a la construcción de la planta de Bulu Bulu (84 MW)\* en Cochabamba.

En el periodo comprendido entre 1995-1999, COBEE BPCo ejecutó una inversión acumulada de US\$ 85.156.000 en la ampliación de las plantas generadoras de Zongo (10,8MW), Cuticucho (21,4 MW), Botijlaca (7,0 MW) y la construcción de las plantas de Tiquimani (9,6 MW) y Huaji (30 MW).

(\*) El proyecto Bulu Bulu comenzará a operar en mayo de 2000 en el departamento de Cochabamba.

#### **Empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A. (HB)**

La empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A. se comprometió a invertir hasta el año 2003 US\$ 53.490.000 en la ejecución del proyecto "Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Taquesi", situado en la provincia Sud Yungas del departamento de La Paz para la generación de electricidad en las centrales de la Chojlla y Yanacachi,

Hasta diciembre de 1999, la mencionada empresa ejecutó una inversión acumulada de US\$ 4.043.700 en la construcción obras civiles del mencionado proyecto, que comenzará a operar en enero del 2001 con una potencia de 84,8 MW.

#### **Empresa de Electricidad de La Paz S. A. (ELECTROPAZ)**

La distribuidora ELECTROPAZ S.A. ejecutó en 1999 una inversión de US\$ 11.473.353 en la instalación del sistema SCADA, la subestación Pampahasi, obras complementarias en las subestaciones Rosassani, Alto Achachicala, Río Seco y el tendido de redes de electrificación en diferentes zonas de las ciudades de La Paz y El Alto.

Entre 1996 y 1999, ELECTROPAZ S.A. invirtió US\$ 45.398.645 y comprometió una inversión de US\$ 28.610.875 para el periodo 2000- 2002, según los estudios de tarifas presentados a la Superintendencia de Electricidad.

#### **Empresa de Luz y Fuerza de Oruro S.A. (ELFEO)**

En 1999, ELFEO S.A. invirtió US\$ 1.233.917 en la ejecución de proyectos de electrificación en la urbanización "Huajara" en la ciudad de Oruro, en la Subestación Socomani, la adquisición de equipos analizadores de redes, equipos registradores de potencia, auxiliares para medición y actualización de los equipos de computación, entre otros.

En el periodo comprendido entre 1996-1999, ELFEO S.A. ejecutó una inversión de US\$ 4.701.916. Esta empresa se comprometió a invertir US\$ 2.487.523 en el lapso 2000-2002, según el estudio de tarifas presentado a la Superintendencia de Electricidad.

#### **2.4.2. INVERSIONES EN EL DEPARTAMENTO DE COCHABAMBA**

En 1999, en el departamento de Cochabamba la generadora Corani S.A. invirtió US\$ 15.790.800 y la empresa SYNERGIA S.A. US\$ 4.547.100 en la ejecución de los proyectos denominados: "Cachamayu-Chimpahera, Nuevos Aportes al Embalse Corani, Aducción Palca" y la construcción de la "Central Hidroeléctrica Kanata".

Por su parte, la distribuidora ELFEC S.A. ejecutó una inversión de US\$ 6.945.975 en proyectos de mejoramiento de las líneas y redes de distribución de electricidad.

##### **Empresa Eléctrica Corani S.A.**

En 1995, Corani S.A., se comprometió a invertir US\$ 58.796.300 hasta el año 2002 en la ejecución de los proyectos denominados: "Cachamayu-Chimpahera, Nuevos Aportes al Embalse Corani y Aducción Palca", según el contrato de capitalización suscrito con el Estado boliviano.

El 31 de julio de 1998, Corani concluyó el proyecto "Cachamayu-Chimpahera", que se encuentra ubicado en la provincia Chapare del departamento de Cochabamba. Durante la ejecución del proyecto, la empresa captó el agua de tres ríos, que fue conducida por gravedad a través de un canal y un túnel hasta el embalse Corani. Actualmente el proyecto se encuentra en plena operación.

En la ejecución del proyecto "Aducción Palca", situado en la provincia Chapare del departamento de Cochabamba, la generadora desvió el agua que fluye por las cuencas altas de la región hasta el embalse de la planta Corani. Este proyecto concluyó el 20 de agosto de 1999.

El proyecto "Nuevos Aportes al Embalse Corani", ubicado en el departamento de Cochabamba, concluyó el 1° de noviembre de 1999. En su ejecución se utilizó el agua de varios ríos para la generación de electricidad.

La realización de los citados proyectos, demandó a la empresa Corani S.A. una inversión acumulada hasta diciembre de 1999 de US\$ 49.797.600 de los US\$ 58.796.300 comprometidos en 1995. En 1999, la generadora invirtió US\$ 15.790.800.

##### **Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. (SYNERGIA)**

En el periodo 1995 - 1999, SYNERGIA S.A. ejecutó una inversión de US\$ 5.640.100 de los US\$ 4.864.440 comprometidos para la construcción de la Central Hidroeléctrica de Kanata, ubicada en la provincia Quillacollo del departamento de Cochabamba.

La central hidroeléctrica Kanata comenzó sus operaciones en mayo de 1999 con una potencia de 7,6 MW.

Para generar electricidad en calidad de servicio público en la central hidroeléctrica de Kanata, SYNERGIA obtuvo la concesión para el aprovechamiento de los recursos hídricos del sistema Escalerani de la cordillera del Tunari. (Resolución Suprema N° 215442 de 10 de marzo de 1995).

##### **Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. (EVH)**

La Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. (EVH) asumió en 1995 el compromiso de invertir US\$ 33.921.100 hasta el año 2002. Sin embargo, a fines de 1998, EVH S.A. invirtió US\$ 37.952.300, habiendo sobrepasado el monto comprometido en un 12 por ciento.

En el periodo comprendido entre 1995 – 1999, EVH S.A. instaló dos turbinas de generación a gas natural de ciclo simple en la Central Carrasco, con una capacidad de 54 MW cada una.

##### **Empresa de Luz y Fuerza de Cochabamba S.A. (ELFEC)**

Durante 1999, ELFEC S.A. ejecutó una inversión de US\$ 6.945.975 en la construcción de líneas y redes de distribución, reforma y mantenimiento de redes de distribución, construcción y obras de infraestructura, maquinaria y equipo.

En el periodo 1996 – 1999, ELFEC S.A. acumuló una inversión de US\$ 28.152.460 y se comprometió a invertir US\$ 18.594.947 en el periodo 2000-2002, de acuerdo con el estudio de tarifas presentado a la Superintendencia de Electricidad.

#### **2.4.3. INVERSIONES EN EL DEPARTAMENTO DE SANTA CRUZ**

En el departamento de Santa Cruz, la Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. invirtió en 1999 US\$ 32.304.800 en las obras de ampliación de la planta termoeléctrica de Guaracachi y la instalación de dos turbinas nuevas de gas.

En el mismo periodo la distribuidora CRE Ltda., ejecutó una inversión de US\$ 21.314.505.

##### **Empresa Eléctrica Guaracachi S.A. (EGSA)**

EGSA se comprometió, en su contrato de capitalización, a invertir US\$ 47.131.000 hasta el año 2002. En 1999, la empresa invirtió US\$ 32.304.800 y en el periodo 1995 - 1999 ejecutó una inversión acumulada de US\$ 72.713.100, lo que significa el 154 % de su compromiso de inversión.

La inversión de EGSA hizo posible la construcción de las obras de ampliación de la planta termoeléctrica de Guaracachi y la instalación de dos turbinas nuevas de gas con una potencia instalada de 124 MW, que comenzaron a operar en mayo de

1999.

#### Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. (CRE)

En 1999, CRE Ltda. ejecutó una inversión de US\$ 21.314.505 en el proyecto del SCADA, la construcción de las Subestaciones Paraíso y del Zoológico, el tendido de la línea 1° de Mayo – Pailón y de nuevas líneas urbanas en 69 kv., entre otros.

En el periodo 1996-1999, CRE Ltda., invirtió US\$ 59.214.873. Entre los años 2000 y 2002, la empresa distribuidora de Santa Cruz se comprometió a invertir US\$ 30.493.947, según el estudio de tarifas presentado a la Superintendencia de Electricidad.

#### 2.4.4. INVERSIONES EN LOS DEPARTAMENTOS DE CHUQUISACA Y POTOSÍ

##### Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA) y Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA)

En 1999, las distribuidoras CESSA de Sucre ejecutó una inversión de US\$ 989.000 y SEPSA de Potosí US\$ 640.000 en la instalación de redes y líneas de transmisión con el propósito de mejorar la atención a los consumidores de electricidad, en ambas ciudades.

En el lapso comprendido entre 1996- 1999, CESSA invirtió US\$ 4.334.000 y SEPSA US\$ 1.895.000. Para el periodo 2000-2002, la distribuidora de Sucre se comprometió a invertir US\$ 4.570.000 y la distribuidora de Potosí US\$ 2.881.000, según la información enviada a la Superintendencia de Electricidad por ambas empresas.

##### Transportadora de Electricidad S.A. (TDE)

En 1995, la empresa TDE asumió el compromiso de invertir US\$ 10.418.000 en obras para mejorar la transmisión de electricidad en el SIN y hasta la fecha ejecutó una inversión acumulada de US\$ 16.977.000.

#### INVERSIONES COMPROMETIDAS Y EJECUTADAS EN GENERACION Y TRANSMISION

(En dólares americanos)

EMPRESAS ELÉCTRICAS	INVERSIÓN COMPROMETIDA	1995	1996	1997	1998	1999	INVERSIÓN ACUMULADA
CORANI S.A.	58.796.300	1.263.400	1.660.900	13.226.800	17.855.600	15.790.800	49.797.600
GUARACACHI S.A.	47.131.000	618.400	782.300	7.177.200	31.830.400	32.304.800	72.713.100
VALLE HERMOSO S.A.	33.921.100	310.400	20.929.900	12.805.900	3.906.100	--	37.952.300
COBEE-BPCo	72.426.000	24.504.800	3.173.000	28.635.400	19.901.800	8.941.000	85.156.000
Proyecto Bulo-Bulo	40.680.000					29.709.500	29.709.500
HIDROELÉCTRICA BOL. S.A.	53.490.000	--	--	--	1.092.500	2.951.200	4.043.700
SYNERGIA S.A.	4.864.400	--	--	--	1.093.000	4.547.100	5.640.100
<b>TOTAL</b>	<b>311.308.800</b>	<b>26.697.000</b>	<b>26.546.100</b>	<b>61.845.400</b>	<b>75.679.400</b>	<b>94.244.400</b>	<b>285.012.300</b>
TDE S.A.	10,418.0			16,977.0			16,977.0

Fuente: Empresas de generación y transmisión

#### INVERSIONES DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

(En dólares americanos)

EMPRESA		Ejecutado	Comprometido	Total
	1999 (p)	1996 - 1999	2000 - 2002	1996-2002
ELECTROPAZ S.A.	11.473.353	45.398.645	28.610.875	74.009.520
ELFEO S.A.	1.233.917	4.701.916	2.487.523	7.189.439
ELFEC S.A.	6.945.975	28.152.460	18.594.947	46.747.407
CRE LTDA.	21.314.505	59.214.873	30.493.947	89.708.820
CESSA (p)	989.000	4.334.000	4.570.000	8.904.000
SEPSA (p)	640.000	1.895.000	2.881.000	4.776.000
SETAR (p)	768.577	4.668.787	3.591.464	8.260.251
<b>TOTAL</b>	<b>43.365.328</b>	<b>148.365.681</b>	<b>91.229.755</b>	<b>239.595.436</b>

Fuente: Empresas distribuidoras y estudios de tarifas.

(p) Preliminar

## 4. PRECIOS Y TARIFAS

### 1. PRECIOS Y TARIFAS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Cumpliendo la Ley de Electricidad, el CNDC envió a la Superintendencia los informes técnicos de los precios de nodo para su aprobación y vigencia en los periodos mayo – octubre de 1999 y noviembre 1999 – abril de 2000.

La Superintendencia verificó dichos estudios y aprobó los precios de nodo y sus fórmulas de indexación, así como los peajes para la transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión (STI), mediante las resoluciones SSDE N° 52/99 de 30 de abril de 1999 y N° 176/ 99 del 1° de noviembre de 1999, respectivamente. Ambas resoluciones fueron publicadas en medios de comunicación de circulación nacional, según lo establece la Ley de Electricidad.

Por otra parte, la Superintendencia aprobó los montos de los peajes para las instalaciones de transmisión no pertenecientes al STI y sus respectivas fórmulas de indexación para su aplicación en los periodos mayo – octubre de 1999 y noviembre 1999 – abril de 2000, mediante las resoluciones SSDE N° 53/99 de 30 de abril de 1999 y N° 177/99 del 1° de noviembre de 1999.

A partir de noviembre de 1999, la Superintendencia puso en vigencia la metodología de asignación del cargo por peaje, que consiste en una tarifa igual para todos los nodos del sistema (tarifa estampilla), la que se obtiene dividiendo el monto de peaje atribuible a los consumos por la potencia de punta del sistema, lo que tiene como ventaja su simplicidad y su condición predictiva.

En el caso particular de Bolivia un aspecto positivo del uso de este tipo de tarifas es el hecho de que el transporte de gas natural tiene asignado cargos tipo estampilla.

Por otro lado, la utilización de los cargos estampilla en el sistema boliviano se justifica por lo siguiente:

- Las demandas están prácticamente distribuidas en las mismas proporciones en las regiones de La Paz, Santa Cruz y región central.
- Existe una demanda de mucho menor valor en la zona sur, vinculada al resto del mercado con una red desadaptada.
- Se aplican cargos estampilla para el transporte de gas natural.
- Este método permite dar estabilidad a las tarifas de las empresas distribuidoras.

El Poder Ejecutivo mediante Decreto Supremo N° 25563 de 29 de octubre de 1999 determinó que la asignación de peajes para los consumos se realice utilizando cargos tipo estampilla. La utilización de esta metodología estabilizó las tarifas de los distribuidores y limitó las variaciones de tarifas en las diferentes regiones del país a valores por debajo del 1.8%.

### IMPACTOS EN LAS TARIFAS

REGIÓN	AREAS DE INFLUENCIA	ESTAMPILLA
Santa Cruz	-1.9	1.8
Sucre	12.2	1.7
Cochabamba	-2.3	1.1
Oruro *	0.2	0.2
La Paz *	4.5	0.0
Potosí	4.5	1.7

\* Incluye el efecto de la Resolución SSDE 163/98 dictada para COBEE

La aplicación de la metodología de áreas de influencia no produjo señales estables en las tarifas de las empresas distribuidoras de Sucre y Potosí y más bien ocasionó fuertes incrementos de tarifas en ambas ciudades, durante el periodo noviembre 99 –abril 2000.

En cambio, el uso de la metodología de cargos por peaje estampilla por su simplicidad y su condición predictiva proporcionará estabilidad en el largo plazo a las tarifas de las empresas de distribución. La aplicación de esta metodología permitirá la expansión del sistema de transmisión.

Por otra parte, la Superintendencia con el asesoramiento de la consultora "Hagler Bailly", realizó la revisión ordinaria de las tarifas de COBEE BPCo para el suministro de electricidad a las distribuidoras ELECTROPAZ S.A. y ELFEO S.A. en el periodo 1998 – 2001.

El 8 de julio de 1999, la consultora presentó el documento denominado: "Análisis y revisión de inversiones, costos y revisión ordinaria de tarifas de COBEE" y estableció que la utilidad de la compañía, calculada sobre la base de tarifas promedio para el periodo 1998 – 2001, está comprendida entre los límites 8.5% y 9.5%, razón por la cual no corresponde la modificación de la tarifa, según el artículo 113 del Código de Electricidad.

Después de revisar el informe de la consultora y verificar el cumplimiento de lo que señala el Título V del Código de Electricidad, la Superintendencia estableció la racionalidad de los resultados y recomendaciones de la consultora, razón por la cual, ratificó las tarifas

de suministro de electricidad vigentes para COBEE BPCo. (Resolución SSDE N° 92/99).

#### 2.5.2. PRECIOS Y TARIFAS EN EL MERCADO ELECTRICO MINORIS

Durante 1999, la Superintendencia de Electricidad, revisó los estudios de tarifas de las distribuidoras: Cooperativa Rural de Electrificación Ltda., de Santa Cruz (CRE), Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ), Empresa de Luz y Fuerza de Cochabamba S.A. (ELFEC) y Empresa de Luz y Fuerza de Oruro S.A. (ELFEO).

Con el asesoramiento de la consultora "Hagler Bailly" realizó el estudio "Análisis y Revisión de las Presentaciones Tarifarias de las Empresas de Electricidad ELECTROPAZ, ELFEO, ELFEC y CRE" y de los informes presentados por los consultores contratados por la Superintendencia de Electricidad para la determinación de las tarifas de distribución que regirán en el periodo 1999 – 2000.

En noviembre de 1999, la Superintendencia aprobó los costos de suministro y los indicadores de costos unitarios para el cálculo de las tarifas base, que estarán vigentes en el periodo 1999 – 2002 para las distribuidoras ELECTROPAZ S.A., ELFEC S.A., CRE Ltda. y ELFEO S.A.

Aprobó también las tarifas base y las correspondientes fórmulas de indexación, incluyendo los índices de incremento de eficiencia para ELECTROPAZ S.A., ELFEC S.A., CRE Ltda. y ELFEO S.A.

Por otra parte, aprobó la fórmula de indexación de precios de distribución para su aplicación en CESSA y SEPSA, en la determinación de las tarifas aplicables a sus consumidores a partir de la facturación del mes de noviembre de 1999.

#### 2.5.3. ATENCIÓN DE RECLAMACIONES DE LOS CONSUMIDORES

Cumpliendo lo que establece la Ley de Electricidad, en 1999 la Superintendencia trabajó para proteger los derechos de los consumidores, asegurando que la industria eléctrica cumpla con las disposiciones antimonopólicas y de calidad del servicio de distribución.

En 1997, la Superintendencia creó la Unidad de Atención de Reclamaciones y Denuncias (UARD) del sistema Oficina del Consumidor (ODECO) para atender las reclamaciones y responder las consultas de los consumidores de electricidad.

El sistema ODECO funciona en primera instancia en las oficinas de atención al público de las empresas distribuidoras del país y, en segunda instancia, en la Superintendencia.

En 1999 el sistema ODECO, instalado en las empresas de distribución, atendió 92.240 casos, de los cuales, 63.150 fueron motivados por problemas técnicos, 27.629 por razones comerciales, 1.451 por resarcimiento de daños y 5 por servidumbres.

Por su parte, UARD - ODECO de la Superintendencia de Electricidad atendió 929 casos de los consumidores de las cooperativas Atocha, Punata, Riberalta, Uyuni, COSERELEC, CRE Ltda., ELECTROPAZ S.A., ELFA, ELFEC S.A., ELFEO S.A., EMPRELPAZ, ENDE Cobija, SEPSA, Servicios Eléctricos Villazón, SETAR, SEYSA y ENDE Larecaja, de los cuales 630 fueron consultas y 299 reclamaciones

Del total de reclamaciones y consultas, 372 fueron atendidas en forma personal, 367 por teléfono, 121 a través del libro de quejas, 53 por correspondencia y 16 por fax.

De las 299 reclamaciones, 229 fueron motivadas por problemas comerciales, 45 por resarcimiento de daños, 22 por problemas técnicos y 3 por servidumbres.

En la actualidad, existen 60 oficinas del sistema ODECO en las empresas de distribución del país.

#### 2.5.4. INFRACCIONES Y SANCIONES

En cumplimiento del Reglamento de Infracciones y Sanciones, la Superintendencia impuso multas a las distribuidoras ELECTROPAZ S.A. de La Paz por cortar el suministro sin justificación técnica o comercial, a la empresa EMPRELPAZ S.A. (que atiende en el altiplano paceño), por incumplir las disposiciones de la Ley de Electricidad y sus reglamentos y a la TDE S.A. por incumplir con la entrega de información a la entidad reguladora. (\*)

De igual manera, la Superintendencia dispuso la reducción en las remuneraciones de las empresas CESSA de Sucre, SEPSA de Potosí y ELECTROPAZ de La Paz por incumplir sus obligaciones de relevar y procesar datos para evaluar la calidad del producto técnico, servicio técnico y servicio comercial.

También sancionó a las empresas ELFEO S.A. de Oruro y CESSA de Sucre con la reducción en sus remuneraciones por retrasos en la reposición del suministro a los consumidores.

Por otra parte, llamó la atención a CRE Ltda., de Santa Cruz, ELFEC S.A. de Cochabamba y SEYSA S.A. de Los Yungas de La Paz por incumplir las disposiciones de la Ley de Electricidad, a ELFA S.A. de la provincia Aroma del Departamento de La Paz, por incumplir con la entrega de información a la Superintendencia de Electricidad y a ELFEO S.A. de Oruro por incumplir las normas y disposiciones de la Superintendencia para el Sistema Oficina del Consumidor.

También las empresas EMPRELPAZ S.A. y SEPSA recibieron llamadas de atención por incumplir las disposiciones de la Superintendencia de Electricidad.

(\*) Nota: El importe de las multas cobradas por la Superintendencia de Electricidad a las empresas sancionadas se deposita en una cuenta especial con destino al financiamiento de proyectos de electrificación en el área rural, por mandato de la Ley de Electricidad.

## **2.5.5. INFORMACION A LOS CONSUMIDORES**

Siguiendo el principio de transparencia, establecido en la Ley de Electricidad, la Superintendencia publicó en 1999 la Memoria Anual 1998, los compendios de Resoluciones 1996,1997 y 1998, el Anuario Estadístico 1998, tres Boletines Informativos, el documento de Adecuación de las Empresas Eléctricas al Cambio del Milenio y el Manual del Usuario para informar a los consumidores y a la opinión pública sobre la actividad de regulación del mercado eléctrico.

Las mencionadas publicaciones fueron distribuidas en los poderes Ejecutivo y Legislativo, el Sistema de Regulación Sectorial (Sirese), las empresas eléctricas, la empresa privada, organizaciones especializadas y los medios de comunicación social.

La entrega de las publicaciones a la prensa tuvo como resultado la reproducción de la información de la Superintendencia en los diferentes medios periodísticos del país y su consiguiente difusión masiva.

La Superintendencia difundió información relacionada con la modificación de las tarifas, generación de electricidad, control de la calidad del suministro, inversiones de las empresas eléctricas, concesiones de licencias de operación y provisionales para el estudio de proyectos de exportación de electricidad al Brasil, el cambio de milenio en la industria eléctrica y los resultados de UARD- ODECO.

El recuento estadístico de las publicaciones de prensa mostró que la Superintendencia informó sobre sus actividades en un promedio de 5 veces al mes en los diferentes periódicos del país. Esa frecuencia aumentó los meses de mayo, junio, octubre, noviembre y diciembre hasta llegar a cifras que varían entre 13 y 20 publicaciones al mes.

Los meses de enero, febrero, marzo, abril, julio, agosto y septiembre, la información de la Superintendencia se publicó en los medios de comunicación impresos con una frecuencia que varía entre 2 y 7 veces al mes.

En 1999, la Superintendencia realizó cinco conferencias de prensa para informar a los consumidores sobre los precios de nodo y de distribución, la aplicación de la tarifa estampilla y la modificación de la estructura de tarifas, las nuevas tarifas de COBEE y la adecuación de las empresas eléctricas al cambio de milenio. En todos los casos, la prensa recibió información de apoyo a través de boletines.

Por otra parte, la Superintendencia realizó una campaña radial para informar a los consumidores sobre la necesidad de ahorrar energía en el periodo comprendido entre las 19:00 y 21:00 horas a fin de evitar cortes en el suministro, debido a los problemas que ocasionó el periodo de lluvias en las plantas de generación de los sistemas Norte y Oriental.

Con el asesoramiento de la consultora "*Price Waterhouse*" elaboró el "Plan Estratégico de Comunicación e Información", cuya ejecución fortalecerá la difusión de los derechos y obligaciones de los consumidores y las actividades de regulación del sector eléctrico.

Elaboró cuatro spots televisivos denominados: "El Sistema Eléctrico Boliviano", "La producción, transporte y distribución de electricidad", "El sistema Oficina del Consumidor" y "Funciones y Facultades de la Superintendencia de Electricidad" para su difusión en seminarios y campañas especiales.

En 1999 más de 9.000 internautas visitaron el Website de la Superintendencia de Electricidad en el internet para contar con información sobre las actividades que cumple el sector de electricidad en el país.

En la página WEB, los usuarios del internet encontraron información relacionada con la Ley de Electricidad y sus reglamentos, las Resoluciones aprobadas por la Superintendencia, inversiones realizadas por las empresas de generación, transmisión y distribución, estadísticas de las operaciones de las principales empresas eléctricas y datos acerca de las reclamaciones y consultas que recibe UARD – ODECO.

La Superintendencia también puso especial interés en ofrecer a los lectores nacionales y extranjeros un área de enlaces, desde donde pueden tomar contacto con las páginas WEB de las empresas eléctricas bolivianas e internacionales y el CNDC.

La página WEB del CNDC contiene información referida a las operaciones del MEM, el Despacho Económico de Carga y estadísticas detalladas de la operación del MEM.

Los internautas tienen además la alternativa de encontrar en la página WEB de la Superintendencia de Electricidad las direcciones de otras instituciones del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), entidades estatales y medios de comunicación social.

La dirección de la página Web de la Superintendencia de Electricidad es la siguiente:

<http://www.superele.gov.bo>

## **2.6. CALIDAD DEL SUMINISTRO**

La Superintendencia de Electricidad comenzó en 1996 el proceso de regulación de la calidad del servicio de distribución y transmisión en el SIN, cumpliendo los reglamentos que definen los parámetros para el control del suministro de electricidad.

En los reglamentos de Calidad de Distribución, aprobado en 1996, y de Transmisión, vigente desde 1997, se definieron las etapas de ejecución, los indicadores y rangos de variación permitidos así como los límites admisibles.

Para controlar la calidad de distribución y transmisión, la Superintendencia de Electricidad estudió, aprobó y aplicó los procedimientos necesarios en las etapas preliminares, de prueba y transición para garantizar a los consumidores del SIN la entrega de un servicio en óptimas condiciones.

En la última etapa (de régimen), se consolidará la aplicación de la metodología de control para asegurar a los consumidores del SIN un servicio de electricidad con los parámetros de calidad que establecen los reglamentos.

### 2.6.1. CALIDAD DE TRANSMISIÓN

El Reglamento de Calidad de Transmisión fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 24711 del 17 de julio de 1997 con el objetivo de regular la calidad del servicio de transmisión en el SIN.

El control de calidad de transmisión en el SIN tiene por objeto disponer de un servicio con los atributos y características suficientes para satisfacer las necesidades implícitas o establecidas de los usuarios del sistema de transmisión.

Una de las finalidades del sistema de transmisión (transformación y transporte de un bien intangible privado) es promover la competencia en el MEM al conectar las instalaciones de generación con las instalaciones de distribución y de los consumidores no regulados con un determinado nivel de confiabilidad.

La confiabilidad del sistema de transmisión se evalúa en términos de frecuencia y la duración media de las desconexiones de cada uno de sus componentes (líneas y subestaciones). La calidad del sistema de transmisión en el SIN es evaluada por el nivel de confiabilidad establecido dentro de los límites definidos y aprobados como satisfactorios y suficientes para el comportamiento de cada uno de sus componentes individuales.

Los límites del comportamiento de cada componente del sistema de transmisión son el exigido y el autorizado. El límite exigido a cada componente representa el comportamiento óptimo y tiene correspondencia con los costos de operación, mantenimiento y administración. El límite autorizado de cada componente del sistema de transmisión es el comportamiento mínimo admisible para que el transmisor ejerza la Licencia de Transmisión.

Los límites exigido y autorizado de cada componente están expresados a través de índices de calidad que contabilizan la frecuencia y duración de las desconexiones de cada componente y serán aprobados por la Superintendencia de Electricidad para un periodo de cuatro años sobre la base de un estudio externo realizado por una consultora autorizada por la Superintendencia y contratada por el o los transmisores. El primer estudio de límites de comportamiento debe concluir el 1° de julio de 2000.

Entretanto, se están aplicando límites transitorios considerando un periodo histórico de los últimos cinco años como establece el artículo 29 del Reglamento de Calidad de Transmisión.

Los valores de los límites exigidos de comportamiento corresponden a un valor promedio y los autorizados corresponden al valor más alto de los índices de calidad correspondiente a los registrados en un periodo de cinco años.

Los índices de calidad que permiten evaluar el comportamiento de cada uno de los componentes del sistema de transmisión y que son calculados anualmente son los siguientes:

N = Número de Desconexiones

D = Duración de desconexiones (minutos)/N

Los límites transitorios de comportamiento aprobados son los siguientes:

COMPONENTES	LIMITES	EXIGIDOS	LIMITES	AUTORIZADOS
STI	Ne	De (min)	Ne	De(min)
San José - Guaracachi	49	9	90	11
Corani – Valle Hermoso 2	1	93	2	342
Valle Hermoso – Vinto 2	3	7	5	12
Santa Isabel – San José	9	8	32	13
Valle Hermoso – Vinto 1	9	33	17	228
Valle Hermoso - Catavi	15	7	20	17
Santa Isabel – Corani	1	50	3	111
Santa Isabel – Arocagua	4	30	9	91
Corani – Valle Hermoso 1	2	4	5	7
Valle Hermoso – Arocagua	1	4	3	8
Vinto - Kenko	3	12	7	24
Vinto - Catavi	3	44	8	71
Catavi - Potosí	6	147	10	610
Karachipampa - Aranjuez	7	15	10	48

<b>Potosí - Karachipampa</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>16</b>
<b>NO STI</b>	<b>Ne</b>	<b>De(min)</b>	<b>Ne</b>	<b>De (min)</b>
<b>Chuquiaguillo - Chojlla</b>	<b>37</b>	<b>22</b>	<b>69</b>	<b>22</b>
<b>Potosí - Punutuma</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>34</b>
<b>Punutuma - Telamayu</b>	<b>9</b>	<b>25</b>	<b>31</b>	<b>70</b>
<b>Telamayu - Tupiza</b>	<b>5</b>	<b>51</b>	<b>9</b>	<b>180</b>

\*Ne.- Número exigido de desconexiones del componente en el período anual considerado

\*De.- Duración media de las desconexiones del componente en el período anual, en minutos

En caso de que cualquier índice de calidad de los componentes del sistema de transmisión -medido anualmente- sobrepase los valores determinados, la Superintendencia establecerá los montos de reducción que deben ser aplicados al transmisor o transmisores, sobre la base de los informes del CNDC, agentes del mercado y de la responsabilidad identificada en cada evento.

## ETAPAS

La ejecución del Reglamento de Calidad de Transmisión consta de tres etapas: de Prueba, Transición y Régimen.

1. La Etapa de Prueba comenzó en noviembre de 1997 y concluyó en octubre de 1998. En ese lapso no se aplicaron reducciones de acuerdo a lo establecido en el Reglamento.
2. La Etapa de Transición se inició en noviembre de 1998 y finalizó en octubre de 1999. En esta fase las reducciones en la remuneración del transmisor, por incumplimiento en la calidad del servicio de transmisión, fueron del cincuenta por ciento (50%).
3. La Etapa de Régimen comenzó el 1º de noviembre de 1999. A partir de esa fecha las reducciones en la remuneración del transmisor se aplican en un cien por cien (100%), por incumplimiento en la calidad del servicio de transmisión.

## RESULTADOS

En la etapa de transición, la Superintendencia penalizó a la TDE S.A. con una reducción en su remuneración de US\$ 19.993,01 por el incumplimiento de los límites de calidad, establecidos en el Reglamento.

### 2.6.2. CALIDAD DE DISTRIBUCION

La calidad del servicio de distribución de electricidad se mide tomando en cuenta los parámetros del **producto técnico**: nivel de tensión, desequilibrio de fases, perturbaciones (oscilaciones rápidas de tensión y distorsión de armónicas) e interferencias en sistemas de comunicación; **servicio técnico**: frecuencia media de interrupciones y tiempo total de interrupciones y **servicio comercial**: reclamaciones técnicas y comerciales de los consumidores, facturación y atención al consumidor.

En la "Metodología de Medición y Control de Calidad de Distribución", aprobada en mayo de 1998, la Superintendencia desarrolló los procedimientos para el relevamiento de información, intercambio de información e informes de control que debe presentar la empresa. (Res. SSDE N° 82/98 de 7 de mayo de 1998).

Por el incumplimiento de los parámetros de calidad, establecidos en el Reglamento, se determinó la aplicación de reducciones en la remuneración de las empresas distribuidoras y su posterior restitución a los consumidores afectados.

El control de la calidad del servicio de distribución de electricidad obedece no sólo al cumplimiento de las normas legales vigentes, sino también a la necesidad de conocer el desempeño de la red de distribución, las inversiones de la empresa y la atención que se ofrece al consumidor del servicio.

En este proceso también se controla el tiempo de reposición del suministro a los usuarios, cuando se producen cortes por falta de pago, una vez que cancelan su factura en mora.

El control de calidad de distribución del servicio eléctrico es la aplicación de técnicas y acciones relacionadas entre sí, de las cuales podemos señalar: a) especificación de la información requerida, b) especificaciones básicas de los equipos para el relevamiento de los parámetros eléctricos a controlar, c) auditorías e inspecciones "in situ" para verificar el cumplimiento correcto del relevamiento de la información, d) presentación de informes mensuales y semestrales, e) revisión de informes presentados por la empresa, f) auditoría del proceso de cálculo de indicadores y otros que sean necesarios para el regulador.

## ETAPAS

La ejecución del proyecto de control de calidad de distribución, de acuerdo al artículo 7º del Reglamento, consta de cuatro etapas: Preliminar, de Prueba, de Transición y de Régimen.

1. La Etapa Preliminar se desarrolló en el periodo comprendido entre enero de 1996 y octubre de 1997. En este lapso se elaboró la "Metodología para la Medición y Control de Calidad de Distribución", se determinaron las especificaciones básicas de los equipos de medición para el relevamiento de los parámetros técnicos y las empresas desarrollaron los sistemas de adquisición y manejo de información.
2. La Etapa de Prueba abarcó un periodo comprendido entre noviembre de 1997 y abril de 1998. En esta fase las empresas

distribuidoras y la Superintendencia pusieron a prueba la "Metodología para la Medición y Control de la Calidad de Distribución" y los sistemas de adquisición y manejo de información.

3. La Etapa de Transición se cumple entre mayo de 1998 y abril de 2000. En este periodo el control de la calidad de distribución de electricidad se realiza utilizando indicadores globales (para todo el sistema) y prefijados (establecidos en el Reglamento).

En esta fase, las empresas distribuidoras tienen la tarea de adecuar sus instalaciones y los sistemas de adquisición y manejo de información. También la Superintendencia podrá realizar ajustes en la "Metodología de Medición y Control de la Calidad de Distribución".

4. La Etapa de Régimen comenzará en mayo de 2000. A partir de esa fecha, el control de la calidad de distribución del servicio de electricidad se efectuará mediante indicadores individuales para consumidores de alta tensión (\*) y media tensión (\*) e indicadores globales para consumidores de baja tensión (\*).

\*Alta tensión: nivel de tensión superior a 60.000 voltios.

\*Media tensión: nivel de tensión superior a 1.000 voltios y menor o igual a 60.000 voltios.

\*Baja tensión: nivel de tensión igual o inferior a 1.000 voltios.

## RESULTADOS

Los índices del producto técnico, servicio técnico y servicio comercial, correspondientes al periodo mayo – octubre de 1999, fueron calculados por las empresas de distribución y se encuentran en proceso de revisión en la Superintendencia de Electricidad.

### 2.6.3. SOFTWARE DE CONTROL DE CALIDAD

La Superintendencia aprobó en 1999 el *software* para el Control de Calidad de Distribución de Electricidad, un proyecto emprendido en forma conjunta con la Consultora "2IES", dentro del programa de automatización de procesos que ejecuta la entidad de regulación.

El *software* permitirá a la Superintendencia evaluar la calidad del servicio de distribución que ofrecen a los consumidores CRE Ltda., ELECTROPAZ S.A., ELFEO S.A., ELFEC S.A., CESSA y SEPSA.

Con su aplicación se controlan los parámetros de calidad del producto técnico, servicio técnico y servicio comercial de las distribuidoras, según la "Metodología para la Medición y Control de la Calidad", elaborada por la Superintendencia, según las disposiciones de la Ley de Electricidad y el Reglamento de Calidad de Distribución.

## 2.7. EL CAMBIO DE MILENIO

La Superintendencia coordinó con las empresas eléctricas el proceso de adecuación de los equipos y sistemas instalados en el SIN, que operan sobre la base de procesadores y que son susceptibles a operar erróneamente por el cambio de milenio. La acción operativa de esta tarea fue encomendada al CNDC, como responsable del MEM.

Este proceso comenzó en noviembre de 1998 y se desarrolló en cuatro etapas: Evaluación Inicial y Planificación; Cumplimiento de Cronograma; Prueba y Verificación de los Planes de Contingencia y Evaluación Final de las Pruebas.

### 2.7.1. ETAPAS DE ADECUACION DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS AL

#### AÑO 2000

- **EVALUACIÓN INICIAL Y PLANIFICACIÓN.**- En esta primera etapa, la Superintendencia recopiló información sobre el grado de preparación y las acciones realizadas por los agentes del mercado que operan en el SIN con relación al cambio del milenio, llegándose a verificar que las empresas se encontraban en diferentes fases de trabajo para pasar al 2000.

El 22 de abril de 1999, la Superintendencia organizó la 1ra., reunión de coordinación con las generadoras, distribuidoras, la Transportadora de Electricidad y el CNDC a fin de establecer un cronograma de actividades para realizar el inventario, la certificación y adecuación de los equipos susceptibles a operar erróneamente con el cambio de milenio, elaborar los planes de contingencia y realizar pruebas en todo el SIN.

- **CUMPLIMIENTO DE CRONOGRAMA.**- La Superintendencia realizó un estricto control del cumplimiento del cronograma de actividades establecido con las empresas eléctricas el 22 de abril de 1999.

Una vez que se constató que todas las empresas cumplieron con la adecuación y prueba de sus equipos, la Superintendencia autorizó la realización de la prueba en el sector eléctrico y la verificación de los planes de contingencia el día 31 de octubre de 1999.

- **PRUEBA Y VERIFICACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIA.**- El 31 de octubre de 1999, de acuerdo a lo establecido en el programa: "Pruebas de Operación del 31/10/99", se realizaron las siguientes pruebas en el SIN a partir de las 8 de la mañana.

a. De 8:00 a 9:00 operación con todos los medios de comunicación disponibles simulando una falla en el sistema SCADA.

b) De 9:00 a 10:00 se simuló una falla en todos los sistemas de comunicación convencionales (teléfonos, celulares y sistema carrier) y se mantuvo el sistema SCADA fuera de servicio. El único medio de comunicación utilizado fue la radio, un sistema no susceptible a fallas por el cambio de milenio.

c) Los instrumentos de comunicación utilizados en la operación del SIN fueron electromagnéticos, los cuales no utilizan circuitos electrónicos para su funcionamiento.

d) Durante la prueba se produjo la desconexión no programada de dos generadores de la Central de Santa Isabel de la planta de Corani en Cochabamba, debido a una operación accidental de la válvula principal de la tubería de presión. Esta falla que puso en máxima exigencia a los planes de contingencia, fue solucionada sin ningún contratiempo en un lapso aproximado de 10 minutos.

- **EVALUACIÓN FINAL DE LAS PRUEBAS.**- De acuerdo a las pruebas realizadas por el CNDC en coordinación con la Superintendencia se concluyó que el impacto esperado por el Y2K sería mínimo.

Sin embargo, si hubiera ocurrido algún problema en cualquiera de los equipos por efecto del cambio de fecha, los planes de contingencia fueron diseñados y aprobados en tal forma que la operación y suministro de electricidad fueran restituidos en un tiempo razonable.

Por otro lado, la Superintendencia instó a los responsables de los establecimientos de concurrencia pública a cumplir la Norma Técnica Boliviana N° 777 del Instituto Boliviano de Normalización y Calidad que obliga a instalar fuentes de energía propias (grupos electrógenos).

El 31 de diciembre de 1999, la Unidad Operativa del CNDC, en el marco del plan de contingencias, definido previamente con los agentes del mercado, preparó un programa de despacho de carga para el lapso comprendido entre las 22:00 horas del último día de 1999 y las 02:00 horas del 1° de enero de 2000.

Mediante este programa se dispuso que las unidades generadoras operen con mayor reserva de la normal (del orden del 40%) y se minimicen las transferencias de energía entre las áreas Norte, Central, Oriental y Sur.

Entre las 22:00 y 23:00 horas, la Unidad Operativa del CNDC verificó la asistencia de todo el personal asignado por las empresas para operar las instalaciones de generación, transmisión y distribución del SIN. En ese periodo también probó el sistema de comunicación por radio, con resultados satisfactorios.

A partir de las 22:00 horas, la coordinación de la operación del sistema de electricidad se realizó con el seguimiento más continuo del comportamiento de la demanda y del parque generador. Durante el lapso que se prolongó la emergencia, el personal de la Unidad Operativa del CNDC observó que se registró una demanda algo menor de la prevista, razón por lo cual, no fue necesaria la sincronización de la 5ta turbina de la empresa Guaracachi de Santa Cruz.

También se comprobó que todas las instalaciones de generación, transmisión y distribución así como el SCADA del CNDC y sistemas telefónicos operaron normalmente en el periodo de transición al año 2000.

A partir de las 00:15 del 1° de enero, el personal técnico de la Unidad Operativa del CNDC se contactó con los operadores de las empresas eléctricas y constató el normal funcionamiento de sus equipos. A las 02:00 el sistema comenzó a operar de acuerdo a la programación de costo mínimo.

Las generadoras, la transportadora y las distribuidoras invirtieron US\$ 1.825.466 en la adecuación de los equipos de medición, protección y control contratando consultorías especializadas y recursos humanos para minimizar el impacto del Y2K.

## **INVERSIONES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS EN LA ADECUACIÓN AL CAMBIO DE MILENIO**

(En US\$)

<i>Empresa</i>	<i>Inversión</i>
<i>Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. (EVH)</i>	70.000
<i>Empresa Eléctrica Corani S.A.</i>	95.014
<i>Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. (SYNERGIA)</i>	1.461
<i>Hidroeléctrica Boliviana S.A. (HB)</i>	11.500
<i>Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE BPCo)</i>	530.571
<i>Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDE)</i>	2.669
<i>Transportadora de Electricidad S.A. (TDE)</i>	115.439
<i>Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba S.A. (ELFEC)</i>	307.439
<i>Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. (CRE)</i>	583.000
<i>Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. (ELFEO)</i>	75.394
<i>Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA)</i>	1.874
<i>Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA)</i>	27.650
<i>Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)</i>	3.455
<b>Total</b>	<b>1.825.466</b>

Fuente: Empresas eléctricas y CNDC

## **2.8. SISTEMAS**

En el marco del desarrollo institucional, la Unidad de Sistemas de la Superintendencia realizó en 1999 una serie de actividades, orientadas a fortalecer y apoyar las tareas de los funcionarios de la organización.

Sobre la base del plan estratégico presentado en Julio de 1998, se planificaron las actividades del Programa Operativo Anual 1999, entre las que se encuentran el desarrollo y mantenimiento de las siguientes aplicaciones:

- **Sistema de reclamaciones y denuncias.** Prototipo, que incluye el registro y la impresión del formulario de reclamación.
- **Sistema de manejo de documentos.** Se realizaron ajustes y adecuaciones de acuerdo a requerimiento de los usuarios.
- **Modulo de solicitud y asignación de números de salida para correspondencia.**
- **Sistema de estadísticas, mercado mayorista.** Se definieron las tablas para el registro y almacenamiento de la información. Se poblaron los datos con los registros recibidos del Mercado Mayorista.

La información contenida en las tablas es la siguiente:

- Registro de empresas
  - Registro de centrales
  - Registro de sub sistemas
  - Registro de consumo de combustible
  - Capacidad de almacenaje de embalses
  - Capacidad de generación
- **Sistema de solicitud de materiales.** Desarrollado y definido en ULTIMUS.
  - Sistema de registro de resoluciones. Se optimizó el manejo y registro de resoluciones. Los usuarios pueden consultar las mismas desde el WEB interno y externo, habiendo clasificado las mismas en reguladoras e internas.

También se realizaron las siguientes tareas de seguimiento y soporte:

- Actualización constante del sitio WEB principal.
- Relevamiento de *hardware* y *software* de uso general y específico, manuales y otros. Se definieron sistemas de registro y seguimiento.
- Asistencia y soporte a los usuarios de manera permanente.
- Instalación y configuración de *software* a todos los equipos de computación. Esta labor se la repite cada vez que se daña el *software* o el sistema operativo de los equipos de computación.
- Habilitación en red que incluye la instalación de *hardware* y *software* al personal nuevo así como al que se traslada de oficinas.
- **Backup** de los sistemas locales:
  - Sistema de registro de documentos,
  - Sistema de reclamaciones y denuncias,
  - Sistema de registro de resoluciones,
  - Archivos del sitio web.

El almacenamiento se realiza por medio de dispositivo de cinta magnética y el respaldo de información de usuarios en CD's.

- Se puso en marcha el sitio Web interno con información de la Intendencia, del MEM, Legal, de Administración y Finanzas, Secretaría General de Sistemas y de la prensa nacional.

En esta página interna también se encuentra información del Bolsín del Banco Central de Bolivia, datos del personal y enlaces con sitios de información especializada.

- Seguimiento y coordinación con las empresas del sector eléctrico sobre el cambio del milenio (Y2K).
- Adecuación del sistema de comunicaciones para el cambio del milenio.
- Se realizó el seguimiento a la consultoría de ZIES que incluye la evaluación y revisión del sistema de control de calidad de distribución.

## 2.9. GESTION ADMINISTRATIVA

## Organigrama de la Superintendencia de Electricidad

### (\*) Unidad de Atención de Reclamaciones y Denuncias

#### 2.9.1. ESTRUCTURA ORGÁNICA

En 1999, la Superintendencia contó con una planta de 48 funcionarios permanentes, de los cuales 12 cumplieron funciones ejecutivas, 24 constituyeron el equipo técnico y 12 conformaron la parte administrativa y personal de apoyo.

#### 2.9.2. SISTEMAS DE ADMINISTRACIÓN

En 1999, la Superintendencia elaboró los siguientes reglamentos específicos:

- Sistema de Organización Administrativa. (Resolución SSDE N° 173/99 de 25 de octubre de 1999).
- Sistema de Administración de Personal. (Resolución SSDE N° 253/99 de 20 de diciembre de 1999).
- Sistema de Presupuestos. (Resolución SSDE N° 256/99 de 20 de diciembre de 1999).
- Sistema de Administración de Bienes y Servicios. (Resolución SSDE N° 189/99 de 11 de noviembre de 1999).
- Sistema de Contabilidad Integrada. (Resolución SSDE N° 257/99 de 20 de diciembre de 1999).
- Sistema de Tesorería. (Resolución SSDE N° 77/99 de 18 de junio de 1999).

#### 2.9.3. PRESUPUESTO Y EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA

La Ley de Electricidad dispone que las empresas eléctricas paguen una tasa de regulación no mayor al uno por ciento (1%) de sus ingresos por ventas para cubrir los costos de funcionamiento de la Superintendencia y de la alícuota parte que corresponde a la Superintendencia General del Sistema de Regulación Sectorial.

En la gestión de 1999, la Superintendencia aplicó una tasa de regulación de 0,94%. (Resolución SSDE N° 229/98 de 16 de diciembre de 1998). La reformulación del presupuesto en 1999 modificó la tasa de regulación al 0,60%, para su aplicación a partir de julio de la pasada gestión. (Resolución SSDE N°84/99 de 28 de junio de 1999).

La ejecución de recursos registra una variación del 16%, debido a la aplicación de una Tasa de Regulación del 0,60 % en el segundo semestre de 1999.

PRESUPUESTO 1999	EJECUTADO 1999	POR RECAUDAR
<b>Bs.</b>	<b>Bs.</b>	<b>Bs.</b>
<b>15.265.323.00</b>	<b>12.838.912.52</b>	<b>2.426.410.48</b>
100%	84%	16%

Fuente: Jefatura Administrativa Financiera

El detalle de la ejecución, por grupos de cuentas es la siguiente:

#### EJECUCION PRESUPUESTARIA POR GRUPOS DE CUENTAS

(En Bolivianos)

DETALLE	PRESUPUESTO	EJECUTADO	SALDO	%EJECUCION
<b>Servicios Personales</b>	<b>8.907.847,00</b>	<b>6.704.124,90</b>	<b>2.203.722,10</b>	75
<b>Servicios no Personales</b>	<b>6.830.532, 00</b>	<b>4.995.108,82</b>	<b>1.835.423,18</b>	73
<b>Materiales y suministros</b>	<b>509.228,00</b>	<b>376.387,60</b>	<b>132.840,46</b>	73
<b>Activos reales</b>	<b>3.610.396,00</b>	<b>868.388,50</b>	<b>2.742.007,50</b>	24
<b>Inversiones financieras</b>	<b>3.700,00</b>	<b>0,00</b>	<b>3.700,00</b>	0
Total	19.861.703,00	12.944.009,82	6.917.693,18	65%

Fuente: Jefatura Administrativa Financiera

#### 2.9.4. ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros de la Superintendencia fueron elaborados según las Normas Básicas del Sistema de Contabilidad, establecidas en el Sistema de Contabilidad Integrada para Entidades Descentralizadas, aprobado por el Viceministerio de Presupuesto y Contaduría del Estado, dependiente del Ministerio de Hacienda.

#### **2.9.4.1. BALANCE GENERAL**

El Balance General condensado de la Superintendencia de Electricidad, al 31 de diciembre de 1999 es el siguiente:

##### **ACTIVO (En Bs.)**

Corriente 17,655,710.28

Fijo 8.575.948,27

**TOTAL ACTIVO 26.231.658,55**

**CUENTAS DE ORDEN 1.620,00**

##### **PASIVO (En Bs.)**

Corriente 5.956.206,72

No corriente 1.153.988,27

Patrimonio 19.121.463,56

**TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO 26.231.658,55**

**CUENTAS DE ORDEN 1.620,00**

#### **2.9.4.2. ESTADO DE RESULTADOS (En Bs.)**

Los recursos de la Superintendencia de Electricidad provienen de la Tasa de Regulación.

INGRESOS 18.149.736,99

EGRESOS 18.339.871,96

**RESULTADO (190.134,97)**

AJUSTE POR INFLACION (1.216.462,74)

**RESULTADO AJUSTADO (1.406.597,71)**

#### **2.10. DICTAMEN DEL AUDITOR INDEPENDIENTE**

Los estados financieros de la gestión 1999 de la Superintendencia de Electricidad cuentan con un "informe de confiabilidad", favorable emitido por la Unidad de Auditoría Interna de la entidad de regulación.

Por otra parte, la consultora externa *KPMG Peat Marwick*, también auditó los estados financieros de la Superintendencia y determinó la racionalidad de los estados contables y de los procedimientos aplicados para su elaboración, habiéndolos aprobado sin observación alguna.

### **3. PROGRAMA DE REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO**

#### **Las fases del Programa**

La reforma del sector eléctrico boliviano tuvo cuatro fases en su ejecución, las tres primeras fueron ejecutadas por el entonces Ministerio sin Cartera Responsable de Capitalización y la ex – Secretaría Nacional de Energía. Mientras que la cuarta y última fase se desarrolló en el ámbito de la Superintendencia de Electricidad y el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.

La primera fase relativa al análisis y diagnóstico del sector eléctrico y a la elaboración del anteproyecto de Ley de Electricidad, se realizó de marzo a octubre de 1994, culminando con la presentación por parte del Poder Ejecutivo al Poder Legislativo del Proyecto de Ley de Electricidad.

La segunda fase comprendió el período de noviembre de 1994 y agosto de 1995, donde se procedió a la defensa del Proyecto de Ley de Electricidad y su correspondiente promulgación por parte del Poder Ejecutivo, se desarrollaron los seis principales reglamentos de la Ley de Electricidad y culminó el proceso de capitalización del sistema de generación de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. y la privatización de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A.M.

El proceso de establecimiento de la Superintendencia de Electricidad, el Comité Nacional de Despacho de Carga y la adecuación a las disposiciones de la Ley de Electricidad, por parte de las empresas del sector eléctrico, fueron los objetivos que se inscribieron en la tercera fase de la reforma, y que se desarrollaron en el período septiembre de 1995 a agosto de 1997.

Finalmente la cuarta fase del Programa, se inició en septiembre de 1997 y culminó en su ejecución en junio de 1999, ciertos procedimientos de desembolsos y pagos pendientes se extendieron por un período de gracia que culminó el 31 de octubre de 1999. La cuarta fase tenía como objetivos fundamentales, el fortalecimiento de la Superintendencia de Electricidad, el Comité Nacional de Despacho de Carga, la complementación y reforzamiento del marco legal vigente y la culminación de los procesos de adecuación a la Ley de Electricidad de las empresas eléctricas del sector eléctrico y la privatización de aquellas donde el Estado mantiene participación

propietaria.

### **El financiamiento del Programa.**

Las primera y segunda fases fueron financiadas con dos tipos de fuente, la primera bajo la cual se inició el Programa fue a través del ESMAP con recursos donados por Holanda, posteriormente el Japanese Grant Fund TF 25267, administrado por el Banco Mundial, fue la fuente que soportó al Programa inclusive hasta febrero de 1997.

Mediante decreto supremo 24238 de 8 de febrero de 1996, se autorizó al Embajador de Bolivia en los Estados Unidos de América a suscribir con la Asociación Internacional de Fomento (AIF), el Convenio de Crédito por DEG 3.500.000.-, posteriormente en fecha 22 de noviembre de 1996, mediante Ley 1730, se aprueba el Convenio de Crédito suscrito entre la República de Bolivia y la AIF por el monto anteriormente referido, destinados a financiar el Proyecto de Asistencia Técnica para la Reforma del Sector Eléctrico en sus dos fases finales.

### **La ejecución del Programa**

En sus dos fases iniciales, el Programa fue ejecutado por el que se denominó el Grupo Técnico, el cual en su inicio fue integrado por profesionales representantes del entonces Ministerio de Energía e Hidrocarburos y Dirección Nacional de Electricidad, y de las cuatro principales empresas eléctricas del país, y cuyo primer producto fue el primer Anteproyecto de la Ley de Electricidad. Posteriormente el Grupo Técnico fue reestructurado con consultores nacionales de experiencia en regulación en el sector eléctrico boliviano y con la asistencia de consultores externos que habían participado directamente en la reestructuración de los sectores eléctricos en países vecinos, como son Argentina, Chile y Perú. Para cada una de las fases involucradas el Banco Mundial administró los recursos donados por los gobiernos de Holanda y Japón.

La ejecución de la tercera fase también correspondió al Grupo Técnico, en tanto que la administración de una parte de los recursos asignados por el Convenio de Crédito fue encargada al ex – Ministerio sin Cartera Responsable de Capitalización (Partes A.1, B.1, B.2, C y D del Proyecto de Asistencia Técnica) en virtud del Convenio Subsidiario de fecha 17 de febrero de 1997 suscrito entre la Secretaría Nacional de Hacienda y el referido Ministerio, y de la parte restante de los recursos por la Secretaría Nacional de Energía (Partes A.2, B.3, B.4 y B.5 del Proyecto de Asistencia Técnica) en sujeción al correspondiente Convenio Subsidiario.

### **La cuarta fase del Programa**

#### **Objetivos**

Como se citó en párrafos anteriores, la cuarta fase del Programa de Reforma del Sector Eléctrico Boliviano, consistió en ejecutar tres Partes del Proyecto de Asistencia Técnica, A.1, B.1 y B.2, cada una de ellas con diferentes objetivos en esta fase.

Por ejemplo la Parte A.1, tenía como objetivos, el establecimiento del sistema de información del sector eléctrico y la capacitación del personal de la Superintendencia de Electricidad en materia regulatoria, así como también el soporte a la UEP-SE.

La Parte B.1, perseguía la realización de estudios para la determinación de precios en cada una de las tres áreas de la industria eléctrica: generación, transmisión y distribución.

Finalmente la Parte B.2, pretendía el fortalecimiento del Comité Nacional de Despacho de Carga, así como de sus procesos destinados a la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga en el Sistema Interconectado Nacional. Asimismo se incluyó como objetivo, la evaluación en forma anual del impacto de las reformas en la competitividad y prácticas comerciales y de inversión en el sector eléctrico.

Los objetivos de las tres partes a ser ejecutadas requirieron: a) que las entidades beneficiarias estuvieran implantadas, hecho que así se evidenció, pues la Superintendencia de Electricidad fue creada en enero de 1996 y el Comité Nacional de Despacho de Carga en febrero del mismo año, debe tenerse en cuenta además que la Presidencia del CNDC, la ejerce el representante designado por la Superintendencia de Electricidad; y b) que la contraparte de los estudios en ejecución y por ejecutarse fuera encarada por personal capacitado y con experiencia en materia regulatoria, al efecto la mayoría de los miembros del ex – Grupo Técnico y consultores locales que apoyaron al Programa de Reforma del Sector Eléctrico son en la actualidad funcionarios de la Superintendencia de Electricidad, hecho que permitió a la entidad reguladora a través de la UEP-SE contar con profesionales capaces de servir como contraparte en los estudios desarrollados.

En consecuencia, era evidente el proceso natural de transferencia de responsabilidades y recursos que la ejecución de las Partes A.1, B.1 y B.2 del Proyecto de Asistencia Técnica para la Reforma del Sector Eléctrico requirió, además que el financiamiento de los estudios y proyectos necesitaba de recursos de contraparte, que tanto la Superintendencia de Electricidad como el Comité Nacional de Despacho de Carga los dispusieron por su carácter de entidades con recursos propios no provenientes del Tesoro General de la Nación.

### **Transferencia de recursos y entrada en vigencia**

Habiéndose estructurado y establecido la Superintendencia de Electricidad, y ante la desaparición del ex – Ministerio sin Cartera Responsable de Capitalización, se suscribió entre la República de Bolivia y la AIF en fecha 22 de julio de 1997 la Enmienda al Convenio de Crédito 2790-BO, mediante la cual se transfirió la responsabilidad de ejecución de las Partes A.1, B.1 y B.2 del Proyecto de Asistencia Técnica para la Reforma del Sector Eléctrico a la Superintendencia de Electricidad.

A este efecto, en fecha 22 de septiembre de 1997, se suscribió la Enmienda al Convenio Subsidiario de fecha 17 de febrero de 1997, por la cual se transfirieron a la Superintendencia de Electricidad un equivalente de DEG 1.210.000.- (UN MILLÓN DOCIENTOS DIEZ MIL DERECHOS ESPECIALES DE GIRO), destinados a financiar exclusivamente la ejecución de las Partes A.1, B.1 y B.2 del Proyecto de Asistencia Técnica.

Debe mencionarse que la responsabilidad de ejecución de las Partes C y D del Proyecto de Asistencia Técnica, fue transferida a la Secretaría Nacional de Energía a través de la Enmienda al Convenio Subsidiario correspondiente.

En fecha 14 de octubre de 1997, mediante Resolución Administrativa SSDE 120/97, y en sujeción a la Enmienda al Convenio de Crédito 2790-BO, se crea la Unidad Ejecutora del Proyecto – Superintendencia de Electricidad (UEP-SE), encargada de ejecutar las Partes A.1, B.1 y B.2 del Proyecto de Asistencia Técnica para la Reforma del Sector Eléctrico, entre las responsabilidades de la UEP-SE se incluye también la administración de los recursos asignados, sujeta a las Normas de Adquisiciones de Bienes y Servicios establecidas por la Asociación Internacional de Fomento (AIF).

Finalmente en fecha 23 de diciembre de 1997, la Asociación Internacional de Fomento, comunica oficialmente al Ministro de Hacienda, la entrada en vigor de la Enmienda al Convenio de Crédito 2790-BO, es decir que a partir de ese momento se pudieron efectivizar los desembolsos correspondientes a los estudios y proyectos que se estaban desarrollando bajo las Partes A.1, B.1 y B.2 del Proyecto de Asistencia Técnica para la Reforma del Sector Eléctrico.

### Estructura de Financiamiento

En el cuadro siguiente se muestra la estructura de financiamiento de la Partes A.1, B.1 y B.2 del Proyecto vigente hasta el 16 de septiembre de 1998, a partir de esa fecha la AIF comunicó la entrada en vigor de una enmienda que reasignaba recursos entre las diferentes categorías del Crédito 2790-BO y determinaba una reducción global de DEG225000.- al presupuesto inicialmente asignado a las Partes del Proyecto bajo responsabilidad de ejecución de la Superintendencia de Electricidad.

### ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO DE LAS PARTES A.1, B.1 Y B.2 DEL PROYECTO DE ASISTENCIA TÉCNICA PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO VIGENTE HASTA EL 18 DE SEPTIEMBRE DE 1998

Parte del Proyecto de Asistencia Técnica	Categoría del Crédito 2790-BO	Monto Asignado (DEG)	Porcentaje de Financiamiento por AIF	
			Hasta 31-12-97	A partir 01-01-98
A.1 (a)	1.(a)	250000	100%	75%
A.1 (b)	1.(a)(i)	75000	75%	50%
B.1	1.(c )	350000	50%	75%
B.2 (a)-(f)	1.(d)	200000	100%	50%
B.2 (g)	1.(d)(i)	225000	100%	75%
A.1(b)–Capacitación	2.(a)	50000	50%	50%
A.1 – Bienes	3.(a)	60000	42%	42%
<b>TOTAL</b>		<b>1210000</b>		

### Resultados de la Ejecución

El resumen de ejecución de los recursos asignados a las Partes A.1, B.1 y B.2 del Proyecto se muestra en el siguiente cuadro:

### EJECUCIÓN DE LAS PARTES A.1, B.1 y B.2 DEL PROYECTO DE ASISTENCIA TÉCNICA PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Cantidad de contrataciones	Tipo de contratación	Recursos asignados por el Crédito 2790-BO			Recursos asignados por aporte local En miles de US\$	Total de recursos asignados al Proyecto En miles de US\$
		Comprometidos	Ejecutados	Porcentaje		
		En miles de US\$	En miles de US\$			
27	Consultorías	1066,82	975,32	91,4%	547,86	1523,18
5	Bienes	31,88	27,64	86,7%	33,78	61,42
<b>32</b>		<b>1098,70</b>	<b>1002,96</b>	<b>91,3%</b>	<b>581,64</b>	<b>1584,60</b>

Debe señalarse que los recursos asignados por el aporte local no incluyen los impuestos y corresponden mas bien al porcentaje de financiamiento, de responsabilidad del beneficiario, que se detalla en el anexo de la primera enmienda al Convenio de Crédito 2790-BO. Éstos recursos locales correspondieron al aporte de la Superintendencia de Electricidad equivalente a 389,22 miles de dólares, y el restante correspondiente a 192,43 miles de dólares fue el aporte de Comité

Nacional de Despacho de Carga. Los impuestos que también fueron financiados por el aporte local equivalieron a 185,53 miles de dólares.

Si bien se muestra la ejecución de las Partes A.1, B.1 y B.2 del Proyecto que estaban bajo responsabilidad de la Superintendencia de Electricidad, para tener una idea de la ejecución de todas las partes del Proyecto, a continuación se muestra un resumen de los recursos ejecutados.

## EJECUCIÓN DE RECURSOS DEL PROYECTO DE ASISTENCIA TÉCNICA

### PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Montos expresados en millones de US\$

Parte del Proyecto	Objeto	Recursos del Crédito 2790-BO	Recursos de aporte local	Total
<b>A</b>	<b>Marco regulatorio, GT y UEP-SE</b>	0,88	0,14	1,02
1	Grupo Técnico para la reforma y la capitalización y UEP-SE	0,23	0,14	0,37
2	Afinamiento de la reglamentación de la Ley de Electricidad	0,65	0,00	0,65
<b>B</b>	<b>Requerimientos de transición</b>	2,10	0,63	2,73
1	Estudios de precios	0,27	0,19	0,45
2	Mercado Mayorista de Electricidad	0,54	0,45	0,94
3	Asistencia en medio ambiente	0,05	0,00	0,05
4	Fortalecimiento de la Secretaría Nacional de Energía	0,37	0,00	0,37
5	Áreas rurales	0,87	0,00	0,87
<b>C y D</b>	<b>Reestructuración, Capitalización y Privatización del Sector Eléctrico</b>	1,22	0,00	1,22
<b>Subtotal 1</b>		<b>4,20</b>	<b>0,78</b>	<b>4,98</b>
<b>Impuestos locales</b>				<b>0,33</b>
<b>Subtotal 2</b>		<b>4,20</b>	<b>0,78</b>	<b>5,31</b>
<b>Refinanciamiento del PPF 900-00-BO</b>				<b>0,68</b>
<b>Costo total del Proyecto</b>				<b>5,99</b>

#### Estudios ejecutados

A través de los recursos asignados se ejecutaron 22 servicios de consultoría específicos incluyendo capacitación del personal de la Superintendencia de Electricidad, a continuación se detallan los estudios realizados.

### ESTUDIOS EJECUTADOS DENTRO DE LAS PARTES A.1, B.1 Y B.2 PROYECTO DE ASISTENCIA TÉCNICA PARA LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO BAJO RESPONSABILIDAD DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

<b>Parte A.1: Grupo Técnico para la reforma y la capitalización y UEP-SE</b>	
1	Análisis, Estructuración y Desarrollo del Sistema de Información Integrado de la Superintendencia de Electricidad.
2	Asistencia Técnica y Capacitación en Software Ultimus Web Suite.
<b>Parte B.1: Estudios de Precios</b>	
3	Determinación de Metodologías y Cálculo de Tarifas de Distribución.
4	Regulación del Costo y Estructura de Capital.
5	Elaboración del Proyecto de Reglamento de Suministro de Electricidad.
6	Regulación de la Demarcación de Zonas de Concesión.
7	Análisis y Aplicación de Disposiciones Regulatorias de la Transmisión.
8	Evaluación del Funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga.
9	Análisis y Aplicación de Disposiciones Regulatorias Relativas a los Precios de Transporte en Instalaciones de Distribución.

Parte B.2: Mercado Mayorista de Electricidad	
10	Evaluación de los Procedimientos para la Asignación de Peajes de Transmisión en el Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano
11	Modelos para la Simulación y Optimización de la Operación del Sistema Interconectado Nacional.
12	Elaboración de los Términos de Referencia para el Estudio de Confiabilidad y Costos Asociados del Sistema Interconectado Nacional
13	Estudio de Confiabilidad y Costos Asociados del Sistema Interconectado Nacional.
14	Diagnóstico Funcional y de Equipamiento del Centro de Despacho de Carga.
15	Evaluación del Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano.
16	Evaluación del Funcionamiento de la Unidad de Atención de Reclamaciones y Denuncias de la Superintendencia de Electricidad.
17	Auditoría de Cumplimiento de División y Limitaciones a la Propiedad por parte de las Empresas Eléctricas del Sistema Interconectado Nacional.
18	Evaluación de los Compromisos de Inversión Establecidos en el Contrato de Capitalización de la Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A.
19	Evaluación de los Compromisos de Inversión Establecidos en los Contratos de Capitalización de las Empresas Eléctricas Corani S.A. y Guaracachi S.A.
20	Evaluación y Diagnóstico de Sistemas en las Empresas de Distribución.
21	Análisis y Revisión de Inversiones, Costos y Revisión Ordinaria de Tarifas de la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.
22	Elaboración del Plan Estratégico de Comunicación e Información de la Superintendencia de Electricidad.

El Programa de Reforma del Sector Eléctrico Boliviano, ha determinado a través de la ejecución de su última fase, establecer las bases para una constante evaluación del proceso de reforma, convirtiéndose en uno de carácter continuo que permita alcanzar los objetivos trazados y así consolidar la estructura del sector eléctrico.