

INFORME DE LABORES DE LA ADMINISTRACIÓN **CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO** **DEL AÑO 2003**

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 los principales resultados y actividades realizadas por la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. durante el ejercicio económico comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2003.

Frente a los desafíos que hoy se presentan como efecto de la consolidación y globalización de los mercados, ésta Empresa ha intensificado su proceso de planeación estratégica con un enfoque hacia el cliente, integrando los conceptos de calidad tanto en la gestión como en los servicios brindados, lo que le permite prepararse para afrontar con éxito los retos cada vez mayores que se plantean para el futuro.

Pese a haber transcurrido siete años desde la implantación del actual modelo en el sector eléctrico, los objetivos perseguidos no se han concretado, problemas tales como inseguridad jurídica, inadecuada e inoportuna aplicación del marco legal, ausencia de planificación en el sector energético, ingerencia política en los órganos de regulación y control y en la administración se mantienen; situación que junto a la decisión de mantener la tarifa a usuario final por debajo de sus niveles reales, han ocasionado un grave déficit en las empresas distribuidoras, quienes se han visto impedidas de cumplir sus obligaciones económicas y limitar sus planes de inversión y mejoramiento del servicio.

La situación amerita rectificaciones urgentes con reformas que den el correctivo a la difícil situación actual, pero que también fijen claramente las metas del horizonte a ser alcanzado. Gran parte de los esfuerzos que la administración de la compañía tuvo entonces que desplegar en el año 2003, fueron dirigidos a buscar soluciones que aunque siendo de tipo coyuntural, han permitido operar la compañía de manera eficiente, llegando al cierre del año a obtenerse un resultado económico a favor.

Finalmente, en consideración a lo que establece el numeral 1.7 del artículo N° 1 del "Reglamento para presentación de los Informes Anuales de los Administradores a las Juntas Generales", esta Administración declara que durante el año 2003 la Empresa ha dado estricto cumplimiento a las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor, en el desarrollo de sus diversas actividades.

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 presente informe comprende los siguientes aspectos:

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



INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2003

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 **"COMPAÑIA 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, habiéndose suscrito la respectiva Escritura Pública de Reforma Estatutaria el 19 de noviembre de 2001, la cual fue inscrita en el Registro Mercantil del cantón Cuenca el 24 de Abril de 2002.

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, está facultada para resolver todos los asuntos relacionados con sus negocios, tomar 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 2003, 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 un total de 5 sesiones de la Junta General de Accionistas en las que se han tratado temas fundamentales que se resumen en 20 resoluciones, siendo las principales: Nombramiento de los señores miembros del Directorio, Aprobación de los Informes de Comisario, Informe de Auditoría Externa, Informe de Gestión de la Administración y Estados Financieros del Ejercicio Económico del año 2002, designación del Presidente Ejecutivo de la Compañía, Aprobación del Programa de Obras de Electrificación FERUM 2004, Aprobación de las Normas de Austeridad que rigen la Empresa.

I.3.2 DIRECTORIO

El Directorio de la Empresa ha mantenido regularidad en sus reuniones, habiendo logrado realizar 20 sesiones en el transcurso del año 2003, tomando 102 resoluciones 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 2003, es tal como se indica en el cuadro N° I.3.

Entre las principales decisiones adoptadas por el Directorio, podemos citar las siguientes:

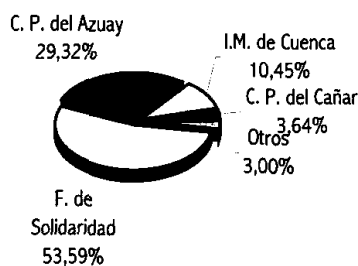
- Autorización para la suscripción de contratos de venta de energía con los grandes consumidores GRAIMAN y CARTOPEL.
- Conocimiento y recomendación a Junta sobre Informe de Comisarios, Auditoría Externa, Administración y Estados Financieros por el ejercicio económico 2002.
- Designación de nuevos miembros de Comisiones de Directorio.
- Cambio de denominación de Sistema Eléctrico Morona Santiago por Dirección Morona Santiago.
- Autorización para suscripción de Acta de Acuerdos para la implantación del Balance Score Card.
- Conocimiento y recomendación a Junta sobre Programa de Obras FERUM 2004.
- Adjudicación dentro del Concurso de Ofertas No. 02-2003-O "Provisión de Equipos de Monitoreo de Calidad del Producto en Subestaciones".
- Conocimiento del Informe de Auditoría a la Gestión de Bodegas, solicitado por el Directorio.
- Recomendación a Junta sobre adjudicación dentro del Concurso de Ofertas No. 01-2003-O "Diseño de la Red WAN para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. y Provisión, Instalación y Puesta en Servicio de la Red en su Primera Etapa".
- Conocimiento y resoluciones sobre suministro de energía eléctrica al Cantón Gualaquiza.
- Adjudicación dentro de Concurso Epistolar No. 106-2003-DIDIS "Construcción de la Línea a 69 kV Subestación 12 (El Descanso) - Subestación 09 (Huablincay-Azogues)".
- Adjudicación dentro del Concurso de Ofertas No. 03-2003-O "Contratación de Seguros de Ramos Generales".
- Adjudicación dentro del Concurso de Ofertas No. 04-2003-O "Construcción del Edificio para la Agencia de la Empresa en la ciudad de Nabón".
- Autorización para suscripción de contrato ampliatorio-modificadorio al Contrato a plazo suscrito con Elecaustro por US\$119.200 MWh-Año.
- Conocimiento y aprobación del nuevo Manual de Procedimientos para la Administración del Recurso Humano de la Empresa.
- Aprobación del Reglamento Interno de Facturación y Recaudación de Valores (31 de diciembre de 2003).

I.3.3 EJECUTIVOS

A diciembre de 2003, la Empresa contaba con el cuerpo de Ejecutivos que se indican en el cuadro N° I.4.

CUADRO N° 1.1 ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

ACCIONISTA	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO A DICIEMBRE DE 2003 (US\$)	%
Fondo de Solidaridad	32.991.837	53,585
Consejo Provincial del Azuay	18.050.765	29,318
Municipalidad de Cuenca	6.434.144	10,450
Consejo Provincial del Cañar	2.243.248	3,643
CREA	807.800	1,312
Consejo Provincial de Morona Santiago	641.489	1,042
Municipalidad del Sigüig	162.122	0,263
Municipalidad de Santa Isabel	144.077	0,234
Municipalidad de Biblian	91.858	0,149
Municipalidad de Morona	1.258	0,002
Total	61.686.508	100,000



CUADRO N° 1.2 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

INSTITUCION	REPRESENTANTE LEGAL
FONDO DE SOLIDARIDAD	C. P. Militar de Azuay
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	Ing. Marcelo C. P. de Azuay
MUNICIPALIDAD DE CUENCA	Arquitecto Roberto C. P. de Azuay
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	Ing. Diego C. P. de Azuay
CREA	Ing. Carlos C. P. de Azuay
CONSEJO PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	Ing. Diego C. P. de Azuay
MUNICIPALIDAD DEL SIGÜIG	Ing. Marcelo C. P. de Azuay
MUNICIPALIDAD DE SANTA ISABEL	Sr. Rodrigo C. P. de Azuay
MUNICIPALIDAD DE BIBLIAN	D. Bolívar C. P. de Azuay
MUNICIPALIDAD DE MORONA	Sr. Washington C. P. de Azuay

CUADRO N° 1.3 CONFORMACION DEL DIRECTORIO

Presidente: Ing. MARCELO CABRERA PALACIOS				
ACCIONISTA	PRINCIPAL	FECHA	SUPLENTE	FECHA
FONDO DE SOLIDARIDAD	Sr. Gustavo Pauta	27-mar-03	Ing. Iván Alvarado	27-mar-03
	Sr. Blasco Alvarado	27-mar-03	Ing. Efrén Torres	27-mar-03
	Ing. Marcelo Bedoya	27-mar-03	Ing. Jorge Muñoz	27-mar-03
	Ing. Richard Medina	27-mar-03	Ing. Esteban Mendieta	27-mar-03
	Ing. Florencio Calle	27-mar-03	Ing. Patricio Chacón	27-mar-03
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	Ing. Marcelo Cabrera	27-mar-03	Dr. Lauro López	27-mar-03
	Arq. Orlando Albornoz	27-mar-03	Soc. Fabiola Ochoa	27-mar-03
ACCIONISTAS MINORITARIOS	Arq. Fernando Cordero	29-abr-02	Ing. Carlos Fernández de Córdova	27-mar-03
TRABAJADORES DE LA CENTROSUR	Tnlg. Patricio Tenesaca	27-mar-03	Ing. Hernán Segovia	27-mar-03

CUADRO N° 1.4 EJECUTIVOS DE LA EMPRESA

CARGO	FUNCIONARIO
PRESIDENTE DE LA COMPAÑÍA	ING. MARCELO CABRERA PALACIOS
PRESIDENTE EJECUTIVO	ING. CARLOS DURAN FORTIZ
DIRECTOR DE PLANIFICACIÓN (E) (DIPLA)	ING. DIEGO RODAS ZUMBA
DIRECTOR DE DISTRIBUCIÓN (DIDIS)	ING. MODESTO SAGADO RODRIGUEZ
DIRECTOR DE COMERCIALIZACIÓN (DICO)	ING. MIGUEL CORRAL SERRANO
DIRECTOR ADMINISTRATIVO - FINANCIERO (DAF)	ECO. HUMBERTO MOSCOSO OCHOA
DIRECTOR DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN (DISI)	ING. PATRICIO GUERRERO VILAVICENCIO
DIRECTOR DE MORONA SANTIAGO (DIMS)	ING. DIEGO ORBE MALLA
ASESOR JURÍDICO (AJ)	DR. MIGUEL CORDERO PALACIOS
SECRETARIA GENERAL	DRA. CATALINA GARCIA JARAMILLO
AUDITOR	ING. GERARDO LARRIVA LOPEZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS TÉCNICOS (DIPLA)	ING. ESTEBAN ALBORNÓZ VINTIMILLA
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS (DIPLA)	ING. DIEGO RODAS ZUMBA
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE CALIDAD (DIPLA)	ING. MIGUEL AREVALO MERCHAN
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCIÓN ZONA 1 (DIDIS)	ING. DAMIAN MERCHAN PALACIOS
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCIÓN ZONA 2 (DIDIS)	ING. JUAN UGALDE DEBADO
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCIÓN ZONA 3 (DIDIS)	ING. CARLOS DELGADO GARCON
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE SUBTRANSMISIÓN (DIDIS)	ING. ENRIQUE LUNA LEON
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE SUPERVISIÓN (DIDIS)	ING. VINICIO MENDEZ TAPIA
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE INFORMACION GEOGRAFICA-SIGADE (DIDIS)	ING. PATRICIO ERAZO ALBIDA
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE ATENCIÓN A CLIENTES (DICO)	ING. LUIS J. JIMENEZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE CONTROL DE PÉRDIDAS (DICO)	ING. XAVIER VINTIMILLA GARRASCO
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN (DICO)	ING. FRANCISCO GARRASCO ARTUDILLO
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE ADMINISTRACIÓN DE BIENES (DAF)	ING. LUIS ROJAS GLENAS
JEFE DEL DEPARTAMENTO FINANCIERO (DAF)	ING. ARTURO SAGOTO MOSCOSO
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE OBRAS CIVILES (DAF)	ING. CARLOS FERNÁNDEZ DE CORDOVA ORTIZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE PERSONAL (DAF)	ING. MARCELO AVILA GOMEZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE DESARROLLO (DISI)	ING. JOSE MIRANDA DELGADO
ABOGADO	DR. DAVID MERA BOBALINO
ASISTENTE DE RELACIONES PÚBLICAS	INSTR. ANA MARÍA DURAN GONZALEZ



INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2003

CAPITULO II

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS
POR LA ADMINISTRACION

II. PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACION

II.1 PLAN ESTRATEGICO

Por medio de la actualización de la Planeación Estratégica realizada el 2002, la CENTROSUR ha clarificado su horizonte institucional con su misión, visión, objetivos y políticas basados en un diagnóstico de factores internos y externos que contextualizaron el plan estratégico. La participación de todas las áreas de la Empresa permitió concretar dos etapas fundamentales dentro del proceso como son la "Formulación de Estrategias", que se concreta con la elaboración de la matriz FODA, y la "Ejecución de Estrategias", que se concreta con el diseño e implantación del Plan Estratégico,

Todo esta información permitió tener un diagnóstico, por medio del cual se ha podido conocer si se vencieron algunas amenazas, si se explotaron las fortalezas y oportunidades, el grado de desempeño en cuanto a los objetivos y metas propuestas.

Se ha dado especial importancia para brindar a los trabajadores de manera continua un enfoque de los beneficios que nos brinda estar inmersos en un proceso de planificación, con el objetivo de que la Planeación forme parte de la nueva cultura de la organización donde se aprecie la importancia de atender una situación determinada a través de una línea de acción preelaborada.

Dentro de lo señalado, el Sistema de Remuneración Variable puede convertirse en una herramienta de apoyo para la Planeación, ya que nos ayudará en forma continua a medir resultados y a encaminar la gestión, así como marcar los objetivos de la actuación futura. Mediante éste programa la Empresa motiva a su gente, a fin de que cumplan la misión de la empresa, ya que a más de un sistema de gestión que puede canalizar las energías, habilidades y conocimientos específicos de todos los colaboradores de la organización, es un sistema de medición que nos permite llegar a los objetivos estratégicos fijados a largo plazo.

En base a los indicadores de progresión identificados en las Matrices de Objetivos y Variables de Acción -OVAR- de cada Dirección se puede concluir que la mayoría de equipos están trabajando con este nuevo sistema de Planeación y Trabajo en equipo que se apoya en las Matrices OVAR para planear y coordinar de mejor manera las actividades ha realizarse. Se está trabajando en la elaboración de un seguimiento más formal que ayude a establecer claramente el avance de las variables de acción fijadas.

II.2 MEJORA DEL SERVICIO

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

II.2.1 Implantación de Red WAN.

Ante la debilidad de la red de comunicaciones de la matriz con sus Agencias (vía enlace telefónico) y con el propósito de dotar a la Empresa de su propia red, ésta administración impulsó el concurso para la implantación de una red WAN en la CENTROSUR.

Las Bases para el concurso fueron publicadas en el mes de mayo, previa autorización del Directorio, obteniéndose para fines del mes de septiembre el resultado del análisis de la comisión para la revisión de las ofertas. La Junta General de Accionistas de la Empresa autorizó la suscripción del contrato con la Compañía SIEMENS S.A., adjudicataria del referida obra. Cabe resaltar que de acuerdo al Nuevo Marco Jurídico Vigente, se procedió con el envío de la documentación respectiva a la Procuraduría General del Estado para su revisión y sugerencias.

El proyecto dará servicio e integrará los siguientes sistemas existentes y proyectados: SCADA, aplicaciones Cliente Servidor (recaudación en matriz, agencias y otras dependencias, al igual que aplicaciones de bodega, inventarios en tiempo real) dentro del área de concesión de la Empresa,

accesos a internet (agencias y oficinas), aplicaciones de telefonía, fax y call center (agencias y oficinas), red intranet (e-mail, etc.), sistema de medición de energía comercial, sistema de protección diferencial (S/Es), video conferencia, televigilancia, administración y gestión de las redes en general. El proyecto tiene un costo aproximado de US\$ 1'500.000 y en 2004 se concluirá la implantación del mismo.

II.2.2 Monitoreo de Calidad y Reporte de Parámetros

II.2.2.1 Calidad del Producto

Entre los principales objetivos de la CENTROSUR está mantener un sistema eléctrico que cumpla con los parámetros de buen servicio y calidad, acordes con lo exigido por la Regulación CONELEC 004/01; para conseguir este propósito se requiere conocer el estado de funcionamiento de su sistema de distribución.

En lo referente a la Calidad del Producto en el período enero – diciembre de 2003 se ha efectuado un total de 712 tareas de monitoreo de Calidad del Producto en subestaciones, transformadores de distribución, usuarios en media y alta tensión y usuarios finales; en el cuadro II.4.2.1 se puede apreciar el desglose de esta actividad.

CUADRO II.4.2.1 DETALLE DE LAS MEDCIONES DE CALIDAD DEL PRODUCTO - AÑO 2003

	SUBESTACIONES														TRAFOS			U. FINALES			U.M.T.			TOTAL
Nº / TIPO	01	02	03	04	05	07	09	12	14	15	18	21	22	23	M	T	B	M	T	B	M	T	B	
Nº MED.	3	3	3	4	3	3	3	3	3	3	2	1	1	1	39	67	0	304	29	21	18	186	12	
																								712

LEYENDA

M MONOFASICO
B BIFASICO

T TRIFASICO
UMT USUARIO MEDIA TENSION

Ba BANCO DE TRANSFORMADORES

En el monitoreo se determinan las condiciones en las que la Empresa sirve a sus usuarios en cuanto a nivel de tensión, se determinan las perturbaciones (Flicker) y se determina el factor de potencia. A continuación (Cuadro II.4.2.2) se detallan los incumplimientos a la regulación vigente en cada etapa funcional.

CUADRO II.4.2.2 CUMPLIMIENTO DE LAS MEDCIONES DE CALIDAD DEL PRODUCTO - AÑO 2003

	SUBESTACIONES				TRAFOS				U. FINALES				U. MEDIA TENSION			
Tipo	N.T.	FLK.	ARM.	F.P.	N.T.	FLK.	ARM.	F.P.	N.T.	FLK.	ARM.	F.P.	N.T.	FLK.	ARM.	F.P.*
Nº Med.	0	0	0	0	1	14	5	0	25			0		1	0	144
% Incumple	0,00	0,00	0,00	0,00	0,94	13,21	4,72	0,00	7,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	66,67
Tot. Medic.	36				90				143				71			
% Cumple	100				84,91				92,94				33,33			

LEYENDA

N.T. NIVEL DE TENSION
FLK. FLICKER

ARM. ARMONICOS
F.P. FACTOR DE POTENCIA

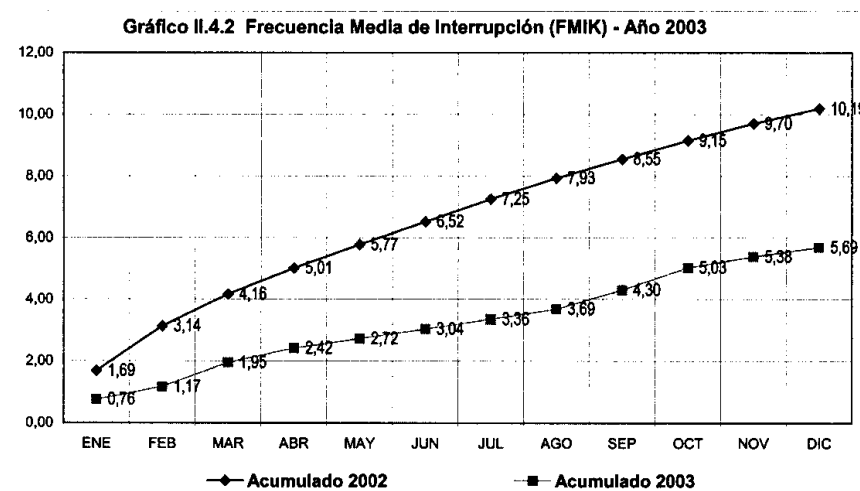
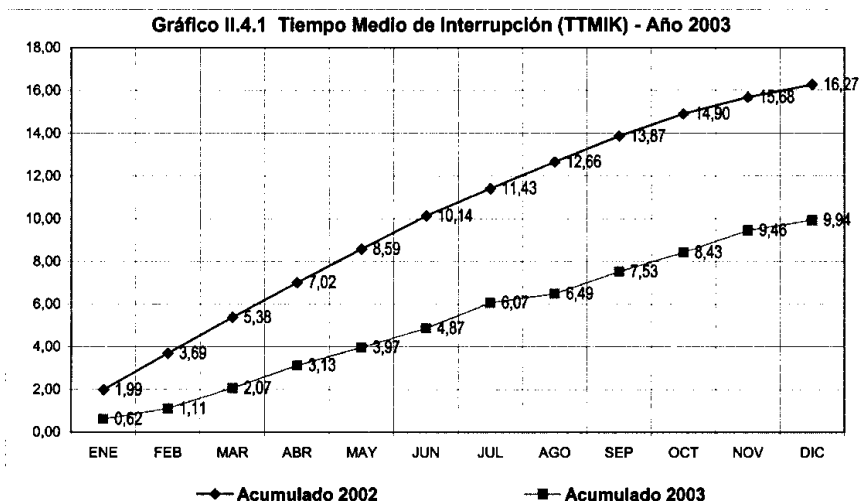
■ NO EXIGIDO POR REGULACION 004/01 CONELEC
(*) DE RESPONSABILIDAD DEL CONSUMIDOR FINAL

Del análisis efectuado se puede concluir que la Empresa entrega un buen servicio eléctrico a sus usuarios, sin embargo en algunos casos se registran incumplimientos por bajo factor de potencia en usuarios en media y alta tensión, debido a la inapropiada utilización de equipos en fábricas, situación que es de exclusiva responsabilidad de los clientes.

Si bien es cierto la regulación CONELEC 004/01 no contempla el monitoreo de perturbaciones a nivel de usuario final, se cuenta con una importante cantidad de información recopilada acerca del alto nivel de perturbaciones por la utilización de cargas no lineales. Con el afán de disminuir o amortiguar los efectos antes indicados se vienen tomando acciones como el mantenimiento de redes, equilibrio de fases, configuración óptima de centros de transformación, etc.

II.2.2.2 Calidad del Servicio Técnico

Así mismo la regulación CONELEC 004/01 establece los valores máximos permitidos para el Tiempo Medio de Interrupción (TTMIK) y la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) en los sistemas eléctricos de distribución. Los gráficos II.4.1 y II.4.2 muestran la evolución positiva de los indicadores, así como los valores acumulados para el año 2003, de donde podemos resaltar que el valor acumulado del TTMIK a diciembre de 2003 fue de 9,94, inferior al registrado en 2002 (16,27); el valor acumulado a diciembre de 2003 para el FMIK fue de 5,69, valor inferior al del año 2002 (10,19).



II.2.3 Plan de Mantenimiento de Acometidas y Medidores

En el año 2002 la Empresa emprendió un proyecto ambicioso para el mantenimiento de Acometidas y Medidores de los Clientes, con el propósito de mejorar la calidad del servicio brindado, así como el control y recuperación de pérdidas técnicas y comerciales.

Dentro de este programa, durante 2003 se realizaron un total de 13.518 tareas de mantenimiento, lo que ha permitido una recuperación de energía por incremento de facturación anual por el orden de 1'243.996 kWh, por reducción de pérdidas comerciales. Esto ha significado una recuperación de valores en la facturación en el año 2003 de US\$ 129.741, según los reportes del departamento de Servicio al Cliente. Para llevar a cabo este plan se suscribieron 9 contratos con profesionales del ramo.

II.2.4 Nuevas facilidades para Pago de Planillas.

Con el afán de proporcionar a nuestros clientes más y mejores condiciones para el pago oportuno de la planilla por el servicio brindado por la Empresa, esta Administración ha venido impulsando una serie de acciones, que a no dudar, brindarán un mejor servicio al cliente.

Con el propósito de solucionar los inconvenientes causados por la mayor concurrencia de clientes a las ventanillas de recaudación de la Empresa, durante los días en que culmina el proceso de emisión de planillas y por tratarse mayoritariamente del período de pago sin intereses, durante 2003 se mantuvo el nuevo horario ininterrumpido de atención al público implantado a finales de 2002 en el edificio matriz, desde las 07h00 hasta las 19h00 de lunes a viernes y los sábados desde las 08h00 a 13h00. En algunas agencias se ha incluido el día domingo para recaudación.

Para ofrecer mayor comodidad a nuestros clientes, en 2003 se incrementaron ventanillas de recaudación en las agencias de Biblián, Cañar y Gualaceo. Asimismo se suscribieron convenios para establecer ventanillas en los locales de AUSTROPAGOS y ETAPA.

En lo referente a los Convenios de Pago, durante el año pasado se suscribieron convenios por un monto de US\$ 3'955.639.

II.3 PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS REALIZADOS

II.3.1 Sistema Automático de Gestión de la Distribución; Sistema AM/FM-GIS

El Sistema de Información Geográfico, dentro de la Empresa está iniciándose su explotación y hasta finales del 2003, se ha ingresado en el sistema la información completa de los alimentadores 0322, 0104, 0101, 1221, es decir toda la información de media y baja tensión incluyendo la relación con el sistema comercial y en media tensión los alimentadores 0525, 0722, 0422, 0423, 0424.

Durante el 2003, se implementó el sistema "Consultas" que permite obtener información directamente de la base de datos gráfica; al momento se encuentra instalado en DICO, DIDIS, DIPLA y Presidencia Ejecutiva, siendo el objetivo proveer información oportuna a todos los funcionarios de la Empresa para un mejor servicio a los clientes; además está en producción el programa "Transformadores", cuya información está siendo procesada.

Se ha levantado información de equipos de operación y seccionamiento en los alimentadores cuya criticidad ha sido importante, con el propósito de mejorar su operatividad y coordinación de protecciones. Se concluyó la coordinación en los alimentadores 0323, 0524, 0104, 0721, 0421, 0523, 0204; están en proceso los alimentadores 0322 y 0722.

Se concluyó la interface del sistema ARCFM con el CYMDIST, por lo que la información de los alimentadores que se encuentran en el SIG, pasará en forma automática al CYMDIST, con este trabajo realizado con personal propio de la Empresa, se evitará errores en la migración de datos entre los dos sistemas y se optimizará el manejo de la información.

II.3.2 Programa FERUM 2003

La Empresa ejecutó los proyectos de electrificación Rural y Urbano Marginal en su área de concesión, conforme lo señala el Programa de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM). El éxito que este programa ha tenido en la Empresa comienza con la estrecha coordinación que se tiene con las Entidades Seccionales, que a más de ayudar a identificar proyectos, se comprometen a cofinanciar la ejecución de estos; de la misma forma existe el compromiso de las comunidades conocedoras de los proyectos quienes colaboran con la mano de obra no calificada.

Muestra del éxito del programa FERUM 2003 son los altos índices de eficiencia obtenidos, con un avance en la ejecución en el presente año del 99%, que corresponde a 215 proyectos con una inversión de US\$ 5'320.540 y con un aporte del FERUM de US\$ 4'545.753.

El FERUM, con un monto sobre los cuatro millones y medio de dólares ha permitido servir cerca de 13.000 clientes, que se beneficiaron a través de una mejora en el servicio y se incorporaron sobre los 2.500 nuevos clientes.

II.3.3 Alumbrado Público

En cuanto al alumbrado público, se ha logrado la identificación de sectores con mala calidad de iluminación, se ha procedido a cambiar luminarias de Mercurio por Sodio. La reducción de los tiempos de reclamos por problemas en el Alumbrado Público es notoria, la identificación precisa de los requerimientos de materiales para mantenimiento e inversiones es otro de los puntos en los cuales se ha trabajado, el análisis de nueva tecnología ha llevado a la Empresa a utilizar luminarias con doble nivel de potencia.

II.3.4 Construcción de edificios para Agencias

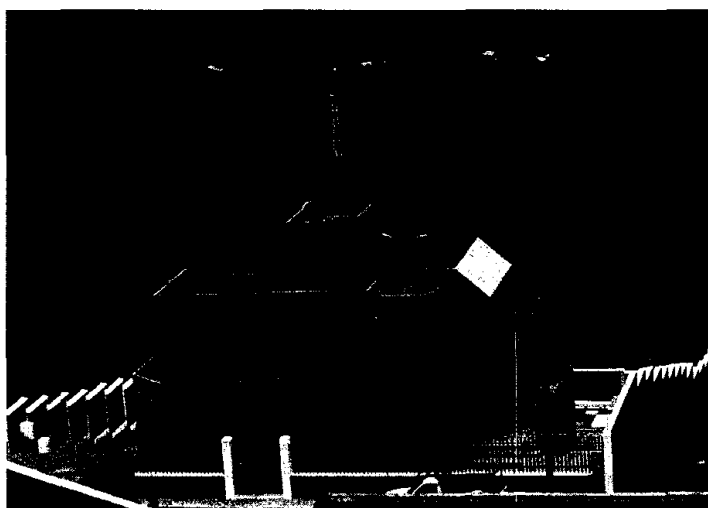
La Empresa, en su afán de dotar a todas sus oficinas cantonales de locales cómodos y funcionales, que permitan una mejor atención a sus clientes y bienestar a sus trabajadores, a través del Departamento de Obras Civiles ha realizado la planificación, construcción o mejora de los siguientes locales para las agencias.

- Edificio para oficinas de

Macas: En 2003 se realizó la planificación arquitectónica y legalización del terreno en donde se construirá este edificio, programándose su construcción para el año 2004. Esta obra contará con un bloque de oficinas con un área total de construcción de 705 m² en tres plantas, área para talleres y bodegas de grupos de trabajo con un área de 204 m², área de guardiana con 99 m² en dos plantas y galpones para bodegas con un área de 512 m². El costo estimado de la obra asciende a US\$ 450.000.



Apariencia que tendrá el edificio de la CENTROSUR en la ciudad de Macas.



Vista panorámica de la construcción del edificio de la Empresa en la ciudad de Santa Isabel.

- Edificio para la Agencia en

Santa Isabel: Hasta diciembre de 2003, la construcción del edificio registra un avance del 99%, faltando por completar algunos trabajos menores relacionados con el mobiliario. Esta obra contará con un área total de 483 m² en tres plantas y tendrá, entre otras, área de servicios, área administrativa, área taller-bodega, área de atención al público, sala de reuniones, cafetería, batería sanitaria y baños individuales; también estará dotada de accesos y parqueaderos con un área total de 605 m². El valor del contrato suscrito para la ejecución de esta obra es de US\$ 172.871,36.

Edificio para la agencia en Nabón: Se concluyeron los diseños para el edificio de esta agencia y luego del concurso de ofertas respectivo, se contrató la construcción de este edificio, iniciándose la misma el día 23 de diciembre de 2003. Este local tendrá un área de construcción de 327 m² en dos

plantas, contará con todas las instalaciones como sistema de agua, sanitario, eléctrico, de sonido, seguridad y red de voz y datos; el área de accesos y parqueaderos será de 380 m² en total.

- Edificio para agencia en Girón: En el mes de enero de 2003, se concretó la adquisición de un inmueble ubicado en la calle Juan Vintimilla y García Moreno del cantón Girón, para el funcionamiento de las oficinas de la Agencia de la Empresa en este cantón, previo las adecuaciones necesarias para tal efecto.

El área de construcción es de 272 m² y está implantado en un terreno de 1.442 m²; adicionalmente se adquirieron los derechos y acciones sobre un lote de terreno ubicado en la parte posterior.



Nuevo local de la Agencia Girón

- Local para agencia en Méndez: En el mes de septiembre de 2003 la Empresa adquirió un inmueble para el funcionamiento de las oficinas de la agencia de Méndez, el mismo que tiene un área de construcción de 87 m² y está implantada en un terreno de 290 m². Para darle funcionalidad a este local es necesario realizar algunas adecuaciones como pintura total, colocación de cielo raso, pavimentación de parqueadero, etc, así como, instalaciones eléctricas, tabiques y ventanilla de recaudación, red de voz y datos y mobiliario. Obras que se iniciarán en enero de 2004.

II.3.5 Inversiones Realizadas en Distribución

Según el control del avance físico del presupuesto, durante el período enero a diciembre de 2003 se contó con un presupuesto de inversiones de US\$ 9'116.657, de los cuales se ejecutó US\$ 7'057.074, que representa el 78%, más de lo que se ejecutó en el 2002 (61%). Este monto de 2003 es superior en un 44,17% al invertido en 2002 (US\$ 6'323.628) y superior en un 106,71% al que se invirtió en 2001 (US\$ 4'410.413).

II.3.6 Sistema de Medición Comercial

Una vez completado el proceso de adquisición de contadores de energía realizado en forma conjunta con ELECAUSTRO en el año 2002, durante el año 2003 se realizó el proceso de instalación de los equipos, cumpliendo con los requisitos establecidos en la regulación CONELEC 004/003 "Sistema de Medición comercial para los Agentes del MEM", con lo cual se cuenta con un moderno sistema que permite la lectura remota de los consumos de potencia y energía en todos los puntos de intercambio del Sistema de Distribución de la Empresa con otros agentes del MEM, información que es utilizada diariamente por el CENACE y esta Empresa para la liquidación de transacciones comerciales.

II.3.7 Tercerización de Servicios en Facturación y Recaudación

Fruto de los resultados positivos registrados en años anteriores, durante 2003 la Empresa mantuvo la tercerización del servicio de lecturas de medidores para los clientes urbanos y rurales del cantón Cuenca. Igual tratamiento ha recibido los contratos para la obtención de lecturas de medidores en Agencias. Esta renovación de contratos tuvo un costo de US\$ 80.000.

De igual manera, durante el año 2003 se mantuvo el sistema tercerizado de gestión de recuperación de cartera para los clientes urbanos y rurales del cantón Cuenca, actividad que ha permitido a la Empresa mantener el índice de cartera vencida dentro de los límites tolerables.

II.3.8 Recuperación de Pérdidas Comerciales

Conforme los programas establecidos por la Empresa, el área de control de pérdidas ha venido realizando los procesos de inspección y revisión de los contadores de energía y acometidas de los clientes de la Empresa, así como detección de conexiones clandestinas y revisiones programadas a usuarios especiales bajo un Plan de Trabajo previamente establecido.

En el año 2003 se realizaron 6.397 revisiones, habiéndose refacturado y reliquidado 2'312.634 kWh que representaron para la Empresa una recuperación de US\$ 269.676

II.3.9 Monitoreo de recursos eólicos

La Empresa, mediante convenio con la Corporación para la Investigación Energética, realizó el monitoreo de los recursos eólicos en el área de concesión de la CENTROSUR. En marzo de 2002 se inició el programa de monitoreo de los recursos eólicos y los resultados obtenidos, luego de un año de monitoreo, indican que los parámetros del viento en las zonas establecidas han sido favorables, sin embargo en vista de la difícil situación económica que atraviesa la Empresa, no se ha podido continuar con los estudios de prefactibilidad con recursos propios.

Este hecho ha impulsado a la búsqueda de recursos económicos en otras instituciones para que financien los estudios que se requieren, específicamente con el H. Consejo Provincial del Azuay, que demostró interés en este proyecto que ha iniciado la CENTROSUR. Con este fin, y luego de una serie de conversaciones y visitas a los sitios de monitoreo conjuntamente con las instituciones involucradas para que verifiquen el avance del proyecto, el Consejo Provincial del Azuay firmó el convenio mediante el cual se compromete a financiar la continuación de los estudios de prefactibilidad, para lo cual la Empresa prestará su contingente técnico para la fiscalización de los estudios.

II.4 GESTIONES EN EL AMBITO ECONÓMICO Y FINANCIERO

II.4.1 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 el Plan General de Compras para el periodo 2003, que fue conocido y aprobado por los organismos respectivos. Su ejecución 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. Las actividades desarrolladas en esta actividad se resumen a continuación:

1. Grado de cumplimiento	
• Valor Presupuestado – Año 2003 (US\$)	9'110.750
• Valor Ejecutado (US\$)	9'581.389
• Grado de cumplimiento	105%.
2. Trámite de solicitudes de compra	
• Total	1.482
◊ Concursos Epistolares DAF	390
◊ Concursos Epistolares Presidencia	162
◊ Concursos de Ofertas	5
◊ Fondo Rotativo	878
3. Flujo de Fondos	
• Flujo de fondos Presupuestado (US\$)	9,161,162.
• Flujo de fondos Ejecutado (US\$)	6,403,682
• Grado de cumplimiento	70%
4. Administración de Contratos	
• Total (US\$)	6'275.814

◊ Suscritos en el año 2003	3'932.944
◊ Periodo anterior	2'342.870
• Total (Cantidad)	134
◊ Suscritos 2003	98
◊ Suscritos 2002	34
◊ Pendiente de liquidar en 2004	(42)

El rubro de mayor adjudicación en el 2003 corresponde a la compra de equipos de computación y software (US\$ 1'677.767), seguido del rubro de conductores (US\$ 1'247.296), postes y bloques de hormigón armado (US\$ 1'086.729), contadores de energía (US\$ 1'029.005), alumbrado público y luminarias (US\$ 960.868), material galvanizado (US\$ 405.265), transformadores de distribución (US\$ 403.752), entre los más importantes.

II.5 SISTEMAS DE INFORMACIÓN

II.5.1 Sistema de Información Comercial - SICO

Durante el año 2003, el sistema informático de comercialización SICO ha tenido un desenvolvimiento estable, las actividades relacionadas con la facturación por el consumo de energía eléctrica se han cumplido según los cronogramas y dentro de los plazos establecidos, así como también la información estadística ha sido entregada de forma oportuna.

En el transcurso del año pasado, se ejecutaron varias acciones tendientes a lograr una optimización de las funciones del sistema de Información Comercial, destacándose las siguientes:

- Creación del módulo que permita la corrección de créditos.
- Coordinación y revisión del módulo para cálculo de consumos diarios promedios, el mismo que incorpora la fórmula de ponderación de consumos.
- Revisión del programa para cálculo de Consumo Diario Promedio, de clientes en función de su historial de lecturas.
- Desarrollo del módulo de Facturación de rubros varios.
- Desarrollo del módulo de Liquidación de Garantías.
- Desarrollo del módulo de atención y seguimiento de requerimientos.
- Desarrollo e implantación del módulo de retiro de medidores.
- Desarrollo de Interfaz SICO – Contabilidad.
- Análisis, desarrollo, implantación y capacitación del Sistema de Control y Mantenimiento de sellos para instalación de medidores.
- Elaboración e implantación de programas para manejo de liquidación de materiales.
- Desarrollo, implantación y capacitación del sistema para el manejo y control de servicios por convenios: altas, bajas, cambios, reportes y asignaciones por motivos de solicitud.

II.5.2 Sistema de Recursos Humanos

Debido a la implantación de distintos paquetes informáticos para el área de Recursos Humanos de la Dirección Administrativo-Financiera, ha sido indispensable contar con el asesoramiento y asistencia técnica del departamento respectivo de la Dirección de Sistemas, con el propósito de afinar dichos programas y lograr un aprovechamiento adecuado de los recursos. Dentro de las actividades más relevantes en este sentido tenemos las siguientes:

- Reajuste de remuneración variable de enero a junio.
- Desarrollo del Sistema para el manual de clasificación y valoración del escalafón.
- Programa de interfaz Control de Asistencia – Control de vacaciones.

II.5.3 Sistema Administrativo - Financiero

Este sistema ha demandado las siguientes acciones para optimizar su utilización:

- Análisis, revisión, diseño e implantación para el nuevo Sistema de Presupuesto.
- Sistema de documentación de procesos en software de Correo Electrónico: Definición de requerimientos, formatos, codificación, diseño de plantilla de prueba.
- Sistema de correspondencia en software de Correo Electrónico: definición de procesos, requerimientos, actualización de estructura de archivo.

Dentro de las actividades de mantenimiento y operación de redes y comunicaciones, la Dirección de Sistemas de Información ha llevado a cabo las siguientes actividades:

- Instalación, configuración y puesta en operación de enlaces para recaudación en las dependencias de ETAPA y en la ciudad de Biblián.
- Instalación de servidor de correo relay y Antivirus.
- Instalación, configuración y puesta en operación de la red en las Agencias de Limón, Sucúa, Méndez, Girón, Sígsig, Suscal y Nabón.



INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2003

CAPITULO III

PARTICIPACIÓN EN EL
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

III. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

III.1 CONTRATOS A TERMINO PARA COMPRA Y VENTA DE ENERGIA

En el transcurso del año 2003, se ejecutaron los contratos para provisión de energía suscritos en el año 2002 para un período de 4 años con las generadoras del Fondo de Solidaridad. Así también se ejecutaron los contratos particulares suscritos con las empresas de generación HIDROPAUTE y ELECAUSTRO.

El contrato suscrito con ELECAUSTRO llegaba a su término el 31 de diciembre de 2003, razón por la cual se iniciaron las conversaciones tendientes a conseguir la ampliación del plazo de vigencia, alcanzándose un consenso en el mes de diciembre de 2003 entre los representantes legales de las compañías y suscribiéndose un contrato ampliatorio-modificadorio en condiciones contractuales similares al original.

El período de vigencia del contrato ampliatorio comprende desde enero a diciembre de 2004, el precio de la energía se redujo en un 1,4% con respecto al vigente a diciembre de 2003; el monto de energía considerado es de 119.220 MWh/año.

Cuadro N° III.1 RESUMEN DE CONTRATOS CON GENERADORES

Empresa de Generación	Período de Vigencia	Fecha			Energía Contratada (GWh) Año 2003
		Suscripción de Contrato	Plazo en vigencia por CEVACE	Guilminación de Contrato	
ELECAUSTRO	ENE/03-DIC/03	27-nov-02	enero-03	diciembre-03	125,05
HIDROPAUTE (**)	ENE/03-DIC/05	26-nov-02	enero-03	diciembre-05	107,99
	ENE/02-DIC/05	31-ene-02	enero-02	diciembre-05	134,48
HIDROAGOYAN (*)	ENE/02-DIC/05	31-ene-02	enero-02	diciembre-05	34,66
TERMOESMERALDAS	ENE/02-DIC/05	31-ene-02	enero-02	diciembre-05	22,26
ELECTROGUAYAS	ENE/02-DIC/05	31-ene-02	enero-02	diciembre-05	45,09
TERMOPICHINCHA	ENE/02-DIC/05	31-ene-02	enero-02	diciembre-05	5,30

(*) Centrales Agoyan y Pucará

(**) Contrato particular más F.Solidaridad

En el año 2003 a partir del 1 de marzo, la Empresa asumió la responsabilidad del suministro energético a los Grandes Consumidores GRAIMAN y CARTOPEL por un período contractual de 1 año.

Cuadro N° III.2 RESUMEN DE CONTRATOS CON GRANDES CONSUMIDORES

Gran Consumidor	Período de Vigencia	Fecha			Energía Contratada (GWh)
		Suscripción de Contrato	Plazo en vigencia por CEVACE	Guilminación de Contrato	
GRAIMAN	MAR/03-FEB/04	10-Feb-03	Marzo-03	Febrero-04	20,45
CARTOPEL	MAR/03-FEB/04	10-Feb-03	Marzo-03	Febrero-04	24,61

III.2 RESUMEN ENERGETICO

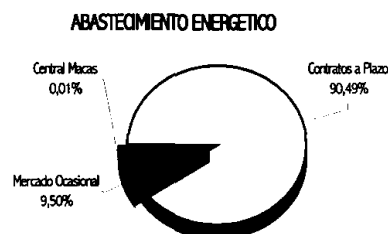
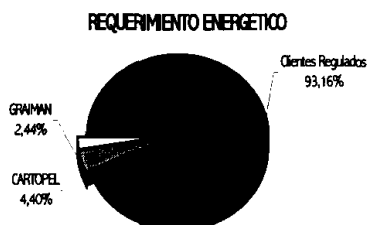
En el cuadro III.2.1 se presenta un resumen energético demandado, en el año 2003, por los Clientes Regulados y los Grandes Consumidores GRAIMAN y CARTOPEL.

El requerimiento energético del sistema eléctrico así conformado, en el año 2003 fue de 524,73 GWh, que resulta 9,33% superior al del año 2002 (479,93 GWh), lo cual se debe básicamente al hecho de haber mantenido como clientes a GRAIMAN luego de su calificación como Gran Consumidor y a la recuperación del Gran Consumidor CARTOPEL.

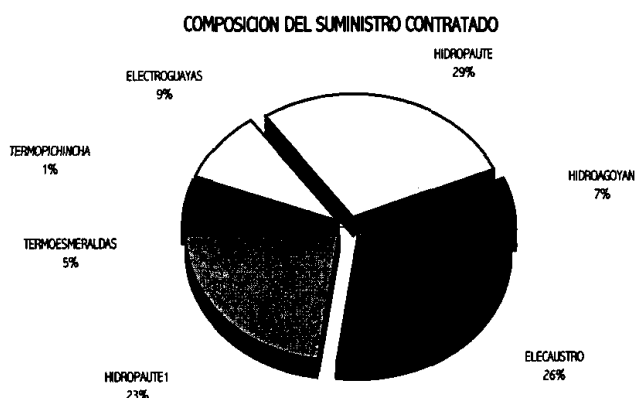
En el Cuadro N° III.2.1, se resumen la estrategia de abastecimiento que implantó la Empresa para satisfacer los requerimientos energéticos de sus clientes regulados y grandes consumidores en el período enero a diciembre de 2003, resultando que de los 524,73 GWh requeridos por el sistema, 474,83 GWh (90,49%) fueron adquiridos bajo la modalidad de contratos a plazo, 49,83 GWh (9,50%) en el mercado ocasional y 0,07 GWh (0,01%) generados por la Central Macas.

CUADRO III.2.1 RESUMEN ENERGÉTICO

Mes	REQUERIMIENTO ENERGÉTICO (kWh)				ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO (kWh)			
	Cientes Regulados	CARTOPEL	GRAIMAN	TOTAL	Contratos a Plazo	Mercado Ocasional	Central Macas	TOTAL
ENERO	41.939.250			41.939.250	36.626.234	5.241.260	71.755	41.939.250
FEBRERO	38.247.070			38.247.070	34.482.923	3.764.147		38.247.070
MARZO	39.626.290	2.214.878	1.361.867	43.203.035	37.273.307	5.929.728		43.203.035
ABRIL	39.522.769	2.113.987	912.635	42.549.391	38.012.676	4.536.715		42.549.391
MAYO	41.355.242	2.405.562	1.088.272	44.849.076	44.712.319	136.757		44.849.076
JUNIO	40.014.474	2.132.030	1.114.432	43.260.936	41.020.072	2.240.864		43.260.936
JULIO	41.229.148	2.201.508	1.167.004	44.597.660	44.466.802	130.859		44.597.660
AGOSTO	40.725.940	2.494.932	1.121.406	44.342.278	41.763.440	2.578.838		44.342.278
SEPTIEMBRE	40.008.336	2.341.347	1.176.778	43.526.461	38.841.163	4.685.298		43.526.461
OCTUBRE	42.159.473	2.382.182	1.492.171	46.033.826	39.808.581	6.225.246		46.033.826
NOVIEMBRE	40.537.616	2.373.104	1.628.153	44.536.873	35.807.462	8.729.411		44.536.873
DICIEMBRE	43.464.330	2.441.753	1.742.312	47.648.395	42.014.432	5.633.964		47.648.395
TOTAL						5.333.036	71.755	



De la energía contratada a través de contratos a término, el 15,31% corresponde a contratos con generadores térmicos y el 84,69% corresponde a generadores hidráulicos.



III.3 COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA

Para la CENTROSUR el haber asegurado el suministro de energía en un 90,49% mediante la suscripción de contratos a plazo con las empresas de generación, le ha significado una reducción en los precios de compra y una disminución del riesgo de desabastecimiento.

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 liquidados en el MEM.

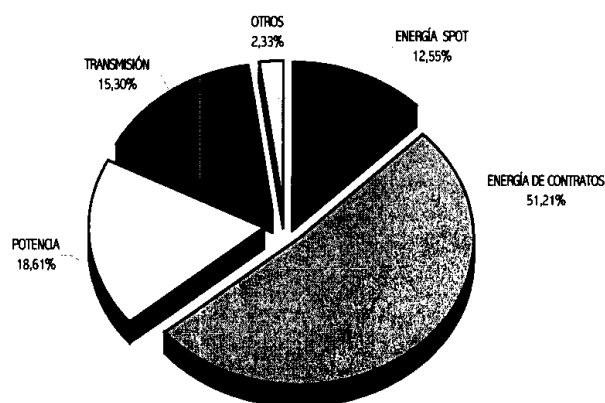
El costo total de compra de energía en el 2003, llega a US\$ 31'996.929, que corresponden a un 22,93 % de incremento respecto al año anterior (US\$ 26'029.461). En el cuadro III.4.2 se presentan los costos unitarios de compra de energía desglosados en los diferentes componentes del costo. El costo promedio de compra de energía durante el año 2003 fue de US\$/kWh 6,10 (12,55% mayor que en el año 2002).

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

Concepto	Unidad	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	TOTAL
COSTOS LIQUIDADOS POR EL CENACE	US\$	2.985.144	3.042.330	2.228.000	2.271.150	11.526.624
POR ENERGÍA	US\$	1.379.246	512.021	522.728	1.443.458	3.857.453
POR POTENCIA	US\$	281.589	230.183	296.666	1.493.755	2.302.194
POR TRANSMISIÓN	US\$	1.238.925	1.155.795	1.205.726	1.295.853	4.896.299
POR GENERACIÓN OBLIGADA Y FORZADA	US\$	42.479	358.346	149.959	103.436	654.220
POR REACTIVOS	US\$	19.553	23.272	26.390	21.350	90.565
POR INTERCONEXION	US\$	23.352	24.913	26.532	84.301	159.098
LIQUIDACIÓN DE CONTRATOS Y CONVENIOS	US\$	5.870.528	5.090.293	5.279.117	4.297.163	20.537.100
ELECAUSTRO	US\$	1.468.856	1.320.728	1.358.906	1.163.099	5.311.587
HIDROPAUTE1	US\$	760.678	1.304.770	1.248.059	602.283	3.915.789
TERMOESMERALDAS	US\$	569.011	351.643	369.603	507.775	1.798.031
TERMOPICHINCHA	US\$	273.773	139.467	175.098	142.944	731.282
ELECTROGUAYAS	US\$	1.311.923	594.331	769.887	1.090.528	3.766.668
HIDROPAUTE	US\$	737.870	1.198.625	1.154.391	645.423	3.736.309
HIDROAGOYAN	US\$	170.330	122.882	153.942	101.307	548.461
HIDROPUCARA	US\$	78.088	57.849	49.231	43.805	228.973
COSTO TOTAL ENERGIA CONSUMIDA/MES	US\$	8.355.672	7.394.623	7.507.117	6.739.317	31.996.929

Resumen Conceptos	Unidad	I TRIM.	II TRIM.	III TRIM.	IV TRIM.	TOTAL	%
ENERGÍA SPOT	US\$	1.402.598	536.934	549.259	1.527.760	4.016.551	12,55
ENERGÍA DE CONTRATOS	US\$	4.157.379	3.881.096	4.050.583	4.297.163	16.386.221	51,21
POTENCIA	US\$	1.494.738	1.439.380	1.525.200	1.493.755	5.953.074	18,61
TRANSMISIÓN	US\$	1.238.925	1.155.795	1.205.726	1.295.853	4.896.299	15,30
OTROS	US\$	62.031	381.618	176.349	124.787	744.785	2,33
TOTAL	US\$	8.355.672	7.394.623	7.507.117	6.739.317	31.996.929	100,00

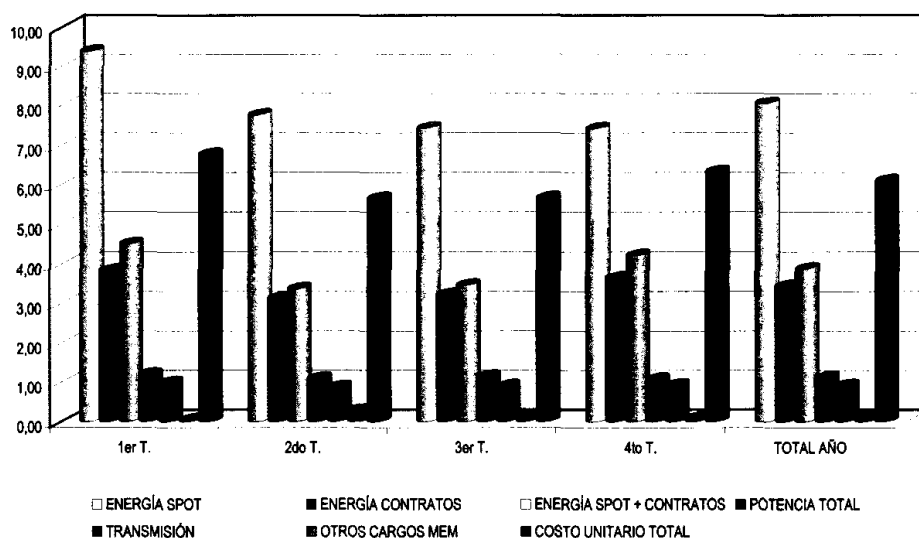
OBLIGACIONES ECONOMICAS POR AGENTE	Unidad	TOTAL
CENTROSUR	US\$	31.804.491
GRANDES CONSUMIDORES	US\$	192.439
TOTAL	US\$	31.996.929



En el cuadro III.3.2 se aprecian los costos unitarios de compra de energía para cada uno de los trimestres de 2003.

CUADRO N° III.3.2 COSTOS UNITARIOS DE COMPRA

Concepto	Unidad	1er T.	2do T.	3er T.	4to T.	Anual	%
POR ENERGÍA SPOT	US\$/kWh	9,39	7,77	7,43	7,42	8,06	
POR ENERGÍA CONTRATOS	US\$/kWh	3,84	3,14	3,24	3,65	3,45	
POR ENERGÍA PONDERADO	US\$/kWh	4,51	3,38	3,47	4,21	3,89	63,76
POR POTENCIA	US\$/kWh	1,21	1,10	1,15	1,08	1,13	18,61
POR TRANSMISIÓN	US\$/kWh	1,00	0,88	0,91	0,94	0,93	15,30
POR OTROS CARGOS DEL MEM	US\$/kWh	0,05	0,29	0,13	0,09	0,14	2,33



III.4 VENTA DE ENERGIA A GRANDES CONSUMIDORES

La Empresa ha participado en todos los procesos de negociación de contratos a término de los Grandes Consumidores de su área de concesión, resultando no favorable con ERCO en tanto que con GRAIMAN y CARTOPEL se suscribieron los contratos para el período marzo de 2003 a febrero de 2004, contratos que en su conjunto establecen una obligación de suministro de alrededor de 45 GWh que representan el 9% de la energía de los clientes regulados de la CENTROSUR para el 2003, representando para GRAIMAN 20.450 MWh y para CARTOPEL 24.614 MWh; debiendo resaltar que los valores facturados por venta de energía (US\$ 2'108.406,51) hasta el mes de diciembre han sido recaudados en su totalidad.

III.5 PEAJES DE DISTRIBUCION

En el cuadro No. III.5.1 se resumen los valores facturados por concepto de peajes de distribución a los Agentes del MEM que utilizan el sistema de distribución de la CENTROSUR para su abastecimiento energético.

Así también se resumen los valores que por este concepto se han cancelado a la E.E.Azogues y a TRANSELECTRIC por el arriendo de la línea Cuenca-Limón para el servicio del Sistema Eléctrico Morona Santiago.

Con la recuperación de los valores adeudados a diciembre de 2002, los ingresos por peajes de distribución le han representado a la Empresa US\$ 336.308,70 y un egreso de US\$ 297.593,46, valores que han sido facturados, recaudados y cancelados oportunamente por la Empresa.

CUADRO No. III.5.1 PEAJES DE DISTRIBUCION [US\$]

Empresa	Facturado	Cancelado
INGRESOS		
Eléctrica Azogues	109,888.22	109,888.22
GUAPAN	105,116.65	105,116.65
ERCO	62,583.75	62,583.75
CARTOPEL	58,720.08	58,720.08
Ingresos	336,308.70	336,308.70
EGRESOS		
Eléctrica Azogues	142,593.46	142,593.46
TRANSELECTRIC	155,000.00	155,000.00
Egresos	297,593.46	297,593.46

III.6 CARGOS ADICIONALES

En aplicación de lo dispuesto por la normativa legal vigente, la Empresa viene facturando los cargos adicionales establecidos (FERUM, Alumbrado Público y Contribución a Bomberos), que se cobran por el consumo de energía de los Grandes Consumidores de su área de concesión. En el cuadro N° III.6.1 se presenta un resumen de la información relativa a la facturación y recaudación de cargos adicionales, aclarándose que al momento no se encuentran valores pendientes de cobro.

CUADRO No. III.6.1 CARGOS ADICIONALES [US\$]

Empresa	FERUM	A. PUBLICO	BOMBEROS	Valor Total Facturado	Valor Recaudado
ERCO	123,579.51	43,252.84	52.37	166,884.72	166,884.72
CARTOPEL	174,481.39	61,068.48	52.37	235,602.24	235,602.24
GRAIMAN	82,174.56	28,761.09	51.89	110,987.54	110,987.54
Ingresos	380,235.46	133,082.41	156.63	513,474.50	513,474.50

III.7 ESTADO DE PAGOS EN LOS MERCADOS OCASIONAL Y DE CONTRATOS

En el Cuadro N° III.7.1 se puede observar el estado de pagos de la Empresa por las compras de potencia y energía durante el año 2003 en el mercado SPOT, existiendo un saldo pendiente de pago por US\$ 11.822,83 que le corresponde a la Empresa Eléctrica Esmeraldas quién no ha procedido con la emisión de las facturas correspondientes al período octubre-diciembre.

Cabe indicar que el saldo a favor de la Empresa a diciembre de 2002 por US\$ 8'689.079,39, resultante de la aplicación por parte del CENACE de lo dispuesto en los decretos ejecutivos No 1311 y 2048-A y acuerdo ministerial No 231, se mantiene.

Cuadro No. III.7.1 ESTADO DE PAGOS CON CENACE [US\$]

CONCEPTO	TOTAL US\$
Saldo a Diciembre 2002(*)	-8,689,079.39
Compra de energía en el mercado SPOT	11,767,390.41
Valor pagado	11,755,567.58
Saldo por pagar transacciones de 2003	11,822.83
Pendiente recuperación decretales 1311 y 2048-A	-8,689,079.39

En el cuadro No. III.7.2, se resume el estado de pagos con las empresas de generación con las que mantiene contratos a término la Empresa, siendo de resaltar que se ha cumplido con el pago del 100%.

Cuadro No. III.7.2 SALDOS DE CONTRATOS A TERMINO [US\$]

EMPRESA	Facturado	Pagado
ELECAUSTRO	5,311,587.00	5,311,587.00
ELECTROGUAYAS	3,766,667.84	3,766,667.84
TERMOPICHINCHA	731,281.65	731,281.65
TERMOESMERALDAS	1,798,031.45	1,798,031.45
HIDROPAUTE	7,652,098.32	7,652,098.32
HIDROAGOYAN	777,433.92	777,433.92

Durante el año 2003, se ha pagado los US\$ 20'037.100,18 que costó la compra de potencia y energía en el mercado de contratos y US\$ 11'755.567,58 al mercado SPOT, existiendo un saldo pendiente de pago por US\$ 11.822,83.

III.8 FIDEICOMISO MERCANTIL

Conforme el compromiso adquirido por la Administración, la Empresa ha venido participando normalmente en el Fideicomiso Mercantil para la administración material y financiera de los recursos provenientes de la venta de energía, para ser destinados a cubrir sus necesidades propias y al pago de sus obligaciones por la compra de energía; para el efecto se ha continuado el proceso establecido, lo que ha permitido llevar adelante esta actividad con absoluta normalidad. Al cerrar el año la Empresa no mantiene ninguna deuda por compra de energía tanto de Contratos a Término, como en el Mercado SPOT dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, mas bien se registra un valor positivo a su favor, fruto de la política trazada al respecto.

INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2003

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 2003, con los datos más relevantes y su correspondiente análisis, que incluyen las estadísticas del último quinquenio.

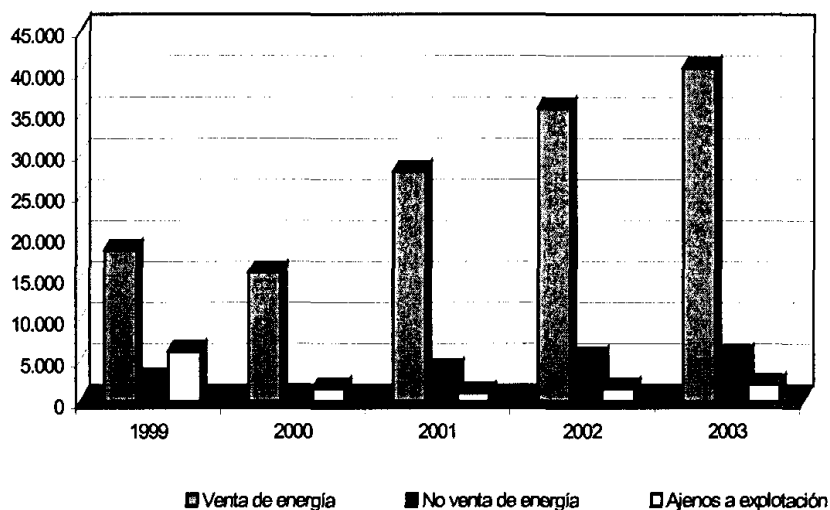
IV.1 INGRESOS

Los ingresos presentados en el cuadro N° IV.1 se han dividido en Ingresos por Explotación e Ingresos Ajenos a la Explotación o No Operacionales. 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 peajes de distribución, cargo de comercialización, los originados por conexiones, reconexiones, multas por consumo ilegal, etc. En los ingresos ajenos a la operación se registran todos aquellos que no corresponden al giro propio del negocio eléctrico, tales como intereses ganados, ingresos por venta de materiales e ingresos extraordinarios.

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

VALORES EN DOLARES	1999	2000	2001		2002		2003	
	US\$	US\$	US\$	%	US\$	%	US\$	%
Dólar promedio anual	S/. 11.516							
EXPLOTACION	21.219.116	16.581.940	31.929.433	96,7%	41.074.354	96,2%	46.195.940	95,50%
- Venta Energía	18.400.598	15.701.376	28.023.218	84,9%	35.726.443	83,7%	40.605.006	83,95%
- No Venta Energía	2.818.518	880.564	3.906.215	11,8%	5.347.911	12,5%	5.590.935	11,56%
NO OPERACIONAL	6.119.349	1.582.593	1.081.379	3,3%	1.609.109	3,8%	2.175.095	4,50%
TOTALES	27.338.465	18.164.533	33.010.812	100%	42.683.463	100%	48.371.035	100%
Tasa de Variación Anual %	-14,5%	-33,6%	81,7%		29,3%		13,3%	

Miles US\$



Nota: Para el tipo de cambio del año 1999 se utiliza el promedio de la cotización del BCE para compra-venta en el año.

En el año 2003, la CENTROSUR registró un total de ingresos por US\$ 48'371.035 de los cuales el 95,50% corresponde a ingresos de explotación por US\$ 46.195.940, siendo el rubro más significativo la venta de energía por US\$ 40'605.006, y los ingresos de explotación que no son por venta de energía totalizaron US\$ 5'590.934.79 en los cuales se incluye US\$ 3'772.624 correspondiente al cargo por comercialización. Los ingresos no operacionales, que corresponden a aquellas actividades no

directamente ligadas a la operación, tales como venta de materiales y créditos financieros, durante el año 2003 alcanzaron a US\$ 2.175.095, que representa un 4,50% del total, comparando con lo obtenido en el año 2002, se observa un incremento del 35,2% lo cual se debe principalmente a la mejora de los créditos financieros recibidos por la Empresa por el manejo de sus recursos en efectivo.

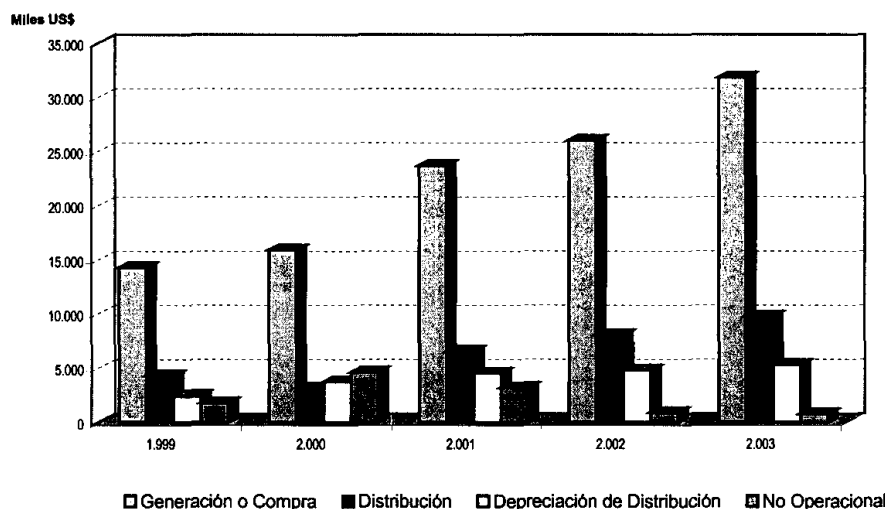
El total de ingresos demuestra un incremento del 13,3% con relación al año 2002; se presentan incrementos porcentuales del 13,7% en los ingresos de operación por venta de energía y del 4,5% en los ingresos operacionales que no son por venta de energía.

IV.2 GASTOS

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 que son aquellos que no están ligados directamente a las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica. 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.

Cuadro N° IV.2 GASTOS TOTALES (US\$)

AÑO	1999	2000	2001	2002		2003	
	US\$	US\$	US\$	US\$	%	US\$	%
EXPLORACION	21.039.123	22.884.753	34.774.277	38.906.556	97,7%	46.847.901	98,3%
Compra de Energía	14.289.280	15.922.451	23.689.699	26.029.461	65,4%	31.804.491	66,8%
Operación y Mto.	4.314.789	3.198.282	6.542.262	8.027.245	20,2%	9.736.617	20,4%
Depreciación	2.435.054	3.764.020	4.542.317	4.849.851	12,2%	5.306.793	11,1%
NO OPERACIONAL	1.792.915	4.628.578	3.188.078	920.721	2,3%	791.285	1,7%
Gastos Financieros	1.383.856	433.008	342.533	51.176	0,1%	115.813	0,2%
Otros No Operacional	409.059	4.195.570	2.845.545	869.545	2,2%	675.472	1,4%
TOTALES	22.832.038	27.513.331	37.962.355	39.827.277	100%	47.639.186	100%
Tasa Variación Anual %	-24,7%	20,5%	38,0%	4,9%		19,6%	



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

En el año 2003, la Empresa registró un total de gastos por US\$ 47'639.186, de los cuales el 98,3% corresponde a gastos de explotación, siendo el costo de la energía comprada por US\$ 31'804.491 que representa el mayor costo con el 66,8% del total; la depreciación por US\$ 5'306.793 corresponde al 11,1%; sumados los dos conceptos representan el 77,9% del total de gastos. Los otros costos de distribución (Operación y Mantenimiento) representan el 20,4%.

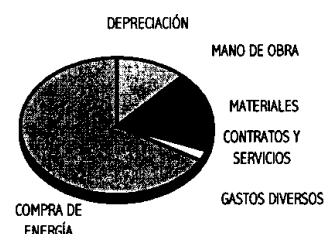
Los gastos no operacionales son aquellas erogaciones, que si bien no corresponden a la actividad de explotación, pero están presentes en la actividad empresarial y se conforman por: gastos financieros, jubilación patronal, desahucio, terminación laboral, entre otros; comparando con el año 2002 los gastos no operacionales experimentaron una reducción del 14,1%, habiendo llegado a un total de US\$ 791.285, lo cual representa el 1,7% del total de los gastos.

Al comparar con el año 2002, se observa un incremento de 19,6% en el total de los gastos, que se justifica por el incremento en la compra de energía de 22,2%, en la depreciación se registra un incremento del 9,4% y en los gastos de operación y mantenimiento el 21,3%. En lo que corresponde a los gastos no operacionales, estos decrecieron en US\$ 129.436 (14,1%); en lo que corresponde a los costos por mano de obra que para el año 2003 llegó a US\$ 5'671.200, representan el 11,9% del total de gastos de la Empresa, rubro que durante el año 2003 se incrementó en un 33,1% con relación al año 2002.

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 2003

Concepto de Gasto	Año 2002		Año 2003		% Increm. Anual
	US\$	%	US\$	%	
COMPRA DE ENERGIA	26.029.461	65,4%	31.804.491	66,8%	22,2%
DEPRECIACION	4.849.851	12,2%	5.629.508	11,8%	16,1%
MANO DE OBRA	4.262.236	10,7%	5.671.200	11,9%	33,1%
MATERIALES	1.309.988	3,3%	1.347.272	2,8%	2,8%
CONTRATOS Y SERVICIOS	2.077.775	5,2%	2.014.710	4,2%	-3,0%
GASTOS DIVERSOS	1.297.966	3,3%	1.172.005	2,5%	-9,7%



IV.3 RESULTADOS DEL PERIODO

Relacionando ingresos y gastos de explotación, la Empresa obtuvo una pérdida de explotación durante el año 2003 de US\$ 651.961 que representa una disminución del 130% respecto a la utilidad de explotación del año 2002, situación que se produjo en una parte por el cambio en la política de ajuste tarifario decretado por el CONELEC a partir de enero de 2003 y por el incremento de los costos de compra de energía tanto del mercado SPOT como el de Contratos.

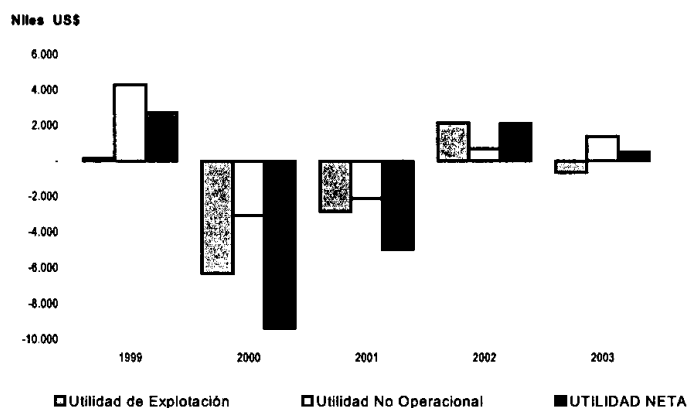
Si relacionamos ingresos y gastos no operacionales se obtuvo una utilidad no operacional de US\$ 1.383.810 observándose un incremento respecto a la obtenida en el año 2002 en una proporción de 101%, resultado alcanzado gracias a la reducción de gastos no operacionales y al incremento de ingresos por intereses recibidos y venta de materiales.

En forma global durante el ejercicio, la Empresa obtuvo una utilidad neta de US\$ 731.849 pese a que en el Presupuesto de Explotación se había previsto una pérdida que superaba los dos millones de dólares y que gracias a los esfuerzos realizados por la Institución en lo que corresponde al control del gasto, fue posible controlar y revertir; sin embargo comparando el resultado alcanzado con el año 2002 se observa una reducción del 74%, que se produce por situaciones ajenas al control de la Empresa, en especial a la incompatibilidad entre los costos de generación y el manejo de las tarifas que implanta el CONELEC.

Todo lo anteriormente anotado se puede apreciar con mayor detalle en los Cuadros N° IV.3 y N° IV.3.a.

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

AÑO	1999 US\$	2000 US\$	2001 US\$	2002 US\$	2003 US\$	Var. Anual
Ingresos Explotación	21.219.116	16.581.940	31.929.433	41.074.354	46.195.940	12,5%
Gasto Explotación	21.039.123	22.884.753	34.774.277	38.906.556	46.847.901	20,4%
Utilidad de Explotación	179.993	-6.302.813	-2.844.844	2.167.798	-651.961	-130,1%
Ingresos No Operacional	6.119.349	1.582.593	1.081.379	1.609.109	2.175.095	35,2%
Gastos No Operacional	1.792.915	4.628.578	3.188.078	920.721	791.285	-14,1%
Utilidad No Operacional	4.326.435	-3.045.985	-2.106.699	688.388	1.383.810	101,0%
Utilidad Antes de Impuesto	4.506.428	-9.348.798	-4.951.543	2.856.186	731.849	-74,4%
Impuestos y Participaciones	1.771.634			748.572	237.663	
UTILIDAD NETA	2.734.794	-9.348.798	-4.951.543	2.107.614	494.186	-76,6%
Amort. Pérdidas y Reserva Legal				757.007	218.497	
UTILIDAD DEL EJERCICIO				1.350.607	275.683	-79,6%



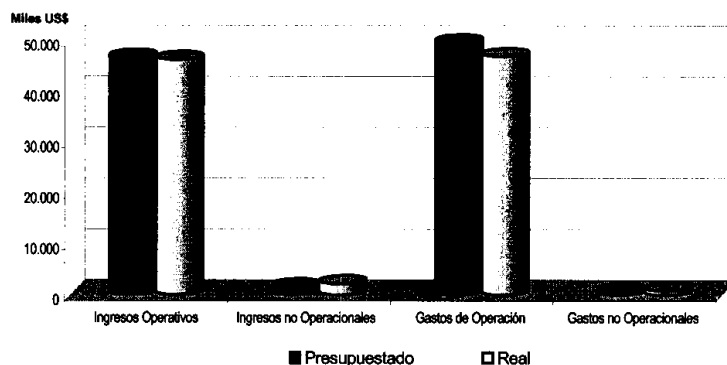
Nota:

Para el tipo de cambio de años anteriores 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.

Cuadro N° IV.3.a COMPARACION EJECUCION PRESUPUESTO vs. REAL

Concepto	Presupuesto 2003	Valores Reales 2003	Variación	
			US\$	%
Venta de Energía	40.410.661	40.605.006	194.345	0,5%
Otros Operativos	6.180.790	5.590.935	-589.855	-9,5%
Total Ingresos Operativos	46.591.451	46.195.940	-395.511	-0,8%
Ingresos no Operacionales	1.533.820	2.175.095	641.275	41,8%
TOTAL INGRESOS	48.125.271	48.371.035	245.764	0,5%
Compra de Energía	31.794.141	31.804.491	10.350	0,0%
Otros Gastos Operativos	17.760.679	15.043.410	-2.717.269	-15,3%
Total Gastos de Operación	49.554.820	46.847.901	-2.706.919	-5,5%
Gastos no Operacionales	668.750	791.285	122.535	18,3%
TOTAL GASTOS	50.223.570	47.639.186	-2.584.384	-5,1%
Utilidad Antes de Impuesto	-2.098.299	731.849	2.830.148	134,9%



Comparando los resultados obtenidos versus los valores proyectados en la Proforma Presupuestaria que estuvo vigente durante el año 2003, se observa que los ingresos operativos en general se mantuvieron dentro de los valores esperados, con excepción de lo que corresponde a otros ingresos operativos e ingresos no operativos, que sin embargo no cambian la tendencia del total de ingresos que sufrieron una variación del 0,5% a favor.

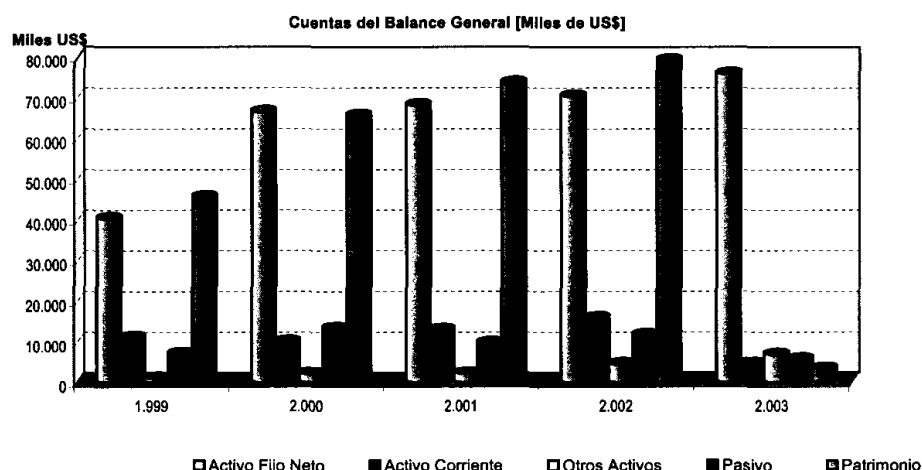
Observando el comportamiento de los gastos se establece que el costo total de la compra de energía no tuvo variación respecto a los valores estimados, no así los otros gastos de operación de distribución en los cuales se observa que la Empresa realizó considerables esfuerzos para reducir los valores esperados, mismos que fueron estimados en función de lo alcanzado en el año 2002, es así que durante el año 2003 se alcanzó un ahorro que supera los US\$ 2'700.000 respecto a lo programado para estas partidas, lo que significa una reducción del 15%. Esta situación explica que de un déficit presupuestario esperado que supera los dos millones de dólares, la Empresa logró revertir esta situación negativa habiendo alcanzado más bien una moderada utilidad de US\$ 731.849.

IV.4 BALANCE CONDENSADO

A diciembre de 2003 la Empresa cuenta en activos con un total de US\$ 97'268.366, que representa un incremento respecto al año 2002 del 6,7%; el activo fijo neto (US\$ 76'051.809) representa el 78,2% del total de activos y a su vez ha experimentado un incremento del 7,8% con relación al año 2002. Los activos disponibles demuestran un incremento del 89,2% respecto al año 2002; en cuanto a los activos exigibles y los realizables demuestran disminuciones del 0,8 y 7,9% respectivamente, en forma global el activo circulante alcanza el monto de US\$ 17'708.759, que representa el 18,21% del total de activos.

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

Balance General	1999	2000	2001		2002		2003		% Incre. Anual
	Mil US\$ S/. 18.104	Mil US\$ 25.000	Mil US\$	%	Mil US\$	%	Mil US\$	%	
Cotiz. Dólar Fin de año									
Activos	40.494	66.687	68.337	81,6%	70.524,07	77,3%	76.051,81	78,2%	7,8%
Activo Fijo Neto	40.494	66.687	68.337	81,6%	70.524,07	77,3%	76.051,81	78,2%	7,8%
Disponible	5.054	1.581	5.411	6,5%	2.493,85	2,7%	4.718,28	4,9%	89,2%
Exigible	3.482	4.838	3.861	4,6%	7.088,05	7,8%	7.029,74	7,2%	-0,8%
Realizable	2.806	3.912	3.851	4,6%	6.468,91	7,1%	5.960,74	6,1%	-7,9%
Otros Activos	1.160	2.262	2.288	2,7%	4.604,81	5,1%	3.507,80	3,6%	-23,8%
Patrimonio	45.738	65.783	73.788	88,1%	79.324,54	87,0%	84.964,79	87,4%	7,1%
Pasivos Corrientes	6.113	12.824	7.592	9,1%	8.234,44	9,0%	9.547,08	9,8%	15,9%
Otros Pasivos	1.144	673	2.368	2,8%	3.620,70	4,0%	2.756,49	2,8%	-23,9%



Nota: Para el tipo de cambio del año 1999 se utiliza el promedio de la cotización del BCE para compra-venta de cada fin de año

Los pasivos que a diciembre de 2002, representaban US\$ 11'855.143, al año 2003 aumentan a US\$ 12'303.575 que significa un incremento del 3,8%, de los cuales la deuda de corto plazo asciende a US\$ 9'547.083 que representa el 78% de las deudas, la elevación del pasivo se debe a mayores depósitos de abonados, anticipos recibidos para construcción y cuentas por pagar.

El patrimonio de los accionistas muestra un sostenido proceso de incremento a partir del año 1999 que refleja el manejo económico de la Institución que ha ido creciendo y capitalizándose a pesar de la crisis; al cerrar el año 2003 alcanzó un total de US\$ 84'964.790 al 31 de diciembre de 2003, observándose un incremento de US\$ 5'640.248 respecto al del año 2002, que significa el 7,1%. Con estos resultados, la posición financiera de la empresa indica que el 87,4% de los activos de la Empresa ha sido financiado por los Accionistas y el 12,6% lo han financiado terceros.

El Cuadro N° IV.4 muestra el resumen del Balance General al 31 de diciembre de cada año, dentro del último quinquenio; para el año 1999 se usó el tipo de cambio de cierre del período de US\$ 18.104, cotización publicada por el Banco Central del Ecuador.

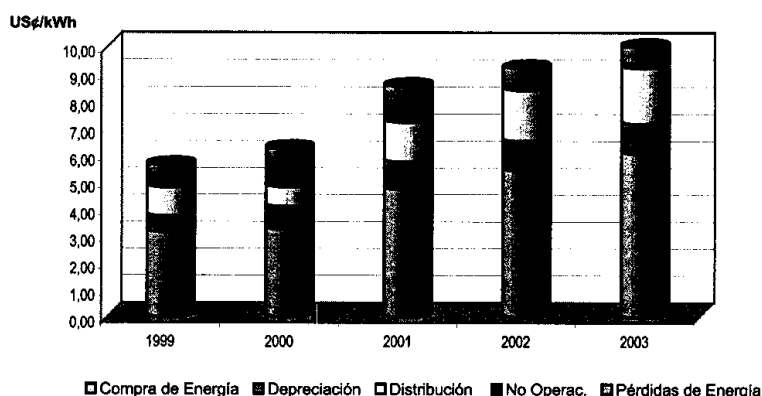
IV.5 PRECIO MEDIO DE VENTA Y COSTO MEDIO DE PRODUCCIÓN DEL kWh A CLIENTE FINAL

El costo medio del kWh comprado durante el año 2003 fue de 6,06 US\$/kWh, por efecto de las pérdidas de energía este costo se incrementó a 6,69 US\$/kWh; si a lo anterior se suma el costo por depreciación de 1,12 US\$/kWh, se llega a un costo de 7,81 US\$/kWh, que incluye el costo de la reposición de equipos, más el costo efectivo de la energía comprada, cubriendo con ello el 77,9% del costo total.

El costo unitario de compra de energía se incrementó durante el año 2003 en un 11,8% con relación al año anterior, debido al incremento de los precios de la energía de contratos y de spot, así como por la elevación de los costos de potencia y transmisión; comparando el costo de compra obtenido por la CENTROSUR durante el año 2002 con lo registrado a nivel global del mercado nacional se observa que se ha logrado tener un valor mas bajo, optimización que ha sido posible gracias al control efectivo de este rubro efectuado durante todo el año y a la política de negociación de contratos a término desarrollada por la Empresa.

Cuadro N° IV.5 COSTO MEDIO (US\$/kWh)

Costo Medio	1999	2000	2001	2002	2003		% Incr. Anual
	US\$/kW	US\$/kW	US\$/kW	US\$/kW	US\$/kW	%	
Por Compra de Energía	3,14	3,24	4,73	5,42	6,06	60,5%	11,8%
Por Pérdidas	0,39	0,37	0,61	0,60	0,63	6,3%	4,7%
Por Depreciación	0,60	0,86	1,02	1,12	1,12	11,1%	-0,6%
Por Distribución	1,06	0,73	1,47	1,86	2,05	20,4%	10,2%
Por No Operacional	0,44	1,05	0,72	0,21	0,17	1,7%	-21,8%
Costo Medio Final	5,63	6,25	6,55	9,22	10,02	100%	8,7%



Durante el año 2003, los costos de distribución, que incluyen mano de obra, materiales, repuestos y los demás gastos de operación y mantenimiento llegaron a 2,05 US\$/kWh (20,4% del costo total); comparando este costo respecto a lo registrado el año anterior se advierte un incremento del

10,2%, elevación que se debe a varias causas entre las que se puede contar el incremento general de los precios.

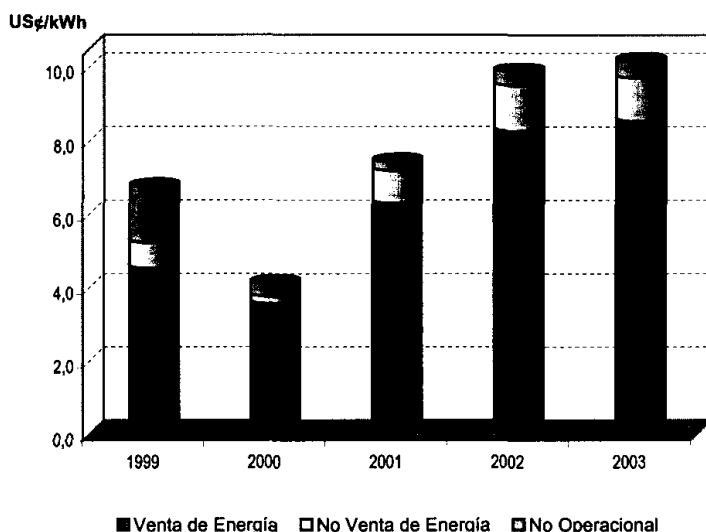
Los gastos no operacionales llegaron a 0,17 US\$/kWh, con una reducción del 21,8% respecto al año 2002. Con esto el costo medio final llegó a 10,02 US\$/kWh, que comparando con el costo final obtenido en el año 2002 se observa un incremento del 8,7%; estos costos se pueden observar en el cuadro IV.5.

El precio medio al cual la Empresa ha vendido la energía a sus clientes durante el año 2003 fue de 8,54 US\$/kWh, observándose un incremento del 3% respecto al año 2002; el ingreso medio de explotación que no es por venta de energía llegó a 1,18 US\$/kWh, registrando una disminución de 5% con relación al año anterior, en este valor se está incluyendo el cargo de comercialización constante en el pliego tarifario; el ingreso medio no operacional durante el año 2003 llegó a 0,46 US\$/kWh.

Con todo la anterior, el ingreso medio total durante el año 2003 llegó a 10,17 US\$/kWh, que comparado con el costo medio total registrado de 10,02 US\$/kWh, con una utilidad unitaria de 0,15 US\$/kWh. Comparando el ingreso medio registrado en el año 2003 con relación a los años anteriores se observa un incremento efectivo del 3% con respecto al 2002 y 36,8% respecto a 2001.

Cuadro N° IV.6 INGRESO MEDIO (US\$/kWh)

Ingreso Medio	1999	2000	2001	2002	2003		% Incr. Anual
	US\$/kW	US\$/kW	US\$/kW	US\$/kW	US\$/kW	%	
Por Venta Energía	4,54	3,57	6,31	8,27	8,54	83,9%	3%
Por No Venta Energía	0,70	0,20	0,88	1,24	1,18	11,6%	-5%
Por No Operacional	1,51	0,36	0,24	0,37	0,46	4,5%	23%
Ingreso Medio Total	6,75	4,13	7,43	9,88	10,17		3%



Comparando el Ingreso medio de operación obtenido por la Empresa en 2003 de 9,72 US\$/kWh con la tarifa objetivo fijada en los estudios tarifarios aprobados por el CONELEC para la CENTROSUR de 10,39 US\$/kWh, se observa que se alcanzó al 93,6%, pese a lo cual la Empresa, gracias a su gestión, logró alcanzar una utilidad de 0,15 US\$/kWh.

IV.6 INDICADORES ECONOMICOS Y DE GESTION

En el cuadro N° IV.7 se presenta el cálculo de los índices de gestión financiera de la empresa para el período 1999 al 2003 y su variación porcentual registrada el último año, para lo cual se ha tomado como base la información de los Balances Contables de Empresa.

CUADRO N° IV.7 INDICES DE GESTION FINANCIERA

INDICADORES DE LIQUIDEZ			1999	2000	2001	2002	2003	% Inc. Anual
1	Razón circulante $LI = \text{Activo Corriente y Acumulado} / \text{Pasivo Corriente y Acumulado}$	Veces	1,86	0,81	1,73	1,95	1,86	-5,05%
2	Prueba Ácida (Solvencia Financiera) $SF = \text{Activo Corriente y Acumulado} - \text{Inventarios} / \text{Pasivo Corriente y Acumulado}$	Veces	1,40	0,50	1,22	1,16	1,23	5,49%
3	Liquidez Financiera Inmediata $LF = \text{Disponibilidades} / \text{Pasivo Corriente y Acumulado}$	Veces	0,83	0,12	0,71	0,30	0,49	38,72%
4	Período Promedio de Cobros $PPC = \text{Cuentas por Cobrar Clientes} * \text{Días} / \text{Ingresos por Venta de Energía}$	Días	21,31	102,79	45,95	61,33	54	-12,92%
5	Capital de Trabajo $CT = \text{Ahorro Corriente} - \text{Pasivo Corriente}$	Millones US\$	5,23	-2,49	5,53	7,82	8,17	4,31%
6	Capital Promedio Invertido $CM = I(Ac.Fijo + CT) + (Ac.Fijo + CT) \cdot 11 / 2$	Millones US\$	89,54	54,96	69,03	76,10	81,28	6,37%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y PROPIEDAD								
7	Factor de Endeudamiento $FE = \text{Pasivo Total} / \text{Activo Total}$	%	13,69%	17,02%	11,89%	13,00%	12,65%	-2,79%
8	Concentración del Endeudamiento $CE = \text{Pasivo Corriente} / \text{Pasivo Total}$	%	84,24%	95,02%	76,23%	69,46%	77,60%	10,49%
9	Propiedad de los Accionistas $PA = \text{Patrimonio} / \text{Activo Total}$	%	86,31%	82,98%	88,11%	87,00%	87,35%	0,40%
10	Capacidad de Pago de los Accionistas $PA = \text{Patrimonio} / \text{Pasivo Total}$	Veces	6,30	4,87	7,41	6,69	6,91	3,11%
INDICADORES DE RENTABILIDAD								
11	Margen Bruto sobre Ventas $MBE = \text{Superávit de Explotación} / \text{Ingresos de Explotación}$	%	0,85%	-38,01%	-8,91%	5,28%	-1,41%	-473,96%
12	Rentabilidad de la Explotación $RE = \text{Superávit de Explotación} / \text{Capital Promedio Invertido}$	%	0,20%	-11,47%	-4,12%	2,85%	-0,80%	-455,12%
13	Margen de Beneficio $MB = \text{Superávit Total del Ejercicio} / \text{Ingresos de Explotación}$	%	12,89%	-56,38%	-15,51%	6,95%	1,58%	-338,93%
14	Rentabilidad de Patrimonio $RP = \text{Superávit Total del Ejercicio} / \text{Patrimonio}$	%	5,98%	-14,21%	-6,71%	3,60%	0,86%	-318,02%
15	Rentabilidad sobre Activos $RA = \text{Superávit Total del Ejercicio} / \text{Activo Fijo Neto}$	%	6,75%	-14,02%	-7,25%	4,05%	0,96%	-320,86%

Indicadores de Liquidez:

- Analizando la razón corriente se puede observar que al 31 de diciembre de 2003, para cubrir cada dólar de sus obligaciones con vencimiento a corto plazo la Empresa cuenta con 1,86 dólares en activos corrientes, presentando una disminución del 5,05% respecto a lo que la Empresa mostraba en el 2002, sin embargo el indicador resulta adecuado para la operación de la Empresa; 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.
- El indicador de prueba ácida al finalizar el 2003, muestra la capacidad financiera de la Empresa para hacer frente a sus obligaciones de corto plazo, resultando que en el 2003 por cada dólar adeudado con vencimiento a corto plazo (deuda que en ningún caso paga intereses), se cuenta con 1,23 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 0,49 dólares en recursos en efectivo (caja y bancos) para el pago de sus obligaciones de corto plazo; 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.

- El período promedio de recuperación de las cuentas por cobrar ha disminuido de 61 días en el 2002 a 54 días al cerrar el año 2003, habiéndose mejorado en un 12%.
- Durante el año 2003 el capital promedio invertido en la Empresa fue de 81,28 millones de dólares, valor que corresponde a un incremento del 6,3% con relación a lo invertido en el año 2002.

Indicadores de Endeudamiento y Propiedad:

- El factor de endeudamiento indica que al terminar el año 2003, el 12,65% de los activos de la Empresa son financiados por terceras personas; por lo tanto el 87,35% de los activos es de propiedad de los accionistas, permaneciendo prácticamente invariable en el último año, que en conjunto con un sostenido crecimiento del tamaño económico de la Empresa, muestra un incremento continuo del patrimonio de los accionistas durante los últimos 4 años.
- La capacidad de pago de los accionistas, indica que los recursos invertidos por los dueños de la Empresa están en capacidad de afrontar hasta 6,91 veces las obligaciones adquiridas con terceros.
- De la deuda que mantiene la Empresa al terminar el año 2003, el 77,6% 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 2004, 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 durante el 2003 un margen en contra del 1,41%.
- Considerando en forma conjunta la actividad del negocio eléctrico así como la actividad no operacional que desarrolla la empresa, se observa un margen de beneficio positivo del 1,58%, mismo que muestra una desmejora respecto al año 2002.
- El índice de rentabilidad sobre el patrimonio durante el año 2003 registró un valor de 0,86% y el indicador de rentabilidad sobre los activos obtuvo un valor de 0,96%.

IV.7 LIQUIDACIÓN PRESUPUESTARIA

Con la resolución N° 185-528, en la sesión efectuadas el 25 de septiembre de 2003, la Junta General de Accionistas de la Compañía, aprobó la Reforma al Presupuesto de Inversiones y Explotación para el año 2003.

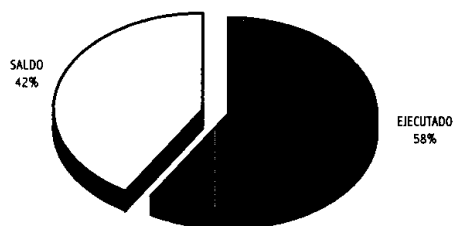
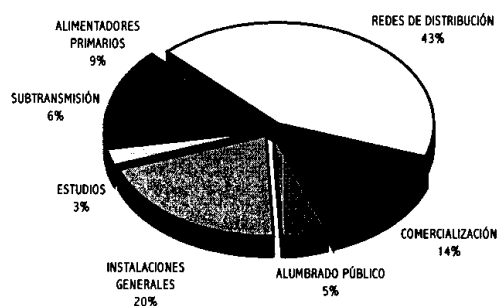
Durante el año 2003 ejecutaron US\$ 10'516.540, de los cuales US\$ 398.903 fueron invertidos en subestaciones, US\$ 280.059 en subtransmisión, US\$ 937.124 en primarios de distribución, US\$ 4'499.548 en redes de distribución, US\$ 1'480.395 en comercialización, US\$ 487.882 en alumbrado público, US\$ 2'151.931 en instalaciones generales y US\$ 280.509 en estudios.

En el cuadro IV.8 se presenta el resumen de la liquidación presupuestaria acumulada hasta el 31 de diciembre de 2003, observándose que de US\$ 17'977.798 presupuestados, se ejecutó US\$ 10'516.540 es decir el 58%, valor que comparado con el 42% alcanzado en el año 2003, se observa que se ha mejorado en 16 puntos porcentuales netos, lo cual se obtuvo como resultado de un proceso de mejoramiento continuo que la Empresa ha iniciado con la implantación del proceso de evaluación del desempeño.

CUADRO N° IV.8 LIQUIDACIÓN PRESUPUESTARIA - AÑO 2003

ETAPA	PRESUPUESTADO AÑO 2003	EJECUTADO HASTA DICIEMBRE DE 2003	SALDO	% EJECUTADO	% SALDO
SUBESTACIONES	1.480.317	398.903	1.081.414	26,9%	73,1%
SUBTRANSMISIÓN	350.590	280.059	70.531	79,9%	20,1%
ALIMENTADORES PRIMARIOS	1.809.860	937.314	872.546	51,8%	48,2%
REDES DE DISTRIBUCIÓN	7.296.531	4.499.548	2.796.984	61,7%	38,3%
COMERCIALIZACIÓN	1.127.000	1.480.395	-353.395	131,4%	-31,4%
ALUMBRADO PÚBLICO	486.875	487.882	-1.006	100,2%	-0,2%
INSTALACIONES GENERALES	4.669.275	2.151.931	2.517.344	46,1%	53,9%
ESTUDIOS	757.349	280.509	476.840	37,0%	63,0%
TOTAL PRESUPUESTO	17.977.798	10.510.541	7.467.257	58,5%	41,5%

EJECUTADO HASTA DICIEMBRE DE 2003



INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2003

CAPITULO V

EL SISTEMA ELECTRICO

V. EL SISTEMA ELÉCTRICO

V.1 ACTIVIDADES OPERATIVAS

V.1.1 Energía Disponible

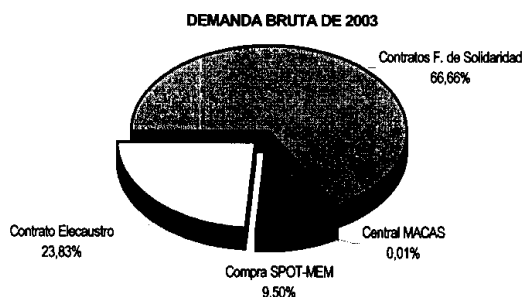
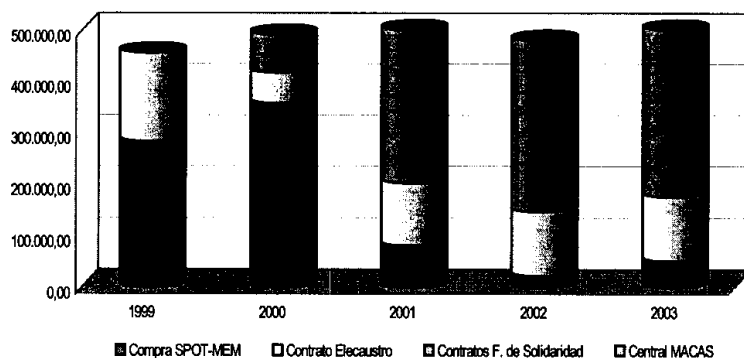
Durante el año 2003 la demanda total de energía del Mercado Regulado de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, incluyendo las pérdidas, alcanzó la cifra de 524'734.251 kWh, que corresponde a un incremento de 9,33% respecto a los valores que por el mismo concepto se registraron en el año 2002, 479'933.838 kWh (Cuadro N° V.1). Cabe resaltar que este rubro no considera la energía demandada por los Grandes Consumidores que operan dentro del Sistema Eléctrico CENTROSUR, como son ERCO, CARTOPEL y GRAIMAN.

Pese al esfuerzo puesto por la administración, durante todo el año 2003, para asegurar el aprovisionamiento de la mayor cantidad de energía bajo la modalidad de Contratos suscritos con Generadores del Fondo de Solidaridad y Elecaustro, este rubro en su conjunto creció solamente en un 4,75% y la energía adquirida en el Mercado Ocasional (SPOT) creció en 138,94%.

Sin embargo la incidencia de la energía adquirida en el Mercado Ocasional fue de tan solo el 9,50%, con respecto al total del requerimiento; la energía adquirida mediante Contratos representó el 90,49%, de los cuales 23,83% fueron de Elecaustro; la central Macas aportó durante 2003 con 0,01%. Al igual que en los últimos 5 años la energía producida por los grandes industriales que eventualmente podría ser inyectada al sistema eléctrico CENTROSUR, fue nula.

CUADRO N° V.1 DEMANDA BRUTA TOTAL

AÑO	1999	2000	2001	2002	2003		% CRECIM.	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	02-03	99-03
Compra SPOT-MEM	281.691,83	355.930,77	79.501,78	20.856,27	49.833,09	9,50	138,94	8,60
Contrato Elecaustro	173.521,12	60.360,10	122.014,00	125.099,00	125.046,00	23,83	-0,04	2,48
Contratos F. de Solidaridad	0,00	74.435,25	299.498,82	333.968,07	349.783,41	66,66	4,74	79,65
Central MACAS	0,00	0,00	0,00	10,49	71,76	0,01		
ENERGIA TOTAL	455.212,95	490.726,12	400.014,60	479.933,84	524.734,25	9,33	10,23	12,97



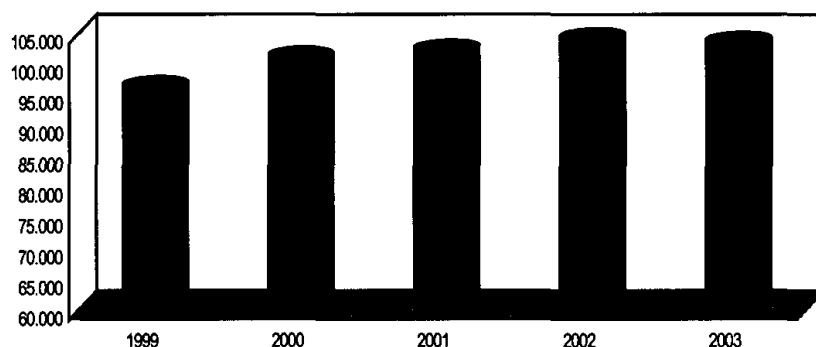
V.1.2 Demanda máxima coincidente

De enero a diciembre de 2003, la demanda de potencia 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 103.588 kW (cuadro N° V.2). Esta demanda es inferior a la de 2002 (104.165 kW) en un 0,55%; el valor máximo ocurrió el día viernes 12 de diciembre, a las 19h15.

Incluyendo la demanda máxima de terceros (ERCO 3.212 kW, CARTOPEL 2.872 kW, GRAIMAN 2.452 kW, GUAPAN 6.708 kW y Empresa Eléctrica Azogues con 8.435 kW), coincidente con la demanda de la CENTROSUR, la demanda máxima total del sistema en el 2003 fue de 127.267 kW, mientras que en el 2002 fue de 121.141 kW, representando un incremento de 5,06%.

CUADRO N° V.2 DEMANDA MÁXIMA

DEMANDA MÁXIMA	99.930	96.269	101.103	102.288	104.165	103.588	-0,55	0,76
----------------	--------	--------	---------	---------	---------	---------	-------	------



V.2 REALIZACIONES TÉCNICAS

V.2.1 Expansión del Sistema Eléctrico

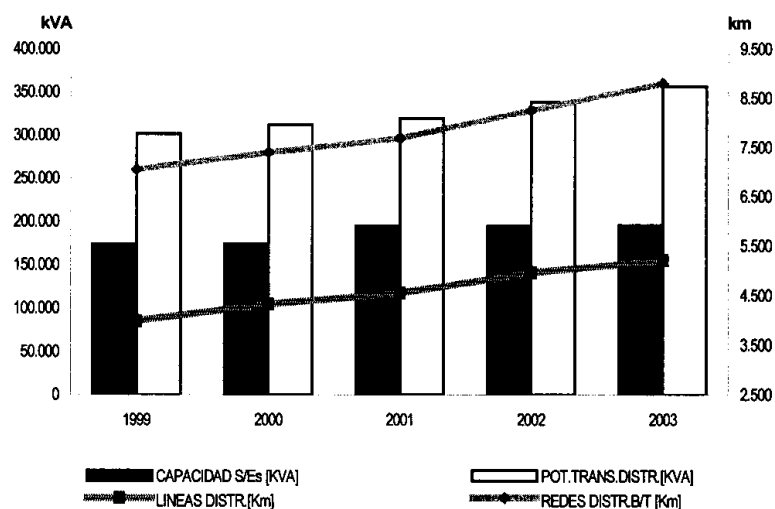
Las actividades que durante todo el año 2003 la Empresa ha realizado, con el propósito de expandir su sistema eléctrico, se resumen en el cuadro N° V.3. Cabe indicar que los rubros del año 2003, al igual que en 2002, incluyen los valores correspondientes a la totalidad del Sistema Eléctrico CENTROSUR, es decir Azuay, Cañar y Morona Santiago.

Al 31 de diciembre de 2003 el sistema de distribución de la Empresa cuenta con una capacidad de transformación instalada en subestaciones de 195 MVA, 323 km de líneas de subtransmisión, 356,73 MVA instalados en 10.916 transformadores de distribución. En redes primarias de distribución en media tensión se cuenta con 5.215 km de línea, en tanto que en redes secundarias de baja tensión se ha llegado a 8.803 km; en alumbrado público se tiene instaladas 45.437 luminarias con una potencia de 7,8 MW

Estas cantidades significaron un incremento en potencia instalada en transformadores de distribución de 5,25%, en longitud de líneas de distribución (media tensión) de 4,87%, en longitud de redes de baja tensión 6,57%, y la potencia instalada en alumbrado público en 8,55%; en cambio los incrementos promedio anuales del período comprendido entre los años 1999 – 2003, fueron 3,89%, 6,40%, 5,44% y 4,27% respectivamente. Lo indicado anteriormente se resume en los cuadros N° V.3 y V.4.

CUADRO N° V.3 EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO (Total del Sistema)

		1999	2000	2001	2002	2003	Crec. 2003
Capacidad Instalada en S/Es de Distribución	kVA	174.300	174.300	195.000	195.000		625
Longitud de Líneas de Subtransmisión	km	297	256	256	322,94		0
Potencia Transformadores Distribución	kVA	301.710	312.382	319.845	338.940		17.793
Número Transformadores Distribución	U	8.739	9.013	9.372	10.179		737
Longitud Líneas Distribución M/T	km	3.993	4.335	4.555	4.973		242,00
Longitud Líneas Distribución B/T	km	7.056	7.401	7.693	8.260		543,00
Potencia Alumbrado Público	kW	6.537	6.801	6.923	7.243		624,70
Número Luminarias A/P Instaladas	U	35.581	37.700	38.874	41.575		3.862



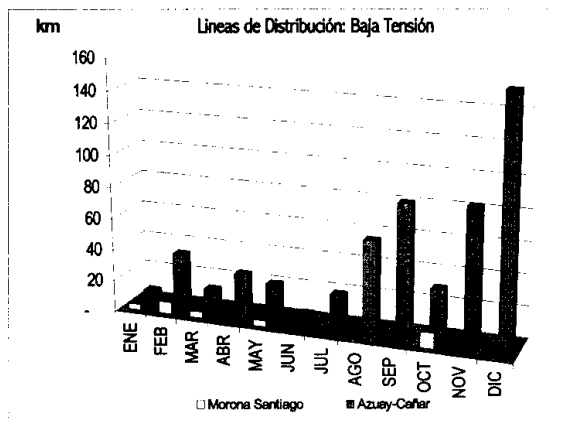
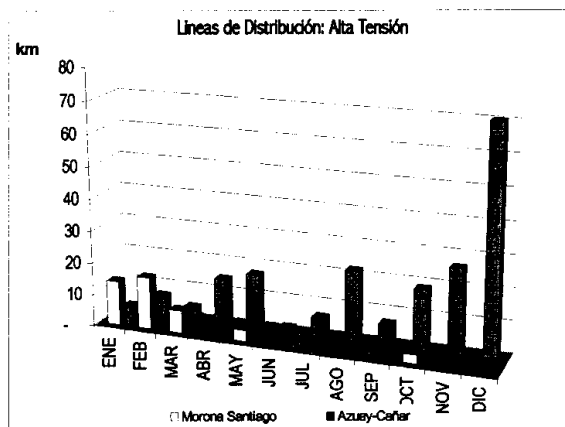
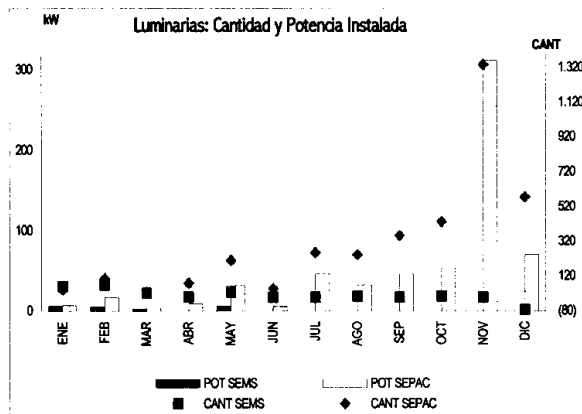
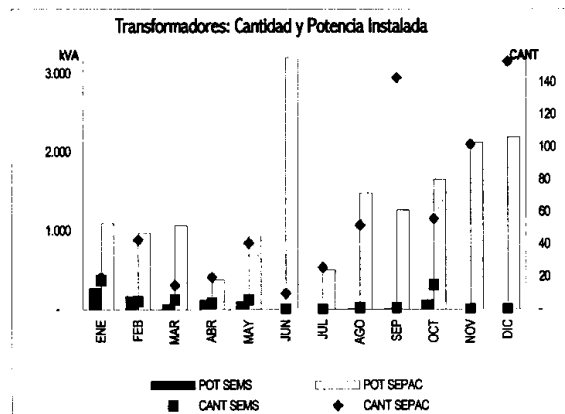
Nota: La Longitud de Líneas de Subtransmisión considera 60,63 km correspondientes a la línea S/E Cuenca - S/E Limón, de propiedad de TRANSELECTRIC, arrendada por la CENTROSUR.



CENTROSUR
CENTRO SUR
Sociedad Anónima

CUADRO N° V.4 INCREMENTOS DE OBRAS EN EL SISTEMA ELECTRICO - AÑO 2003

2003	Azúy-Cañar			Azúy-Cañar			Azúy-Cañar			Azúy-Cañar			Azúy-Cañar			Azúy-Cañar		
ENE	270	1.100	1.370	18	20	38	14	2	16,20	4	6	9,23	6,53	7,09	13,62	63	44	107
FEB	168	978	1.146	5	43	48	16	7	23,14	8	32	39,82	5,54	17,22	22,76	70	107	177
MAR	65	1.070	1.135	6	15	21	7	4	11,43	4	11	15,22	2,76	4,49	7,25	24	32	56
ABR	120	385	505	4	20	24	0	15	14,90	1	24	24,45	0,07	9,83	9,90	1	81	82
MAY	105	940	1.045	6	41	47	4	17	20,86	4	20	23,29	6,49	32,31	38,80	31	212	243
JUN	-	3.208	3.208	-	10	10	-	2	1,62	-	3	2,77	-	6,06	6,06	-	50	50
JUL	-	508	508	-	26	26	-	6	6,23	0	18	18,22	-	46,73	46,73	-	256	256
AGO	10	1.485	1.495	1	52	53	0	22	22,45	-	55	54,82	(0,85)	32,39	31,55	6	245	251
SEP	10	1.270	1.280	1	143	144	-	7	6,80	1	80	80,77	(2,15)	46,22	44,07	-	355	355
OCT	120	1.661	1.781	15	56	71	3	19	21,68	10	29	39,03	(0,95)	53,26	52,31	6	435	441
NOV	-	2.125	2.125	-	102	102	-	27	26,55	-	82	82,11	(5,16)	311,82	306,67	-	1.339	1.339
DIC	-	2.195	2.195	-	153	153	-	70	70,36	-	152	152,49	(25,30)	70,32	45,02	(72)	577	505
2003	868	16.925	17.793	56	681	737	44	198	242	31	511	542	(13)	638	625	129	3.733	3.862
Acum.	17.807	338.928	356.733	848	10.070	10.916	786	4.429	5.215	393	6.410	6.802	622	7.248	7.868	4.774	40.663	45.437



INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2003

CAPITULO VI

EL MERCADO REGULADO

VI. EL MERCADO REGULADO

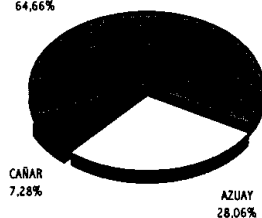
VI.1 AREA DE CONCESIÓN

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. que representa el 11,3% del territorio nacional ecuatoriano, según los datos publicados por el CONELEC, 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 siguiente cuadro.

CUADRO N° VI.1 EXTENSION POR CANTON

CANTON	EXTENSION (km ²)	%	CANTON	EXTENSION (km ²)	%
CUENCA	3.128,80	10,80	CANAR	1.787,00	6,17
GIRON	349,20	1,21	BIBLIAN	204,90	0,71
GUALACEO	367,70	1,27	EL TAMBO	66,10	0,23
NABON	647,20	2,23	SUSCAL	49,90	0,17
PAUTE	272,70	0,94			
PUCARA (1)	856,50	2,96	MORONA	4.211,00	14,54
SAN FERNANDO	141,70	0,49	HUAMBOYA	2.132,80	7,36
SANTA ISABEL	785,70	2,71	SUCUA	1.828,10	6,31
SIGSIG	667,00	2,30	SANTIAGO	1.979,60	6,84
OÑA	298,00	1,03	TAISHA	4.480,90	15,47
CHORDELEG	110,60	0,38	LIMON	2.205,20	7,61
EL PAN	138,50	0,48	SAN JUAN BOSCO	1.039,20	3,59
SEVILLA DE ORO	322,80	1,11	GUALAQUIZA	850,00	2,93
GUACHAPALA	40,90	0,14			

MORONA SANTIAGO
64,66%



VI.2 CLIENTES

Según el informe de facturación, el número de clientes a diciembre de 2003 fue de 231.551 (cuadro N° VI.2.1), con un incremento del 3,83% respecto a los que existían en diciembre de 2002 (223.000).

Clasificados por categoría, del total tenemos que un 89,37% son clientes residenciales, 7,37% comerciales, 2,04% 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 2003 el Sistema Eléctrico Principal (Azuay y Cañar) cuenta con 217.238 clientes, mientras que el Sistema Eléctrico Morona Santiago opera con 14.313.

VI.3 ENERGÍA FACTURADA

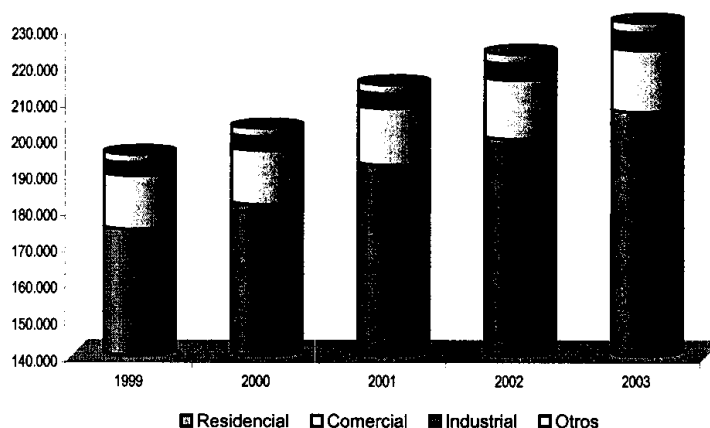
La energía facturada durante el año 2003 (emisión enero a diciembre), fue de 437'553.761 kWh (ver cuadro N° VI.4.1), con una variación del 1,62% con relación a la facturación de enero a diciembre de 2002 (430'570.443 kWh). De la facturación total, el sector residencial con 221'253.685 kWh (50,57%) es el de mayor participación y el industrial con 100'601.115 kWh (22,99%) el siguiente. El decremento en la facturación del sector industrial (10,23%) registrado en el período 2002-2003, obedece en buena parte a la salida de los Grandes Consumidores (ERCO, GRAIMAN, CARTOPEL).

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

AÑO	1999	2000	2001	2002	2003		% CRECIM.	
					VALOR	%	02-03	99-03
Residencial	174.535	181.311	192.251	199.438	206.937	89,37	3,76	4,26
Comercial	14.751	15.095	15.749	16.419	17.068	7,37	3,95	3,72
Industrial	3.525	3.657	4.040	4.392	4.724	2,04	7,56	7,18
Otros	2.491	2.523	2.621	2.751	2.822	1,22	2,58	3,12
TOTALES	195.302	202.586	214.661	223.000	231.551	103,83	3,91	4,26

CUADRO N° VI.2.2 CLIENTES POR TIPO DE TARIFA - SISTEMA ELECTRICO MORONA SANTIAGO

AÑO	1999	2000	2001	2002	2003		% CRECIM.	
					VALOR	%	02-03	99-03
Residencial	9.208	9.759	10.732	11.382	12.064	84,29	5,99	6,95
Comercial	1.117	1.117	1.196	1.229	1.282	8,96	4,31	3,49
Industrial	220	226	250	280	319	2,23	13,93	9,01
Otros	560	568	596	615	648	4,53	5,37	3,09
TOTALES	11.105	11.670	12.674	13.406	14.293	106,60	5,81	6,54



Al relacionar la energía facturada con el número de clientes, resulta que mientras en el período enero a diciembre de 2002 se tenía 1.930,81 kWh (160,90 kWh/mes) por cliente medio, en 2003 da como resultado 1.889,66 kWh (157,47 kWh/mes) por cliente, lo que significa un decremento del 2,13%.

VI.4 FACTURACION Y RECAUDACIÓN

Durante el año 2003 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.

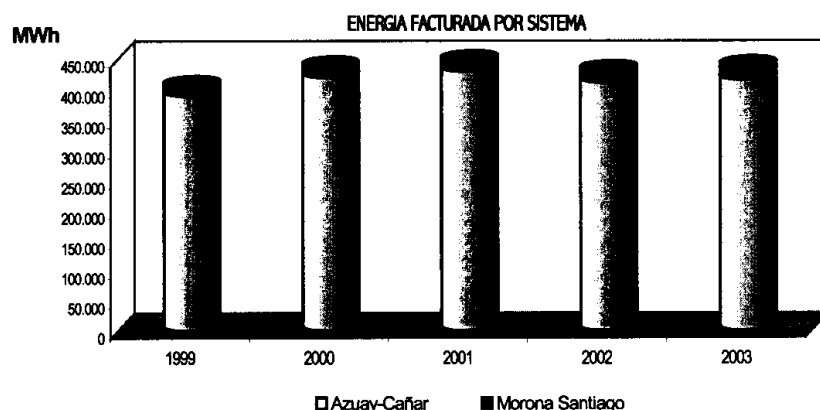
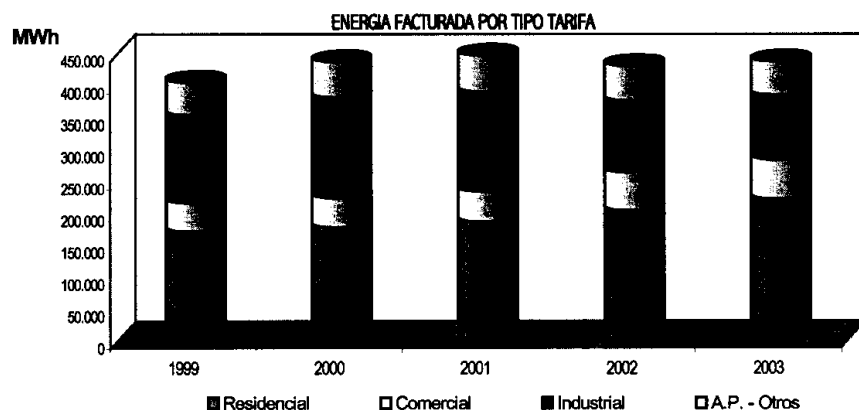
De acuerdo a los reportes del Sistema Informático de Comercialización, la facturación y recaudación del año 2003 alcanzaron los US\$ 42'356.064 y US\$ 41'016.104 respectivamente, lo que significa que el nivel de recaudación de la Empresa fue de 96,84%. Estas cifras, así como las de años anteriores se presentan en los cuadros VI.5 y VI.6

CUADRO N° VI.4.1 ENERGIA FACTURADA - TOTAL DEL SISTEMA

AÑO	1999	2000	2001	2002	2003		% CREC.	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	02-03	99-03
Residencial	171.113.148	176.983.527	185.497.611	203.584.952	221.253.685	50,57	8,68	3,19
Comercial	45.301.387	46.718.405	48.921.687	59.744.735	62.418.163	14,27	4,47	7,19
Industrial	136.823.898	156.754.237	155.084.109	112.061.196	100.601.115	22,99	-10,23	-4,74
Alumbrado Público	31.308.759	32.267.369	33.207.147	33.905.266	35.691.071	8,16	5,27	3,22
Otros	20.899.831	24.209.671	24.269.707	21.274.294	17.589.727	4,02	-17,32	-7,08

CUADRO N° VI.4.2 ENERGIA FACTURADA - SISTEMA ELECTRICO MORONA SANTIAGO

AÑO	1999	2000	2001	2002	2003		% CREC.	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	02-03	99-03
Residencial	8.823.372	9.400.878	9.973.472	11.229.785	12.541.060	57,86	11,68	5,94
Comercial	2.555.681	2.751.782	2.716.291	3.044.852	3.389.676	15,64	11,32	6,99
Industrial	433.532	472.021	557.927	600.943	779.578	3,60	29,73	12,75
Alumbrado Público	2.561.674	2.649.332	2.774.149	2.955.845	3.028.354	13,97	2,45	4,24
Otros	1.324.191	1.757.235	1.593.782	1.910.011	1.936.501	8,93	1,39	9,40



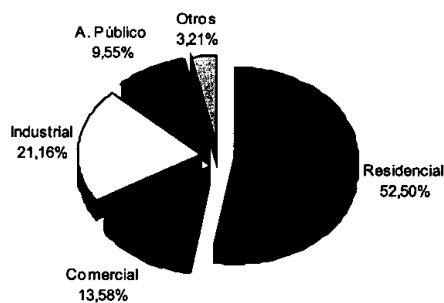
CUADRO N° VI.5 FACTURACIÓN POR VENTA DE ENERGÍA (\$US)
AÑO 2003 - TOTAL DEL SISTEMA

Tarifa/Mes	Ene-01	Feb-01	Mar-01	Abr-01	May-01	Jun-01	Jul-01	Ago-01	Sep-01	Oct-01	Nov-01	Dic-01	AÑO 2001
Residencial	730.769	768.249	710.921	800.010	828.968	918.105	924.288	935.086	982.465	1.002.993	1.117.695	1.153.831	10.873.380
Comercial	257.078	230.557	210.390	238.794	243.921	265.918	263.935	274.259	272.813	278.264	306.138	312.408	3.154.472
Industrial	843.019	771.154	800.922	963.868	893.312	1.025.537	994.367	942.078	996.874	1.010.102	1.057.435	1.117.786	11.416.455
A. Público	149.108	151.326	157.617	164.230	171.170	178.347	185.762	193.540	201.534	209.803	218.279	227.826	2.208.542
Otros	100.368	103.996	99.720	113.671	111.389	120.934	124.610	135.305	132.888	134.367	166.417	168.174	1.511.840
Total	2.080.342	2.025.282	1.979.570	2.285.572	2.263.760	2.508.840	2.496.933	2.538.730	2.569.907	2.603.562	2.805.759	2.982.025	29.164.588
Tarifa/Mes	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02	AÑO 2002
Residencial	1.130.443	1.353.800	1.118.854	1.403.915	1.354.617	1.347.410	1.357.600	1.349.530	1.291.354	1.310.243	1.389.577	1.373.763	15.781.106
Comercial	312.917	375.036	338.153	376.351	396.990	464.484	442.947	455.505	446.177	444.152	433.501	406.995	4.893.210
Industrial	1.059.863	1.047.428	856.713	771.019	781.193	765.917	719.672	774.931	765.536	737.191	836.653	800.020	9.916.137
A. Público	237.417	249.633	262.468	275.763	289.951	290.167	291.256	292.158	292.158	293.424	296.618	299.859	3.370.872
Otros	172.153	167.545	164.730	169.574	179.796	107.644	99.809	106.229	97.634	98.564	305.610	113.323	1.782.613
Total	2.912.793	3.195.441	2.740.915	3.227.522	3.102.567	2.977.823	2.811.286	2.979.357	2.886.880	2.885.572	2.825.558	2.993.661	35.743.936
Tarifa/Mes	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	AÑO 2003
Residencial	1.430.366	1.860.183	1.634.505	1.791.625	1.855.011	1.892.903	1.972.487	1.936.341	2.014.632	1.923.056	2.017.153	1.975.916	22.304.177
Comercial	425.374	459.738	420.348	438.111	459.184	471.047	463.451	484.952	452.194	495.118	505.740	486.209	5.561.467
Industrial	816.462	817.665	752.347	712.079	676.458	703.179	696.832	720.559	949.192	845.188	745.099	684.325	9.119.387
A. Público	302.312	307.638	313.498	318.829	324.587	331.091	336.924	344.285	349.921	357.223	367.657	384.097	4.038.061
Otros	108.950	109.121	99.857	103.285	121.973	111.274	111.099	113.153	98.440	118.783	121.941	115.097	1.332.972
Total	3.083.464	3.554.345	3.226.555	3.363.929	3.437.213	3.509.494	3.580.739	3.599.230	3.864.380	3.779.368	3.757.589	3.645.644	42.356.064

CUADRO N° VI.6 RECAUDACIÓN POR VENTA DE ENERGÍA (\$US)
AÑO 2003 - TOTAL DEL SISTEMA

Tarifa/Mes	Ene-01	Feb-01	Mar-01	Abr-01	May-01	Jun-01	Jul-01	Ago-01	Sep-01	Oct-01	Nov-01	Dic-01	AÑO 2001
Residencial	726.706	862.516	1.237.102	911.759	950.170	858.182	854.871	914.980	845.014	1.035.901	975.406	970.846	11.143.453
Comercial	208.355	264.349	463.775	268.486	324.243	280.753	255.788	277.361	264.400	282.156	292.777	292.858	3.475.301
Industrial	822.784	933.536	1.224.434	903.959	1.056.895	1.099.449	934.932	962.790	1.093.460	910.076	1.163.436	926.695	12.032.447
A. Público	141.812	145.291	146.230	187.674	213.428	184.940	178.275	202.658	199.737	216.839	213.138	221.997	2.252.020
Otros	101.737	139.672	260.199	109.473	118.112	132.841	98.424	147.110	139.550	129.324	162.875	98.804	1.638.121
Total	2.001.394	2.345.364	3.331.739	2.388.325	2.663.546	2.503.105	2.266.222	2.538.101	2.521.310	2.572.295	2.652.591	2.511.201	30.541.342
Tarifa/Mes	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02	AÑO 2002
Residencial	963.223	1.045.328	1.152.561	1.258.792	1.303.287	1.094.101	1.446.897	1.296.996	1.126.707	1.414.825	1.235.201	1.399.388	14.737.305
Comercial	318.462	315.348	346.335	353.746	426.132	210.409	624.502	531.023	389.097	483.687	372.242	310.875	4.681.858
Industrial	1.160.179	845.389	922.589	881.988	786.393	579.518	967.212	869.264	933.146	721.338	807.210	565.552	9.839.778
A. Público	265.117	201.240	277.851	270.145	338.222	208.569	350.576	304.904	267.687	246.922	255.603	233.682	3.220.518
Otros	252.860	159.723	159.799	166.667	163.066	66.094	134.848	95.664	91.376	103.030	95.961	67.551	1.556.638
Total	2.558.840	2.567.527	2.839.135	2.631.338	2.905.067	2.160.491	3.464.035	2.988.403	2.606.801	3.572.703	2.762.215	2.577.047	34.036.097
Tarifa/Mes	Ene-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Ago-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	AÑO 2003
Residencial	1.837.935	1.576.808	1.751.839	1.480.580	1.913.528	1.756.475	1.885.366	1.738.072	1.776.398	2.025.781	1.829.610	1.961.537	21.533.927
Comercial	556.269	285.953	558.548	285.753	609.941	438.053	497.115	439.842	405.613	556.177	497.602	437.519	5.568.184
Industrial	968.925	579.164	843.577	519.708	888.505	647.413	687.021	724.150	519.261	728.315	742.045	832.765	8.680.849
A. Público	326.636	241.620	345.775	250.335	370.543	310.499	344.000	327.867	315.102	387.064	346.241	349.357	3.915.038
Otros	127.439	73.994	131.775	77.753	134.168	110.100	119.532	103.136	84.130	131.154	107.498	117.429	1.318.107
Total	3.817.203	2.757.538	3.631.513	2.814.128	3.916.694	3.262.540	3.333.033	3.352.666	3.100.503	3.678.482	3.422.965	3.698.607	41.016.104

COMPOSICIÓN DE LA RECAUDACIÓN EN EL SISTEMA CENTROSUR



VI.5 DEUDA DE LOS CLIENTES

A 31 de diciembre de 2003 el monto por Cartera Vencida es de US\$ 6'114.013,75. En el cuadro N° VI.7 se presenta un resumen de la antigüedad de la deuda, clasificado por categoría de consumo.

CUADRO N° VI.7 RESUMEN GENERAL DE ANTIGÜEDAD DE LA DEUDA (US\$)

CLASIFICACION POR USO DE ENERGIA

Corte al 31 de Diciembre de 2003

CARGO TARIFARIO / ANTIGÜEDAD	Hasta 30 días		Entre 31 y 60 días		Entre 61 y 90 días		Entre 91 y 180 días		Entre 181 y 360 días		Mas de 360 días		TOTAL	
	Num.	Valor	Num.	Valor	Num.	Valor	Num.	Valor	Num.	Valor	Num.	Valor	Num.	Valor
RESIDENCIAL	61.538	1.458.802,44	21.909	733.818,00	9.710	408.740,09	12.473	584.457,78	5.650	379.429,41	8.093	510.921,00	119.373	4.076.168,72
COMERCIAL	4.335	330.899,08	1.996	155.780,89	1.036	80.108,30	1.305	86.457,99	326	37.203,52	303	33.117,47	9.301	723.567,25
INDUSTRIAL	1.299	468.491,16	570	159.853,44	346	83.968,00	445	99.583,30	141	71.878,00	184	157.031,78	2.985	1.040.805,68
ASISTENCIA SOCIAL	647	18.703,89	242	9.352,89	131	5.207,82	131	7.928,76	75	2.698,58	113	4.815,63	1.339	48.707,57
LOCALES DEPORTIVOS	12	4.883,53	4	4.923,54	1	6.370,53	3	18.391,77	2	34.539,62	16	86.018,18	38	155.127,17
ENTIDADES OFICIALES	184	21.495,87	62	5.106,03	29	3.187,89	34	7.523,70	26	9.813,70	39	16.057,42	374	63.184,61
VARIOS	18	4.663,47	8	449,54	3	421,17	4	636,85	5	167,12	3	114,80	41	6.452,75
TOTAL														

RESUMEN

Descripción	Número	Valor
DEUDA GENERAL TOTAL	133.451,00	6.114.013,75
CARTERA VENCIDA GENERAL	65.418,00	3.806.074,31

VI.6 ENERGÍA CONSUMIDA

Durante el año 2003 (emisión febrero/2003 a enero/2004) los clientes de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR consumieron 439'485.553 kWh; 417'369.811 (94,97%) en el Sistema Principal (Azuay y Cañar) y 22'115.742 (5,03%) 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	1999	2000	2001	2002	2003		% CRECIM.	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	02-03	99-03
RESIDENCIAL	169.082	178.026	184.905	207.036	222.926	50,72	7,67	3,46
COMERCIAL	45.185	47.245	48.412	60.955	62.968	14,33	3,30	7,29
INDUSTRIAL	138.420	158.243	152.956	109.529	99.836	22,72	-8,85	-4,88
OTROS	52.497	56.541	57.689	54.527	53.755	12,23	-1,42	-0,92

CUADRO N° VI.6.2 ENERGIA CONSUMIDA - SISTEMA PRINCIPAL AZUAY Y CAÑAR

TIPO DE TARIFA	1999	2000	2001	2002	2003		% CRECIM.	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	02-03	98-02
RESIDENCIAL	160.374	168.506	174.821	195.725	210.238	50,37	7,42	3,32
COMERCIAL	42.640	44.468	45.679	57.897	59.492	14,25	2,76	7,30
INDUSTRIAL	137.987	157.757	152.398	108.918	99.043	23,73	-9,07	-4,96
OTROS	48.567	52.148	53.280	49.652	48.596	11,64	-2,13	-1,59

CUADRO N° VI.6.3 ENERGIA CONSUMIDA - SISTEMA MORONA SANTIAGO

TIPO DE TARIFA	1999	2000	2001	2002	2003		% CRECIM.	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	02-03	98-02
RESIDENCIAL	8.708	9.521	10.084	11.311	12.687	57,37	12,17	6,03
COMERCIAL	2.546	2.778	2.732	3.058	3.476	15,72	13,67	7,43
INDUSTRIAL	433	486	558	611	793	3,59	29,86	12,97
OTROS	3.930	4.393	4.410	4.875	5.159	23,33	5,83	7,52

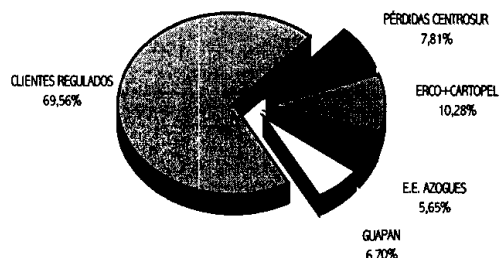
VI.7 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Considerando la energía total que circula por el sistema (631.770.842 MWh) menos el consumo del sistema de distribución de la CENTROSUR (439'485.553 MWh), menos la energía consumida por la Empresa Eléctrica Azogues (35'685.893 kWh), Industrias Guapán (42'306.597 kWh) y los Grandes Consumidores ERCO, GRAIMAN y CARTOPEL (64'948.412 kWh), se tiene que durante el período enero a diciembre de 2003 las pérdidas de energía alcanzaron a 49'344.387 kWh (cuadro N° VI.8), lo que significa que el 7,81% corresponde a pérdidas, tanto técnicas como no técnicas (negras), siendo uno de los porcentajes más bajos entre todas las Empresas Eléctricas del país. Las pérdidas referidas a la energía que la Empresa manejó en su sistema de distribución representaron el 9,40%.

CUADRO N° VI.8 BALANCE DE ENERGÍA (Total del Sistema)

AÑO 2003 - TOTAL DEL SISTEMA

ENERGÍA DISPONIBLE					
S/E CUENCA	kWh	306.472.754	389.308.125	397.191.979	2,03
ELECAUSTRO	kWh	252.961.527	209.617.929	234.578.863	11,91
REPARTO DE ENERGÍA					
CENTROSUR	kWh	501.014.599	479.933.837	488.829.940	1,85
GRANDES CONSUMIDORES ERCO/CARTOPEL	kWh	-	45.570.638	64.948.412	42,52
E.E. AZOGUES	kWh	31.809.977	33.826.035	35.685.893	5,50
GRAN CONSUMIDOR GUAPAN	kWh	26.609.705	39.595.544	42.306.597	6,85
DESGLOSE CENTROSUR					
CONSUMO CLIENTES REGULADOS	kWh	443.961.934	432.047.084	439.485.553	1,72
CONSIDERANDO CORRECCIÓN POR SOBREFACTURACIÓN DE DIC-02	kWh	-	428.738.709	-	-100,00
PÉRDIDAS CENTROSUR	kWh	57.052.665	51.195.128	49.344.387	-3,62
PERDIDAS ENERGIAS DISPONIBLES					7,81
PERDIDAS ENERGIAS CENTROSUR					9,40





INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2003

CAPITULO VII

LOS RECURSOS HUMANOS

VII. LOS RECURSOS HUMANOS

VII.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 2003, la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR contaba con 480 trabajadores, de los cuales 422 eran fijos y 58 eran contratados eventualmente mediante proveedoras de servicio como SOTEM y CENSERVI, según el detalle ilustrado en el cuadro N° VI.1. En el año en mención se ha reducido a 0 el número de personal eventual contratado directamente por la Empresa.

CUADRO N° VI.1 TOTAL DE TRABAJADORES AL MES DE DICIEMBRE DE 2003

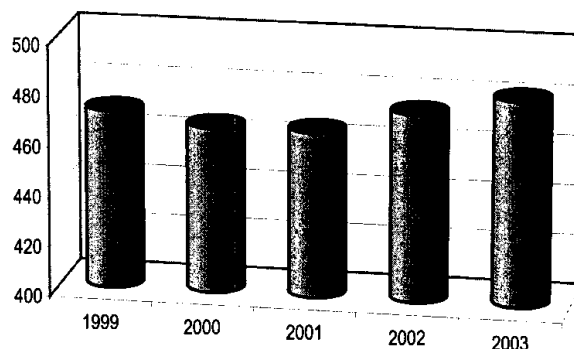
Dirección/Categoría	DICO	DIDIS	DAF	DIPLA	DISI	PE	DIMS	TOTAL 2003	TOTAL 2002
Fijos	63	219	66	9	13	12	40	422	422
Eventuales Directos	-	-	-	-	-	-	-		
Eventuales a través de Proveedores de Servicios	13	34	5	2	-	-	4		
TOTAL	76	253	71	11	13	12	44	480	469

En comparación con los trabajadores registrados durante el año 2002, se tiene una disminución del número de trabajadores fijos. Los trabajadores eventuales que a diciembre sumaron 58, en su mayoría fueron contratados para realizar tareas específicas y de carácter temporal, como los son el proyecto GIS, la operación de subestaciones, actividades puntuales en control de pérdidas, diagnóstico de Calidad del Producto en el Sistema de Distribución y un gran número para reemplazar a personal fijo que hacía uso de su período vacacional.

Respecto a los Clientes atendidos por cada trabajador en el año 2003, considerando todo el personal propio y eventual, se tiene que la relación se incrementó a 482 clientes/trabajador con relación a la de 2002 donde la relación estaba en 475; esto dentro de toda el área de concesión de la CENTROSUR.

CUADRO N° VI.2 CLIENTES ATENDIDOS POR TRABAJADOR

DESCRIPCIÓN / AÑO	1999	2000	2001	2002	2003
CLIENTES/TRABAJADOR	471	466	466	475	482



El índice de rotación de personal, es decir la relación entre trabajadores que salen comparado con la plantilla total en la Empresa, en promedio durante el año 2003 fue de 0,26%. Esta situación

mejora con respecto a la registrada durante el año 2002 (0,7%) y con la presentada en 2001 (1,6%). Este indicador nos muestra la estabilidad en el manejo del personal en los últimos años, situación que evidentemente redundará en una mejora continua de las relaciones laborales y del nivel de productividad

El índice de ausentismo durante 2003 sufrió un incremento a 2,75% desde 2,2% del año 2003. Pese a las políticas adoptadas por la administración, en el sentido de reducir este tipo de situaciones, especialmente debido a enfermedad, el año anterior fue un año con un mayor número de ausentismo. Sin embargo pese a ser el valor más alto de los últimos 4 años, éste se mantiene dentro de un rango aceptable para una Empresa de nuestras características.

En lo relativo a la capacitación durante el año se han impartido un total de 11.239 horas, con una inversión de US\$ 67.205,56

VII.2 SISTEMA DE EVALUACION DE DESEMPEÑO

VII.2.1 INDICADORES DE DESEMPEÑO

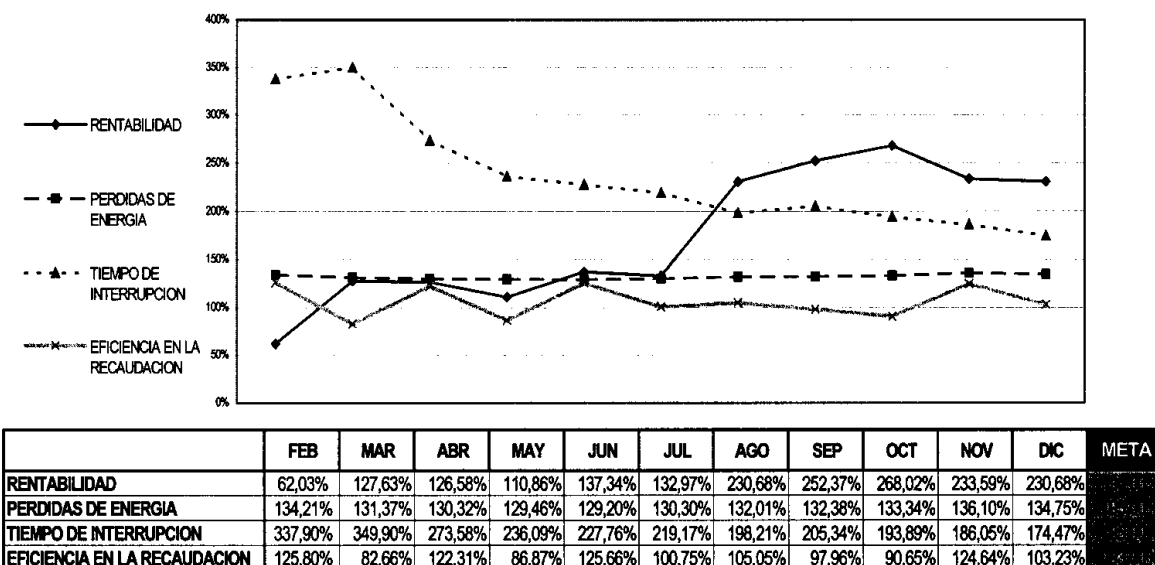
La Empresa consciente de los nuevos desafíos que debe enfrentar decidió implantar un sistema de administración estratégica, evaluación del desempeño integral y recompensa denominado "e - SOL". Esta herramienta de gestión integra a toda la Organización con el propósito de maximizar sus resultados en forma creciente en el tiempo, evaluando el desempeño y/o pagando en adición al sueldo fijo, una remuneración variable en función de MEDIR la contribución de los colaboradores en cada una de las siguientes 7 áreas de resultados clave de la Misión o 7 Disciplinas, que se registran en conjunto con su respectiva calificación porcentual y que son las siguientes:

- OBJETIVO INSTITUCIONAL
- SATISFACCION DEL CLIENTE EXTERNO
- SATISFACCION DEL CLIENTE INTERNO
- PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD
- CONTROL DEL GASTO
- USO EFICAZ DEL TIEMPO
- LIDERAZGO

VII.2.2 OBJETIVO INSTITUCIONAL

Se han definido cuatro indicadores para esta disciplina: Rentabilidad, Pérdidas de Energía, Tiempo de Interrupción y Eficiencia en la Recaudación. El primero, sirve para cuantificar los resultados financieros obtenidos por la Empresa con respecto a los valores esperados del presupuesto. El segundo, mide la eficiencia sobre el proceso de compra, distribución y comercialización de la energía eléctrica hasta llegar al cliente final. El tercero, corresponde al tiempo total de interrupción por kVA instalado en el sistema de media tensión de acuerdo a la regulación CONELEC 004/01. Y el último, mide la eficiencia del proceso facturación - recaudación de los ingresos por venta de energía y de los valores asociados a este proceso. El siguiente cuadro muestra el valor de los indicadores del período febrero - diciembre de 2003.

Cuadro VII.2.2 Indicadores de Objetivo Institucional

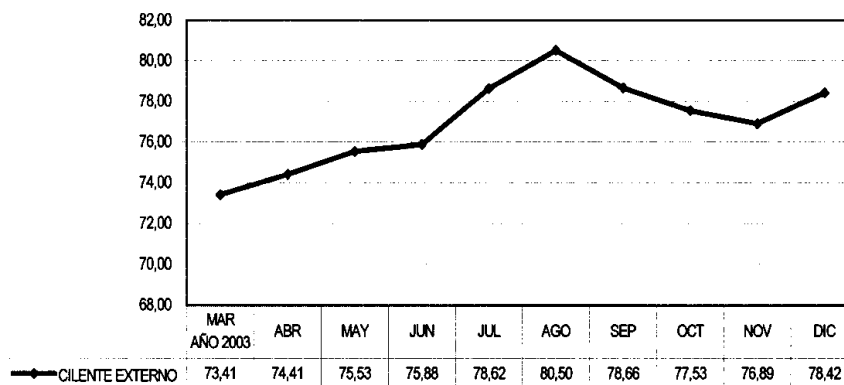


VII.2.3 SATISFACCION DEL CLIENTE EXTERNO

Refleja la opinión y el sentir de los clientes, información que se la recoge a través de encuestas. La opinión de los clientes refleja la voluntad y disposición de los colaboradores de la Empresa para servir a sus clientes y solucionar sus problemas, el trato y cortesía con el que son atendidos, la calidad y precio del servicio eléctrico. En el cuadro VII.2.3 se muestran los resultados del período marzo – diciembre, debiendo indicarse que la media equivalente al 60%, representa un nivel satisfactorio.

Cuadro VII.2.3 Indicador: Cliente Externo

Total Promedio de Encuestas



VII.2.4 SATISFACCION DEL CLIENTE INTERNO

La única forma en que puede lograrse la satisfacción constante de los Clientes Externos es contando con robustas cadenas internas de producción de valor hacia el Cliente, cadenas definidas a través de matrices unidireccionales cliente interno - proveedor, en donde la exigencia ejercida por el Cliente Externo a través de la segunda disciplina, también pueda ser transferida del Cliente Interno a su Proveedor Interno.

Así, de igual manera como el Cliente Externo se convierte en Evaluador de la Empresa, cada área Cliente se convierte en Evaluadora de su respectiva área Proveedor, estableciéndose un diálogo

mensual que ha permitido mejorar constantemente la entrega – recepción de productos y servicios con alto valor agregado entre las diferentes áreas.

Cuadro VII.2.4 Indicador: Cliente Interno

Proveedor	Cliente	AÑO 2003									
		MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	DICO	80	72	80	88	82	92	90	86	84	84
	DIDIS	74	78	72	80	78	82	82	82	80	82
	DIMS	-	74	72	76	82	94	-	92	82	82
DIDIS	DICO	60	70	-	86	78	78	80	80	82	82
	DIMS	-	96	88	84	92	94	-	92	94	100
DIPLA	DAF	94	82	100	96	96	96	96	96	96	96
DICO	DIMS	-	80	66	78	84	82	-	80	88	92
DIMS	DAF	82	96	100	100	100	100	100	100	100	100
DISI	DICO	60	68	64	80	74	76	76	78	80	84
	DAF	78	76	84	84	88	84	86	84	86	86
PE	DAF	82	96	100	100	100	100	100	100	100	100

VII.2.5 PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD

Los resultados de la Empresa no son más que la suma de los esfuerzos y resultados de cada una de las áreas y sus colaboradores. Cada puesto de trabajo y cada área funcional producen cosas de valor para el Cliente Interno o Externo, valor que debe ser cuantificado en términos de calidad y cantidad y recompensado proporcionalmente. Esta disciplina mide la cantidad y calidad de los resultados que cada colaborador y área producen y entregan a favor de la Empresa, del Cliente Interno o del Cliente Externo. También mide el cómo la suma de los esfuerzos individuales y grupales logran los resultados totales de la Empresa. En el cuadro II.4 siguiente se presenta la evolución de los indicadores (%) de productividad por Dirección.

Cuadro VII.2.5 Indicadores de Productividad

Variables		AÑO 2003									
		MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	Cumplimiento de Control Presupuestario										
	Cumplimiento de Previsiones	107,66	106,87	105,26	111,85	119,86	122,95	83,84	94,29	98,17	107,15
	Atención de Requerimientos										
	Cumplimiento de Roles de Pago										
DIDIS	Índice de Cumplimiento Presupuestario										
	Tiempo de Atención de Reclamos	123,84	116,32	109,26	103,93	98,96	115,47	114,17	114,00	111,04	111,38
	Tiempo Total de Interrupción										
DIPLA	Frecuencia Media de Interrupción										
	Eficiencia en la Compra de Energía	103,21	103,21	99,01	102,30	102,23	72,22	95,70	95,88	102,56	95,06
	Grado de Cumplimiento del Plan de Trabajo										
DICO	Gestión de Recaudación	102,39	99,76	104,52	99,91	103,30	97,40	96,80	105,25	101,03	103,31
	Número de kWh recuperados mes	117,53	155,97	121,56	120,80	169,22	129,57	134,00	132,08	132,76	131,06
	Número de revisiones realizadas mes										
	Tiempo entre Pago e Instalaciones	98,13	99,23	98,09	123,40	85,32	104,21	97,99	100,00	89,36	85,79
	Número de Instalaciones										
	Calidad de Facturación	99,16	69,27	89,52	84,97	71,64	81,58	88,43	41,93	30,13	43,07
	Tiempo de Inspección Pago a Registro										
	Número de Inspecciones	73,50	80,08	102,51	98,67	98,52	96,19	98,96	104,15	97,05	97,66
DIMS	Número de Inspecciones Extensiones de Red										
	Reducción de Pérdidas de Energía	98,98	102,37	104,79	110,85	109,78	106,26	110,08	109,24	110,26	91,75
	Número de Medidores Contrastados										
	Eficiencia en la Recaudación										

VII.2.6 CONTROL DEL GASTO

Esta disciplina permite medir los GASTOS MENSUALES de cada área con relación a lo presupuestado y establecer, si fuera necesario, los correctivos necesarios.

Cuadro VII.2.6 Indicadores de Control de Gastos

	AÑO 2003									
	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	120,29	103,18	89,71	73,50	70,16	110,71	108,49	109,49	109,38	109,26
DIDIS	97,75	111,05	108,49	101,32	96,05	107,83	107,77	107,32	107,65	107,11
DIPLA	125,34	109,81	98,52	82,38	72,62	113,10	112,80	112,74	112,72	112,88
DICO	122,45	105,09	92,46	79,83	71,99	110,34	110,13	109,46	109,93	109,00
DIMS	121,76	103,44	96,02	82,11	74,11	110,61	110,27	110,26	110,35	110,06
DISI	113,51	102,41	96,82	88,88	88,73	110,57	111,41	111,41	112,22	112,88
PE	115,80	109,55	86,20	79,79	81,99	116,29	115,75	116,13	117,06	114,34

VII.2.7 USO EFICAZ DEL TIEMPO

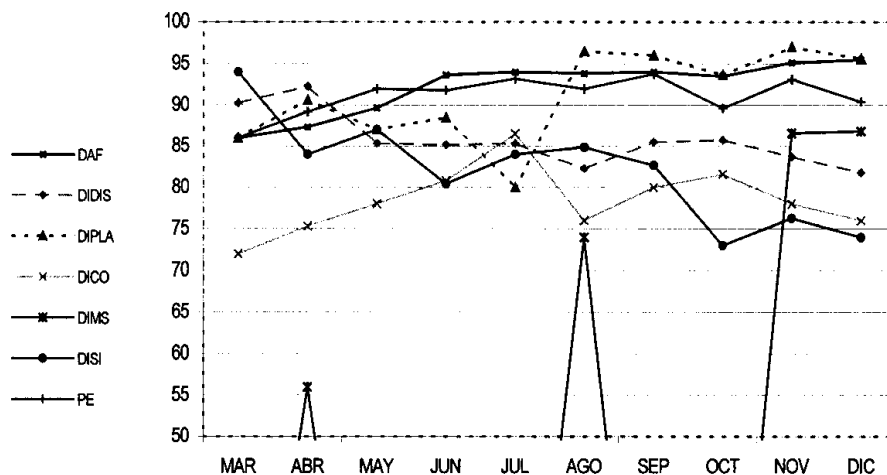
El tiempo y el sentido de urgencia son valores importantes en una empresa de servicios, por esto se ha visto necesario darle al tiempo un valor transaccional que induzca a una actitud positiva con relación a la disciplina y puntualidad.

VII.2.8 LIDERAZGO

Es la disciplina ayuda a promover las habilidades de liderazgo en la dirección de los recursos humanos de la organización. Se trata de un sistema de comunicación mensual por medio del cual los colaboradores subalternos expresan su evaluación sobre el comportamiento de su respectivo líder, en torno a 10 aspectos críticos de liderazgo.

Cuadro VII.2.8 Indicadores de Liderazgo

	AÑO 2003									
	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	86,00	87,33	89,67	93,64	94,00	93,83	94,00	93,50	95,11	95,45
DIDIS	90,29	92,29	85,33	85,20	85,33	82,29	85,50	85,75	83,75	81,80
DIPLA	86,00	90,67	87,00	88,50	80,00	96,50	96,00	93,67	97,00	95,60
DICO	72,00	75,33	78,00	80,80	86,50	76,00	80,00	81,60	78,00	76,00
DIMS	-	56,00	-	-	-	74,00	-	-	86,57	86,80
DISI	94,00	84,00	87,00	80,44	84,00	84,86	82,67	73,00	76,29	74,00
PE	86,00	89,20	92,00	91,83	93,20	92,00	93,75	89,64	93,11	90,44



VII.2.9 ACTIVIDADES DURANTE EL AÑO 2003

El sistema e-SOL es sin duda una herramienta de gestión muy valiosa que permite a todas las áreas de la Empresa contar con información oportuna, que ayuden en la toma de decisiones en la gestión a su cargo, así como permite a los trabajadores conocer exactamente la influencia de su comportamiento laboral, en su propia calificación y en la consecución de los objetivos institucionales.

Durante 2003 se tuvieron que afrontar inconvenientes, relacionados en gran medida, con el proceso de implantación del sistema, tratando siempre de ajustarlo a las necesidades propias de la CENTROSUR. Entre las más importantes acciones que tuvo que tomar la comisión respectiva, están las siguientes:

- Reformulación del cuestionario para la encuesta de liderazgo, lo que ha permitido una evaluación más objetiva del personal directivo.
- Incentivos a la participación de todos los trabajadores en la encuesta de liderazgo, que para finales del mes de noviembre contó con 300 calificaciones.
- Se modificó el software para el cálculo de variables acumulativas, como es el caso de los porcentajes de cumplimiento del índice de Control del Gasto.
- Se resolvió mantener el índice de Uso Eficaz del Tiempo en las actuales condiciones, mientras se define los adecuados parámetros de cumplimiento, ya que no se cuenta con el mismo peso en la calificación para todas las áreas de la Empresa. Esto ha significado calificar con el 100% a todos los trabajadores en esta disciplina.
- Se viene realizando un seguimiento de los resultados generados mensualmente por el sistema, con el propósito de detectar variaciones negativas de los índices y poder tomar acciones correctivas oportunamente.

VII.3 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:

- Es necesario aclarar ciertas expectativas ocasionadas por la aplicación de la Ley Orgánica de Servicio Civil y Carrera Administrativa y de Unificación y Homologación de las Remuneraciones del Sector Público, la misma que al momento no permite visualizar el futuro de ciertos aspectos de gran importancia para nuestra institución, como son la suscripción del Contrato Colectivo con los trabajadores de la Empresa, la aplicación del sistema de Remuneración Variable, entre otros.
- Como en años anteriores, durante 2004 se continuará brindando especial importancia a la capacitación al personal de la Empresa, una vez que está en plena vigencia el Sistema Escalafonario, pues esta administración a comprometido su apoyo a fin 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 han implementando para el efecto.



INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2003

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES GENERALES

VIII. CONCLUSIONES GENERALES

En el 2003 la Compañía atravesó un año difícil ocasionado por la reducción del diferencial entre el precio de compra y la tarifa de venta de energía a usuario final, que se mantuvo inferior a la "tarifa objetivo" obtenida de los estudios técnicos aprobados por el CONELEC en octubre de 2002. A pesar de lo indicado, se lograron cumplir las actividades programadas con indicadores de desempeño muy satisfactorios.

Es importante destacar el clima de armonía y estabilidad en las relaciones obrero patronales, que se han mantenido durante el año 2003, ellas han sido motivo principal para que en la época de adversidad se haya logrado los resultados obtenidos.

En conclusión, los principales aspectos a destacar de la gestión desarrollada durante el año 2003 por la CENTROSUR son:

- La Junta General de Accionistas en las cinco reuniones realizadas, aprobó 20 resoluciones importantes para la marcha de la Empresa.
- De las 102 resoluciones adoptadas por el Directorio de la Compañía en 20 sesiones celebradas a lo largo del año, se cumplieron la totalidad.
- Gracias a la actualización del Plan Estratégico, la Empresa ha clarificado su horizonte institucional basado en un diagnóstico de factores internos y externos. Actividades como la "Formulación de Estrategias", "Matriz FODA", "Ejecución de Estrategias", tuvieron una decidida participación de todo el personal, permitiendo conocer el grado de desempeño del Plan, lo cual ha permitido que la planeación estratégica forme parte de la nueva cultura de la organización.
- La Empresa, ha realizado importantes actividades con la finalidad de mejorar el servicio a sus usuarios entre las cuales se destacan las más importantes:
 - Previa autorización de la Junta General de Accionistas, se suscribió el contrato con la compañía SIEMENS S.A., para la implantación de una red WAN en la CENTROSUR. Este sistema de comunicación dará servicio e integrará al Sistema SCADA, aplicación Cliente-Servidor, accesos a Internet, aplicaciones de telefonía, fax y call center, red intranet, sistema de medición de energía comercial, sistemas de protección diferencial, videoconferencias, televigilancia, administración y gestión de las redes en general.
 - Dando cumplimiento a la regulación CONELEC 004/01 referente a la Calidad del Servicio Eléctrico, la Empresa viene ejecutando un programa de acciones que permitan establecer los parámetros de calidad de producto, servicio técnico y comercial, con los cuales brinda servicio a sus usuarios, dentro de su área de concesión. La recopilación de datos y su posterior análisis permiten concluir que la Empresa entrega un buen servicio eléctrico a sus usuarios, habiendo en el este año mejorado los indicadores respecto al 2002.
 - Importantes fueron las acciones dentro del "Plan de Mantenimiento de Acometidas y Medidores", iniciado en 2002, habiéndose alcanzado en este año 13.518 tareas de mantenimiento (6.2% del total de clientes), que ha contribuido a la reducción de pérdidas comerciales y a la mejora de la calidad del servicio.
 - La Administración ha impulsando nuevas facilidades para el pago de planillas, relacionados con la flexibilidad del horario de atención, apertura de nuevas ventanillas, convenios de pagos y convenios para implantar ventanillas, habiéndose integrado a las ya disponibles en los Bancos Pichincha y del Austro, nuevos locales en AUSTROPAGOS y ETAPA.
- En lo que se refiere al Sistema Automático de Gestión de la Distribución, Sistema AM/FM-GIS, las actividades están encaminadas al ingreso de la información completa de los alimentadores. El desarrollo de la interface entre ARCFM con el programa CYMDIST permitirá el manejo y

análisis de la información de los alimentadores que se encuentra en el SIG. El sistema Consultas, implantado en este año permite obtener información directamente de la base de datos y está ya en uso en algunos departamentos de la Empresa.

- Mediante el programa FERUM se ejecuto 215 proyectos por un monto total de US\$ 5'320.540, con un aporte del FERUM de US\$ 4'545.753 que ha permitido mejorar el servicio a cerca de 13.000 clientes y brindar servicios a más de 2.500 nuevos clientes, con un grado de cumplimiento con relación a lo presupuestado en este rubro de 99%.
- Con relación al alumbrado público, se ha continuado con programas de años anteriores, procediéndose al cambio de luminarias de Mercurio por luminarias de Sodio de menor consumo y mayor nivel de iluminación, lo cual conjuntamente con los programas de mantenimiento preventivo, han permitido disminuir el número de reclamos respecto al alumbrado público durante el año 2003. Por otro lado, con la finalidad de reducir costos, la Empresa ha logrado identificar nuevas tecnologías que representarán considerables ahorros de energía con la utilización de luminarias de doble nivel de potencia.
- La Empresa, buscando la mejora atención a los clientes y bienestar de sus trabajadores, ha realizado la planificación, construcción o mejora de diferentes agencias. El Edificio de la agencia Santa Isabel está prácticamente concluido. Se concretó la adquisición del edificio para la agencia de Girón, así como del inmueble para el funcionamiento de la agencia Méndez. Se ha concluido con la planificación arquitectónica del edificio de la CENTROSUR para la ciudad de Macas y están listos los diseños para la agencia de Nabón, con lo cual se espera que en el menor tiempo posible disponer de una infraestructura moderna para la atención al cliente en toda su área de concesión.
- Durante el año 2003 se contó con un presupuesto general de inversiones de US\$ 17'977.798, ejecutándose un 59%, siendo uno de los montos más altos ejecutados en los últimos años.
- Conjuntamente con ELECAUSTRO, durante el año 2003 se realizó la instalación de los equipos establecidos en la respectiva Regulación, referente a Sistema de Medición Comercial para Agentes del MEM" facilitando la lectura remota de los consumos en todos los puntos de intercambio del sistema de la Empresa con otros agentes del MEM.
- Según las experiencias de años anteriores, la Empresa mantuvo la tercerización de lecturas de medidores y en lo que se refiere a la gestión de recuperación de cartera vencida, manteniendo este rubro dentro de límites tolerables.
- Conforme los programas establecidos por la Empresa, el área de control de pérdidas ha realizado los procesos de inspección y revisión de los contadores de energía y acometidas de los clientes de la Empresa, así como detección de conexiones clandestinas y revisiones programadas a usuarios especiales bajo un Plan de Trabajo previamente establecido. En el año 2003 se realizaron 6.397 revisiones, habiéndose refacturado y reliquidado 2'312.634 kWh que representaron para la Empresa una recuperación de US\$ 269.676
- Comprometida con el desarrollo de proyectos de energía renovables, compatibles con el medio ambiente, la Empresa en convenio con la Corporación para la Investigación Energética ejecutó el monitoreo de recursos eólicos en algunos sitios dentro de su área de concesión, habiéndose detectado sitios donde el aprovechamiento es económicamente viable; por lo cual, en cooperación con el H. Consejo Provincial del Azuay se ha iniciado la siguiente fase del proyecto, misma que estará a cargo de esta última institución nombrada.
- El Plan General de Compras, aprobado por los organismos respectivos y cumpliendo con la normativa interna establecida, tuvo en el año 2003 un grado de cumplimiento superior al previsto y con las condiciones económicas más convenientes para la Empresa, destacándose la activa participación del Comité de Ofertas para los concurso de mayor importancia.

- Durante 2003 el desempeño del Sistema Informático de Comercialización (SICO) fue estable, permitiendo cumplir con los respectivos cronogramas de trabajo de las áreas involucradas. Fue necesario continuar desarrollando ciertos módulos (software) para buscar optimizar las funciones de dicho Sistema. Esto permitirá a futuro contar con mejores herramientas para las actividades de Comercialización.
- La política de mayor participación en el mercado de contratos a término, adoptado por la administración, le ha permitido lograr importantes ahorros en los costos de compra de energía, mediante la sustitución de energía spot a un precio medio de 8,06 US\$/kWh con un portafolio de contratos que cubrieron el 90% de sus requerimientos con un costo promedio de 3,45 US\$/kWh.
- La demanda total de energía del sistema en el año 2003 alcanzó 524,73 GWh, 9,33% superior al del año anterior, lo cual se debe, por una parte a la suscripción de contratos a plazo con los Grandes Consumidores GRAIMAN y CARTOPEL y por otra, al moderado crecimiento del mercado regulado.
- La demanda máxima coincidente de los requerimientos de los clientes regulados y de los Grandes Consumidores GRAIMAN y CARTOPEL durante el año 2003 fue de 108,91 MW, de los cuales 103,59 MW corresponden a los clientes regulados, 2,87 a CARTOPEL y 2,45 MW a GRAIMAN.
- Durante el año 2003 el costo total de compra de energía llegó a US\$ 31'996.929,20, siendo de responsabilidad de la Empresa el pago de US\$ 31'804.490,59 y de los Grandes Consumidores US\$ 192.438,61.
- Al 31 de diciembre de 2003, la Empresa no adeuda valores al Mercado Eléctrico Mayorista, sin embargo, de los registros que se dispone, una de las empresas distribuidoras no ha facturado US\$ 11.822,83 por compra de energía en el Mercado SPOT.
- Aún se mantiene un saldo pendiente de US\$ 8'689.079,39 a ser retribuido por parte del CENACE, por la aplicación de los decretos 1311 y 2048-A.
- El precio medio de compra de energía obtenido por la CENTROSUR durante el año 2003 llegó a 5,17 US\$/kWh, resultando un 11,01% más bajo que el precio referencial de generación 5,81 US\$/kWh, lo cual demuestra la efectividad de las acciones realizadas por la Empresa en lo que corresponde a su política de manejo de contratos a término y control de las transacciones del MEM. Incluyendo el cargo de transmisión, el costo real de compra de energía llegó a 6,10 US\$/kWh, que comparado con las previsiones nacionales para este rubro de 6,57 US\$/kWh, es un 7,15% más bajo.
- Los ingresos por venta de energía llegaron durante 2003 a US\$ 40'605.006, habiendo crecido en un 13,7% con respecto a 2002, debido básicamente al incremento de la demanda de energía de su mercado
- Los ingresos de operación que no son por venta de energía totalizaron US\$ 5'590.935, que es 4,5% más que en 2002, en los cuales se incluye el cargo por comercialización.
- Como resultado global los ingresos de explotación llegaron a US\$ 46'195.940, al comparar con el año 2002, se ha producido un incremento del 12,5%, explicado por el incremento de las ventas.
- En cuanto a los ingresos no operacionales alcanzaron a US\$ 2'175.095, que representa un incremento del 35,2% respecto al período anterior, debido al incremento en los réditos financieros recibidos por la Empresa en el manejo de sus recursos de efectivo.
- Los ingresos totales en el año 2003 fueron de US\$ 48'371.035, que comparados con lo obtenido en los años 2002 y 2001, se observan incrementos del 13,3% y 46,5% respectivamente; correspondiendo la mayor participación en los ingresos por venta de energía con el 83,9% del total.

- Los gastos de explotación llegaron a US\$ 46'847.901, es decir 20,4% más que en el año 2002; el rubro de mayor participación es la Compra de Energía, que participa con el 66,8% del gasto total, la depreciación alcanza el 11,1%, mientras que el costo de operación y mantenimiento de distribución es del 20,4%.
- Los gastos no operacionales por US\$ 791.285 han tenido un decremento respecto del año anterior, habiéndose reducido en un 14% respecto al período precedente.
- Los gastos totales por US\$ 47'639.186, se incrementaron en el 19,6% con relación a 2002, lo que obedece principalmente al mayor volumen de energía comprada con un precio unitario mayor, que en conjunto incrementaron los costos de compra de energía en un 22,2% en el último año; otro aspecto que explica el incremento de los costos es el incremento de los costos de operación y mantenimiento que se elevaron en el 21,3% respecto al año anterior.
- El costo promedio de compra de energía incluyendo el costo de pérdidas en el año fue de 6,69 US\$/kWh, mientras que en el año anterior fue de 6,02, es decir 11,1% mayor. Por otro lado, el ingreso promedio de explotación por kWh para el año 2003 fue de US\$ 9,72, lo que significa un incremento del 2,2% respecto al año 2002.
- El ingreso medio total durante el año 2003 llegó a 10,17 US\$/kWh, que comparado con el costo medio total registrado de 10,02 US\$/kWh, explica los resultados financieros positivos obtenidos por la Empresa en el ejercicio económico del año 2003, con una utilidad unitaria de 0,15 US\$/kWh; sin embargo, comparando con el margen unitario alcanzado en el 2002 de 0,66 US\$/kWh resulta el 77% menor.
- Comparando el ingreso medio de operación obtenido por la Empresa en 2003 de 9,72 US\$/kWh con la tarifa objetivo fijada en los estudios tarifarios aprobados por el CONELEC para la CENTROSUR de 11,82 US\$/kWh, se observa se alcanzó apenas al 82,2%, pese a lo cual la CENTROSUR, gracias a su gestión, logró alcanzar una utilidad de 0,15 US\$/kWh.
- Al relacionar los ingresos y los gastos de explotación, en el resultado del período se produjo una pérdida de explotación de US\$ 651.961, mientras que en el año anterior este resultado alcanzó un valor positivo de 2'167.798. En lo referente a ingresos y gastos no operacionales, se produce una utilidad de US\$ 1.383.810, con una mejora respecto a la obtenida el 2002 en una proporción de 101%.
- En forma global durante el ejercicio del 2003, resulta una utilidad neta de US\$ 731.849 misma que representa una disminución del 74,4% respecto a los resultados obtenidos en el año 2002, reducción que se explica por el margen negativo de explotación obtenido por la Empresa en el año 2003.
- Comparando los resultados obtenidos con la Proforma Presupuestaria que estuvo vigente durante el año 2003, se observa que de una pérdida prevista que superaba los dos millones de dólares, la Empresa logró revertir esta situación habiendo llegado al cierre del ejercicio a tener mas bien una moderada utilidad que supera los setecientos mil dólares, situación que obedece a los considerables esfuerzos realizados por la Institución para reducir los valores esperados de los costos de operación.
- 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.
- La expansión del sistema experimentó los siguientes incrementos: en potencia instalada en transformadores de distribución el 5,25%, en longitud de líneas de media tensión el 4,87%, en longitud de redes de baja tensión el 6,57% y la potencia instalada en alumbrado público el 8,55%; en cambio los incrementos promedios anuales del período 1998-2003 fueron 3,89%, 6,40%, 5,44% y 4,27% respectivamente.

- La relación entre Número de Clientes y Número de Trabajadores, durante 2003 fue 482, superior respecto a la del año anterior que fue de 475.
- El sistema de evaluación de desempeño e-Sol, durante los diez meses de aplicación, es decir desde marzo de 2003, ha demostrado que los objetivos institucionales planteados, se han cumplido en un buen porcentaje, de acuerdo a las metas trazadas para éste período. Durante el año 2004 serán sometidos a revisión dichos valores, para lograr un adecuado nivel de cumplimiento.

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:

- Intensificar el procesamiento de planificación estratégica que le permita cumplir con la misión encomendada por la colectividad con una proyección hacia el futuro que le permita garantizar su sustentabilidad en el largo plazo.
- Concluir el análisis de los procesos y procedimientos administrativos establecidos, con el fin de lograr que sean más eficientes, de menor costo e integrados, permitiendo además contar con el Manual de Procesos y Procedimientos.
- Continuar con la política de uso generalizado de Índices Objetivos de Desempeño para la evaluación de las actividades técnicas y administrativas, que permitan una mejora continua.
- Trabajar con todo el personal involucrado con la Atención al Cliente, siempre buscando 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.
- Continuar impulsando las políticas y acciones de optimización de la operación y mantenimiento.
- Determinar y solucionar los problemas de Calidad de la Energía, cumpliendo además con las regulaciones vigentes.
- Identificar e implantar servicios de valor agregado aprovechando nuestras fortalezas y las oportunidades que brinda el mercado.
- 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, sobre la base de una plataforma de comunicación rápida y segura, a través del proyecto de red WAN.
- 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.
- Continuar con la política general, de realizar estudios beneficio - costo como mecanismo de decisión para la expansión del sistema.
- Ejecutar los estudios de impacto ambiental para disponer de un plan de manejo que le permita realizar sus actividades en forma sustentable y compatible con el medio ambiente.
- Llevar adelante el Concurso, en cuanto la normativa lo permita, 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.

- Identificar un plan a través de un crédito internacional, que permita mejorar el alumbrado público en toda el área de concesión de la Empresa, en especial en la ciudad de Cuenca.
- 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 la 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.
- Impulsar los mecanismos para recuperación de 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 los programas de electrificación Rural y Urbano Marginal.
- Impulsar el continuo mejoramiento de las relaciones obrero - patronales.
- Impulsar los estudios para la dotación de las microcentrales hidráulicas y de energías alternativas en el área de concesión, para las zonas apartadas.
- 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.

A inicio del año 2003 y actuando sobre la base de lo planificado en el año 2002, nos propusimos introducir a la CENTROSUR en algunos conceptos que ligados a los modernos principios de calidad, permitan enfocarnos en el usuario final y la satisfacción de sus necesidades como su gran objetivo, siempre buscando hacerlo con la mayor eficiencia posible. Hemos caminado un importante trecho, pero nos falta todavía un largo proceso, que solo será posible si la Empresa sigue contando como hasta hoy, con el apoyo de todos sus accionistas, que unidos a la colectividad, se han constituido en la gran fortaleza que guía este cambio.

Es nuestra visión que nos consolidemos como una Empresa que, sin descuidar su autosostenimiento, mantenga su protagonismo como motor del desarrollo de la economía y nivel de vida de la población a la cual sirve, sin descuidar jamás el cuidado y mejora de nuestro entorno que es el futuro de nuestros hijos.

Como individuo, quiero agradecer a todos los trabajadores de la Empresa, a los miembros del Directorio por todo el accionar crítico, que como equipo de trabajo han permitido los logros que se evidencian en este informe, los que quiero resaltar, que se han visto fructificar, a pesar de la grave crisis que afronta el sector. Finalmente, el agradecimiento a los accionistas por la confianza que supieron depositar en este funcionario de la Empresa para el ejercicio de la Presidencia Ejecutiva, sin sentirme nada mas que un miembro de este gran equipo, que está liderando éste proceso.

Ing. Carlos Durrán Noritz

**PRESIDENTE EJECUTIVO DE LA EMPRESA
ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**