



907

**Memorando referencia GG 2002 N° 0206**

**Cuenca, 19 de abril de 2002**

**Para:** **Ec. Humberto Moscoso Ochoa, DIFI** ✓  
**Ing. Miguel Corral Serrano, DICO**  
**Ing. Modesto Salgado Rodríguez, DIDIS**  
**Ing. Carlos Duran Noritz, DIPLA**  
**Ing. Hermel Orozco Vázquez, DIRI**  
**Dr. Miguel Cordero Palacios, AL**  
**Ing. Gerardo Larriva López, Auditoría**  
**Dra. Catalina García Jaramillo, Secretaría General**  
**Ing. Patricio Guerrero Villavicencio, DISI**  
**Ing. Carlos Fernández de Córdova, DOC**  
**Ing. Diego Orbe Malla, SEMS**

**De:** **GERENTE GENERAL**

**Asunto:** Informe de labores de la Administración correspondiente al período 2001.

Adjunto al presente sírvase encontrar el informe de labores de la Administración, correspondiente al ejercicio económico del año 2001.

Es muy grato expresar mi más sincero agradecimiento a todos y cada uno de los funcionarios y trabajadores de la Empresa por su valioso apoyo y dedicación, sin el cuál no hubiese sido factible realizar una adecuada administración de una de las más grandes instituciones de servicio de la región.

Atentamente,

  
**Ing. Hernán Verdugo Crespo**

CDN/jmz

copias: carpeta, auxiliar, archivo

22 APR 2002



# **INFORME DE LABORES DE LA ADMINISTRACIÓN** **CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO DEL** **AÑO 2001**

## **INTRODUCCION**

Dando cumplimiento al mandato contemplado en el artículo N° 263, numeral cuatro, de la Ley de Compañías, ésta administración se permite someter a la consideración de los señores Miembros del Directorio y de la Junta General de Accionistas, el informe de las principales actividades y logros obtenidos por la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. durante el ejercicio económico comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2001.

Como parte del sector eléctrico ecuatoriano, la compañía ha atravesado por un año todavía muy crítico desde el inicio de las operaciones del MEM; pues, las graves dificultades de orden económico del país han repercutido y repercuten sin duda en la Empresa en particular y el sector en general, al igual que en el año 2000, la situación global ha limitado el desarrollo de los planes y programas de crecimiento y mejora. Durante todo el año hemos tenido una situación de déficit de ingresos, pues la tarifa aplicada para los usuarios finales aprobada por el CONELEC, no cubrió todos los costos de operación.

Gran parte de los esfuerzos que la administración de la compañía tuvo que desplegar en el año 2001, fueron dirigidas entonces a buscar soluciones que aunque siendo de tipo coyuntural, han permitido operar la compañía con alguna holgura, llegando a una situación actual que hace ver el futuro con mejores perspectivas; sin embargo, la situación amerita de algunas acciones que deben ser tomados por parte de todo el sector eléctrico consolidado.

En el ámbito de lo planteado, el aporte brindado por la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. en favor de todos los sectores, es el resultado del esfuerzo conjunto y planificado de Accionistas, Miembros del Directorio, Funcionarios y Trabajadores de la Institución.

El informe presente comprende los siguientes aspectos:

- 1. Constitución y Organismos Superiores de la Compañía**
- 2. Principales Acciones realizadas por la Administración**
- 3. Participación en el Mercado Eléctrico Mayorista**
- 4. Situación Económico - Financiera**
- 5. El Negocio Eléctrico**
- 6. El Mercado**
- 7. Los Recursos Humanos**



**INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2001**

**CAPITULO I**

**CONSTITUCION DE LA COMPAÑÍA Y SUS ORGANISMOS SUPERIORES**



## **I. CONSTITUCION DE LA COMPAÑIA Y SUS ORGANISMOS SUPERIORES**

### **I.1 DISPOSICIONES LEGALES**

Mediante Escritura Pública celebrada en Cuenca el 18 de febrero de 1950, ante el Notario señor Doctor Abelardo Tamariz Crespo, la que fue registrada con el número 17 en el folio 24 del Registro Mercantil del mismo cantón, el 11 de septiembre de 1950, se constituye inicialmente con el nombre de "**EMPRESA ELÉCTRICA MIRAFLORES S.A.**" cambió ese nombre por el de "**EMPRESA ELÉCTRICA CUENCA S.A.**", lo que se eleva a Escritura Pública celebrada el 21 de septiembre de 1963, ante el Notario Señor Doctor Juan de Dios Corral Moscoso, inscrita en el Registro Mercantil con el número 40 en el folio 99, Tomo único, el 25 de septiembre de 1963, en el mismo cantón. Posteriormente se volvió a cambiar el nombre por el de "**EMPRESA ELÉCTRICA CUENCA C.A.**", por escritura pública celebrada el 15 de enero de 1965, ante el Notario Señor Juan de Dios Corral Moscoso, inscrita con el número 11 en el folio 23, Tomo único del Registro Mercantil del mismo cantón el 22 de enero de 1965. Más tarde, se cambió de denominación por la actual de "**EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**", mediante escritura pública del 27 de julio de 1979, ante el Notario Señor Doctor Rubén Vintimilla Bravo e inscrita en el Registro Mercantil del mismo cantón con el número 101, del 30 de agosto de 1979.

En 1999 acogiendo disposiciones emanadas de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico publicada en el Suplemento del Registro Oficial N° 43 del 10 de octubre de 1996, la Empresa se escinde y da paso a la creación de dos nuevas Empresas: "**EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.**", siendo su objeto social la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica y la "**COMPAÑÍA ELECTROGENERADORA DEL AUSTRO S.A. – ELECAUSTRO S.A.**", cuyo objeto social es la Generación de Energía Eléctrica.

La Junta General de Accionistas resolvió la última reforma del Estatuto en sesión No. 178 del 15 de octubre de 2001, a través de resolución No. 178-493, luego de que la Superintendencia de Compañías, Oficina de Cuenca, formulara algunas observaciones al texto aprobado por la Junta el 27 de julio de 2001 en sesión No. 175 a pedido del Fondo de Solidaridad. Sin embargo, el mentado estatuto, al no estar todavía inscrito en el Registro Mercantil, no está por lo tanto vigente.

### **I.2 ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD**

El último incremento de capital fue resuelto en sesión No. 173 de enero 17 de 2001 mediante resolución No. 173-469, cuyo detalle se lo puede ver en el cuadro N° I.1.

### **I.3 INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA**

#### **I.3.1 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS**

La Junta General de Accionistas es el máximo organismo de la Sociedad, estando facultada para resolver todos los asuntos relacionados con sus negocios, tomando las decisiones que juzgue convenientes a los intereses de la Empresa, enmarcándose siempre en las disposiciones Legales, Estatutarias, de sus reglamentos y normas conexas.

A diciembre de 2001, la Junta General de Accionistas está integrada por los titulares de las acciones, tal como se indica en la cuadro N° I.2.

Desde enero hasta diciembre se han realizado 6 sesiones de la Junta General de Accionistas en las que se han tratado temas fundamentales como el Incremento del Capital de la Compañía y el Cambio del Valor nominal de las Acciones, Reforma del Estatuto de la Compañía. Se aprobó la Proforma del Presupuesto para el año 2001 y se resolvió sobre el destino de las utilidades del ejercicio económico 1999. En fecha posterior se Reformó el Presupuesto de la Compañía. Luego de conocer el Informe de la Administración, el Informe de Comisarios y el de Auditoría Externa correspondientes al año 2000, aprobó los Estados Financieros del año 2000. La Junta General de Accionistas a mediados de año resolvió realizar una reforma integral del Estatuto de la Compañía, la



cual no ha sido puesta en vigencia hasta esta fecha. En el mes de septiembre autorizó la conformación de un fideicomiso de los ingresos por venta de energía que percibe la Empresa y reformó nuevamente el Presupuesto del año 2001. En este mes aprobó también el Programa de Obras FERUM 2002 que fue enviado al CONELEC para el trámite correspondiente; así como, las Normas de Austeridad del Gasto. Finalmente resolvió una nueva Reforma en el Estado Social y la prórroga del plazo de duración de la Compañía.

### 1.3.2 DIRECTORIO

El Directorio de la Empresa ha tenido regularidad en sus reuniones, habiendo logrado realizar 24 sesiones en el transcurso del año 2001, tomando 111 decisiones que permitieron lograr un desenvolvimiento empresarial que se refleja en los resultados obtenidos. Todas las resoluciones se encuentran cumplidas en su totalidad.

La conformación del Directorio de la Compañía, a diciembre de 2001, es tal como se indica en el cuadro N° I.3.

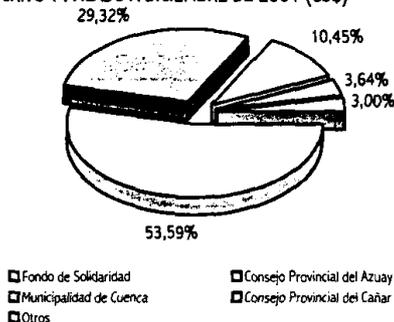
### 1.3.3 EJECUTIVOS

A diciembre de 2001, la Empresa cuenta con el cuerpo de Ejecutivos que están indicados en el cuadro N° I.4.

CUADRO N° I.1 ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

ACCIONISTA	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO A DICIEMBRE DE 2001 (US\$)	%
Fondo de Solidaridad	32.991.837	53,59
Consejo Provincial del Azuay	18.050.765	29,32
Municipalidad de Cuenca	6.434.144	10,45
Consejo Provincial del Cañar	2.243.248	3,64
CREA	807.800	1,31
Consejo Provincial de Morona Santiago	641.489	1,04
Municipalidad del Sigsig	162.122	0,26
Municipalidad de Santa Isabel	144.077	0,23
Municipalidad de Biblian	91.858	0,15
Municipalidad de Morona	1.258	0,00
<b>Capital Total</b>	<b>61.568.598</b>	<b>100,00</b>

CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO A DICIEMBRE DE 2001 (US\$)





**CUADRO N° 1.2 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS**

INSTITUCION	REPRESENTANTE LEGAL
FONDO DE SOLIDARIDAD	Dr. Luis Burbano Dávila
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	Ing. Marcelo Cabrera Palacios
MUNICIPALIDAD DE CUENCA	Arq. Fernando Cordero Cueva
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	Tnlgo. Diego Ormaza Andrade
CREA	Ing. Augusto Tosi León
CONSEJO PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	Ing. Jaime Mejía Reinoso
MUNICIPALIDAD DEL SIGSIG	Lcdo. Marcelino Granda Granda
MUNICIPALIDAD DE SANTA ISABEL	Sr. Rodrigo Quezada Ramón
MUNICIPALIDAD DE BIBLIAN	Dr. Bolívar Montero Zea
MUNICIPALIDAD DE MORONA	Sr. Washington Vallejo Garay

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2001 EL GERENTE DEL FONDO DE SOLIDARIDAD FUE EL DR. LUIS BURBANO, A ESTA FECHA ES EL ING. ALEJANDRO RIBADENEIRA  
EL DIRECTOR EJECUTIVO DEL CREA ENCARGADO ES EL ING. CARLOS FERNANDEZ DE CORDOVA, DESDE EL 28 DE DICIEMBRE DE 2001

**CUADRO N° 1.3 CONFORMACION DEL DIRECTORIO**

Presidente: Ing. MARCELO CABRERA PALACIOS Vicepresidente: Ing. TRAJANO BERMEO JARAMILLO				
ACCIONISTA	PRINCIPAL	FECHA	SUPLENTE	FECHA
FONDO DE SOLIDARIDAD	Ing. Luis Mancero	13-Sep-99	Ing. Oswaldo Boada	13-Sep-99
	Ing. Trajano Bermeo	13-Sep-99	Ing. José Cárdenas	13-Sep-99
	Sr. Juan Donoso	13-Sep-99	Ing. Rodrigo Sempértegui	13-Sep-99
MUNICIPALIDAD DE CUENCA	Arq. Fernando Cordero	13-Sep-99	Eco. Leonardo Espinoza	27-Sep-00
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	Ing. Marcelo Cabrera	13-Sep-99	Ing. Marcelo Darquea	13-Sep-99
	Dr. Marcelo Sánchez	27-Sep-00	Sr. Santiago Lituma	27-Sep-00
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	Ing. Justiniano Carpio	27-Sep-00	Lcda. Lida Cabrera	27-Sep-00
CONSEJO PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	Dr. Telmo Rivadeneira	27-Sep-00	Sr. Walter Quezada	13-Sep-99
TRABAJADORES DE LA CENTROSUR	Tnlgo. Nelson Rodas	01-Ene-01	Sr. Carlos Calle	01-Ene-01

**CUADRO N° 1.4 EJECUTIVOS DE LA EMPRESA**

CARGO	FUNCIONARIO
PRESIDENTE DE LA COMPAÑÍA	ING. MARCELO CABRERA PALACIOS
VICEPRESIDENTE DE LA COMPAÑÍA	ING. TRAJANO BERMEO JARAMILLO
GERENTE GENERAL	ING. HERNÁN VERDUGO CRESPO
DIRECTOR DE PLANIFICACIÓN	ING. CARLOS DURÁN NORITZ
DIRECTOR DE DISTRIBUCIÓN	ING. MODESTO SALGADO RODRÍGUEZ
DIRECTOR DE COMERCIALIZACIÓN	ING. MIGUEL CORRAL SERRANO
DIRECTOR DE FINANZAS	ECO. HUMBERTO MOSCOSO OCHOA
DIRECTOR DE RELACIONES INDUSTRIALES	ING. HERMEL OROZCO VÁZQUEZ
DIRECTOR DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN	ING. PATRICIO GUERRERO VILLAVICENCIO
ASESOR JURÍDICO	DR. MIGUEL CORDERO PALACIOS
ADMINISTRADOR DEL SEMS	ING. DIEGO ORBE MALLA
AUDITOR	ING. GERARDO LARRIVA LÓPEZ
SECRETARIA GENERAL	DRA. CATALINA GARCÍA JARAMILLO
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE OBRAS CIVILES	ING. CARLOS FERNÁNDEZ DE CORDOVA O.
ABOGADO	DR. DAVID MERA ROBALINO
ASISTENTE DE RELACIONES PÚBLICAS	LCD.A. ANA MA. DURÁN GONZALEZ



**CENTROSUR**

**INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2001**

**CAPITULO II**

**PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACION**

## **II. PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACIÓN**

### **II.1 OPERACIÓN DENTRO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

Dentro de la política seguida desde los períodos anteriores, esta administración ha impulsado a lo largo del año 2001, que conjuntamente con los otros actores del sector se busquen las soluciones definitivas para que el Mercado Eléctrico Mayorista se consolide y pueda producirse el ingreso de nuevos generadores que permitan la reducción de los costos de compra de la energía, base sin la cual no se producirá la anhelada reducción de costos al usuario final.

El funcionamiento a lo largo del año 2001 de los contratos a plazo que fueran suscritos con las Empresas de Generación de propiedad del Fondo de Solidaridad, así como aquel suscrito con la Empresa ELECAUSTRO, permitieron mitigar en algo los desniveles económicos causados por el todavía presente déficit tarifario.

Al haberse planteado, por parte de las autoridades gubernamentales, la posibilidad de reconocer el subsidio indirecto a los usuarios, entregado mediante la aplicación de tarifas menores a las reales, por intermedio de una compensación que asumiría las deudas en el MEM de las Empresas de Distribución, esta Empresa participó en la discusión y análisis de dicha compensación.

#### **II.1.1 Renovación del Contrato a Plazo de Compraventa de Energía con ELECAUSTRO**

El contrato suscrito en el año 2000 con la Empresa Generadora del Austro – ELECAUSTRO – llegó a su término en el mes de julio de 2001, habiéndose iniciado las discusiones para su renovación con la oportunidad debida, se alcanzó consenso con los representantes de la mencionada compañía, habiéndose suscrito un nuevo contrato, en esencia en condiciones contractuales similares al anterior, pero con las debidas modificaciones acordes con la experiencia ganada en el desarrollo del primero.

El período de vigencia del contrato abarca desde agosto de 2001 hasta diciembre de 2002, aunque los precios finales fueron significativamente superiores a los del contrato anterior, alcanzándose a partir del mes de agosto de 2002 un valor fijo del precio de la energía de 3,60 US\$/kWh, que es similar al que ELECAUSTRO ha negociado con otros usuarios. El monto total contratado en el período agosto a diciembre de 2001 es de 51.223 MWh, con un precio medio de 2,54 US\$/kWh.

#### **II.1.2 Contrato a Plazo de Compraventa de Energía con HIDROPAUTE**

Por haber rescindido algunos contratos con empresas de distribución que habían caído en mora, HIDROPAUTE tenía disponible un monto de energía, parte del cual puso a disposición de la CENTROSUR, sobre la base del excelente historial de pago que ha mantenido esta Empresa; considerando que las condiciones eran favorables para la compañía, se suscribió un contrato a plazo que cubre el período desde octubre de 2001 hasta diciembre de 2002, renovable por cuatro años. En el período octubre a diciembre de 2001 se compró un total de 18.474,93 MWh, a un precio promedio de 2,68 US\$/kWh; en este contrato el precio final de estabilización es 3,12 US\$/kWh.

#### **II.1.3 Prolongación de Contratos a Plazo de Compraventa de Energía con las Empresas Generadoras del Fondo de Solidaridad**

La segunda disposición transitoria del Reglamento para el Funcionamiento del MEM vigente, fue modificada en el año 2001, además que por el anunciado proceso de subasta de las acciones de propiedad del Fondo de Solidaridad en las Empresas de Distribución, no se llegaron a suscribir los nuevos contratos con las Empresas de Generación de propiedad del Fondo de Solidaridad, razón por la que se logró que los generadores del Fondo de Solidaridad HIDROPAUTE, HIDROAGOYÁN, HIDROPUCARÁ, TERMOES-MERALDAS, TERMOPICHINCHA y ELECTROGUAYAS, prolonguen la aplicación de los contratos suscritos hasta diciembre de 2001. Igual tratamiento se aplicó al convenio suscrito con TRANSELECTRIC.



En el período comprendido entre octubre a diciembre de 2001, con la prolongación de la aplicación de los mencionados contratos se compró 60.815,59 MWh, a un costo promedio de 2,51 US\$/kWh.

### **II.1.4 Decretos Ejecutivos 1311 y 2048-A**

Con fecha 7 de marzo de 2001, se emite el Decreto Ejecutivo N° 1311, mediante el que el gobierno ecuatoriano reconoce la existencia de un subsidio indirecto en el sector eléctrico que se genera por la aplicación de resoluciones del CONELEC mediante las cuales se generó un déficit tarifario en el período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 30 de noviembre de 2000, en este decreto el gobierno asume la responsabilidad del déficit generado y se decide la compensación de los adeudos de las empresas de distribución con las de generación, por medio del descuento de la deuda externa de las empresas generadoras absorbida por el estado; se establece un monto de compensación de hasta US\$ 279'343.889,77.

Considerando que lo que inicialmente se pretendía era descontar el total de las deudas hasta ese entonces acumuladas por cada una de las empresas de distribución y que las diferentes empresas habían tenido diversos comportamientos de pago, se gestionó ante el Ministerio de Economía, el CONAM, el Fondo de Solidaridad y el CENACE, como organismos involucrados para que se revise el tema, pues el déficit real alcanzó los 600 millones de dólares y los valores a compensar para la CENTROSUR eran superiores al monto de su deuda acumulada en el período. El criterio expuesto fue acogido y de esa manera se asignó la suma de US\$ 15'218.296,26 como compensación, cifra muy superior a la deuda acumulada por la Empresa que llegaba a US\$ 8'314.730,91.

Posteriormente, el 31 de octubre de 2001, el gobierno nacional emite un nuevo Decreto Ejecutivo, el N° 2048-A mediante el que se reconoce, hasta un monto de US\$ 56'576.602,39 el déficit tarifario en el período entre el 1 de diciembre de 2000 y el 30 de junio de 2001. En este caso se asignó a la CENTROSUR un monto de compensación de US\$ 3'509.904,88.

La compensación global que se asignó a la Empresa por el déficit tarifario reconocido por el gobierno nacional mediante los decretos 1311 y 2048-A asciende a US\$ 18'728.201,14, de los cuales se descontó la deuda que la Empresa mantenía al 20 de febrero de 2002 con el Mercado Eléctrico Mayorista por US\$ 10'039.121,75, debiendo compensarse a partir del mes de abril de 2002 la suma restante que asciende a US\$ 8'689.079,39 según lo establecido por el CENACE, a ese último valor deberán restarse los cargos por intereses y multas que en el período se hayan generado en contra de la Empresa.

## **II.2 SISTEMAS DE INFORMACIÓN**

En el afán de mejorar los sistemas de información actualmente en uso, se continuaron las acciones para la implantación del Sistema de Información Gerencial - SIG y dentro de esta proceso se continuó la mejora del Sistema de Información Comercial - SICO, así como del sistema Administrativo Financiero - SIF.

### **II.2.1 Sistema de Información Comercial - SICO**

La Dirección de Sistemas Informáticos se ha concentrado, durante el año 2001, en completar el desarrollo y puesta en marcha del sistema informático de comercialización (SICO). Hacia este objetivo han apuntado casi todos los esfuerzos del personal de DISI. Entre las actividades concretas desarrolladas, están las siguientes:

- a) Definición de una plataforma de hardware adecuada para la operación del SICO, para lo que fue necesario realizar un análisis de rendimiento y capacidad del computador AS/400 720, a través del cual se pudo establecer que, con los recursos que tenía esa máquina, resultaba imposible la operación normal del sistema SICO. Se prepararon los justificativos y las especificaciones técnicas correspondientes y se adquirió un nuevo equipo de cómputo, un AS/400 820. Esta máquina llegó a la Empresa en el mes de Junio del 2001 y, luego del proceso de migración, a partir de esa fecha, ha permitido la realización normal de las actividades relacionadas con el uso del sistema SICO.



- b) Creación de un grupo de trabajo conformado por funcionarios de la DISI para completar el desarrollo y dar soporte al Sistema SICO: las actividades de desarrollo y puesta en marcha del sistema SICO, a comienzos del año 2001, estuvieron en manos de dos personas, que trabajaban bajo contrato para la Empresa. En estas actividades, la participación de la Dirección de Sistemas Informáticos venía siendo muy marginal razón por la cual se consideró indispensable y urgente asumir el control de estos trabajos. Fue así como se diseñó un proceso de entrega - recepción del sistema y se conformó un grupo de trabajo integrado por 4 funcionarios de la DISI, que tuvo la misión de capacitarse en los aspectos de diseño interno y operación del SICO y que, después de ello ha asumido por completo toda la responsabilidad del sistema.
- c) Depuración y consolidación de la información generada por el SICO a partir de Junio de 2000, fecha en la arrancó el sistema SICO, se había suspendido la emisión de reportes estadísticos y financieros sobre las actividades de facturación y recaudación. La razón de este retraso consistía en el gran número de errores e inconsistencias que existían en la información generada. Ante la grave situación que se derivaba de este retraso, se hizo necesario dedicar un enorme esfuerzo para analizar la información, depurarla y consolidarla y, después de todo ello, generar los reportes necesarios para la elaboración de los balances contables y atender otras necesidades de información que tenía la Empresa. El trabajo en cuestión abarcó, desde Mayo hasta Diciembre del 2001, comprendiendo la revisión de 18 meses de actividad del SICO sobre aproximadamente 200.000 clientes, con todas las variantes posibles que se podían dar. A fines de 2001, aún no se había concluido esta actividad, aunque se había avanzado ya en un porcentaje de un 90%. Finalmente, se pudo poner al día la información reportada, recién en el mes de Febrero de 2002.

El problema de validación de la información generada durante el período de funcionamiento actual del SICO, se logró concretar ya en el presente año, esperando finalmente que se implanten los módulos actualmente en desarrollo; mientras que para realizar el desarrollo del SICO en un sistema Cliente - Servidor y dar solución definitiva a los defectos de velocidad, por las dificultades encontradas en su desarrollo, las adecuaciones se realizarán a lo largo de este año.

### **II.2.2 Cableado estructurado en el edificio central**

Desde hace tiempo, la red de datos TOKEN RING que servía de vínculo de comunicación entre todos los computadores que estaban instalados en el edificio matriz de la Empresa, se había convertido en un verdadero cuello de botella para el desarrollo de los proyectos informáticos, pues la tecnología TOKEN RING había quedado obsoleta, razón por la cual era imposible conseguir en el mercado tarjetas electrónicas que permitan acoplar una máquina a la red de comunicación. Por ese motivo, se volvió imposible la incorporación de máquinas nuevas al equipamiento de la Empresa pues, si bien se podían adquirir los computadores, su uso estaba restringido a actividades aisladas, sin posibilidad de acceso a los sistemas de comercialización (SICO), financieros (SIFI) o al correo electrónico, pues estos servicios requerían de acceso a la red; por lo expuesto, se contrató el Estudio y diseño del sistema de cableado estructurado de voz y datos para el edificio central.

Desde comienzos del año 2001, se emprendió en la realización de los estudios preliminares, el diseño y la estimación de costos y plazos para la construcción de una nueva red. Se decidió integrar a esta nueva red todos los requerimientos del área informática (transmisión de datos), pero, además, se hizo evidente la conveniencia de integrar a la solución las necesidades del área de telefonía - transmisión de voz. Una vez que se dispuso del diseño de la red, se contrató la construcción de la misma, lo cual se hizo en dos partes: un primer contrato, para la construcción de la red pasiva o cableado propiamente dicho; y un segundo contrato, para la provisión de los elementos activos o switches, es decir los equipos electrónicos para la administración del tráfico de datos.



## **II.3 GESTIONES EN EL AMBITO ECONOMICO Y FINANCIERO**

### **II.3.1 Gestiones para recuperar acreencias en bancos cerrados**

Esta administración, en el afán de lograr recuperar los valores que quedaron depositados en los bancos cerrados, tanto FILANBANCO como BANCO DE PRESTAMOS, realizó múltiples gestiones encaminadas en ese propósito, es así que se plantearon varios caminos de negociación, entre ellos la autorización de la Junta General de Accionistas para participar en las subastas de activos de propiedad de FILANBANCO.

Luego de varias gestiones adicionales, se logró negociar con el BANCO SOLIDARIO las acreencias de FILANBANCO, tanto de las cuentas corrientes así como en el certificado de inversión, se recibieron bonos del estado por la suma de US\$ 1'480.000 valor que incluye una prima del 7% a favor de la Empresa, que representa US\$ 97.049,93; los bonos están bajo custodia de la Tesorería de la compañía. La negociación, a más de recuperar los valores congelados en FILANBANCO, le significan a la Empresa una ganancia neta de US\$ 93.583,07 después de restar la comisión de estructuración del convenio que representa US\$ 7.432,07.

En relación con la acreencia en el BANCO DE PRESTAMOS, se han realizado los trámites correspondientes para registrar en la Agencia de Garantía de Depósitos - AGD - pues antes no estaba garantizada dicha acreencia, en la actualidad la AGD garantiza el Certificado de Pasivos del BANCO DE PRESTAMOS a favor de la Empresa, por un valor de US\$ 111.837,80 siendo un documento negociable en el mercado financiero. Es de anotar que este valor contablemente estaba dado de baja al no estar garantizado por la AGD.

### **II.3.2 Plan técnico de compras y Ejecución Presupuestaria**

En la línea de mejorar continuamente los procesos de adquisición de bienes y servicios, se preparó y ejecutó un Plan Técnico de Compras, lo que ha permitido optimizar los resultados en términos de una mejor y oportuna provisión. Esta situación ha redundado en una disminución de costos de adquisición y una mejora en el control de la calidad de los bienes.

Así mismo, para mantener un adecuado control de la programación y ejecución presupuestaria, desde el año anterior se realiza la programación y evaluación presupuestaria por áreas, lo que permite mejorar la gestión en relación con el compromiso del gasto o egreso.

## **II.4 MEJORA DEL SERVICIO**

La Empresa, conforme al avance tecnológico y pensando siempre en mejorar la atención a sus usuarios, ha realizado algunas actividades en este sentido. Las principales acciones son:

### **II.4.1 Implantación de Sistema Call Center e IVR**

Se realizó la adquisición y posterior implantación del sistema Call Center e IVR con lo cual la Empresa estará en capacidad de mejorar la atención a sus clientes en su área de concesión. El Sistema básicamente mejorará 2 áreas estratégicas de la Empresa como es: Atención de Reclamos por Falta de Servicio y Atención Comercial.

- a) Atención a Reclamos por Falta de Servicio: Mediante la interfaz con el sistema informático AM/FM GIS, que se está implantado, se podrá identificar geográficamente, a través de un código, a los clientes y asociarlos por averías, para contestar en forma automática mediante mensajes pregrabados seleccionados de una biblioteca virtual predeterminada. Inicialmente, un Agente atenderá la llamada y registrará el reclamo correspondiente.
- b) Atención Solicitudes de Servicios Comerciales: El sistema estará vinculado con el Sistema Informático de Comercialización (SICO) con el fin de atender las solicitudes de los clientes, referentes a datos de planillas de consumo. El cliente deberá, a través de un teclado de teléfono digital, introducir un código y a futuro tener la posibilidad de acceder al sistema a



través de reconocimiento de voz, tal que sea identificado y pueda ser atendida su totalidad de información, todo esto en forma automática.

Por otro lado las comunicaciones telefónicas que se reciben a través de operadora y que están dirigidas al área Administrativa de la Empresa se verán beneficiadas con un servicio eficiente y rápido.

El mes de Marzo de 2002 se concluyó la etapa de instalación del hardware en el Edificio Matriz de la ciudad de Cuenca, trabajando actualmente en la interfaz entre el software del Sistema y las bases de datos para la Atención de Reclamos y la Atención a Solicitudes de Servicios Comerciales. Se tiene previsto que esta etapa final estará concluida en el mes de mayo del 2002.

#### ***II.4.2 Monitoreo de Calidad y Reporte de Parámetros***

Como parte de la política de mejora del servicio a los usuarios, se acometieron algunas acciones, tendientes además a cumplir con el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad y la Regulación de Calidad del Servicio, expedidos por el CONELEC en los años 2000 y 2001, las que no se habían implantado por falta de recursos debido al déficit tarifario.

Una primera acción fue conformar una comisión interna de las diferentes áreas involucradas DIDIS, DICO y DIPLA, para realizar un estudio de diagnóstico de la calidad en los tres principales enfoques que se consideran reglamentariamente: Calidad del Producto, Calidad del Servicio y Calidad del Servicio Comercial. Con la adquisición de un primer conjunto de equipos, se empezó el trabajo de monitoreo de la calidad del producto, realizando un prediagnóstico que al mismo tiempo proporcione indicativos iniciales y sirva para establecer tiempos reales y posibilidades de acción.

Sobre la base de la experiencia obtenida, se han comenzado los Estudios de Calidad de la Energía, para lo que se adquirieron los equipos analizadores de calidad en un valor cercano a US\$ 50.000, luego se han conformado dos grupos piloto para desarrollar el trabajo del diagnóstico final, el mismo que se espera estará cumplido entre ocho meses a un año, desde el mes de abril de 2002 se empezará a reportar al CONELEC las mediciones obtenidas.

Por otro lado, con el desarrollo del sistema informático para el registro y análisis de las fallas e interrupciones, es posible cumplir ya con la regulación en lo atinente al reporte detallado de estos eventos, lo que se pudo probar en el último trimestre del año 2001 y actualmente se está reportando al CONELEC con regularidad esta información.

En lo referente a la Calidad del Servicio Comercial, al no haberse superado totalmente las deficiencias del SICO, no se pudo reportar la totalidad de eventos que indican las regulaciones; sin embargo, luego de las correcciones realizadas, se espera que en el presente año se pueda entregar la información requerida por el CONELEC.

#### ***II.5 OTRAS ACCIONES***

##### ***II.5.1 Contrato de valoración de la Empresa como Negocio en Marcha***

Como un mecanismo para conocer el real valor de la CENTROSUR como un negocio en marcha, frente a la propuesta del gobierno, a través del CONAM, para subastar las acciones de las empresas de distribución del país, luego de contar con el criterio favorable del Directorio de la Compañía, se contrató la valoración de la Empresa como negocio en marcha con la Universidad de Cuenca.

Del contrato en cuestión, luego de aplicar un detallado modelo de valoración, se llegó a un valor referencial de US\$ 110'176.882, para el que se consideraba una tasa de descuento ponderada del 15,32%, un precio medio de venta de la energía en el largo plazo de 11,2 US\$/kWh, una tasa de crecimiento de la demanda del 4%, un precio medio de compra en el largo plazo de 6 US\$/kWh.



La obra permitirá atender la demanda de los próximos quince años y mejorar la confiabilidad del servicio en los cantones Cañar, Suscal, Tambo y parcialmente Biblián, que cuentan con más de 17 mil abonados, lo que significa una población servida de 84 mil habitantes, aproximadamente.

Hasta ahora, los cantones Cañar, Biblián, Suscal y Tambo, contaban con el servicio de energía eléctrica desde la subestación N° 9 mediante el alimentador 0921 a 22 kV con una longitud de 30 km. La Subestación N° 18 es alimentada a 69 kV por una línea aérea trifásica, que parte desde la misma Subestación N° 9, ubicada en Azogues.

Desde la Subestación N°18 se distribuye la energía eléctrica a través de tres alimentadores a 22 kV, que cubren los requerimientos de energía eléctrica de la región, quedando como reserva para satisfacer el incremento de la demanda futura un cuarto alimentador de similares características.

La obra civil para la Subestación fue realizada mediante contratos, en un terreno de 2.159 m<sup>2</sup>; la construcción de la Casa de Control y la casa del guardián suman 125 m<sup>2</sup> y el área de adoquinado de accesos interiores bordea los 350 m<sup>2</sup>; en la totalidad de fundiciones y canales se ocuparon 82 m<sup>3</sup> de hormigón. El montaje electromecánico de la subestación, fue realizado por administración directa, con personal de la empresa. Próximamente esta subestación será telecomandada desde el centro de control en Cuenca.

#### **II.6.2 Sistema Automático de Gestión de la Distribución; Sistema AM/FM-GIS**

La Empresa dentro de la modernización tecnológica de sus sistemas pensando siempre en brindar un mejor servicio al usuario, está llevando adelante el proyecto de implantación de Sistema de Información Geográfica para la Administración de la Distribución Eléctrica 'SIGADE', que fue contratado con la firma Miner&Miner de Estados Unidos, compañía que tiene implantado su sistema en una gran cantidad de empresas Norteamericanas y Latinoamericanas.

El proyecto está en la etapa de implantación, el modelo de manejo topológico de la red, esto es el control y las reglas del comportamiento de la red eléctrica, la conexión con el sistema comercial y la unión del cliente a la red de distribución dentro del plan piloto, estarán listas a finales del mes de agosto, fecha en la cual se continuará con el ingreso y control de todo el sistema de distribución.

En la actualidad y dentro del proyecto, que tiene entre sus principales objetivos, servir como una herramienta que permita tener una mejor gestión de la calidad del servicio eléctrico, se está concluyendo el Sistema de control de Reclamos e Interrupciones "SRI", sistema que está instalado ya y cuya información sirve para determinar los índices de interrupciones, información que es reportada mensualmente al organismo de control CONELEC. El sistema, será instalado en el SEMS a mediados del mes de abril, continuando luego con las agencias, con lo que para los próximos meses se tendría el control en toda el área de concesión de los reclamos e interrupciones.

Otro de los sistemas que esta en plena operación y que es parte del proyecto SIGADE, es el sistema de control de transformadores, que se relacionará con el ARCFM de Miner&Miner. El sistema en la actualidad mantiene el control de los 9.000 transformadores, de los cuales alrededor de 8.000 están implantados.

El sistema de control de activos del Alumbrado Público, se ha concluido y con esto se pretende solucionar el problema de control de luminarias, en esta parte se debe analizar la manera de ingresar la información de las 39.000, luminarias que tiene la Empresa.

En lo que se refiere a la cartografía, se ha levantado con GPS, la mayoría de los cantones del Azuay, y parte de Cañar, faltando solamente Gualaceo, Chordeleg, Sígsig, Ponce Enríquez, Biblián y Suscal.

Como un aspecto fundamental para la adecuada operación del sistema de distribución, que se vuelve prioritario al considerar la puesta en vigencia de las regulaciones acerca de la calidad del producto y del servicio por parte del CONELEC; se hace indispensable contar con un sistema

automático de gestión en la distribución, que integre los diferentes aspectos involucrados en un Sistema Automático de Gestión de la Distribución, SGD.

Dentro del propósito de contar con los elementos suficientes, se ha conformado equipos de trabajo que han definido las características de los equipamientos que deberán constar en los sistemas que conformarán el SGD, habiéndose definido los alcances para los sistemas:

- Centro de llamada con sistema de respuesta de voz interactiva (Call Center – IVR) que integrará los asuntos relacionados con la atención por deficiencias de servicio y problemas de facturación y comerciales en general; y,
- Sistema de mapeo automatizado y de Administración de Activos, integrado a un sistema georeferencial (AM/FM – GIS), que integrará los aspectos relacionados con los datos y análisis de diseños y planificación técnicos, comerciales y operativos de toda la red de distribución.

### **II.6.3 Iluminación de la Autopista**



A lo largo del año 2001, y con una inversión que superó los US\$ 600.000, se realizaron las dos primeras etapas del sistema de iluminación de la vía rápida Cuenca - Azogues - Biblián, habiéndose concretado una aspiración de las autoridades de la Empresa.

Durante el año 2001 se cumplieron las dos primeras etapas de este proyecto, habiéndose instalado en la primera un

total de 8,62 km de red, 123 luminarias de 150 W, 132 luminarias de 250 W y 4 proyectores de 400 W, para un total de 53,05 KVA y con un costo de US\$ 136.434,97; en la segunda etapa se instalaron un total de 22 km de red, 29 luminarias de 150 W, 853 luminarias de 250 W y 48 proyectores de 400 W, para un total de 236,80 KVA y con un costo de US\$ 481.111,50.

### **II.6.4 Programa FERUM 2001**

En relación con el programa FERUM 2001, se ejecutó una cantidad significativamente mayor de proyectos que en el programa FERUM 2000; además, como una característica muy destacada en el año 2001 fue la ejecución del 100% de las obras programadas.

En total en el programa FERUM 2001, se han realizado 31 proyectos en la provincia del Azuay, con un presupuesto total de US\$ 774.498, de los que el FERUM financió US\$ 684.359; en la provincia del Cañar se realizaron 10 proyectos, con un presupuesto total de US\$ 177.372, de los que el FERUM financió US\$ 161.239; y finalmente, en la provincia de Morona Santiago se cumplieron 14 proyectos, con un costo total de US\$ 256.039 y un financiamiento del FERUM por US\$ 170.561.

### **II.6.5 Inversiones Realizadas en Distribución**

Según el control del avance físico del presupuesto, durante el período enero a diciembre de 2001, se realizaron inversiones en distribución por un monto de US\$ 4.410.413 de los cuales se han



invertido US\$ 3'509.177 en la provincia del Azuay, US\$ 396.975 en la del Cañar y US\$ 504.261 en la de Morona Santiago, según se puede ver en el cuadro N° II.1, lo que indica que se ejecutó el 58,81% de lo presupuestado, porcentaje que pudiera haber sido mayor de no mediar hechos tales como la crisis económica del país que impidió un desarrollo normal en la adquisición de materiales; la transferencia tardía de recursos y la no entrega de los montos de financiamiento por parte de las comunidades.

Las principales categorías de inversiones realizadas en el año 2001 según el cuadro N° II.3 son: mejora de redes; ampliaciones y rehabilitaciones de redes urbanas y rurales; mejoras de alimentadores; optimización de estaciones de transformación; construcción de proyectos sobre la base de contratos con moradores e Instituciones; protección y seccionamiento de alimentadores; pequeñas ampliaciones de red de baja tensión urbana y rural; iluminación de parques; cambio de luminarias de mercurio por sodio y estudios varios.

Los datos relativos a las obras de distribución, que han recibido financiamiento total o parcial del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, se detallan en el anexo A, al final de esta memoria. Los valores recibidos por la Empresa para el financiamiento de las obras de electrificación ascienden a la suma de US\$ 1'016.159. En todos los casos, los proyectos incluidos en cada programa han sido escogidos de acuerdo con la Reglamentación vigente y una vez aprobados por el Directorio de la Compañía, han sido sometidos a la consideración del CONELEC.

## **II.7 CONCLUSIONES**

Como resumen de lo anterior se concluye lo siguiente:

- Se lograron concretar las negociaciones de dos contratos a término, el uno una renovación del suscrito con ELECAUSTRO en el año 2000, mientras que el segundo se suscribió con HIDROPAUTE.
- Ante la imposibilidad de suscribir los nuevos contratos a plazo, se logró la prolongación de los contratos suscritos con las empresas de generación de propiedad del Fondo de Solidaridad en el año 2000.
- Se han superado la mayoría de los problemas del proyecto SICO, en el presente año se pasará a sistema cliente – servidor para poder integrar con el sistema de información gerencial.
- Se ha realizado la construcción de la subestación N° 18, Cañar, poniéndola en operación los primeros días del presente año.
- Durante el año 2001 se realizaron inversiones en Distribución por un monto de US\$ 4'410.413, lo que significa que se ejecutó el 58,81% de lo presupuestado que asciende a US\$ 6'946.051.
- En el año que pasó, se ha comenzado un importante programa de mejora del servicio, que incluye los estudios de calidad, la implantación del sistema AM/FM-GIS, el Call Center y el convenio con el Banco del Pichincha.
- Correspondiendo a los programas FERUM-2001, se ha recibido un monto total de US\$ 1'016.159, para el financiamiento de las obras de electrificación que han sido aceptadas dentro de los mencionados programas por parte del CONELEC, habiéndose financiado con fondos de la Empresa y las entidades seccionales US\$ 163.969.

**CUADRO N° II.1 INVERSIONES REALIZADAS EN DISTRIBUCION POR CANTON EN EL AÑO 2001 [DOLARES]**

PROVINCIA	CANTON	PRESUPUES.	REALIZADO	% REAL.
Azuay	Cuenca	4.842.175	2.284.672	47,18
Azuay	Chordeleg	197.985	175.929	88,86
Azuay	El Pan	2.448	2.237	91,37
Azuay	Girón	124.354	95.643	76,91
Azuay	Guachapala	20.377	20.236	99,31
Azuay	Gualaceo	262.044	210.724	80,42
Azuay	Nabón	159.215	105.685	66,38
Azuay	Oña	15.413	1.433	9,30
Azuay	Paute	259.500	210.425	81,09
Azuay	Pucará	42.709	33.429	78,27
Azuay	Sígsig	238.551	176.301	73,90
Azuay	S. Isabel	208.373	190.727	91,53
Azuay	Sevilla de oro	7.842	1.737	22,15
<b>TOTAL AZUAY</b>		<b>6.380.986</b>	<b>3.509.177</b>	<b>54,99</b>
Cañar	Biblián	187.875	138.918	73,94
Cañar	Cañar	290.629	175.875	60,52
Cañar	El Tambo	81.053	77.104	95,13
Cañar	Suscal	5.507	5.078	
<b>TOTAL CAÑAR</b>		<b>565.065</b>	<b>396.975</b>	<b>70,25</b>
M. Santiago	Huamboya	56.983	47.809	83,90
M. Santiago	Morona	87.973	75.315	85,61
M. Santiago	Sucua	80.926	79.236	97,91
M. Santiago	Logroño	68.187	64.425	94,48
M. Santiago	Mendez	132.536	113.397	85,56
M. Santiago	Limon	50.126	50.126	100,00
M. Santiago	San Juan Bosco	53.078	50.643	95,41
M. Santiago	Gualaquiza	23.311	23.311	100,00
<b>TOTAL MORONA SANTIAGO</b>		<b>553.119</b>	<b>504.261</b>	<b>91,17</b>
<b>TOTAL SISTEMA</b>		<b>7.499.170</b>	<b>4.410.413</b>	<b>58,81</b>

**CUADRO N° II.2 INVERSIONES REALIZADAS EN DISTRIBUCION EN EL AÑO 2001  
(DOLARES) - PROYECTOS TERMINADOS**

PROVINCIA	CANTON	PRESUPUES.	REALIZADO	% REAL
Azuay	Cuenca	1.507.748	1.498.727	99,40
Azuay	Chordeleg	206.814	206.177	99,69
Azuay	El Pan	11.032	10.852	98,37
Azuay	Girón	111.337	109.949	98,75
Azuay	Guachapala	25.611	25.502	99,57
Azuay	Gualaceo	238.263	236.701	99,34
Azuay	Nabón	105.872	105.837	99,97
Azuay	Oña	665	665	100,00
Azuay	Paute	224.950	222.154	98,76
Azuay	Pucará	22.347	22.272	99,66
Azuay	San Fernando	46.049	45.179	98,11
Azuay	Santa Isabel	200.434	198.568	99,07
Azuay	Sigsig	217.691	215.629	99,05
<b>TOTAL AZUAY</b>		<b>2.918.813</b>	<b>2.898.212</b>	<b>99,29</b>
Cañar	Bibilán	113.134	112.549	99,48
Cañar	Cañar	198.463	195.569	98,54
Cañar	El Tambo	75.303	74.929	99,50
Cañar	Suscal	17.245	17.071	98,99
<b>TOTAL CAÑAR</b>		<b>404.145</b>	<b>400.118</b>	<b>99,00</b>
M. Santiago	Huamboya	38.944	38.944	100,00
M. Santiago	Morona	73.584	73.558	99,96
M. Santiago	Sucua	72.329	72.329	100,00
M. Santiago	Logroño	64.007	64.007	100,00
M. Santiago	Mendez	104.516	101.566	97,18
M. Santiago	Limón	50.126	50.126	100,00
M. Santiago	San Juan Bosco	50.643	50.643	100,00
M. Santiago	Gualaquiza	23.311	23.311	100,00
<b>TOTAL MORONA SANTIAGO</b>		<b>477.460</b>	<b>474.484</b>	<b>99,38</b>
<b>TOTAL SISTEMA</b>		<b>3.800.418</b>	<b>3.772.814</b>	<b>99,27</b>

**CUADRO II.3 PRINCIPALES CATEGORIAS DE INVERSIONES REALIZADAS EN DISTRIBUCION EN EL AÑO 2001 [DOLARES]**

DESCRIPCION	PRESUPUESTADO	REALIZADO	%
Equipo de Laboratorio e Ingeniería	66,960	63,010	94.10
Equipo de Comunicación	237,361	133,154	56.10
Subestaciones	1,612,596	110,049	6.82
Líneas a 69 Kv	209,121	145,740	69.69
Mejoras de Alimentadores	632,663	528,947	83.61
Optimización Estaciones de Transformación	386,318	206,183	53.37
Convenios Moradores e Instituciones 1998	354	347	98.00
Mejoras Redes Distribución 1998	5,850	5,850	100.00
FERUM 1998 Azuay	260	260	100.00
Proyectos Nuevos y Ampliaciones (>200m.)	510,855	370,060	72.44
FERUM 1999 Azuay	1,211	1,211	100.00
FERUM 1999 Cañar	5,735	5,735	100.00
Mejoras Redes Distribución	1,047,042	725,535	69.29
Pequeñas Ampliaciones en Baja Tensión	102,093	68,402	67.00
FERUM 2000	28,830	28,830	100.00
FERUM 2001 Azuay	774,498	730,682	94.34
FERUM 2001 Cañar	177,372	146,940	82.84
FERUM 2001 SEMS	246,365	246,365	100.00
Cambio Luminarias Hg-Na	84,500	54,840	64.90
Alumbrado Público	1,170,275	745,945	63.74
Estudios Varios	153,106	86,100	56.24
Estudios de Proyectos Distribución	19,793	4,897	24.74
Estudios de Subestaciones	26,010	1,330	5.11
<b>INVERSION TOTAL</b>	<b>7,499,170</b>	<b>4,410,413</b>	<b>58.81</b>



**INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2001**

**CAPITULO III**

**PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

### **III. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

#### **III.1 EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

Durante el año 2001, la Empresa ha participado en el Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo a lo establecido en la Regulación de referencia CONELEC-002/99, aprobada el 30 de marzo de 1999 y publicada en el Registro Oficial No. 172, del 19 de abril de 1999, el Reglamento de Funcionamiento y Operación del Mercado Eléctrico Mayorista y otras Regulaciones del CONELEC pertinentes.

En el transcurso del año 2001, se continúa con la ejecución de los contratos para provisión de energía, firmados durante el año 2000, tanto con las generadoras de Fondo de Solidaridad, como con ELECAUSTRO.

En el mes de julio de 2001, se firmó un contrato ampliatorio con la empresa ELECAUSTRO para proporcionar cobertura durante el mes de julio. Con esta empresa también se concretó la firma de un nuevo contrato que cubre el período agosto 2001/ diciembre 2002.

Con el resto de generadoras pertenecientes al Fondo de Solidaridad, para cumplir con el objetivo de la administración que es tender a asegurar el suministro del servicio eléctrico para los clientes del área de concesión, se firmaron adendums a los contratos, para cubrir los requerimientos del período comprendido entre octubre a diciembre de 2001.

**Cuadro N° III.1 RESUMEN DE CONTRATOS A PLAZO - MEM**

Empresa de Generación	Período de Vigencia	Fecha			Energía Contratada [GWh].
		Suscripción de Contrato	Puesta en vigencia por CENACE	Culminación del contrato	
ELECAUSTRO	JUL/00-JUN/01	23-Jun-00	Julio-00	Junio-00	123,78
	JULIO/01		Julio-01	Julio-00	7,37
	AGO/01-DIC/02	11-Jun-01	Agosto-01	Diciembre-02	176,32
TERMOESMERALDAS	OCT/00-SEPT/01	31-Ago-00	Octubre-00	Septiembre-01	24,81
	OCT/01-DIC/01	24-Sep-01	Octubre-01	Diciembre-01	3,67
HIDROAGOYAN	OCT/00-SEPT/01	4-Sep-00	Octubre-00	Septiembre-01	41,37
	OCT/01-DIC/01	24-Oct-01	Octubre-01	Diciembre-01	8,58
HIDROPAUTE	OCT/00-SEPT/01	31-Ago-00	Octubre-00	Septiembre-01	159,83
	OCT/01-DIC/01	24-Oct-01	Octubre-01	Diciembre-01	20,90
	OCT/01-DIC/02	17-Jul-01	Octubre-01	Diciembre-02	126,47
HIDROPUCARA	OCT/00-SEPT/01	4-Sep-00	Octubre-00	Septiembre-01	6,29
	OCT/01-DIC/01	24-Oct-01	Octubre-01	Diciembre-01	1,48
ELECTROGUAYAS	OCT/00-SEPT/01	31-Ago-00	Octubre-00	Septiembre-01	70,57
	OCT/01-DIC/01	24-Sep-01	Octubre-01	Diciembre-01	24,02
TERMOPICHINCHA	OCT/00-SEPT/01	31-Ago-00	Octubre-00	Septiembre-01	4,25
	OCT/01-DIC/01	24-Sep-01	Octubre-01	Diciembre-01	2,17

Adicionalmente se mantuvo un convenio con TRANSELECTRIC para el pago del cargo de transmisión ligado a los contratos de compra - venta de energía celebrados con las empresas de generación del Fondo de Solidaridad, que también fue prorrogado durante el período de octubre a diciembre de 2001.

### III.2 TRANSACCIONES REALIZADAS

En el cuadro III.2.1 se presenta un resumen de los montos totales de la energía demandada por los sistemas de distribución principal (Azuay y Cañar) y el SEMS.

**CUADRO III.2.1 ENERGIA DISPONIBLE 2001**

ENERGIA DISPONIBLE (kWh)			
Mes	Sistema Eléctrico Principal (Azuay y Cañar)	Sistema Eléctrico Morona Santiago	Total
ENERO	39.550.803	1.649.954	41.200.757
FEBRERO	36.906.201	1.504.998	38.411.199
MARZO	42.432.937	1.702.973	44.135.909
ABRIL	39.838.838	1.650.713	41.489.552
MAYO	42.671.986	1.764.252	44.436.238
JUNIO	40.151.529	1.636.320	41.787.849
JULIO	39.973.866	1.693.143	41.667.009
AGOSTO	40.051.395	1.674.281	41.725.675
SEPTIEMBRE	38.834.520	1.662.240	40.496.760
OCTUBRE	40.183.817	1.744.074	41.927.891
NOVIEMBRE	39.408.931	1.657.454	41.066.386
DICIEMBRE	40.842.197	1.827.176	42.669.373
<b>TOTAL 2001</b>	<b>480.847.019</b>	<b>20.167.579</b>	<b>501.014.599</b>

En el Cuadro N° III.2.2, se resume la energía adquirida por la Empresa en el período enero a diciembre de 2001, siendo el total de la demanda de energía de 501'014.599 kWh, de los cuales 421'512.818 (84,13%) fueron adquiridos bajo la modalidad de contratos a plazo y 79'501.781 (15,87%) en el mercado ocasional. La distribución por empresas generadoras de la composición del suministro de energía, se aprecia en el cuadro N° III.2.3.

De la energía contratada a través de contratos a término, el 21,2% corresponde a contratos con generadores térmicos y el 78,8% corresponde a generadores hidráulicos, así como también, el 33,24% corresponde a contratos libremente pactados (ELECAUSTRO, HIDROPAUTE 1) y el 66,76% corresponde a contratos con generadores del Fondo de Solidaridad.

**CUADRO N° III.2.2 COMPOSICION DEL SUMINISTRO DE ENERGIA (kWh)**

	Ene-01	Feb-01	Mar-01	Abr-01	May-01	Jun-01
Contratos a Plazo	33.705.337	28.203.065	33.594.409	34.621.017	38.717.234	32.483.430
Mercado Ocasional	7.495.420	10.208.134	10.541.501	6.868.534	5.719.003	9.324.419
<b>TOTAL</b>	<b>41.200.757</b>	<b>38.411.199</b>	<b>44.135.909</b>	<b>41.489.552</b>	<b>44.436.237</b>	<b>41.787.849</b>

	Jul-01	Ago-01	Sep-01	Oct-01	Nov-01	Dic-01
Contratos a Plazo	39.911.819	37.881.763	34.015.047	38.811.171	31.586.105	38.202.421
Mercado Ocasional	1.755.190	4.043.913	6.481.714	3.116.720	9.480.280	4.466.952
<b>TOTAL</b>	<b>41.667.009</b>	<b>41.725.675</b>	<b>40.496.760</b>	<b>41.927.891</b>	<b>41.066.386</b>	<b>42.669.373</b>

	1er Trim	2do Trim	3er Trim	4to Trim	Total	% Total
Contratos a Plazo	95.502.811	105.801.682	111.608.629	108.599.697	421.512.818	84,13%
Mercado Ocasional	28.245.055	21.911.956	12.280.816	17.063.953	79.501.781	15,87%
Dem.Máx.Coincidente	99.837	100.599	99.324	102.288	102.288	
<b>TOTAL</b>	<b>123.747.866</b>	<b>127.713.638</b>	<b>123.889.445</b>	<b>125.663.649</b>	<b>501.014.599</b>	<b>100,00%</b>



**CUADRO N° III.2.3 COMPOSICION DEL SUMINISTRO DE ENERGIA (kWh)**

	Ene-01	Feb-01	Mar-01	Abr-01	May-01	Jun-01
ELECAUSTRO	11,057,200	7,768,800	7,274,000	9,016,000	15,246,000	13,057,000
TERMOESMERALDAS	3,322,961	3,035,339	3,207,910	1,716,453	0	0
HIDROAGOYAN	2,862,817	2,461,573	3,380,569	3,555,434	3,828,911	3,710,429
HIDROPAUTE	8,096,789	7,008,460	11,845,300	17,016,270	16,521,683	13,071,655
HIDROPUCARA	0	312,695	0	0	0	0
ELECTROGUAYAS	7,646,253	7,001,908	7,421,638	3,293,619	3,105,019	2,605,215
TERMOPICHINCHA	719,316	614,289	464,992	23,241	15,621	19,131
HIDROPAUTE 1 (*)	0	0	0	0	0	0
MERCADO OCASIONAL	7,495,420	10,208,134	10,541,501	6,868,534	5,719,003	9,324,419
<b>TOTAL</b>	<b>41,200,757</b>	<b>38,411,199</b>	<b>44,135,909</b>	<b>41,489,552</b>	<b>44,436,237</b>	<b>41,787,849</b>

	Jul-01	Ago-01	Sep-01	Oct-01	Nov-01	Dic-01
ELECAUSTRO	7,372,000	9,438,000	10,385,000	9,926,000	10,041,000	11,433,000
TERMOESMERALDAS	0	1,682,679	0	0	0	3,417,930
HIDROAGOYAN	4,051,337	3,776,806	3,392,364	3,208,387	2,223,334	2,938,197
HIDROPAUTE	24,942,133	16,672,664	12,380,090	9,137,853	4,745,184	6,581,042
HIDROPUCARA	1,250,895	950,366	685,782	883,384	452,109	108,617
ELECTROGUAYAS	2,258,010	5,119,646	7,072,966	7,773,391	7,688,235	7,885,811
TERMOPICHINCHA	37,444	41,601	98,845	550,699	720,489	798,095
HIDROPAUTE 1 (*)	0	0	0	7,331,456	5,715,755	5,039,729
MERCADO OCASIONAL	1,755,190	4,043,913	6,481,714	3,116,720	9,480,280	4,466,952
<b>TOTAL</b>	<b>41,667,009</b>	<b>41,725,675</b>	<b>40,496,760</b>	<b>41,927,891</b>	<b>41,066,386</b>	<b>42,669,373</b>

	1er Trim	2do Trim	3er Trim	4to Trim	Total	% Total
ELECAUSTRO	26,100,000	37,319,000	27,195,000	31,400,000	122,014,000	24,35%
TERMOESMERALDAS	9,566,210	1,716,453	1,682,679	3,417,930	16,383,272	3,27%
HIDROAGOYAN	8,704,960	11,094,774	11,220,507	8,369,919	39,390,160	7,86%
HIDROPAUTE	26,950,548	46,609,608	53,994,887	20,464,078	148,019,121	29,54%
HIDROPUCARA	312,695	0	2,887,044	1,444,110	4,643,849	0,93%
ELECTROGUAYAS	22,069,799	9,003,853	14,450,622	23,347,437	68,871,711	13,75%
TERMOPICHINCHA	1,798,598	57,994	177,890	2,069,283	4,103,765	0,82%
HIDROPAUTE 1 (*)	0	0	0	18,086,940	18,086,940	3,61%
MERCADO OCASIONAL	28,245,055	21,911,956	12,280,816	17,063,953	79,501,781	15,87%
<b>TOTAL</b>	<b>123,747,866</b>	<b>127,713,638</b>	<b>123,889,445</b>	<b>125,663,649</b>	<b>501,014,599</b>	<b>100,00%</b>

(\*) Contrato adicional firmado con HIDROPAUTE

### III.3 COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA

Para la CENTROSUR una forma de reducir los precios de compra y disminuir el riesgo de desabastecimiento ha sido mediante la suscripción de contratos a plazo con los generadores.

En el cuadro III.3.1, se presenta un resumen por trimestre de los costos de compra de energía, que incluye el mercado ocasional, mercado de contratos y otros cargos del MEM.

CUADRO N° III.3.1 RESUMEN DE COSTOS EN EL MEM - TOTAL DEL SISTEMA

Concepto	Unidad	1er Trim.	2do. Trim.	3er Trim.	4to. Trim.	TOTAL AÑO
<b>COSTOS LIQUIDADOS POR EL CENACE</b>						
<b>COSTOS DE LA ENERGÍA SPOT + CARGOS MEM **</b>	<b>US\$</b>	<b>2.925.613</b>	<b>1.802.275</b>	<b>1.467.812</b>	<b>2.062.951</b>	<b>8.258.451</b>
POR POTENCIA	US\$	753.743	883.607	807.035	799.025	3.243.410
POR ENERGÍA	US\$	1.971.237	657.526	555.725	1.232.884	4.417.371
POR N/C ELECAUSTRO (POTENCIA)	US\$	277.817	439.670	358.129	463.701	1.539.317
POR POTENCIA+ENERGÍA NETO	US\$	2.447.162	1.101.463	1.004.630	1.568.209	6.121.464
POR TRANSMISIÓN	US\$	712.160	686.597	701.758	861.321	2.961.836
POR GENERACIÓN OBLIGADA Y FORZADA	US\$	10.026	258.374	194.319	3.008	465.727
POR REACTIVOS	US\$	6.850	8.602	8.608	7.563	31.624
POR CONTRATOS PPA	US\$	125.572	95.278	-2.512	-54.721	163.617
POR CONVENIO CON TRANSMISOR	US\$	-376.157	-348.039	-439.192	-322.429	-1.485.816
POR CONVENIO CON PAUTE	US\$	0	0	0	-35.739	-35.739
<b>LIQUIDACION DE CONTRATOS A TERMINO</b>	<b>US\$</b>	<b>3.037.831</b>	<b>3.737.295</b>	<b>4.333.534</b>	<b>4.322.588</b>	<b>15.431.248</b>
ELECAUSTRO : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$	787.702	1.266.479	1.000.893	1.290.244	4.345.318
TERMOESMERALDAS : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$	372.346	121.602	115.822	146.305	756.075
HIDROAGOYAN : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$	157.521	319.753	348.838	214.458	1.040.571
HIDROPAUTE : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$	310.778	775.814	1.006.268	367.629	2.460.489
HIDROPUCARA : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$	18.242	0	171.168	63.859	253.269
ELECTROGUAYAS : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$	1.016.468	907.547	1.229.243	1.179.806	4.333.064
TRANSELECTRIC: CONVENIO DE TRANSMISION	US\$	260.256	292.692	394.314	317.243	1.264.504
TERMOPICHINCHA : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$	114.519	53.408	66.987	143.675	378.589
HIDROPAUTE 1 : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$	0	0	0	599.369	599.369
<b>COSTO TOTAL ENERGÍA CONSUMIDA/MES</b>	<b>US\$</b>	<b>5.963.444</b>	<b>5.539.571</b>	<b>5.801.145</b>	<b>6.385.539</b>	<b>23.689.699</b>

Resumen Conceptos	Unidad	1er Trim.	2do. Trim.	3er Trim.	4to. Trim.	Año 2002	%
ENERGÍA SPOT	US\$	1.971.237	657.526	555.725	1.232.884	4.417.371	18,6%
ENERGÍA DE CONTRATOS	US\$	1.994.678	2.440.600	2.820.252	2.847.406	10.102.936	42,6%
POTENCIA	US\$	1.258.824	1.447.940	1.567.874	1.493.263	5.767.901	24,3%
TRANSMISIÓN	US\$	596.259	631.249	656.880	856.135	2.740.524	11,6%
OTROS	US\$	142.447	362.255	200.415	-44.150	660.967	2,8%
<b>TOTAL</b>	<b>US\$</b>	<b>5.963.444</b>	<b>5.539.571</b>	<b>5.801.145</b>	<b>6.385.539</b>	<b>23.689.699</b>	<b>100%</b>

El costo total de compra de energía en el 2001, llega a US\$ 23'689.699, que corresponden a un 41,11 % de incremento respecto al año anterior. En el cuadro III.3.2 se presentan los costos unitarios de compra de energía desglosados en los diferentes componentes del costo. El costo promedio de compra de energía durante el año 2001 fue de US\$/kWh 4,73 de los cuales corresponden:

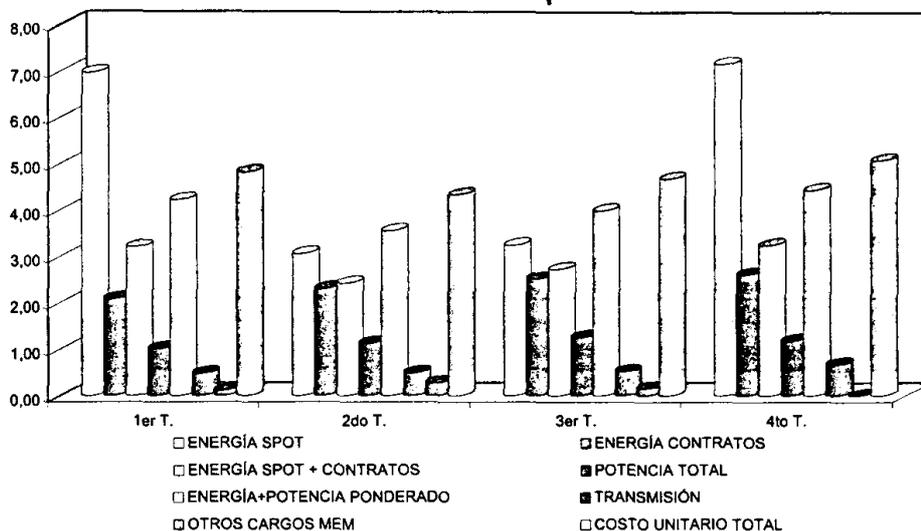
- por energía en SPOT US\$/kWh 5,56;
- por energía en contratos US\$/kWh 2,39;
- promedio ponderado de energía en contratos y en SPOT US\$/kWh 2,90;
- por potencia US\$/kWh 1,15;
- por transmisión US\$/kWh 0,55;
- por otros cargos US\$/kWh 0,13.

En el gráfico se aprecian los costos unitarios de compra de energía para cada uno de los trimestres de 2001.

En el cuadro III.3.3, se muestra el reparto de los costos entre el sistema principal y el SEMS.

**Cuadro N° III.3.2 COSTOS UNITARIOS DE COMPRA**

Concepto	Unidad	1er T.	2do T.	3er T.	4to T.	Total Año
ENERGÍA SPOT	US\$/kWh	6,98	3,00	4,53	7,23	5,56
ENERGÍA CONTRATOS	US\$/kWh	2,09	2,31	2,53	2,62	2,39
ENERGÍA SPOT + CONTRATOS	US\$/kWh	3,21	2,43	2,73	3,25	2,90
POTENCIA TOTAL	US\$/kWh	1,02	1,13	1,26	1,19	1,15
ENERGÍA+POTENCIA PONDERADO	US\$/kWh	4,22	3,56	3,99	4,44	4,05
TRANSMISIÓN	US\$/kWh	0,48	0,49	0,53	0,68	0,55
OTROS CARGOS MEM	US\$/kWh	0,12	0,29	0,16	-0,04	0,13
<b>COSTO UNITARIO TOTAL</b>	<b>US\$/kWh</b>	<b>4,82</b>	<b>4,34</b>	<b>4,69</b>	<b>5,09</b>	<b>4,73</b>



**Cuadro N° III.3.3 REPARTO DE COSTOS ENTRE SISTEMA PRINCIPAL Y SEMS**

Concepto	Unidad	1er Trím.	2do Trím.	3er Trím.	4to Trím.	TOTAL AÑO
Energía Consumida Total	kWh	123.747.866	127.713.638	123.889.445	125.663.649	501.014.599
Energ. Consum. SEMS	kWh	4.857.925	5.051.286	5.029.664	5.228.705	20.167.579
Energ. Consum. Sistema Principal	kWh	118.889.941	122.662.352	118.859.781	120.434.945	480.847.019
Demanda Máxima Total	kW	99.837	100.599	99.324	102.288	102.288
Dem. Máxima SEMS	kW	4.507	4.666	4.781	4.910	4.910
Dem. Máxima Sistema Principal	kW	95.329	95.934	94.543	97.378	97.378
<b>COSTO TOTAL ENERGIA CONSUMIDA/MES</b>	<b>US\$</b>	<b>5.963.444</b>	<b>5.539.571</b>	<b>5.801.145</b>	<b>6.385.539</b>	<b>23.689.699</b>
SISTEMA ELECTRICO MORONA SANTIAGO (SEMS)	US\$	237.033	227.921	243.033	268.166	976.154
SISTEMA DE DISTRIBUCION PRINCIPAL	US\$	5.726.412	5.311.649	5.558.112	6.117.373	22.713.546
<b>COSTO UNITARIO TOTAL</b>	<b>US\$/kWh</b>	<b>4,82</b>	<b>4,34</b>	<b>4,68</b>	<b>5,08</b>	<b>4,73</b>
Costo Unit. SEMS	US\$/kWh	4,88	4,51	4,83	5,13	4,84
Costo Unit. Sistema Principal	US\$/kWh	4,82	4,33	4,68	5,08	4,72



**CENTROSUR**  
CORPORACIÓN

### **III.4 PEAJES DE DISTRIBUCIÓN**

En el mes de abril de 1999 se inicia la operación del mercado eléctrico mayorista ecuatoriano, desde entonces y hasta el mes de julio de 2000, la Empresa Eléctrica Azogues había venido pagando las diferencias a favor de la CENTROSUR por la liquidación de peajes de distribución.

A partir del mes de agosto de 2000, debido al incremento de tarifas realizada por el CONELEC y a solicitud de la Empresa Eléctrica Azogues se inician negociaciones con el propósito de analizar la posibilidad de revisar las tarifas de peajes, a cambio que esa empresa difiera la construcción de una Subestación de Distribución para su uso exclusivo, en vista que la CENTROSUR tenía en marcha la implantación de la Subestación # 18 "Cañar"; para ello se realizó un estudio conjunto entre las empresas y se presentó una propuesta técnica.

Una vez conocido que la Empresa Eléctrica Azogues había iniciado la construcción de su subestación de distribución y al no tener ningún pronunciamiento por parte de ella sobre los resultados del estudio técnico conjuntamente realizado, la administración dispone que se envíe la factura por el servicio de peajes de distribución a partir del mes de agosto de 2000, aplicando las tarifas que para el efecto había establecido el CONELEC, cuyo detalle es el siguiente:

- Peajes agosto - diciembre de 2000, monto total US\$ 130.758,55,
- Peajes enero - abril de 2001, monto total US\$ 94.862,95,
- Peajes desde mayo - julio de 2001, monto total US\$ 68.909,49

A partir del mes de agosto hasta el mes de septiembre de 2001, en virtud de un acuerdo firmado entre las dos Empresas, se incluye como un descuento en la planilla del CENACE a la CENTROSUR, el cargo por peajes de distribución que adeuda la Empresa Eléctrica Azogues.

Para los meses de agosto y septiembre de 2001, fueron descontados los valores correspondientes a peajes por US\$ 26.564,49 y US\$ 27.322,08 respectivamente mismos que constan en las facturas del CENACE.

Desde octubre de 2001 el CENACE, en vista de la implantación del fideicomiso mercantil en las Empresas Eléctricas, dispone que a partir de ese mes sea cada una de las Distribuidoras involucradas quien emita la factura por los peajes de distribución, coordinando de parte de esa institución el cálculo y verificación de los correspondientes valores técnicos y económicos. Sobre la base de esta disposición, son enviadas las facturas por peajes correspondientes a octubre, noviembre y diciembre de 2001, por los siguientes montos:

Mes / Año	Planilla US\$
Octubre-01	27.149,38
Noviembre-01	29.736,85
Diciembre-01	30.974,49

El 23 de noviembre de 2001 se suscribe una acta de reducción de Peajes de Distribución del período correspondiente a agosto de 2000 a julio de 2001 entre las dos Empresas, los montos así calculados se pueden apreciar en el cuadro No. III.4.1. La Empresa Eléctrica Azogues, solicita al CENACE que sea esta Corporación quién recaude el valor correspondiente, basándose en un cruce de cuentas de los fondos provenientes de la aplicación del decreto 1311 y que a partir de esa fecha se continúe facturando por parte del CENACE el cargo de peajes de distribución que ella adeude a la CENTROSUR, lo cual ha sido negado por esa corporación.

**Cuadro No. III.4.1 Peajes de Distribución**

MES/AÑO	PEAJES DE DISTRIBUCIÓN CONELEC	DIFERENCIAS EN TRANSACCIONES MEM	PERDIDAS DE ENERGÍA	PLANILLA ORIGINAL	PEAJES DE DISTRIBUCIÓN REDUCIDA	PLANILLA REDUCIDA
31 Ago-00	17.599,27	1.586,12	4.043,11	23.228,50	10.012,19	15.641,42
30 Sep-00	18.264,36	3.008,78	4.164,42	25.437,56	10.630,82	17.804,02
31 Oct-00	24.713,32	758,85	4.654,06	30.126,23	14.953,57	20.366,48
30 Nov-00	18.952,93	599,53	8.663,29	28.215,75	10.864,27	20.127,09
31 Dic-00	19.171,07	-3.390,91	7.970,34	23.750,50	11.039,72	15.619,15
31 Ene-01	18.599,53	-2.691,99	5.204,81	21.112,35	15.072,52	17.585,34
29 Feb-01	18.908,32	1.649,77	6.546,52	27.104,61	15.899,88	24.096,17
31 Mar-01	18.519,32	-62,99	7.444,41	25.900,74	16.174,68	23.556,10
30 Abr-01	18.257,65	-1.429,88	3.917,47	20.745,25	16.574,74	19.062,34
31 May-01	18.528,97	-869,52	4.485,83	22.145,27	17.462,95	21.079,25
30 Jun-01	18.885,73	-81,37	3.831,53	22.635,89	18.002,37	21.752,53
31 Jul-01	21.394,76	-	2.733,57	24.128,33	21.394,76	24.128,33
<b>Ago-00/Jul-01</b>				<b>294.530,98</b>		<b>240.818,22</b>
Ago-01				26.564,49		26.564,49
Sep-01				27.322,08		27.322,08
Oct-01				27.149,38		27.149,38
Nov-01				29.736,85		29.736,85
Dic-01				30.974,49		30.974,49
<b>Ago-00/Dic-01</b>						<b>382.565,51</b>

A excepción de lo correspondiente agosto y septiembre de 2001 que fue descontado en la planilla del CENACE, el resto de valores no han sido cancelados por la Empresa Eléctrica Azogues, hasta diciembre de 2001.

### III.5 ESTADO DE PAGOS CON CENACE Y DE CONTRATOS DE TÉRMINO

En el siguiente cuadro se puede observar el estado de pagos de la deuda de la Empresa por las compras de energía y potencia durante el año 2001. El saldo al finalizar el año 2001, es US\$ 10'039.121,75 habiéndose pagado US\$ 8'924.599,80, cuyo detalle es el siguiente:

**Cuadro No. III.5.1 Estado de pagos con CENACE [US\$]**

CONCEPTO	TOTAL US\$
Saldo a Diciembre 2000	9,165,952.92
Compra de energía en el mercado SPOT	9,797,768.63
<b>Total a pagar 2001</b>	<b>18,963,721.55</b>
Pagos en efectivo	1,230,519.61
Notas de crédito ELECAUSTRO por contrato a término	1,539,317.08
Pagos a ELECAUSTRO de la Deuda del CENACE	6,154,763.11
<b>Total pagado 2001</b>	<b>8,924,599.80</b>
<b>Saldo a Diciembre 2001</b>	<b>10,039,121.75</b>
<b>Compensación Decretos 1311 y 2048-A</b>	<b>10,039,121.75</b>

Mediante oficio CENACE No 497 del 1 de marzo del 2002 su Director Ejecutivo hace conocer a esta Empresa, que en cumplimiento a lo dispuesto en los decretos ejecutivos No 1311 y 2048-A y acuerdo ministerial No 231, esa corporación procedió a descontar el total que por compra de energía adeuda la CENTROSUR al CENACE por un total de US\$ 10'039.121,75, con lo cual el saldo adeudado por este concepto en el año 2001 es de US\$ 0. Complementariamente, en vista que el total al que tiene derecho la Empresa por la aplicación de los citados decretos ejecutivos totaliza US\$ 18'728.201,14, la diferencia no compensada US\$ 8'689.079,38 se constituye en un saldo a favor que será liquidado posteriormente, en cuanto el CENACE defina el procedimiento a seguir.

En cuanto a los contratos a término suscritos con los generadores del Fondo de Solidaridad, cabe anotar que los pagos se encuentran al día, como se puede apreciar en el cuadro No. III.5.2



Cuadro No. III.5.2 Saldos de Contratos a Término

	Saldo año 2000	Total Facturado	Total Pagado	Saldo año 2001
ELECAUSTRO	208,735.54	10,500,081.59	10,708,817.13	0.00
ELECTROGUYAS	-259,029.97	4,333,064.04	4,074,034.07	0.00
TERMOPICHINCHA	15,076.83	378,588.77	393,665.60	0.00
TERMOESMERALDAS	120,997.72	756,075.40	877,073.12	0.00
HIDROPAUTE	102,245.18	2,460,488.68	2,562,733.86	0.00
HIDROAGOYÁN	51,433.11	1,040,570.72	1,092,003.83	0.00
HIDROPUCARÁ	11,857.12	253,269.06	265,126.18	0.00
TRANSELECTRIC	87,133.08	1,264,503.67	1,351,636.75	0.00

Durante el año 2001, se ha pagado un total de US\$ 31'379.635,14 tanto en contratos a término como en el mercado SPOT por compra de energía y el total de la deuda por el mismo concepto, asciende a US\$ 10'039.121,75, monto que fue descontado por la aplicación de los decretos ya citados.

### III.6 CONCLUSIONES.

Como resumen de lo anterior se concluye que:

- Ha sido importante la suscripción de los contratos a plazo con las empresas de generación indicadas en los numerales anteriores, como se evidencia en el cuadro III.2 en lo correspondiente al precio promedio anual de energía comprada a través de contratos es de 2,39 US\$/kWh, en tanto que en el mercado ocasional el costo ha sido de 5,56 US\$/kWh; situación que beneficia los resultados económicos alcanzados por la Empresa.
- La demanda total de energía del sistema en el año 2001 alcanzó 501 GWh, 2,04% más que en el año anterior, de los cuales el 84,13% ha sido adquirido mediante la modalidad de contratos a plazo y un 15,87%, en el Mercado SPOT.
- Dentro de las principales acciones de la administración ha estado la suscripción de contratos a término con empresas generadoras que permitan abastecer el suministro eléctrico de la Empresa y reducir costos de energía. A estos contratos se les suma aquellos suscritos con las empresas ELECAUSTRO e HIDROPAUTE con cobertura hasta diciembre de 2002.
- La demanda máxima del sistema durante el año 2001 es de 102,29 MW, de los cuales 4.91 MW corresponden al SEMS y 97.38 MW corresponden al sistema principal, lo que representa un incremento del 1,18% respecto al año anterior.
- Durante del año de 2001 el costo total de compra de energía llegó a US\$ 23'689.699; un 41,11% más que durante el año 2000, por otro lado en el año 2001 se ha pagado US\$ 31'379.635 por compra de energía en contratos y SPOT lo que demuestra el esfuerzo de la Empresa para cubrir sus obligaciones por compra de energía y coadyuvar para el sostenimiento del sector.
- Al 31 de diciembre de 2001, la Empresa no adeuda valores por compra de energía, ya sea de las transacciones realizadas en el Mercado SPOT, así como en el de contratos; más bien existe un saldo a favor de US\$ 8'689.079,38, para compensar futuras transacciones en el MEM y hasta marzo de 2003.
- Es indispensable continuar las gestiones para concretar el concurso que permita garantizar el suministro de potencia y energía en los próximos años.



SECRETARÍA DE JUSTICIA

**INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2001**

**CAPITULO IV**

**SITUACION ECONÓMICO - FINANCIERA**





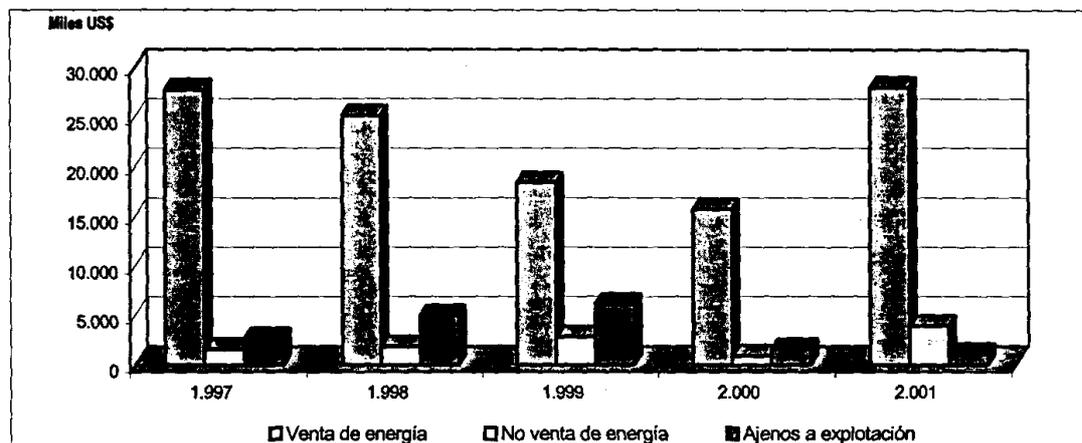
## IV. SITUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA

Este capítulo presenta la información y el análisis de resultados económico – financieros obtenidos por la Empresa en el período enero a diciembre de 2001, con los datos más relevantes. Cabe señalar que en las cuentas del Balance General y en las del Estado de Resultados se incluye lo correspondiente al Sistema Eléctrico Morona Santiago –SEMS-.

### IV.1 INGRESOS Y GASTOS DEL EJERCICIO.

Cuadro N° IV.1. INGRESOS TOTALES (US\$)

VALORES EN	1997	1998	1999	2000		2001	
DOLARES	US\$	US\$	US\$	US\$	%	US\$	%
Dólar promedio anual	3.943	5.349	11.516	25.000		25.000	
<b>EXPLOTACION</b>	<b>29.325.496</b>	<b>26.981.731</b>	<b>21.219.116</b>	<b>16.581.940</b>	<b>91,3%</b>	<b>31.929.433</b>	<b>96,7%</b>
- Venta Energía	27.743.240	25.153.120	18.400.598	15.701.376	86,4%	28.023.218	84,9%
- No Venta Energía	1.582.256	1.828.611	2.818.518	880.564	4,8%	3.906.215	11,8%
<b>NO OPERACIONAL</b>	<b>2.668.785</b>	<b>4.979.066</b>	<b>6.119.349</b>	<b>1.582.593</b>	<b>8,7%</b>	<b>1.081.379</b>	<b>3,3%</b>
<b>TOTALES</b>	<b>31.994.281</b>	<b>31.960.797</b>	<b>27.338.465</b>	<b>18.164.533</b>	<b>100%</b>	<b>33.010.812</b>	<b>100%</b>
Tasa de Variación Anual %	55,2%	-0,1%	-14,5%	-33,6%		81,7%	



Nota: Para el tipo de cambio se utiliza el promedio de la cotización del BCE para compra-venta en cada año.

Los ingresos según se indica en el cuadro N° IV.1 consideran los de explotación y los no operacionales. A su vez los ingresos de explotación comprenden los ingresos por venta de energía, que registran la facturación de las planillas a los clientes, por el suministro de energía de acuerdo al pliego tarifario vigente aprobado por el CONELEC y los ingresos de explotación que no son por venta de energía, en cuya cuenta se registran todos los ingresos que percibe la Empresa por los servicios relacionados con el arriendo de transformadores y postes, los originados por conexiones, reconexiones, multas por consumo ilegal, etc.

En el año 2001 la CENTROSUR registró como ingresos por venta de energía la suma de US\$ 28'023.218, que representa un incremento del 78,48% respecto a 2000 y de 52,30% relación a 1999. Los ingresos de explotación que no son por venta de energía, totalizaron US\$ 3'906.215, que es 343,6% más que en 2000 y 38,59% más que en 1999, incremento que se debe al cambio en la contabilización de los ingresos correspondientes al cargo de comercialización cobrado a los clientes, que anteriormente se registraba dentro de los ingresos por venta de energía.

Los Ingresos No Operacionales, que corresponden a aquellas actividades no directamente ligadas a la operación, tales como venta de materiales y réditos financieros, durante el año 2001 alcanzaron a US\$ 1'081.378, 31,7% menos que en el año 2000, disminución que entre otras causas se debe a que en este último año ya no existieron ingresos por diferencial cambiario y disminuyeron los

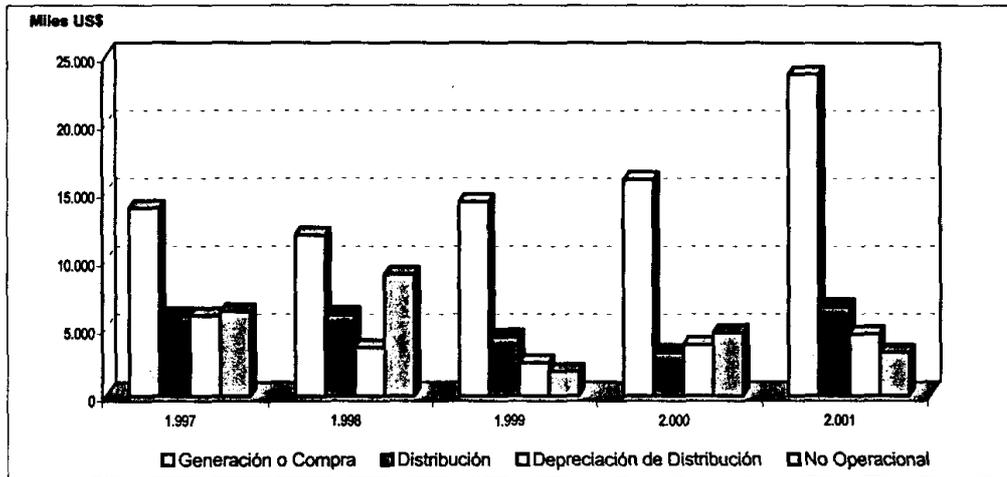


ingresos financieros por efecto de la caída de las tasas de interés como consecuencia del proceso de dolarización implantado en el año 2000.

Los ingresos totales alcanzados por la Empresa en el año 2001 fueron de US\$ 33'010.812, que representan un incremento del 20,75% y 81,73% de lo obtenido en los años 1999 y 2000 respectivamente; dentro de ellos, los ingresos provenientes de la venta de energía son los más importantes, alcanzando el 84,9% del total, mientras que los ingresos por no venta de energía alcanzan un 11,8% del total de ingresos.

**Cuadro N° IV.2 GASTOS TOTALES (US\$)**

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001		
	US\$	US\$	US\$	US\$	%	US\$	%
<b>EXPLOTACION</b>	<b>25.633.324</b>	<b>21.362.520</b>	<b>21.039.123</b>	<b>22.884.753</b>	<b>83,2%</b>	<b>34.774.277</b>	<b>91,8%</b>
Compra o Generación	13.820.257	11.831.722	14.289.280	15.922.451	57,9%	23.689.699	62,4%
Oper. y Mto. Distribuc.	5.904.048	5.983.227	4.314.789	3.198.282	11,6%	6.542.262	17,2%
Depreciación Distribuc.	5.909.019	3.547.571	2.435.054	3.764.020	13,7%	4.542.317	12,0%
<b>NO OPERACIONAL</b>	<b>6.216.272</b>	<b>8.951.479</b>	<b>1.792.915</b>	<b>4.628.578</b>	<b>16,8%</b>	<b>3.188.078</b>	<b>8,4%</b>
Gastos Financieros	3.266.861	3.486.239	1.383.856	433.008	1,6%	342.533	0,9%
Otros No Operacional	2.949.411	5.465.240	409.059	4.195.570	15,2%	2.845.545	7,5%
<b>TOTALES</b>	<b>31.849.596</b>	<b>30.313.999</b>	<b>22.832.038</b>	<b>27.513.331</b>	<b>100%</b>	<b>37.962.355</b>	<b>100%</b>
Tasa Variación Anual %	31,7%	-4,8%	-24,7%	20,5%		38,0%	



Nota: Para el tipo de cambio se utiliza el promedio de la cotización del BCE para compra-venta en cada año

Los Gastos totales según se aprecia en la Cuadro N° IV.2, se dividen en: gastos de explotación que son necesarios para la operación del sistema eléctrico de la empresa y los gastos no operacionales en los cuales se incluyen los gastos financieros. Cabe señalar que hasta abril de 1999, se incluyen los gastos de generación propia de las centrales que ahora son propiedad de ELECAUSTRO, posterior a esa fecha estos gastos se deben en su totalidad a la compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

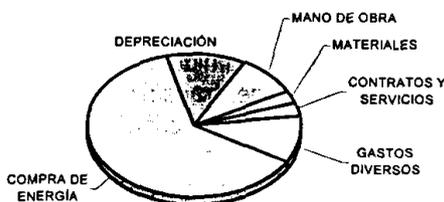
En el año 2001 la Empresa registró la suma de US\$ 37'962.355 por concepto de Gastos, 38% más que el año 2000; en este monto, el costo de compra de energía por US\$ 23'689.699 tiene la mayor participación con 62,4%, seguido de operación y mantenimiento que con US\$ 6'542.262 alcanzan el 17,2%. Estos dos rubros sumados representan un 79,60% del total de gastos, quedando 20,40% para los demás rubros (depreciación, gastos financieros y otros gastos no operacionales).

Los gastos de explotación correspondientes al año 2001 superan en 52% a los de 2000, debido principalmente al incremento en los gastos por compra de energía por US\$ 7'767.248 que representa el 49%, los costos de operación y mantenimiento crecieron en US\$ 3'343.980 un 104%, la depreciación se ha incrementado en US\$ 688.297 el 20,7%, mientras que los gastos no operacionales disminuyeron el 31% respecto al 2000.

Dentro de los gastos no operacionales, los rubros más influyentes son los que corresponden jubilación patronal, desahucio, terminación laboral e indemnización por despido intempestivo que totalizaron US\$ 1'768.880,06, valores determinados del estudio actuarial contratado por la Empresa a solicitud del CONAM. En el siguiente cuadro se presenta la composición de los gastos, detallándose los principales conceptos de gasto, en los que se puede apreciar la participación en el total.

**CUADRO N° IV.2b COMPOSICIÓN DEL GASTO - AÑO 2001**

Concepto de Gasto	Año 2001	
	US\$	%
COMPRA DE ENERGIA	23.689.699	62,4%
DEPRECIACION	4.542.317	12,0%
MANO DE OBRA	3.486.234	9,2%
MATERIALES	1.055.423	2,8%
CONTRATOS Y SERVICIOS	1.144.630	3,0%
GASTOS DIVERSOS	4.044.052	10,7%
<b>TOTALES</b>	<b>37.962.355</b>	<b>100%</b>



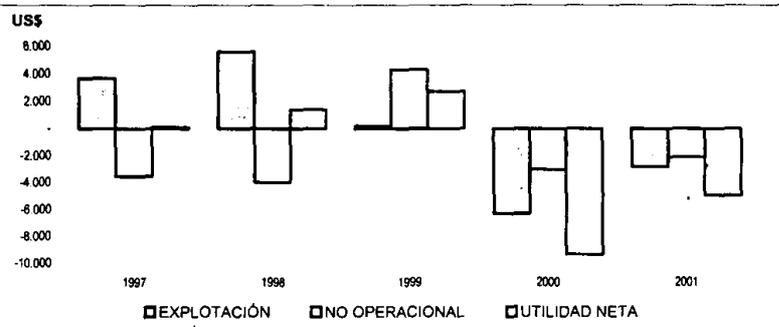
## IV.2 PERDIDAS Y GANANCIAS

Relacionando Ingresos y Gastos de Explotación, la Empresa obtuvo una pérdida de explotación durante el año 2001 de US\$ 2'844.844 que representa una mejora del 55% respecto a la pérdida de explotación del año 2000, que se explica por el efecto positivo del ajuste paulatino de las tarifas implantado durante el año 2001, lo cual ha permitido que las pérdidas operacionales se hayan reducido en US\$ 3'457.970. Si relacionamos Ingresos y Gastos no operacionales se obtuvo una pérdida no operacional de US\$ 2'106.699 en la que también se ha notado una mejora respecto a la obtenida el 2000 en una proporción de 31%.

En forma global durante el ejercicio del 2001, resulta una pérdida total de US\$ 4'951.543 misma que representa una disminución del 47% respecto a los resultados negativos obtenidos en el año 2000. Todo lo anteriormente anotado se puede apreciar con mayor detalle en el Cuadro N° IV.3.

**Cuadro N° IV.3 ESTADO DE RESULTADOS ANUAL (US\$)**

AÑO	1997 US\$	1998 US\$	1999 US\$	2000 US\$	2001 US\$
Ingresos Explotación	29.325.496	26.981.731	21.219.116	16.581.940	31.929.433
Gasto Explotación	25.633.324	21.362.520	21.039.123	22.884.753	34.774.277
<b>Utilidad de Explotación</b>	<b>3.692.171</b>	<b>5.619.211</b>	<b>179.993</b>	<b>-6.302.813</b>	<b>-2.844.844</b>
Ingresos No Operacional	2.668.785	4.979.066	6.119.349	1.582.593	1.081.379
Gastos No Operacional	6.216.272	8.951.479	1.792.915	4.628.578	3.188.078
<b>Utilidad No Operacional</b>	<b>-3.547.486</b>	<b>-3.972.413</b>	<b>4.326.435</b>	<b>-3.045.985</b>	<b>-2.106.699</b>
<b>Utilidad Antes de Impuesto</b>	<b>144.685</b>	<b>1.646.798</b>	<b>4.506.428</b>	<b>-9.348.798</b>	<b>-4.951.543</b>
Impuestos y Participaciones	21.703	247.020	1.771.634		
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>122.982</b>	<b>1.399.778</b>	<b>2.734.794</b>	<b>-9.348.798</b>	<b>-4.951.543</b>



Nota:

Para el tipo de cambio se utiliza el promedio de la cotización del BCE para compra-venta en cada año. En 1999 se incluye el traspaso del porcentaje de utilidades correspondiente a ElecAustro hasta Abril.



## **APLICACIÓN DE LOS DECRETOS EJECUTIVOS 1311 Y 2048-A**

En consecuencia de lo dispuesto en el artículo 249 de la Constitución Política de la República del Ecuador en donde se dispone que "será responsabilidad del Estado la provisión del servicio público de fuerza eléctrica y garantizará que dicho servicio, prestado bajo su control y regulación responda a principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad, velando porque los precios y tarifas sean equitativos", a su vez el artículo 53 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece, entre otros principios, que los pliegos tarifarios aprobados por el CONELEC, aplicables a los consumidores finales cubrirán los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el VAD, en consecuencia, el Estado a través del CONELEC, por ley está obligado a reconocer en las tarifas, los costos reales del servicios.

Por otro lado, dentro de los considerandos del Decreto Ejecutivo 1311, publicado en el Registro Oficial N° 281 del 9 de marzo de 2001, el Estado, a través de la Presidencia de la República, reconoce que dentro de las estrategias de ajuste tarifario gradual hacia mercados competitivos y con el objeto de no causar un impacto muy fuerte en la economía de los consumidores, de conformidad con la política social definida por el Gobierno Nacional, ha generado un déficit tarifario en las Empresas eléctricas distribuidoras, por lo que señala que corresponde al Estado, la responsabilidad de solucionar de inmediato tales inconvenientes.

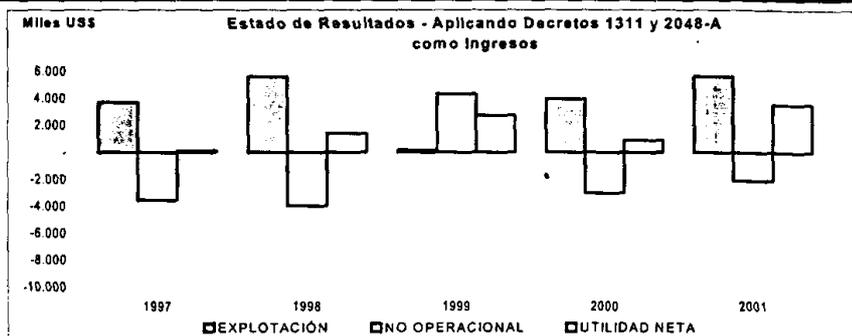
Consecuente con lo anterior, el artículo 1 del Decreto Ejecutivo 1311, reconoce la existencia de un subsidio indirecto en el sector eléctrico generado por la aplicación de las citadas estrategias, mediante las cuales se aprobaron las tarifas que deberían regir para los períodos anuales correspondientes; ante esta circunstancia, asume la obligación de pagar la diferencia de ingresos generados por el déficit tarifario correspondiente al período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 30 de noviembre de 2000; en similares términos se pronuncia la Presidencia de la República en sus Decretos Ejecutivos N° 2048-A y N° 2403, publicados en los Registros Oficiales N° 454 y N° 527 del 15 de noviembre de 2001 y 5 de marzo de 2002, ratificando la obligación de pagar este déficit tarifario correspondiente al período comprendido entre el 1 de abril de 1999 y el 30 de diciembre de 2001.

Este subsidio, que de acuerdo a su definición es una "*prestación efectuada por un organismo para completar los ingresos de un individuo o familia*", considerando todos los antecedentes antes expuestos, ha sido concebido para cubrir la diferencia de los costos de producción no reconocidos por el Estado en las tarifas eléctricas, en razón de un objetivo de carácter social a favor de la población, debe ser pagado a las Empresa Eléctricas por quien lo ha concedido, en este caso el Estado, por lo tanto naturalmente se constituye en un ingreso para las Empresas, que debería contabilizarse como tal dentro de sus Estados de Resultados, que en lugar de haberlo cobrado a sus clientes por el servicio prestado, lo ha recuperado de una tercera persona, quien ha reconocido el haber otorgado este subsidio.

Por todo lo expuesto, los recursos que en justicia ha recibido la Empresa por efecto de la aplicación de los citados derechos y que totalizan US\$ 18'728.201,14, que corresponde básicamente a los años 2000 y 2001, deberían haber sido contabilizados dentro de los ingresos del Estado de Resultados de la siguiente forma:

**Cuadro N° IV.3A ESTADO DE RESULTADOS ANUAL (US\$)**  
**APLICANDO SUBSIDIOS DECRETOS 1311 Y 2048A AL ESTADO DE RESULTADOS**

AÑO	1997 US\$	1998 US\$	1999 US\$	2000 US\$	2001 US\$
Ingresos Explotación	29.325.496	26.981.731	21.219.116	18.581.940	31.929.433
Gasto Explotación	25.633.324	21.362.520	21.039.123	22.884.753	34.774.277
Ingresos por Subsidio Estatal				10.250.000	8.478.201
Utilidad de Explotación	3.692.171	5.619.211	179.993	3.947.187	5.633.357
Ingresos No Operacional	2.668.785	4.979.066	6.119.349	1.582.593	1.081.379
Gastos No Operacional	6.216.272	8.951.479	1.792.915	4.628.578	3.188.078
Utilidad No Operacional	-3.547.486	-3.972.413	4.326.435	-3.045.985	-2.106.699
Utilidad Antes de Impuesto	144.885	1.646.798	4.506.428	901.202	3.526.658
Impuestos y Participaciones	21.703	247.020	1.771.634		
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>122.982</b>	<b>1.399.778</b>	<b>2.734.794</b>	<b>901.202</b>	<b>3.526.658</b>



En estas circunstancias la Empresa tendría resultados positivos, registrando utilidades durante todos los cinco años del último quinquenio, reflejando la real situación de eficiencia de la Institución, sin la influencia del represamiento tarifario implantado por el Estado.

### IV.3 BALANCE GENERAL

A diciembre de 2001, la Empresa en activos cuenta con un total de US\$ 83'747.779 lo que representa un incremento respecto al año 2000 del 5,6%; el activo fijo neto (US\$ 68'336.868) representa el 81,6% del total de activos y a su vez, ha experimentado un incremento del 2,5% con relación al año 2000. Los activos disponibles demuestran un incremento del 242,3% respecto al año 2000, mientras que los activos realizables y los exigibles demuestran disminuciones del 1,57% y 20,18% respectivamente, hechos que corroboran la política de recuperación de cartera instaurada en el año 2001.

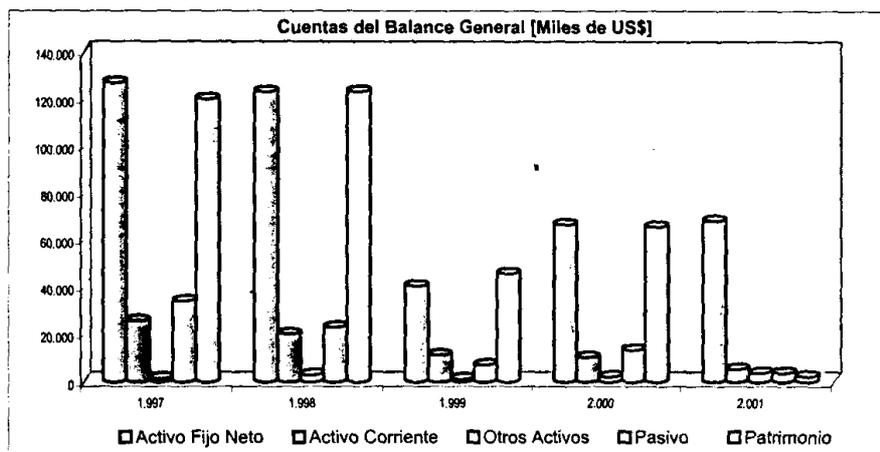
Los pasivos que a diciembre de 2000, representaban US\$ 13'496.582, al año 2001 se reducen a US\$ 9'959.862,28 que significa una reducción del 26,20%, de los cuales la deuda de corto plazo asciende a US\$ 7'591.917 que representa el 76,2% de las deudas. Es importante señalar que en aplicación a lo dispuesto en los Decretos Ejecutivos N° 1311 y N° 2048-A, se ha compensado un total de US\$ 10'039.121,75 de las deudas que por compra de energía mantenía la empresa y que han sido asumidas por el Estado como reconocimiento al subsidio entregado a los clientes por el déficit tarifario.

El total de deudas compensadas por efecto de los decretos antes citados se ha incorporado en su totalidad a las cuentas patrimoniales dentro de los aportes para futura capitalización, con lo cual el patrimonio alcanzó un total de US\$ 73'787.917 al 31 de diciembre de 2001, observándose un incremento de US\$ 8'005.300 respecto al del año 2000, que significa el 5,6%. Con estos resultados, la posición financiera de la empresa indica que el 88,1% de los activos de la Empresa ha sido financiado por los Accionistas y el 11,9% lo han financiado terceros.

El Cuadro N° IV.4 muestra el resumen del Balance General al 31 de diciembre de cada año.

**Cuadro N° IV.4 BALANCE GENERAL A FIN DE AÑO (US\$)**

Balance General	1997	1998	1999	2000	2001		
	Mil US\$	Mil US\$	Mil US\$	Mil US\$	%	Mil US\$	%
Cotiz. Dólar Fin de año	4.394	6.456	18.104	25.000		25.000	
<b>ACTIVOS</b>	<b>154.293</b>	<b>146.451</b>	<b>52.996</b>	<b>79.279</b>	<b>100%</b>	<b>83.748</b>	<b>100%</b>
Activo Fijo Neto	127.086	123.274	40.494	66.687	84,1%	68.337	81,6%
Disponible	6.618	6.326	5.054	1.581	2,0%	5.411	6,5%
Exigible	5.765	4.678	3.482	4.838	6,1%	3.861	4,6%
Realizable	13.399	9.228	2.806	3.912	4,9%	3.851	4,6%
Otros Activos	1.425	2.946	1.160	2.262	2,9%	2.288	2,7%
<b>PATRIMONIO Y PASIVO</b>	<b>154.293</b>	<b>146.451</b>	<b>52.996</b>	<b>79.279</b>	<b>100%</b>	<b>83.748</b>	<b>100%</b>
Patrimonio	120.241	123.368	45.738	65.783	83,0%	73.788	88,1%
Pasivos Corrientes	9.365	10.150	6.113	12.824	16,2%	7.592	9,1%
Otros Pasivos	24.687	12.933	1.144	673	0,8%	2.368	2,8%



Nota: Para el tipo de cambio se utiliza el promedio de la cotización del BCE para compra-venta de cada fin de año

#### **IV.4 PRECIO MEDIO DE VENTA Y COSTO MEDIO DE PRODUCCIÓN DEL kWh A CLIENTE FINAL**

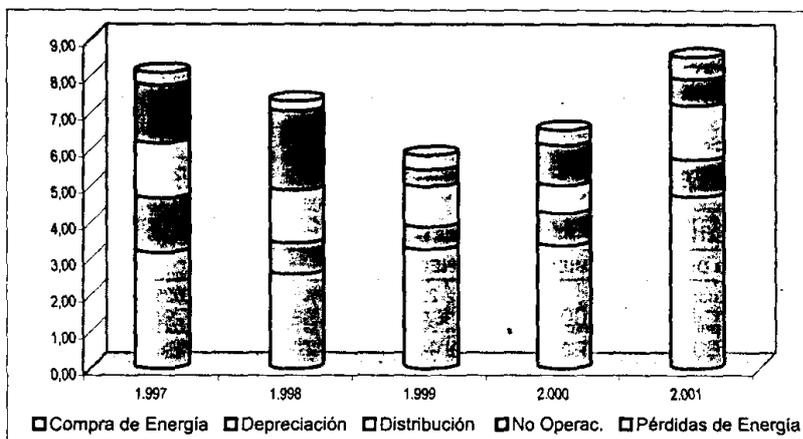
El costo medio del kWh comprado durante el año 2001 fue de 4,73 US\$/kWh, por efecto de las pérdidas de energía este costo se incrementó a 5,34 US\$/kWh; si a lo anterior se suma el costo por depreciación de 1,02 US\$/kWh, se llega a un costo de 6,36 US\$/kWh, que incluye el costo de la reposición de equipos, más el costo efectivo de la energía comprada.

Durante el año 2001, los costos de distribución, que incluyen mano de obra, materiales, repuestos y los demás gastos de operación y mantenimiento llegaron a 1,47 US\$/kWh (17,2% del costo total), comparando este costo respecto a lo registrado el año anterior se advierte un incremento del 93%. Los gastos no operacionales en los que se incluyen los gastos financieros llegaron a 0,718 US\$/kWh (35% menos que el año 2000); con esto el costo medio final llegó a 8,55 US\$/kWh. Comparando el costo final con el obtenido en el año 2000 se puede observar que se ha incrementado el 31%, hecho que se puede observar en el cuadro IV.5.

El precio medio al cual la Empresa ha vendido la energía a sus clientes durante el año 2001 fue de 6,31 US\$/kWh, resultado en el cual ya se puede advertir el proceso de corrección del déficit tarifario autorizado por el CONELEC, observándose un incremento del 69% respecto al año 2000; el ingreso medio de explotación que no son por venta de energía llegó a 0,88 US\$/kWh, registrando un incremento de 320% con relación al año anterior, lo que se explica por la incorporación del cargo de comercialización en esta partida; el ingreso medio no operacional durante el año 2001 llegó a 0,24 US\$/kWh.

**Cuadro N° IV.5 COSTO MEDIO (US¢/kWh)**

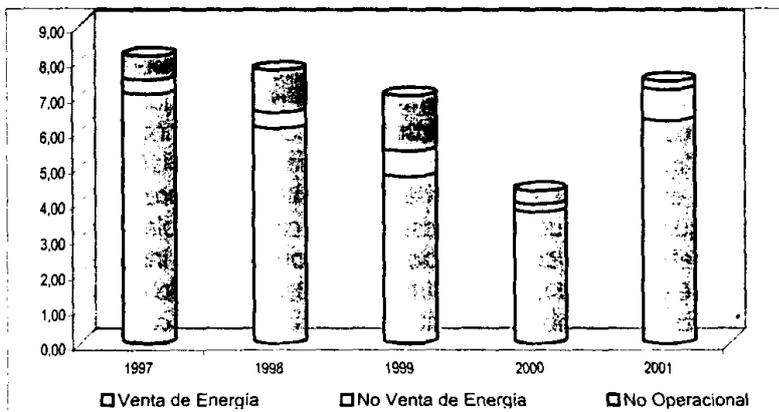
Costo Medio US¢/kWh	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	Var. %
Por Compra de Energía	3,183	2,595	3,271	3,374	4,728	40%
Por Pérdidas	0,337	0,272	0,397	0,418	0,608	45%
Por Depreciación	1,505	0,860	0,625	0,896	1,023	14%
Por Distribución	1,504	1,450	1,108	0,762	1,474	93%
Por No Operacional	1,583	2,189	0,460	1,102	0,718	-35%
<b>Costo Medio Final</b>	<b>8,111</b>	<b>7,346</b>	<b>5,861</b>	<b>6,552</b>	<b>8,551</b>	<b>31%</b>



Con todo la anterior, el ingreso medio total durante el año 2001 llegó a 7,44 US¢/kWh, que comparado con el costo medio total registrado de 8,55 US¢/kWh, explica los resultados financieros negativos obtenidos por la Empresa en el ejercicio económico del año 2001, con un déficit unitario de 1,12 US¢/kWh. Comparando el ingreso medio registrado en el año 2001 con relación a los años anteriores se observa un incremento efectivo del 72% con respecto al 2000 y 5,9% respecto a 1999.

**Cuadro N° IV.6 INGRESO MEDIO (US¢/kWh)**

Ingreso Medio US¢/kWh	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	Var. %
Por Venta Energía	7,065	6,095	4,723	3,739	6,312	69%
Por No Venta Energía	0,403	0,443	0,723	0,210	0,880	320%
Por No Operacional	0,680	1,207	1,571	0,377	0,244	-35%
<b>Ingreso Medio Total</b>	<b>8,148</b>	<b>7,745</b>	<b>7,018</b>	<b>4,326</b>	<b>7,436</b>	<b>72%</b>



#### IV.5 INDICADORES FINANCIEROS

En el cuadro N° IV.7 se presenta el cálculo de los índices de gestión financiera de la empresa para el período 1997 al 2001, para lo cual se ha tomado como base la información de los Balances Contables de Empresa.

**Cuadro N° IV.7 INDICADORES FINANCIEROS**

DESCRIPCION	Unidad	1.997	1.998	1.999	2.000	2.001	Var %. 2000- 2001
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ</b>							
Razón circulante	Veces	2,75	1,99	1,86	0,81	1,73	115%
Prueba Acida	Veces	1,33	1,09	1,40	0,50	1,22	144%
Liquidez Financiera Inmediata	Veces	0,71	0,62	0,83	0,12	0,71	478%
Período Promedio de Cobros	Días	35,13	31,80	47,59	102,79	45,95	-55%
Capital de Trabajo	Mill-US\$	16,42	10,08	5,23	-2,49	5,53	-322%
Capital Promedio Invertido	Mill-US\$	142,59	138,43	89,54	54,96	69,03	26%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y PROPIEDAD</b>							
Factor de Endeudamiento	%	22,07%	15,76%	13,69%	17,02%	11,89%	-30%
Concentración del Endeudamiento	%	27,50%	43,97%	84,24%	95,02%	76,23%	-20%
Propiedad de los Accionistas	%	77,93%	84,24%	86,31%	82,98%	88,11%	6%
Capacidad de Pago de Accionistas	Veces	3,53	5,34	6,30	4,87	7,41	52%
<b>INDICADORES DE RENTABILIDAD</b>							
Margen Brutos sobre Ventas	%	12,59%	20,83%	-7,87%	-38,01%	-8,91%	-77%
Rentabilidad de la Explotación	%	2,59%	4,06%	-1,34%	-11,47%	-7,97%	-30%
Margen de Beneficio	%	0,42%	5,19%	11,14%	-56,38%	-15,51%	-72%
Rentabilidad del Patrimonio	%	0,09%	0,94%	2,36%	-14,21%	-6,71%	-53%

#### Indicadores de Liquidez:

- Analizando la razón corriente se puede observar que al 31 de diciembre de 2001, para cubrir cada dólar de sus obligaciones con vencimiento a corto plazo la Empresa cuenta con 1,73 dólares en activo corriente, lo que muestra un incremento del 115% en la liquidez inmediata respecto a la que la Empresa mostraba en el 2000; debe agregarse que en este índice se incluyen activos como los inventarios que son recursos monetarios de moderada liquidez, sobre todo considerando que las existencias en las bodegas se destinan sustancialmente a la construcción de obras nuevas y mantenimiento de las existentes y no para la venta.
- Tanto los indicadores de prueba ácida y liquidez inmediata al finalizar el 2001, muestran mejoras superiores al 100% en la capacidad financiera de la Empresa para hacer frente a sus obligaciones de corto plazo; respecto a los resultados obtenidos en el año 2000 resulta que en el 2001 por cada dólar adeudado con vencimiento a corto plazo (deuda que en ningún caso paga intereses), se cuenta con 1,22 dólares en activos de fácil liquidez (sin necesidad de vender los inventarios), es decir que con estos recursos se podría pagar el 100% de sus acreencias de corto plazo e incluso existiría un sobrante; especial mención merece el indicador de liquidez financiera inmediata que indica que la Empresa cuenta con 0,71 dólares en recursos en efectivo (caja y bancos) para el pago de sus obligaciones de corto plazo, indicador que se juzga como muy satisfactorio y que es mucho mayor que en el 2000; analizando en conjunto los dos últimos indicadores y considerando que históricamente la recuperación de cartera de la empresa supera el 98%, se puede afirmar que la posición financiera de la Empresa frente a sus obligaciones con terceros es muy sólida.
- Concomitante con lo anterior, el período promedio de recuperación de las cuentas por cobrar ha disminuido desde 103 días en el 2000 a 46 días al 2001, lo que indica una recuperación de cartera vencida muy adecuada gracias a las acciones implantadas por la empresa en el último año incrementando las facilidades de pago para los clientes como es el caso de abonos



parciales, incremento de puntos de recaudación especialmente en bancos y mejoras varias realizadas tanto en equipos como en los sistemas de computo.

- Durante el año 2001 el capital promedio invertido en la Empresa fue de 69,03 millones de dólares, valor que corresponde a un incremento del 26% con relación a lo invertido en el año 2000.

#### **Indicadores de Endeudamiento y Propiedad:**

- El factor de endeudamiento indica que al terminar el año 2001, el 12% de los activos de la Empresa son financiados por terceras personas; por lo tanto el 88% de los activos es de propiedad de los accionistas, señal que debe juzgarse como positiva tomando en cuenta que al año 2000 el 83% de los activos era propiedad de los accionistas.
- La capacidad de pago de los accionistas, indica que los recursos invertidos por los dueños de la Empresa están en capacidad de afrontar hasta 7,41 veces las obligaciones adquiridas con terceros.
- De la deuda que mantiene la Empresa al terminar el año 2001, el 76% requiere de pago en el corto plazo, sin embargo en consideración al tipo de pasivos mismos que no involucran el pago de intereses, ni garantías reales que puedan ser efectivizadas y que por otro lado dichas obligaciones están previstas para ser cubiertas dentro del presupuesto del año 2002, este resultado no debe interpretarse como negativo, mas aún si se consideran los indicadores de liquidez analizados anteriormente.

#### **Indicadores de Rentabilidad:**

- Realizando un análisis solamente sobre el negocio de la electricidad, se puede observar que luego de descontar los gastos de explotación de los ingresos de explotación, existe un margen en contra del 8,90%, lo que es una consecuencia directa del déficit tarifario que durante el año 2001 todavía ha persistido y que se está superando paulatinamente luego de los correctivos autorizados por el CONELEC.
- Considerando en forma conjunta la actividad del negocio eléctrico así como la actividad no operacional que desarrolla la empresa, hacen que el margen negativo aumente del 8,90% al 15,50%, mismo que no es un resultado deseable, pero que muestra mejoría respecto al del año 2000 que llegaba a un 56,38%.
- El índice de rentabilidad sobre el patrimonio durante el año 2001 registró un valor negativo de 6,71% que sin embargo demuestra un 53% de recuperación respecto al obtenido en el 2000.

#### **IV.6 LIQUIDACIÓN PRESUPUESTARIA**

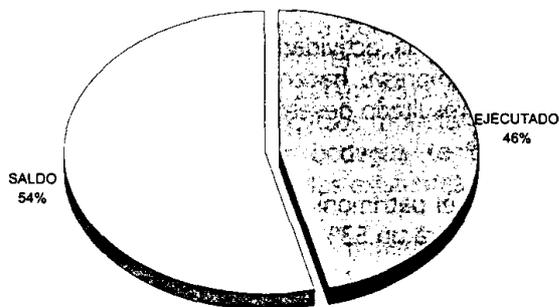
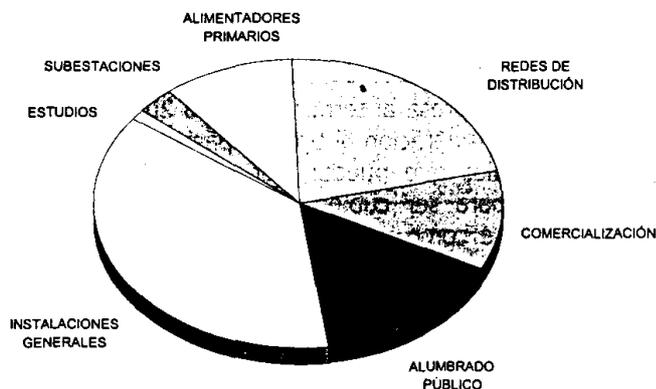
Con la resolución N° 176-489, en la sesión efectuadas el 12 de septiembre de 2001, la Junta General de Accionistas de la Compañía, aprobó la reforma al Presupuesto de Inversiones y Explotación para el ejercicio económico del año 2001.

En el cuadro IV.8 se presenta el resumen de la liquidación presupuestaria acumulada hasta el 31 de diciembre de 2001, pudiéndose ver que el porcentaje ejecutado del presupuesto es 46,17% del total, lo que representa US\$ 5'443.535,31, faltado por ejecutarse el 53,83%, es decir US\$ 6'347.866,33.



CUADRO N° IV.8 LIQUIDACIÓN PRESUPUESTARIA - AÑO 2001

ETAPA	PRESUPUESTADO AÑO 2001	EJECUTADO HASTA DICIEMBRE DE 2001	SALDO	%	
				EJECUTADO	SALDO
SUBESTACIONES	1.626.596	160.874	1.465.721	9,9%	90,1%
SUBTRANSMISIÓN	209.121	131.512,24	77.609	62,9%	37,1%
ALIMENTADORES PRIMARIOS	1.467.826	540.355	927.471	36,8%	63,2%
REDES DE DISTRIBUCIÓN	2.869.151	1.172.584	1.696.567	40,9%	59,1%
COMERCIALIZACIÓN	1.001.496	583.906	417.590	58,3%	41,7%
ALUMBRADO PÚBLICO	1.153.535	822.199	331.336	71,3%	28,7%
INSTALACIONES GENERALES	3.251.168	1.976.553	1.274.615	60,8%	39,2%
ESTUDIOS	212.509	55.551	156.957	26,1%	73,9%
<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>	<b>11.791.402</b>	<b>5.443.535</b>	<b>6.347.866</b>	<b>46,2%</b>	<b>53,8%</b>





**INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2001**

**CAPITULO V**

**EL NEGOCIO ELECTRICO**



## **V. EL NEGOCIO ELÉCTRICO**

### **V.1 ACTIVIDADES OPERATIVAS**

#### **V.1.1 Energía Disponible.**

La demanda total de energía del mercado de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, incluyendo las pérdidas, durante 2001 alcanzó la cifra de **501.014.599 kWh**, que corresponde a una variación de **2,10%** respecto al mismo período del año anterior (Cuadro N° V.1).

#### **V.1.2 Demanda máxima coincidente**

De enero a diciembre de 2001, la demanda máxima coincidente, referida a puntos de entrega del Sistema Eléctrico operado por la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A., incluyendo el Sistema Eléctrico Morona Santiago, fue de **102.288 kW** (cuadro N° V.2). Esta demanda es superior a la de 2000 (101.103 kW) en un **1,17%**, el valor máximo ocurrió el día miércoles 12 de diciembre a las 19h30.

### **V.2 REALIZACIONES TÉCNICAS**

#### **V.2.1 Expansión del Sistema Eléctrico**

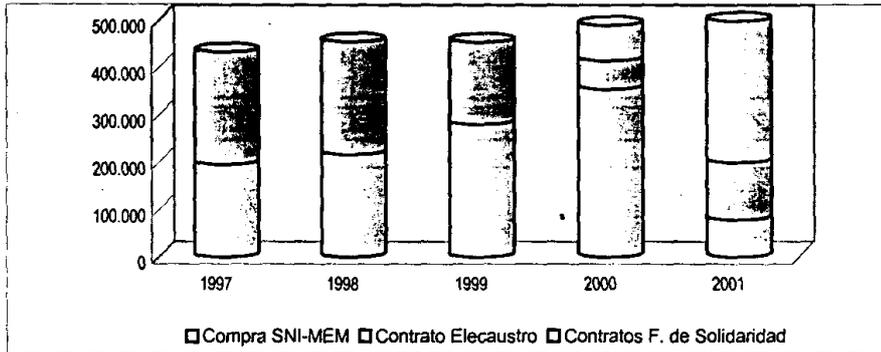
Las actividades que durante todo el año 2001 la Empresa ha realizado, con el propósito de expandir su sistema eléctrico, se resumen en el cuadro N° V.3. Cabe indicar que los rubros del año 2001 incluyen los valores correspondientes al Sistema Eléctrico Morona Santiago (SEMS).

#### **V.3 CONCLUSIONES**

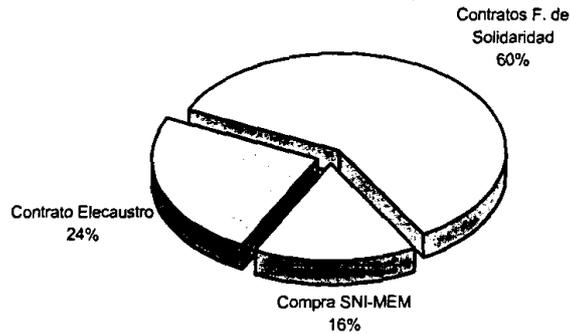
- La demanda de energía del mercado de la Empresa se incrementó en 2,10% con relación a la demanda de 2000, crecimiento inferior al porcentaje promedio del período 1997-2001 (3,68%).
- La demanda máxima de potencia del sistema se vio incrementada en 1,17% con relación a la demanda máxima del año 2000, porcentaje superior a la tasa promedio del período 1997-2001 (0,72%).
- La expansión del sistema experimentó los siguientes incrementos: en potencia instalada en transformadores de distribución el 7,68%, en longitud de líneas de distribución el 23,67%, en longitud de redes de baja tensión el 8,33% y la potencia instalada en alumbrado público el 11,17%; en cambio los incrementos promedios anuales del período 1997-2001 fueron 4,81%, 9,18%, 5,27% y 5,13% respectivamente.

**CUADRO N° V.1 DEMANDA BRUTA TOTAL**

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	% CRECIM.		
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	00-01	97-01
Compra SNI-MEM	196.524	218.166	281.692	355.931	79.502	15,9	-77,66	-2,79
Contrato Elecaastro	237.702	237.753	173.521	60.360	122.014	24,4	102,14	3,30
Contratos F. de Solidaridad				74.435	299.499	59,8	302,36	100,79
Generación Privada	8	0	0	0	0	0,0	0,00	0,00
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>434.234</b>	<b>455.919</b>	<b>455.213</b>	<b>490.726</b>	<b>501.015</b>	<b>100</b>	<b>2,10</b>	<b>3,68</b>



**DEMANDA BRUTA DE 2001**

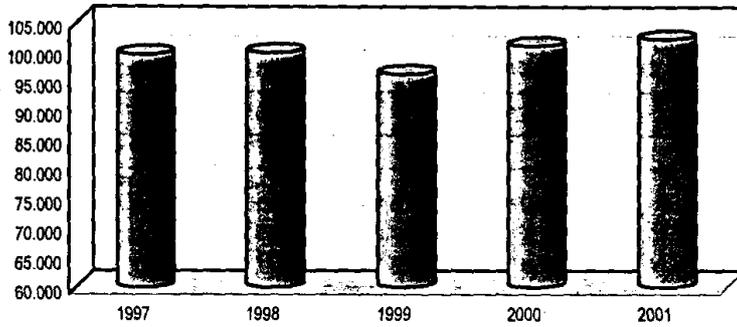


**NOTAS:** La energía privada corresponde a la producida por los grandes industriales que cuentan con generación propia y que inyectan eventualmente la misma al sistema.



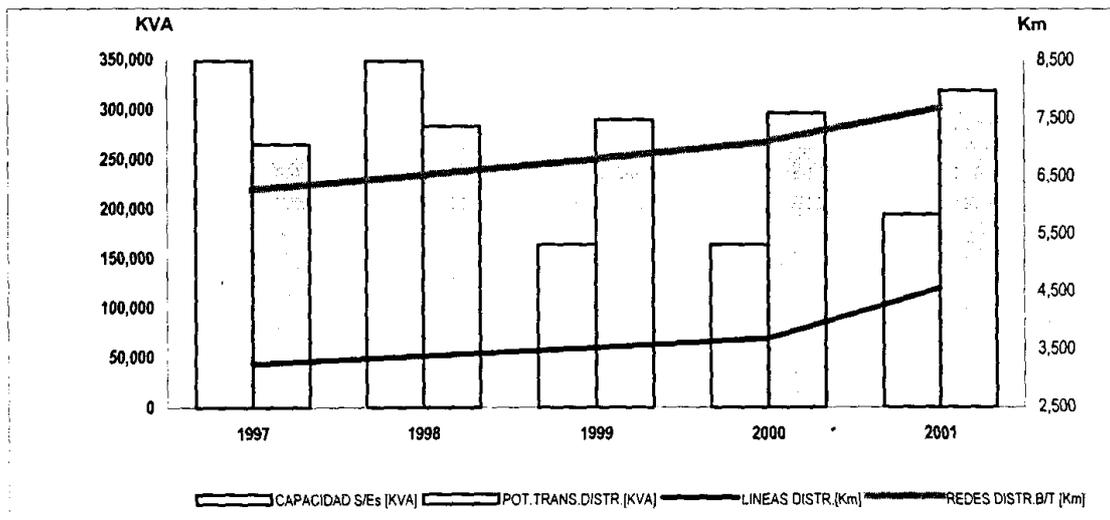
**CUADRO N° V.2 DEMANDA MÁXIMA**

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	% CRECIM.	
	KW	KW	KW	KW	KW	00-01	97-01
DEMANDA MÁXIMA	99.580	99.930	96.269	101.103	102.288	1,17	0,72



**CUADRO N° V.3 EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO**

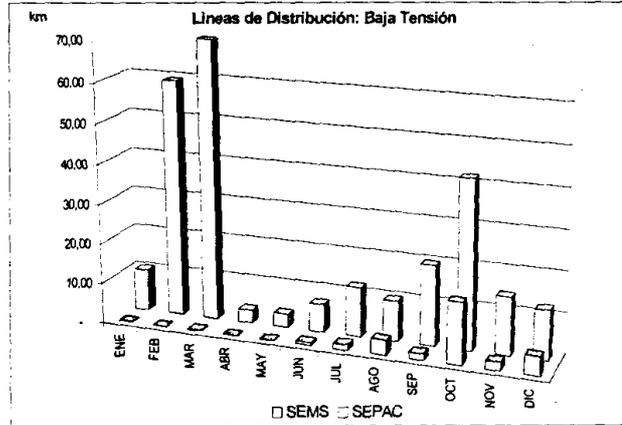
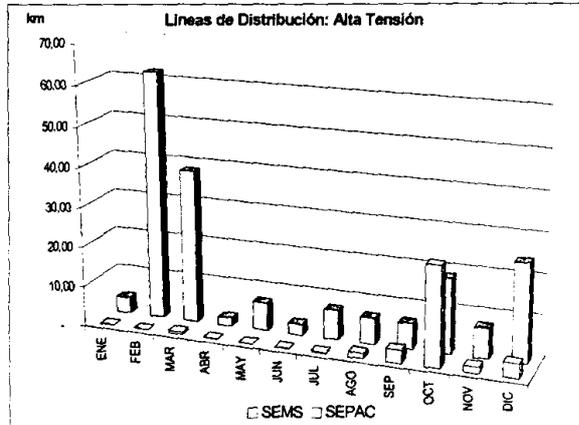
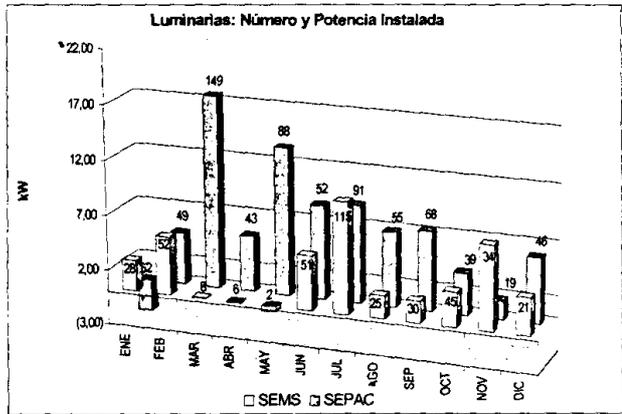
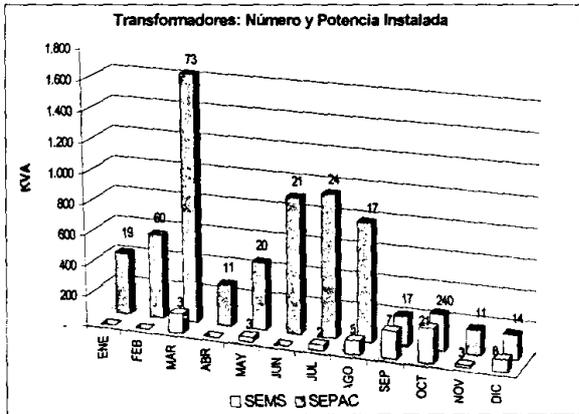
AÑO	UNIDAD	1997	1998	1999	2000	2001	% CRECIM.	
							00-01	97-01
CAPACIDAD INSTALADA EN S/Es *	KVA	348,850	348,850	164,300 (Dic)	164,300	195,000	18.69	-8.55
LONGITUD DE LINEAS SUBTRANSMISION	Km	167	167	167	167	167	0.00	0.00
POTENCIA TRAFOS DE DISTRIBUCION	KVA	265,369	283,804	290,298	297,038	319,845	7.68	4.81
NUMERO TRAFOS DE DISTRIBUCION	U	7,311	7,688	8,022	8,329	9,372	12.52	6.46
LONGITUD LINEAS DISTRIBUCION	Km	3,242	3,382	3,523	3,684	4,555	23.67	9.18
LONGITUD REDES DISTRIBUCION B/T	Km	6,267	6,519	6,800	7,102	7,693	8.33	5.27
POTENCIA ALUMBRADO PUBLICO	KW	5,679	5,848	6,004	6,227	6,923	11.17	5.13
NUMERO LUMINARIAS INSTALADAS	U	29,086	30,666	32,091	33,752	38,874	15.18	7.61



\* La Capacidad Instalada en S/Es ha disminuido, debido al retiro de lo correspondiente a las S/Es de elevación en la Generación de propiedad de ELECAUSTRO

**CUADRO N° V.4 INCREMENTOS DE OBRAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO**

2001	TRANSFORMADORES						LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCION						ALUMBRADO PUBLICO					
	POT. TOTAL (KVA)			CANTIDAD			ALTA TENSION			BAJA TENSION			POT. TOTAL (KW)			CANTIDAD		
	SEMS	SEPAC	TOTAL	SEMS	SEPAC	TOTAL	SEMS	SEPAC	TOTAL	SEMS	SEPAC	TOTAL	SEMS	SEPAC	TOTAL	SEMS	SEPAC	TOTAL
ENE	-	408	408	-	19	19	-	3,94	3,94	-	10,35	10,35	2,79	(2,89)	(0,10)	28	62	90
FEB	-	553	553	-	60	60	-	61,99	61,99	-	59,25	59,25	5,30	4,74	10,04	52	49	101
MAR	130	1.623	1.753	3	73	76	0,50	38,37	38,87	0,18	69,84	70,02	0,05	17,56	17,61	8	149	157
ABR	-	273	273	-	11	11	-	2,02	2,02	-	3,11	3,11	(0,10)	5,10	5,00	6	43	49
MAY	30	445	475	3	20	23	-	6,89	6,89	-	3,29	3,29	(0,51)	13,41	12,91	(2)	88	86
JUN	-	893	893	-	21	21	-	2,70	2,70	0,64	6,87	7,51	4,97	6,56	13,53	51	52	103
JUL	35	938	973	2	24	26	0,18	7,29	7,47	1,35	12,13	13,48	10,11	8,90	19,01	115	91	206
AGO	90	780	870	5	17	22	1,18	6,55	7,73	3,60	9,94	13,54	2,10	6,82	8,92	25	55	80
SEP	180	200	380	7	17	24	3,22	6,28	9,50	1,57	19,81	21,38	2,00	7,22	9,22	30	68	98
OCT	225	240	465	21	22	43	24,49	18,53	43,02	15,06	41,81	56,87	3,15	3,86	7,01	45	39	84
NOV	15	165	180	3	11	14	1,58	7,38	8,96	2,05	14,26	16,31	7,70	1,71	9,41	34	19	53
DIC	80	160	240	6	14	20	3,56	24,2	27,76	4,6	12,17	16,77	3,40	5,95	9,35	21	46	67
2001	785	6.678	7.463	50	309	359	35	186	221	29	263	292	41	81	122	413	761	1.174
Acum.	16.129	303.716	319.845	734	8.638	9.372	686	3.870	4.555	328	7.364	7.693	615	6.308	6.923	4.361	34.513	38.874





**INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2001**

**CAPITULO VI**

**EL MERCADO**



## **VI. EL MERCADO**

### **VI.1 AREA DE CONCESIÓN**

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A., comprende las provincias del Azuay, Cañar y Morona Santiago, con excepción de los cantones Azogues, Déleg y La Troncal en la provincia del Cañar, algunos sectores de la región costanera de la provincia del Azuay, así como parcialmente los cantones de Huamboya, Palora y Gualaquiza en la provincia de Morona Santiago, su extensión territorial se puede observar en el cuadro N° VI.1.

### **VI.2 CLIENTES**

Según el informe de facturación, el número de clientes a diciembre de 2001 fue de 214.661 (cuadro N° VI.2.1), con un incremento del 5,96% respecto a los que existían en diciembre de 2000 (202.586), en cambio el promedio mensual de clientes para el período enero a diciembre de 2001 fue de 210.868 lo que significa un incremento del 5,07% frente al promedio del mismo período para el año de 2000 (200.700 clientes).

Clasificados por categoría, del total tenemos que un 89,56% son clientes residenciales, 7,34% comerciales, 1,88% industriales y 1,22% varios, entre los que se incluyen: entidades oficiales, asistencia social, beneficio público y escenarios deportivos.

Desglosados por sistema, tenemos que al final del año 2001 el Sistema Eléctrico Principal (Azuay y Cañar) cuenta con 201.887 clientes, mientras que el Sistema Eléctrico Morona Santiago tiene 12.774.

### **VI.3 ENERGÍA FACTURADA**

La energía facturada durante el año 2001 (emisión enero a diciembre), fue de 446'980.261 kWh (ver cuadro N° VI.4.1), con una variación del 2,30% con relación a la facturación de enero a diciembre de 2000 (436'933.209 kWh). De la facturación total, el sector residencial con 185'497.611 kWh (41,50%) es el de mayor participación y el industrial con 155'084.109 kWh (34,70%) el siguiente.

Al relacionar la energía facturada con el número de clientes, resulta que mientras en el período enero a diciembre de 2000 se tenía 2.177 kWh por cliente medio, en 2001 da como resultado 2.120 kWh por cliente, lo que significa un decremento del 2,63%.

### **VI.4 RECAUDACIÓN**

Durante el año 2001 se ha efectuado el control de la recaudación en línea, semilínea y diferido en las ventanillas y agencias de la Empresa y de los Bancos y el control y la supervisión del procedimiento para recuperación de cartera a los clientes de la Empresa, tanto con el personal de la Empresa como con el respectivo contrato.

La recaudación total del año 2001, según el informe provisional de facturación, alcanzó la cifra de US\$ 30'541.342.

### **VI.5 DEUDA DE LOS CLIENTES**

A 31 de diciembre de 2001 el monto por Cartera Vencida es de US\$ 2'893.038, es decir una disminución de 20,03% con respecto al año anterior (US\$ 3'617.516), lo que demuestra el esfuerzo realizado por la Administración tendiente a facilitar el pago puntual por parte de los clientes. Un resumen se presenta en el cuadro N° VI.5.

## VI.6 ENERGÍA CONSUMIDA

Durante el año 2001 (emisión febrero/2001 a enero/2002) los clientes de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR consumieron 443'961.934 kWh; 426'177.597 (95,99%) en el Sistema Principal (Azúay y Cañar) y 17'784.337 (4,01%) en el Sistema Morona Santiago; cuyo desglose por tipo de servicio es el siguiente:

**CUADRO N° VI.6.1 ENERGIA CONSUMIDA - SISTEMA CENTROSUR (TOTAL)**

TIPO DE TARIFA	1997	1998	1999	2000	2001		% CRECIM.	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	00-01	97-01
RESIDENCIAL	176.947	191.058	169.082	178.026	184.905	41,65	3,86	1,41
COMERCIAL	41.321	45.086	45.185	47.245	48.412	10,90	2,47	4,09
INDUSTRIAL	137.460	135.921	138.420	158.243	152.956	34,45	-3,34	2,92
OTROS	50.741	56.701	52.497	56.541	57.689	12,99	2,03	3,52
<b>TOTAL</b>	<b>406.469</b>	<b>428.766</b>	<b>405.184</b>	<b>439.055</b>	<b>443.962</b>	<b>100,00</b>	<b>3,19</b>	<b>2,37</b>

**CUADRO N° VI.6.2 ENERGIA CONSUMIDA - SEMS**

TIPO DE TARIFA	1997	1998	1999	2000	2001		% CRECIM.	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	00-01	97-01
RESIDENCIAL	8.217	9.616	8.708	9.521	10.084	56,70	5,92	5,71
COMERCIAL	2.195	2.446	2.546	2.778	2.732	15,36	-1,63	5,75
INDUSTRIAL	351	440	433	486	558	3,14	14,75	12,70
OTROS	3.033	3.603	3.930	4.393	4.410	24,80	0,38	10,01
<b>TOTAL</b>	<b>13.796</b>	<b>16.105</b>	<b>15.616</b>	<b>17.178</b>	<b>17.784</b>	<b>100,00</b>	<b>5,33</b>	<b>10,31</b>

## VI.7 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Considerando la energía total que circula por el sistema (559.434,28 MWh) menos el consumo consolidado (502.114,51 MWh), ambas cifras incluyendo la energía consumida por la Empresa Eléctrica Azúgues e Industrias Guapán, se tiene que durante el período enero a diciembre de 2001 las pérdidas de energía alcanzaron a 57.319,77 MWh (cuadro N° VI.6), lo que significa que el 10,25% corresponde a pérdidas, tanto técnicas como no técnicas (negras), siendo uno de los porcentajes más bajos entre todas las Empresas Eléctricas del país.

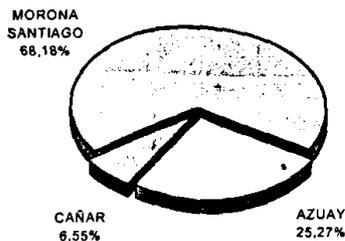
## VI.8 CONCLUSIONES

- Durante el año 2001 se instalaron 12.075 nuevas acometidas, tanto en el Sistema Azúay - Cañar como en el Sistema Morona Santiago.
- El número de clientes con los cuales contaba la Empresa, según la emisión de diciembre de 2000 se incrementó en el 5,96% respecto a los existentes a diciembre de 2001, porcentaje superior al incremento promedio para el período 1997-2001 que es de 4,72%.
- La energía facturada experimentó un incremento del 2,30% respecto al año anterior, porcentaje que difiere en 0,5 puntos del valor promedio para el período 1997-2001 (2,82%).



**CUADRO N° VI.1 EXTENSION POR CANTON**

CANTON	EXTENSION (km <sup>2</sup> )	%	CANTON	EXTENSION (km <sup>2</sup> )	%
CUENCA	3.128,80	9,73	CAÑAR	1.787,00	5,56
GIRON	349,20	1,09	BIBLIAN	204,90	0,64
GUALACEO	367,70	1,14	EL TAMBO	66,10	0,21
NABON	647,20	2,01	SUSCAL	49,90	0,16
PAUTE	272,70	0,85	<b>CAÑAR</b>	<b>2.107,90</b>	<b>6,55</b>
PUCARA (1)	856,50	2,68	MORONA	5.181,50	16,11
SAN FERNANDO	141,70	0,44	HUAMBOYA	2.132,80	6,63
SANTA ISABEL	785,70	2,44	SUCUA	1.828,10	5,68
SIGSIG	667,00	2,07	SANTIAGO	1.979,60	6,15
OÑA	298,00	0,93	TAISHA	6.220,90	19,34
CHORDELEG	110,60	0,34	LIMON	2.700,20	8,39
EL PAN	138,50	0,43	SAN JUAN BOSCO	1.039,20	3,23
SEVILLA DE ORO	322,80	1,00	GUALAQUIZA	850,00	2,64
GUACHAPALA	40,90	0,13	<b>MORONA SANTIAGO</b>	<b>21.932,30</b>	<b>68,18</b>
<b>AZUAY</b>	<b>8.127,30</b>	<b>25,27</b>	<b>TOTAL SISTEMA</b>	<b>32.167,50</b>	<b>100,00</b>



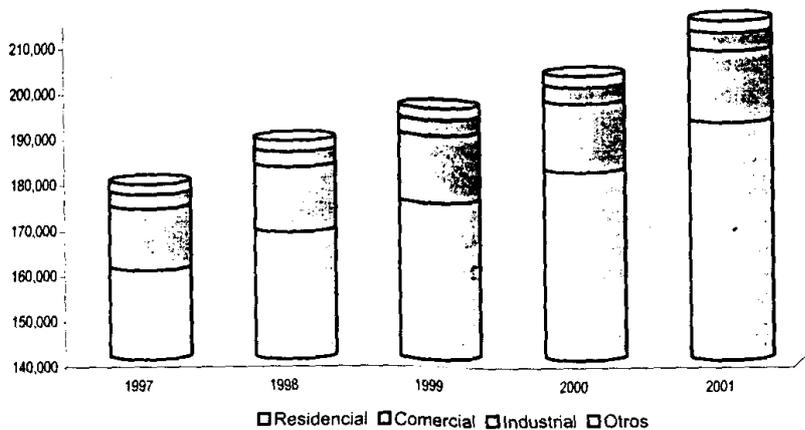
**CUADRO N° VI.2.1 CLIENTES POR TIPO DE TARIFA - SISTEMA CENTROSUR TOTAL**

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001		% CRECIM.	
					VALOR	%	00-01	97-01
Residencial	159,560	167,971	174,535	181,311	192,251	89,56	6,03	4,77
Comercial	13,630	14,220	14,751	15,095	15,749	7,34	4,33	3,68
Industrial	3,110	3,344	3,525	3,657	4,040	1,88	10,47	6,79
Otros	2,249	2,421	2,491	2,523	2,621	1,22	3,88	3,93
<b>TOTALES</b>	<b>178,549</b>	<b>187,956</b>	<b>195,302</b>	<b>202,586</b>	<b>214,661</b>	<b>100,00</b>	<b>5,96</b>	<b>4,72</b>

**CUADRO N° VI.2.2 CLIENTES POR TIPO DE TARIFA - SISTEMA SEMS**

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001		% CRECIM.	
					VALOR	%	00-01	97-01
Residencial	7,880	8,628	9,208	9,759	10,732	84,01	9,97	8,04
Comercial	1,082	1,081	1,117	1,117	1,196	9,36	7,07	2,58
Industrial	176	208	220	226	250	1,96	10,62	9,32
Otros	481	557	560	568	596	4,67	4,93	5,67
<b>TOTALES</b>	<b>9,619</b>	<b>10,474</b>	<b>11,105</b>	<b>11,670</b>	<b>12,774</b>	<b>100,00</b>	<b>9,46</b>	<b>7,37</b>

**CLIENTE POR TIPO DE TARIFA - SISTEMA CENTROSUR**

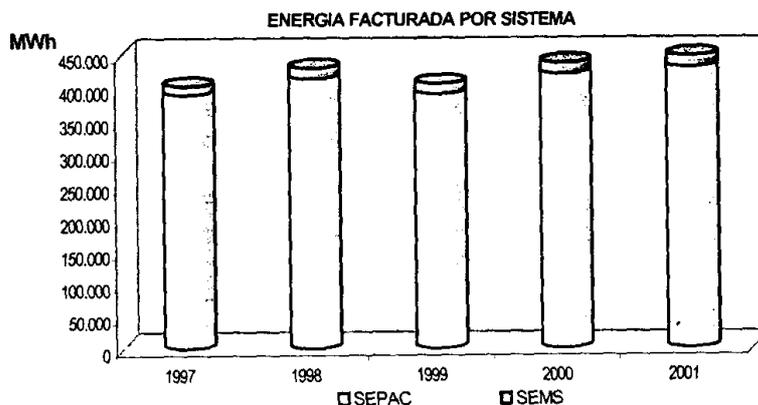
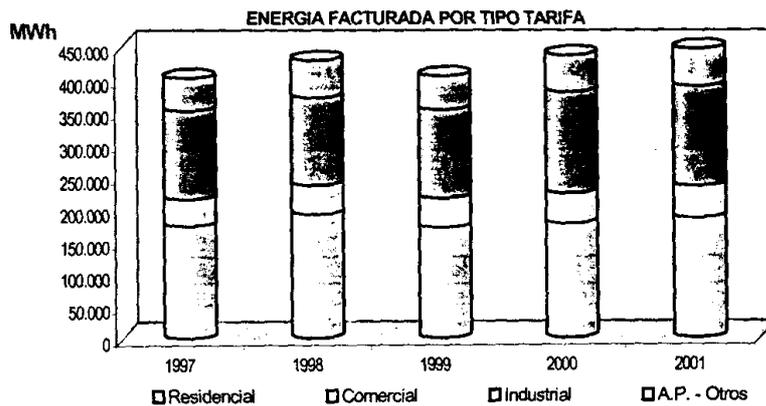


**CUADRO N° VI.4.1 ENERGIA FACTURADA - SISTEMA CENTROSUR TOTAL**

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	% CREC.	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	00-01 97-01
Residencial	174.057.248	191.609.925	171.113.148	176.983.527	185.497.611	41,50	4,81 1,91
Comercial	41.011.866	44.622.812	45.301.387	46.718.405	48.921.687	10,94	4,72 4,54
Industrial	136.940.469	135.784.857	136.823.898	156.754.237	155.084.109	34,70	-1,07 3,36
Alumbrado Público	29.256.437	30.475.580	31.308.759	32.267.369	33.207.147	7,43	2,91 3,22
Otros	20.873.732	26.727.556	20.899.831	24.209.671	24.269.707	5,43	0,25 5,58
<b>TOTAL</b>	<b>402.139.752</b>	<b>429.220.730</b>	<b>405.447.023</b>	<b>436.933.209</b>	<b>446.980.261</b>	<b>100,00</b>	<b>12,30 2,82</b>

**CUADRO N° VI.4.2 ENERGIA FACTURADA - SISTEMA SEMS**

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	% CREC.	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	00-01 97-01
Residencial	8.093.449	9.507.956	8.823.372	9.400.878	9.973.472	56,62	6,09 5,73
Comercial	2.173.900	2.430.218	2.555.681	2.751.782	2.716.291	15,42	-1,29 5,83
Industrial	348.082	436.892	433.532	472.021	557.927	3,17	18,20 12,96
Alumbrado Público	2.031.484	2.461.727	2.561.674	2.649.332	2.774.149	15,75	4,71 8,34
Otros	1.021.970	1.293.571	1.324.191	1.757.235	1.593.782	9,05	-9,30 13,09
<b>TOTAL</b>	<b>13.668.885</b>	<b>16.130.364</b>	<b>15.698.450</b>	<b>17.031.248</b>	<b>17.615.621</b>	<b>100,00</b>	<b>3,43 6,81</b>

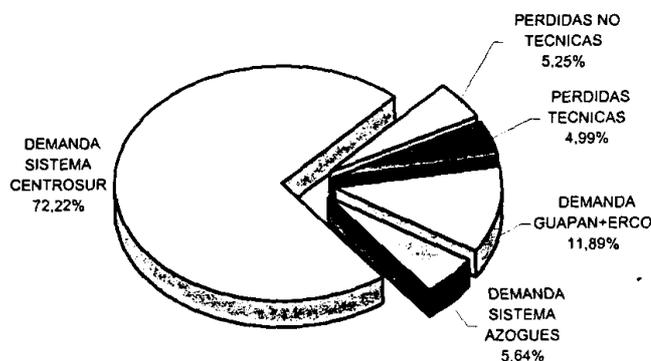


**CUADRO N° VI.5 CARTERA VENCIDA (US\$)  
CON CORTE AL 30 DE ENERO DE 2002**

Tarifa	Organismo	HASTA 30 DIAS	DE 31 A 60 DIAS	DE 61 A 90 DIAS	DE 91 A 180 DIAS	DE 181 A 360 DIAS	MAS DE 360 DIAS	TOTALES
		Dólares	Dólares	Dólares	Dólares	Dólares	Dólares	Dólares
General G1	Comercial	100.068,39	44.233,68	19.872,36	25.925,31	12.704,61	10.636,86	213.441,23
	Escenario Deportivo	64,34	38,92	33,19	19,60	53,05	488,07	697,17
	Local Deportivo sin Demanda	18,07	2,28	31,34	68,10	27,02	31,56	178,37
	Entidades Municipales	1.049,46	266,84	173,72	448,53	465,72	677,35	3.081,62
	Entidades Oficiales	4.185,94	1.531,83	1.577,95	1.432,26	1.423,82	932,66	11.084,46
General G2	Industrial Artesanal	33.523,37	14.859,80	9.560,59	12.766,82	5.867,08	6.425,49	83.003,15
General G3	Asistencia Social	733,92	323,72	201,77	266,35	269,44	85,96	1.881,16
	Beneficio Público	3.763,60	1.812,75	844,34	1.338,77	1.034,10	805,04	9.598,60
	Culto Religioso	1.023,58	408,70	282,63	746,49	467,76	387,28	3.316,44
General G4	Bombeo de Agua	419,36	230,75	193,79	367,39	153,91	46,38	1.411,58
	Comercial Media Tensión	30.647,32	10.394,55	1.926,23	2.371,13	1.732,02	717,38	47.788,63
	Escenario Deportivo	2.025,83	1.515,97	1.510,87	3.957,12	5.631,34	3.821,89	18.463,02
	Industrial Media Tens	42.084,96	20.167,33	9.689,86	11.707,62	13.263,44	16.578,36	113.491,57
	Servicio Industrial	191.470,67	109.125,49	71.498,37	104.493,92	29.458,25	4.825,29	510.871,99
	Locales Deportivos Con Demanda	2.243,71	2.381,99	2.740,07	6.769,22	6.363,17	9.524,83	30.022,99
	Entidades Municipales	860,86	-	-	-	-	-	860,86
	Entidades Oficiales	10.146,41	278,94	406,60	1.061,87	383,69	-	12.277,51
General G5	Asistencia Social Media Tensión	1.136,25	270,14	31,78	-	-	-	1.438,17
	Beneficio Público Media Tensión	2.434,08	984,89	175,30	98,81	126,03	53,78	3.872,89
	Culto Religioso Media Tens	1,10	1,05	3,24	-	-	-	5,39
Residencial	Residencial o Domestico	691.848,81	346.954,86	216.717,67	274.522,37	159.008,27	137.199,33	1.826.251,31
<b>TOTALES</b>		<b>1.119.750,03</b>	<b>555.784,48</b>	<b>337.471,69</b>	<b>448.361,68</b>	<b>238.432,72</b>	<b>193.237,51</b>	<b>2.893.038,11</b>

**CUADRO N° VI.6 PERDIDAS DE ENERGIA  
TOTAL DEL SISTEMA - AÑO 2002**

DESCRIPCION	ENERGIA (MWh)	PORCENTAJE
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>502.114,52</b>	<b>89,75</b>
DEMANDA GUAPAN+ERCO	66.535,96	11,89
DEMANDA SISTEMA AZOGUES	31.542,87	5,64
DEMANDA SISTEMA CENTROSUR	404.035,69	72,22
<b>PERDIDAS TOTALES</b>	<b>57.319,78</b>	<b>10,25</b>
PERDIDAS NO TECNICAS	29.380,13	5,25
PERDIDAS TECNICAS	27.939,65	4,99
<b>ENERGIA DISPONIBLE DEL SISTEMA</b>	<b>559.434,30</b>	<b>100,00</b>





**INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2001**

**CAPITULO VII**

**RECURSOS HUMANOS**



## **VI. RECURSOS HUMANOS**

### **VI.1 SITUACIÓN LABORAL**

Respecto al personal y en cumplimiento a las políticas de los Organismos Superiores de la Compañía, se debe resaltar que durante el presente año, la Administración ha continuado en su empeño de optimizar al máximo el recurso humano.

Al 31 de diciembre de 2001, la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR contaba con 461 trabajadores, de los cuales 430 eran fijos, 5 ocasionales y 26 eran contratados eventualmente mediante el sistema de tercerización a través de las compañías SOTEM y CENSERVI.

El índice de rotación (trabajadores que salen/plantilla total) es relativamente bajo, excepto enero (6,1%) y octubre (2,4%); para el resto del año este índice ha estado por debajo de 1,6%. El personal eventual será reemplazado con personal permanente, luego de los concursos correspondientes, ya que se trata básicamente de personal técnico que ha dejado de laborar en la Empresa.

Respecto a los Clientes atendidos por cada trabajador en el año 2001, considerando todo el personal propio y por tercerización, se mantiene la relación en 466 al igual que en el 2000, dentro de toda el área de concesión de la CENTROSUR. Así mismo para el Sistema Eléctrico Morona Santiago en el año 2001 se tiene una relación de 319 clientes por trabajador, es decir se registra un incremento de 6,81% con respecto al índice de diciembre de 2000 (299).

En lo relativo a la capacitación durante el año se ha impartido 20.710 horas de capacitación, equivalentes al 57,7% de lo presupuestado, mientras en el 2000 se realizaron 31.410, equivalente al 43% de lo presupuestado. La inversión en capacitación alcanza los US\$ 56.436, que representa el 58,9% del valor presupuestado, siendo Distribución el área que más inversión ha recibido con 49,1%, mientras que el Sistema Eléctrico Morona Santiago se tiene el 0,4% de la inversión.

Al terminar el año 2001 finalmente se puso en vigencia el Sistema Escalonario que sin duda permitirá un apropiado manejo y promoción de personal, de acuerdo con su desempeño y responsabilidades.

En relación con el índice de ausentismo general, éste se halla apenas en un 2,6%; dentro del cual el valor mas alto corresponde a descansos médicos por enfermedad (74,5%).

En el área administrativa se tiene un incremento del 57% con relación al año anterior en los costos de mantenimiento vehicular, justificado no solamente por el incremento de los costos de reparación, sino también por la frecuencia de reparación de las unidades. En el año 2001 el incremento en los costos de mantenimiento fue del 210%, lo que demuestra la necesidad de continuar con la renovación del parque automotor de la Empresa.

En la reposición de vehículos a fin de mejorar el parque automotor de la Empresa, se han reemplazado 15 unidades que corresponden aproximadamente al 14%, respecto al número total de unidades (sin considerar las motos), adicionalmente, para atender nuevos requerimientos, se han adquirido 6 unidades, con lo que al inicio del año 2002 se tienen en total 115 vehículos y 48 motos. El número total de horas vehículo utilizadas para reparación ha sido de 10.835, índice que servirá como base para el mejoramiento en la gestión del 2002.

### **VI.2 ACCIONES POR CONCRETAR**

En relación con el recurso humano, la Administración está impulsando la concreción de importantes aspectos que a no dudar, aportarán positivamente en el desempeño de dicho recurso; los más inmediatos son:



- Conforme lo contempla el Contrato Colectivo vigente, se deberán preparar los estudios para elaborar el Decimoséptimo Contrato Colectivo, cuya vigencia regirá desde el 1 de enero del año 2002.
- En el presente año se continuará brindando especial importancia a la capacitación al personal de la Empresa, una vez que está en plena vigencia el Sistema Escalonario, pues es compromiso de esta administración brindar las condiciones necesarias para que los trabajadores que no cumplieren con la instrucción mínima requerida para su cargo, puedan acceder a uno de los planes que se implementarán para el efecto.

## **CONCLUSIONES GENERALES**

En el año 2001 la Compañía ha atravesado un año difícil aunque mucho mejor que en el año 2000, debido a que todavía se presentó un diferencial entre el ingreso por venta de energía y los costos de producción, particularmente el de compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

A pesar de lo indicado, se lograron cumplir en una muy buena medida el plan de obras programado, contribuyendo al desarrollo energético para solventar los requerimientos de la región, pese a la crisis económica del país.

Queremos destacar el clima de armonía y estabilidad en las relaciones obrero patronales, que se han mantenido durante el año 2001, ellas han sido motivo principal para que en la época de adversidad se haya logrado los resultados obtenidos.

- La Junta General de Accionistas en las seis reuniones realizadas, aprobó importantes resoluciones para la marcha de la Empresa.
- De las 111 resoluciones adoptadas por el Directorio de la Compañía en 24 sesiones cumplidas a lo largo del año, se cumplieron la totalidad.
- En el año 2001 y tras las correspondientes negociaciones, se lograron suscribir contratos de compra - venta de energía eléctrica a plazo con la Empresa ELECAUSTRO e HIDROPAUTE y además prolongar la aplicación de los que se firmaron con las seis empresas de generación de propiedad del Fondo de Solidaridad; ello ha contribuido a disminuir de alguna manera el impacto de los elevados precios de la energía en el mercado ocasional.
- Durante el año 2001 se ha continuado el proceso de implantación del Sistema Informático de Comercialización; del que, pese a los problemas presentados, a futuro sin duda permitirá una gran mejora en los procesos asociados con la implantación del Sistema de Información Gerencial - SIG.
- Se concluyó con la construcción de la subestación de distribución N° 18, ubicada en el cantón Cañar. Con su entrada en operación, esta subestación permitirá mejorar notablemente el servicio de las áreas servidas por la Empresa en la Provincia del Cañar.
- Durante el año 2001 se realizaron inversiones en Distribución por un monto de US\$. 4'410.413, lo que significa que se ejecutó el 58,81% de lo presupuestado (US\$. 7'499.170).
- En el año que pasó, se ha comenzado un importante programa de mejora del servicio, que incluye los estudios de calidad, la implantación del sistema AM/FM-GIS, el Call Center y el convenio con el Banco del Pichincha.
- Correspondiendo a los programas FERUM-2001, se ha recibido un monto total de US\$ 1'061.159, para el financiamiento de las obras de electrificación que han sido aceptadas dentro de los mencionados programas por parte del CONELEC, habiéndose financiado con fondos de la Empresa y las entidades seccionales US\$ 163.969.
- Los ingresos por venta de energía, han crecido en un 78,48% con respecto a 2000, debido básicamente al incremento tarifario gradual decretado por el Estado a través del CONELEC.
- Los ingresos que no son por venta de energía, crecieron en un 343,6%, respecto de los producidos en el año 2000.
- Como resultado global de los ingresos de explotación, al comparar con el año 2000, se ha producido un incremento del 92,6%.



- En cuanto a los ingresos no operacionales, disminuyeron al 68,33% con respecto al período anterior.
- Los ingresos totales, aumentaron en un 81,7% con relación al año anterior; correspondiendo la mayor participación en los ingresos por venta de energía con el 84,9% del total.
- Los gastos de explotación, aumentaron en un 51,96% respecto a lo registrado en el año 2000. El rubro de mayor incremento es la Compra de Energía, que participa con el 62,4% del gasto total, la depreciación alcanza el 12%, mientras que el costo de operación y mantenimiento de distribución es del 17,2%.
- Los gastos no operacionales han tenido un decremento respecto del año anterior, alcanzando un 31,12% menos que los valores registrados en el período precedente.
- Los gastos totales, se incrementaron en el 38% con relación a los del período precedente.
- El costo promedio de compra de energía incluyendo el costo de pérdidas en el año fue de 5,34 US\$/kWh, mientras que en el año anterior fue de 3,79, es decir 40,7% mayor. Por otro lado, el ingreso promedio de explotación por kWh para el año 2001 fue de US\$ 6,31, lo que significa un incremento del 69% respecto al año 2000.
- Al relacionar los ingresos y los gastos de explotación, en el resultado del período se produjo una pérdida de explotación de US\$ 2'844.844; mientras que en lo referente a ingresos y gastos no operacionales, se produce una pérdida de US\$ 2'106.699; resultando en una pérdida global del ejercicio de US\$ 4'951.543. Sin embargo, estos valores se verían sensiblemente cambiados, si no mediara la resolución gubernamental en el sentido que los valores resultantes de la aplicación de los Decretos Ejecutivos 1311 y 2048-A sean registrados en las cuentas patrimoniales y no como resultado de operación, vale recordar que el total compensado asciende a la suma de US\$ 18'728.201,14.
- Ha sido importante la suscripción de los contratos a plazo, así el precio promedio anual de energía comprada a través de contratos es de 2,39 US\$/kWh, en tanto que en el mercado ocasional el costo ha sido de 5,56 US\$/kWh.
- La demanda total de energía del sistema en el año 2001 alcanzó 501 GWh, 2,1% más que en el año anterior, de los cuales el 84,13% ha sido adquirido mediante la modalidad de contratos a plazo y solamente un 15,87%, en el Mercado SPOT.
- La demanda máxima del sistema durante el año 2001 es de 102,29 MW, de los cuales 4.91 MW corresponden al SEMS y 97.38 MW corresponden al sistema principal, lo que representa un incremento del 1,17% respecto al año anterior.
- Durante el año de 2001 el costo total de compra de energía llegó a US\$ 23'689.699; un 41,11% más que durante el año 2000, por otro lado en el año 2001, sin considerar la compensación de los decretos 1311 y 2048-A, se ha pagado US\$ 31'379.635 por compra de energía en contratos y SPOT lo que demuestra el esfuerzo de la Empresa para cubrir sus obligaciones por compra de energía y coadyuvar para el sostenimiento del sector.
- La energía facturada experimentó un incremento del 2,30% respecto al año anterior, porcentaje que difiere en 0,5 puntos del valor promedio para el período 1997-2001 (2,82%).
- La demanda máxima de potencia del sistema se vio incrementada en 1,17% con relación a la demanda máxima del año 2000, porcentaje superior a la tasa promedio del período 1997-2001 que corresponde a 0,72%.
- La expansión del sistema experimentó los siguientes incrementos: en potencia instalada en transformadores de distribución el 7,68%, en longitud de líneas de distribución el 23,67%, en longitud de redes de baja tensión el 8,33% y la potencia instalada en alumbrado público el



11,17%; en cambio los incrementos promedios anuales del período 1997-2001 fueron 4,81%, 9,18%, 5,27% y 5,13% respectivamente; en estos incrementos se ha considerado la inclusión de las redes del SEMS.

- Es importante resaltar el trabajo realizado en la iluminación de la vía rápida Cuenca – Azogues – Biblián, así como el haber puesto en operación la subestación N° 18 en Cañar.
- La administración cumpliendo con uno de los objetivos principales de la Compañía, ha demostrado austeridad en el manejo de los recursos materiales. En cuanto al personal, se ha contratado exclusivamente lo necesario, respetando las políticas fijadas por la Junta y el Directorio.

### **METAS Y PROPÓSITOS**

Sobre la base de lo expuesto en el informe y de las conclusiones anteriores, considero importante plantear las siguientes metas y propósitos a cumplir por parte de esta administración:

- Continuar con el análisis de los procedimientos administrativos establecidos, con el fin de proponer unos nuevos, que sean más eficientes, de mejor costo e integrados.
- Impulsar el desarrollo del Concurso para la compra de energía y potencia en bloque que el Directorio de la compañía ha respaldado, así se podrá contar con un significativo bloque de la energía demandada, adquirida por contratos.
- Trabajar con todo el personal involucrado con la Atención al Cliente, para lograr su total satisfacción, tanto en lo que implica mejora de la calidad del servicio, así como en lo que se refiere a calidad del producto.
- Introducir en las actividades técnicas y administrativas, el uso generalizado de Índices Objetivos de Desempeño, que permitan una adecuada evaluación de las mismas.
- Determinar y solucionar los problemas de Calidad de la Energía, cumpliendo además con las regulaciones vigentes.
- Continuar con las políticas de optimización de la operación y el mantenimiento.
- Impulsar la implantación de nuevas formas para el proceso de lectura, facturación y recaudación, que permita mejorar la gestión y proporcionen mejor atención al cliente.
- Implantar los nuevos procesos de automatización en el ámbito de la distribución, tanto en la operación, así como en los estudios de diseño, planificación y la atención comercial de nuevos clientes; a través de los sistemas CALL CENTER – IVR y AM/FM – GIS.
- Continuar con la política general, de realizar estudios beneficio - costo como mecanismo para la expansión del sistema.
- Buscar el financiamiento respectivo e impulsar los estudios que permitan obtener nuevas formas de diseño y de construcción de las obras de electrificación, especialmente del sector rural, con la finalidad de disminuir costos y mejorar eficiencia.
- Buscar y establecer mecanismos que permitan disminuir los costos operativos y por compra de energía; así como deshacerse de los activos improductivos.
- Continuar con una política de austeridad en los gastos tratando de que toda adquisición se la realice previo un análisis de necesidades, dando paso a lo estrictamente urgente.
- Continuar impulsando los mecanismos para recuperar la cartera vencida.



- Apoyar los procesos de capacitación, fundamentados en las necesidades reales de cada unidad administrativa.
- Intensificar el control de pérdidas no técnicas.
- Impulsar la descentralización.
- Impulsar el continuo mejoramiento de las relaciones obrero - patronales.
- Continuar con la participación en los organismos del sector, buscando que en los mismos puedan expresarse los criterios y participar en la elaboración de la normatividad del sector.

Al culminar este informe, deseo expresar mi profundo agradecimiento a todos quienes me acompañan en la CENTROSUR: a los funcionarios y trabajadores, a los miembros de la Junta General de Accionistas y del Directorio, por todo su valioso apoyo y aporte a la gestión; sin los cuales no hubiera sido factible realizar una adecuada administración de una de las más grandes instituciones de servicio de la región, además Empresa líder en el sector y que con su labor impulsa el desarrollo social y económico de la población de las provincias australes del Azuay, Cañar y Morona Santiago, aún en las severas condiciones de crisis financiera del país en general y en particular del sector eléctrico provocada fundamentalmente por el déficit de las tarifas aprobadas por el CONELEC, hecho que fue reconocido por el gobierno nacional al expedir los Decretos Ejecutivos 1311 y 2048-A, que fijaron una compensación por US\$ 18'728.201 que al sumar al resultado contable del ejercicio de -US\$ 4'951.543, arrojaría un resultado positivo de US\$ 13'776.658.

*Ing. Hernán Verdugo Crespo*  
**GERENTE GENERAL DE LA EMPRESA  
ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**



**CENTROSUR**  
CENTRO SUR  
Buenos Aires

**INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2001**

**ANEXOS**

# LIQUIDACIÓN PROGRAMA FERUM 2001



# Orden	# Aprobación	CASERÍO, BARRIO O CALLES	PARROQUIA	CANTÓN	PROVINCIA	Total VV. (Vbs)	MTa (Km)	BTa (Km)	SI. Redes	SI. Acometidas y Medidores	PRESUPUESTO TOTAL (SI.) (PT)	SI. FERUM ASIGNADOS TOTAL
1	1	San Martín De Pushio	Pushio	Chordeleg	Azuay	365	3,20	14,12	82,344	7,264	103,985	100,007
2	2	El Paraíso	Baños	Cuenca	Azuay	115	1,00	2,86	27,262	1,494	33,388	32,095
3	3	Naranjos	Chaucha	Cuenca	Azuay	13	1,74	1,82	10,159	670	10,946	7,670
4	4	San José Tixan San Andrés	Chiquintad	Cuenca	Azuay	46	0,46	1,66	11,425	567	12,907	12,907
5	5	El Valle	El Valle	Cuenca	Azuay	281	0,66	3,65	70,792	2,679	94,341	82,905
6	6	Guayratoma Reina Del Cisne	Llacao	Cuenca	Azuay	30	0,33	0,44	7,325	1,546	10,786	9,949
7	7	Cochapamba	Molleturo	Cuenca	Azuay	58	5,97	6,45	32,472	2,988	36,097	34,220
8	8	Vía Al Centro De Salud	Ricaurte	Cuenca	Azuay	116	0,26	1,95	20,103	567	26,622	26,622
9	9	San Pedro	Santa Ana	Cuenca	Azuay	117	0,73	3,83	12,340	773	15,732	14,686
10	10	Yanaturo	Sinincay	Cuenca	Azuay	85	0,46	0,45	10,528	4,379	17,559	16,663
11	11	Totorilla Chilca	Tarqui	Cuenca	Azuay	14	1,81	1,32	8,985	721	9,706	8,260
12	12	Lentag	Asunción	Girón	Azuay	127	1,70	3,20	13,839	2,473	27,525	19,065
13	15	Huizhun Alto Bajo	Gualaceo	Gualaceo	Azuay	119	2,28	6,97	25,384	515	25,899	25,899
14	16	Jumpiran	Gualaceo	Gualaceo	Azuay	33	0,44	1,66	4,193	773	5,801	5,546
15	17	Parculoma El Chorro	Gualaceo	Gualaceo	Azuay	68	0,50	1,81	19,404	876	21,865	21,865
16	18	San Francisco Alto	Gualaceo	Gualaceo	Azuay	37	0,21	2,30	9,232	567	10,250	10,250
17	19	Toceloma Patul	Gualaceo	Gualaceo	Azuay	51	0,08	1,14	5,866	567	6,433	6,433
18	20	Huahuarpugro	Jadan	Gualaceo	Azuay	15	0,59	1,21	10,262	515	10,777	8,850
19	21	Zharban	M. Moreno	Gualaceo	Azuay	223	0,50	8,60	30,663	515	35,160	34,694
20	22	Gullandel	San Juan	Gualaceo	Azuay	35	-	2,12	6,060	670	6,730	6,730
21	23	Canceco	Cochapata	Nabon	Azuay	17	0,96	1,51	8,182	876	9,058	9,058
22	24	Purín La Paz	Las Nieves	Nabon	Azuay	36	2,47	6,03	22,275	1,855	24,604	21,240
23	26	Nabon Centro	Nabon	Nabon	Azuay	99	1,11	1,25	7,670	-	8,441	8,441
24	27	Zhiña	Nabon	Nabon	Azuay	310	1,34	9,70	34,229	5,564	39,793	39,793
25	28	El Chorro	Chicán	Paute	Azuay	88	0,80	4,08	21,673	-	23,637	23,637
26	29	San Francisco De Asís	Dugdag	Paute	Azuay	118	0,76	0,71	19,942	6,079	35,533	29,575
27	30	La Pradera	Paute	Paute	Azuay	38	0,59	1,09	6,447	1,958	8,616	8,616
28	32	Tomabamba	Tomabamba	Paute	Azuay	16	0,34	1,13	3,935	824	5,714	5,331
29	33	Tomabamba Daminificados Josefina	Tomabamba	Paute	Azuay	21	5,16	1,94	18,036	1,082	19,772	12,390
30	34	Campanas Y Pijiji Chico	El Carmen Pijiji	Santa Isabel	Azuay	11	1,26	1,85	9,247	567	9,945	6,490
31	35	Milagros	El Carmen Pijiji	Santa Isabel	Azuay	15	5,16	6,38	12,591	773	13,470	8,850
32	36	Sucus	Santa Isabel	Santa Isabel	Azuay							
33	37	Subtotales				2883	44,74	111,94	603,420	53,940	746,716	684,359,1

NOTA: No se ejecutan en este programa

# LIQUIDACIÓN PROGRAMA FERUM 2001



# Or- den bac.	CASERÍO, BARRIO O CALLES	PARROQUIA	CANTÓN	PROVINCIA	Total Viv. (Vba)	MTa (Km)	BTa (Km)	S/ Redes	S/ Acometidas y Medidores	PRESUPUESTO TOTAL (S/.) (PT)	S/ FERUM ASIGNADOS TOTAL
34	Cuipugro Turi Shagni	Nazón	Biblian	Cañar	11	1,74	1,82	9.448	567	10.015	6.490
35	Flor Del Bosque 3	Nazón	Biblian	Cañar	28	0,86	3,36	9.722	412	10.135	10.135
36	Cristo Rey	Turupamba	Biblian	Cañar	34	0,23	1,24	7.661	309	9.425	8.912
37	Parco	Turupamba	Biblian	Cañar	67	0,49	2,47	11.617	1.185	12.802	12.802
38	Turupamba	Turupamba	Biblian	Cañar	124	1,83	4,34	26.031	515	35.722	30.118
39	San Pablo	Turupamba	Biblian	Cañar	12	1,25	2,06	9.363	618	9.981	7.081
40	Chaguarpata	Gualleturo	Cañar	Cañar	19	2,52	2,34	10.858	979	11.836	11.210
41	Corazón	Gualleturo	Cañar	Cañar	18	1,26	2,03	9.194	927	10.122	10.122
42	Cajontambo	Ingapirca	Cañar	Cañar	35	0,32	0,33	6.037	1.803	8.962	8.736
43	Cooperativa Eloy Alfaro	El Tambo	El Tambo	Cañar	491	0,82	5,37	22.407	-	27.941	25.201
44	El Tambo Centro	El Tambo	El Tambo	Cañar	897	15,17	30,14	148.899	10.304	177.373	161.239,1
<b>SUBTOTALES</b>					<b>11</b>						

NOTA: No se ejecutan en este programa

# LIQUIDACIÓN PROGRAMA FERUM 2001



# Or- den	# Apro- bac.	CASERÍO, BARRIO O CALLES	PARROQUIA	CANTÓN	PROVINCIA	Total Viv. (Vba)	MTa (Km)	BTa (Km)	Si. Redes	Si. Acometidas y Medidores	PRESUPUESTO TOTAL (S.) (PT)	SI. FERUM ASIGNADOS TOTAL (SF)
45	51	Loma Cedros- San Francisco 2 Etapa	San Francisco	Gualaquiza	M. Santiago	44	6,45	3,13	30.566	2.267	33.791	18.791
46	52	Sector La Loma	Rosario	Limón	M. Santiago	14	1,80	1,14	11.397	721	12.723	6.223
47	53	Santa Rosa De Mamanguy	S. M. Conchay	Limón	M. Santiago	27	3,07	1,87	16.929	1.391	19.813	9.813
48	55	Comuna Grande - Unumkis - Wachmas	Comuna Grande	Logroño	M. Santiago	69	7,10	3,90	32.255	3.555	39.339	23.339
49	56	Centro Shuar Chupiankas	Logroño	Logroño	M. Santiago	20	0,28	1,46	8.709	1.030	10.320	7.520
50	57	Vía Recinto Ferial - Logroño	Logroño	Logroño	M. Santiago	11	-	0,68	3.693	567	4.259	2.759
51	58	La Unión Del Barranco	Sevilla D. Bosco	Morona	M. Santiago	13	0,51	0,59	6.253	670	7.531	5.131
52	59	Wichim 3 Etapa	Sinal	Morona	M. Santiago	29	4,57	0,85	19.256	1.494	22.166	11.351
53	60	Centro Shuar Sunkants Y Yakuank	Patuca	Santiago	M. Santiago	34	6,37	0,51	20.415	1.752	23.658	20.060
54	61	** Santiago Déficit de O y M	Santiago	Santiago	M. Santiago	70	OYM	OYM	OYM	OYM	32.772	32.772
55	62	Centro Shuar Tuna	Tayuya	Santiago	M. Santiago	15	2,62	0,15	8.198	773	9.716	8.516
56	63	Cusujimi - Changachangaza	Cusujimi	Sucua	M. Santiago	13	1,75	1,38	11.212	670	12.257	4.257
57	64	Barrio Los Artesanos	Sucua	Sucua	M. Santiago	33	0,12	0,63	5.388	1.700	9.171	8.006
58	65	Sera - Seipa 2 Etapa	Sucua	Sucua	M. Santiago	28	4,69	2,61	15.402	1.443	18.524	12.024
<b>SUBTOTALES</b>						<b>420</b>	<b>39,34</b>	<b>19,90</b>	<b>189.674</b>	<b>18.032</b>	<b>256.039</b>	<b>170.561,0</b>

NOTA: No se ejecutan en este programa