



498

9

Memorando referencia GG 2001 N° 0159

Cuenca, 21 de marzo de 2001

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

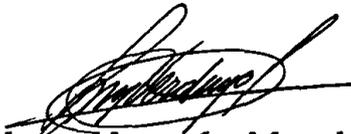
De: **GERENTE GENERAL**

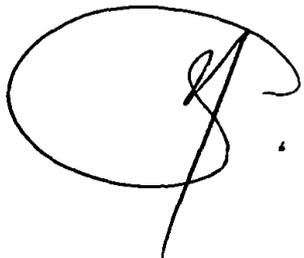
Asunto: **Informe de labores de la Administración correspondiente al período 2000.**

Adjunto al presente sírvase encontrar el informe de labores de la Administración, correspondiente al ejercicio económico del año 2000.

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

Atentamente,


Ing. Hernán Verdugo Crespo

ARCHIVO


CDN/lcc

copias: carpeta, auxiliar, archivo

INFORME DE LABORES DE LA ADMINISTRACION



**CORRESPONDIENTE AL
EJERCICIO ECONOMICO
DEL AÑO 2000**



CENTROSUR

EMPRESA ESPECIALIZADA EN SERVICIOS EDUCATIVOS

Iluminando el futuro

CUENCA - ECUADOR



INFORME DE LABORES DE LA ADMINISTRACIÓN CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO DEL AÑO 2000

INTRODUCCION

Dando cumplimiento al mandato contemplado en el artículo N° 263, numeral cuatro, de la Ley de Compañías, ésta administración se permite someter a la consideración de los señores Miembros del Directorio y de la Junta General de Accionistas, el informe de las principales actividades y logros obtenidos por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. durante el ejercicio económico comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2000.

Como parte del sector eléctrico ecuatoriano, la compañía ha atravesado por uno de los años más críticos desde el inicio de sus operaciones; pues, las graves dificultades de orden económico del país han repercutido y repercuten sin duda en la Empresa, han limitado severamente el desarrollo de sus planes y programas de crecimiento y mejora. Durante todo el año hemos tenido una situación de déficit de ingresos, pues la tarifa aplicada para los usuarios finales aprobada por el CONELEC, no cubre los costos de operación.

Gran parte de los esfuerzos que la administración de la compañía tuvo que desplegar en el año 2000, fueron dirigidas entonces a buscar soluciones que aunque siendo de tipo temporal, han permitido operar al sector de la Distribución; sin embargo, la situación amerita de correctivos que deben ser tomados por parte del poder ejecutivo, esperamos sean resueltas en los próximos días.

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

El informe comprende los siguientes aspectos:

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



INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2000

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 protocoliza con Escritura Pública celebrada el 21 de septiembre de 1963, ante el Notario Señor Doctor Juan de Dios Corral Moscoso, inscrita en el Registro Mercantil con el número 40 en el folio 99, Tomo único, el 25 de septiembre de 1963, en el mismo Cantón. Posteriormente se volvió a cambiar el nombre por el de **"EMPRESA ELÉCTRICA CUENCA C.A."**, por escritura pública celebrada el 15 de enero de 1965, ante el Notario Señor Juan de Dios Corral Moscoso, inscrita con el número 11 en el folio 23, Tomo único del Registro Mercantil del mismo Cantón el 22 de enero de 1965. Más tarde, se cambió de denominación por la actual de **"EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A."**, mediante escritura pública del 27 de julio de 1979, ante el Notario Señor Doctor Rubén Vintimilla Bravo e inscrita en el Registro Mercantil del mismo Cantón con el número 101, del 30 de agosto de 1979.

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

El acto de escisión fue protocolizado mediante escritura pública ante el Notario Segundo del cantón Cuenca, Doctor Rubén Vintimilla Bravo y aprobado por resolución N° 99.3.1.1.243, emitida por el Doctor Edgar Coello García, Intendente de Compañías de Cuenca, el 16 de julio de 1999; se inscribe en el Registro de la Propiedad de Cuenca, el 5 de agosto de 1999, bajo el número 6051 y en el Registro de la Propiedad de Azogues, el 27 de agosto de 1999, bajo el número 1533; finalmente se inscribe en el Registro Mercantil de Cuenca, el 27 de agosto de 1999, con el número 211.

I.2 ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

La última reforma de los estatutos y el respectivo aumento del capital de la Empresa, previos a la escisión, fueron legalizados mediante escritura pública otorgada ante el Dr. Rubén Vintimilla Bravo, Notario Segundo del Cantón Cuenca, el 28 de enero de 1999, escritura aprobada por el Intendente de Compañías de Cuenca, mediante resolución N° 99-3-1-1-052, el 12 de febrero de 1999 e inscrita en el Registro Mercantil del Cantón, el 19 de febrero de 1999 bajo el N° 51, cuyo detalle se lo puede ver en el cuadro N° I.1.

I.3 INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

I.3.1 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

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

A diciembre de 2000, 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 de 2000 se han realizado 3 Juntas Generales de Accionistas en las que se tomaron 14 decisiones de gran importancia y trascendencia para el desarrollo de la Empresa, entre las que se destaca el nombramiento de dignidades de la Empresa. También se trataron asuntos correspondientes a trámites ordinarios dentro de la Institución como el conocimiento y aprobación del presupuesto para el año fiscal 2000, así como los estados financieros del ejercicio económico del año 1999, los informes de auditoría externa y comisarios, así como otros asuntos importantes para la vida activa de la Compañía.

I.3.2 DIRECTORIO

El Directorio de la Empresa ha tenido regularidad en sus reuniones, habiendo logrado realizar 21 sesiones en el transcurso del año 2000, tomando 100 decisiones que permitieron lograr un desenvolvimiento empresarial que se refleja en los resultados obtenidos.

Del total de las 100 resoluciones adoptadas por el Directorio de la Empresa, 98 se han cumplido totalmente y 2 están en proceso.

La conformación del Directorio de la Compañía, a diciembre de 2000, es tal como se indica en el cuadro N° I.3.

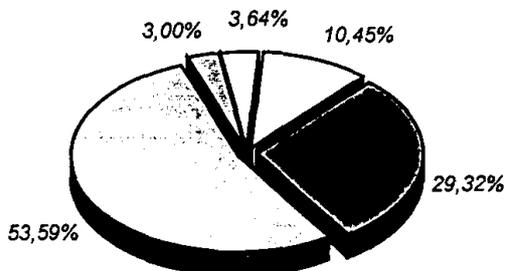
I.3.3 EJECUTIVOS

A diciembre de 2000, la Empresa cuenta con el cuerpo de Ejecutivos que están indicados en el cuadro N° I.4.

CUADRO N° I.1 ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

ACCIONISTA	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO (US\$) A ENERO/2000	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	32.991.837,00	53,585
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	18.050.765,00	29,318
MUNICIPALIDAD DE CUENCA	6.434.144,00	10,450
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	2.243.248,00	3,643
CREA	807.800,00	1,312
CONSEJO PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	641.489,00	1,042
MUNICIPALIDAD DEL SIGSIG	162.122,00	0,263
MUNICIPALIDAD DE SANTA ISABEL	144.077,00	0,234
MUNICIPALIDAD DE BIBLIAN	91.858,00	0,149
MUNICIPALIDAD DE MORONA	1.258,00	0,002
CAPITAL TOTAL	61.568.598,00	100,00

CAPITAL SUSCRITO A ENERO DE 2000



□ Otros □ C. Prov. Cañar □ M. Cuenca □ C. Prov. Azuay □ F. Solidaridad

CUADRO N° I.2 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

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



**CUADRO No. I.3 CONFORMACION DEL DIRECTORIO DE LA
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**

Presidente: **ING. MARCELO CABRERA PALÁCIOS**
 Vicepresidente: **ING. TRAJANO BERMEO JARAMILLO**

ACCIONISTA	PRINCIPAL	FECHA	SUPLENTE	FECHA
FONDO DE SOLIDARIDAD	ING. LUIS MANCERO	13-Sep-99	ING. OSWALDO BOADA	13-Sep-99
	ING. TRAJANO BERMEO	13-Sep-99	ING. JOSE CARDENAS	13-Sep-99
	SR. JUAN DONOSO	13-Sep-99	ING. RODRIGO SEMPETEGUI	13-Sep-99
MUNICIPALIDAD DE CUENCA	ARQ. FERNANDO CORDERO	13-Sep-99	EC. LEONARDO ESPINOZA	27-Sep-00
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	ING. MARCELO CABRERA	13-Sep-99	ING. MARCELO DARQUEA	13-Sep-99
	DR. MARCELO SANCHEZ	27-Sep-00	SR. SANTIAGO LITUMA	27-Sep-00
CONSEJO PROVINCIAL DE CAÑAR	ING. JUSTINIANO CARPIO	27-Sep-00	LCDA. LIDA CABRERA	27-Sep-00
CONSEJO PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	DR. TELMO RIVADENEIRA	27-Sep-00	SR. WALTER QUEZADA	13-Sep-99
TRABAJADORES	TNLG. PATRICIO TENESACA	13-Sep-99	ING. PEDRO LEON	13-Sep-99

CUADRO No. I.4 EJECUTIVOS DE LA EMPRESA

PRESIDENTE DE LA COMPAÑÍA	ING. MARCELO CABRERA P.
VICEPRESIDENTE DE LA COMPAÑÍA	ING. TRAJANO BERMEO J.
GERENTE GENERAL	ING. HERNAN VERDUGO CRESPO
DIRECTOR DE COMERCIALIZACION	ING. MIGUEL CORRAL S.
DIRECTOR DE PLANIFICACION	ING. CARLOS DURAN N.
DIRECTOR DE FINANZAS	ECON. HUMBERTO MOSCOSO O.
DIRECTOR DE RELACIONES INDUSTRIALES	ING. HERMEL OROZCO V.
DIRECTOR DE DISTRIBUCION	ING. MODESTO SALGADO R.
DIRECTOR DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN	ING. PATRICIO GUERRERO V.
ASESOR JURIDICO	DR. MIGUEL CORDERO P.
AUDITOR	ING. GERARDO LARRIVA L.
SECRETARIA GENERAL	DRA. CATALINA GARCIA J.
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE OBRAS CIVILES	ING. CARLOS FERNANDEZ DE C.
ABOGADO	DR. DAVID MERA R.
ASISTENTE DE RELACIONES PUBLICAS	LCDA. ANA MARIA DURAN G.



INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2000

CAPITULO II

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACION



II. PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACIÓN

II.1 REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Convencidos que la única forma de lograr que los precios de compra de la energía estén dentro de los valores contemplados en los pliegos tarifarios aprobados por el CONELEC, esta administración impulsó, con todos los actores del sector, la búsqueda y análisis de posibles mecanismos de solución, tanto coyunturales como a largo plazo.

Como una premisa básica, se planteó la necesidad de que, ante la imposibilidad de lograr que durante el año 2000 se pueda contar con una tarifa real, sea el sector consolidado el que soporte la crisis, sin dejar que un solo sector, en este caso la Distribución, soporte toda la carga del desajuste tarifario que podría llevarlo a su colapso.

Dentro de la política señalada, se buscó básicamente que se puedan lograr ajustes con las Empresas Generadoras de propiedad del Fondo de Solidaridad, lo que finalmente condujo a un proceso de refacturación, también se impulsó la negociación de contratos a término con los mismos generadores y otros participantes del MEM.

II.1.1 Refacturaciones

A pesar de que, desde el mismo inicio del funcionamiento del MEM, la Empresa estuvo empeñada en lograr la suscripción de contratos a término con las Empresas Generadoras participantes en el mercado nacional, este anhelo no se pudo cristalizar, debido a la crítica situación de no pago de adeudos de las Empresas Distribuidoras, y luego de las reuniones mantenidas en Noviembre 25 de 1999 y Febrero 07 de 2000, se consolida un proceso de refacturación con las Empresas Generadoras de propiedad del Fondo de Solidaridad y que posteriormente fuera acogido también por ELECAUSTRO.

El proceso de refacturación da como resultado que en el período de septiembre de 1999 a Febrero de 2000, se reparta la producción de las centrales de generación de esas Empresas con valores moderados de precio. La rebaja total lograda para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur para los meses de enero y febrero del año 2000, alcanzó los US\$ 613.900, que al cambio de s/. 25.000 por dólar representó 15.347 millones de sucres.

II.1.2 Suscripción del Contrato a Plazo de Compraventa de Energía con ELECAUSTRO

Luego de largas negociaciones, en las que el principal obstáculo fue encontrar un justo precio para las partes; con fecha 23 de junio de 2000, se logró feliz término de las mismas, con la suscripción del Primer Contrato a Plazo en el país, entre una Empresa de Distribución y una de Generación, bajo el marco de la nueva legislación que rige para el sector eléctrico.

Nuevamente esta Empresa marcó la pauta para el sector, dando una muestra de que a pesar de las enormes dificultades que se deben vencer por la insuficiente tarifa fijada por el CONELEC, el principio de compartir la crisis del sector que esta Administración impulsó, permitirá salir adelante.

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

A lo largo de los dos primeros trimestres del año 2000, se realizaron intensas negociaciones tendientes a lograr la suscripción de los contratos con las Empresas de Generación del Fondo de Solidaridad, pues la única forma de aplanar los precios de compra y disminuir los riesgos de desabastecimiento, es mediante la suscripción de contratos a plazo con los generadores.



Ante la falta de una real competencia de precios en el segmento de generación, está previsto en la segunda disposición transitoria del Reglamento para el Funcionamiento del MEM vigente, que los generadores del Fondo de Solidaridad, (HIDROPAUTE, HIDROAGOYÁN, HIDROPUCARÁ, TERMOESMERALDAS, TERMOPICHINCHA y ELECTROGUAYAS), vendan a través de contratos a plazo, toda su energía firme a las Empresas de Distribución del país, en forma proporcional a la demanda de estas.

A pesar que la vigencia del mencionado reglamento comenzó en el mes de febrero de 1999, no se logró concretar este aspecto sino hasta el 4 de septiembre de 2000, culminándose con el objetivo de lograr la suscripción de los contratos a plazo para compraventa de energía con las Empresas Generadoras de propiedad del Fondo de Solidaridad. Adicionalmente, se suscribió un convenio con TRANSELECTRIC, para el pago de los cargos por transmisión relacionados con los mismos contratos.

El criterio de compartir la crisis, que ha sido impulsado en el Sector por esta Administración, fue finalmente plasmado en los mencionados contratos. En lo básico, se estructuraron seis contratos con las Empresas Generadoras HIDROPAUTE, HIDROAGOYÁN, HIDROPUCARÁ, ELECTROGUAYAS, TERMOPICHINCHA y TERMOESMERALDAS; a más del convenio con el transmisor TRANSELECTRIC; con un esquema de compartir los ingresos tarifarios en el ámbito de usuario final con los siguientes porcentajes: generación 55,6%, transmisión 7,2% y para el Valor Agregado de Distribución 37,2%.

Como parte de la negociación de los contratos, se aplicó una refacturación, en términos similares a los de los contratos, para los meses de Agosto y Septiembre, pues la aplicación legal de los contratos fue a partir del mes de octubre, con una duración de un año calendario. Sin duda, la concreción de esta negociación significó un alivio a la muy difícil situación ocasionada por los altos costos de la generación, en comparación con la tarifa deficitaria en el ámbito de usuario final.

II.1.4 Preparación de Concurso para Compra de Energía

Esta administración, consciente de que en el futuro no será posible una operación sin contar con un significativo porcentaje del suministro de energía acordado mediante contratos a plazo, a más del hecho que el actual parque generador del país cuenta con muchas unidades de tecnología obsoleta, que producen un notable encarecimiento de la energía, especialmente en la época de estiaje; promovió e impulsó la idea de lanzar un Concurso Público para la compra de energía a plazo.

Luego de la presentación de la idea, se formalizó la constitución de una Comisión de las Empresas de Distribución para la Compra de Energía - CEDCE - para preparar y llevar adelante un Concurso abierto, tanto a empresas generadoras como importadores de energía, tendiente a cubrir las necesidades energéticas del país en los próximos diez años; la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur lidera la comisión en la que participan también las Empresas Eléctricas: Quito, Santo Domingo, EMELGUR, Milagro y Manabí.

II.1.5 Participación en Comisión Permanente

La Empresa, en representación de las Empresas de Distribución del país, por resolución de la Sala de Miembros del CENACE, participa en una Comisión Permanente para el Análisis del Marco Regulatorio del Sector. La Comisión se ha reunido en 16 ocasiones durante el año 2000, abordando el análisis de importantes aspectos concernientes al propósito de su creación.

II.2 IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN; REORGANIZACIÓN DEL ÁREA DE INFORMÁTICA

La Administración de la Empresa, está empeñada en mejorar los sistemas de información actualmente en uso, como una parte de ello está contemplada la implantación del Sistema de Información Gerencial - SIG; como parte de ese proceso, durante el año 2000 se efectuó la implantación del Sistema de Información Comercial - SICO, así como del sistema Administrativo Financiero - SIF; también se efectuó la reorganización del área de Sistemas de Información.



II.2.1 Sistema de Información Financiero - SIF

Del Sistema Financiero - SIF - se ha realizado la implantación del desarrollo realizado directamente por la en ese entonces Unidad de Sistemas de Información, USI, realizándose las pruebas y la corrección de errores, que si bien retrasaron durante el primer y segundo semestres el procesamiento de la información contable, en cambio al futuro permitirán tener en línea toda la información que requieren las diferentes áreas.

Al momento, se espera implementar los módulos de Control de Bodegas, faltando de desarrollar el módulo de compras y el enlace de interacción con los sistemas informáticos de las otras áreas.

II.2.2 Sistema de Información Comercial - SICO

El Sistema de Información Comercial - SICO, desarrollo gestado hace alrededor de ocho años fue finalmente implantado; como todo sistema informático y más aún con uno que reemplaza a una aplicación a la que los usuarios se hallan adaptados, ha tenido inconvenientes que paulatinamente se han ido superando, se destacan los siguientes eventos ocurridos en el proceso:

- Ante el hecho cierto de no poder realizar una prueba en paralelo, tal como había sido lo requerido por la administración, fundamentado en la imposibilidad de migrar toda la información generada, con fecha 23 de mayo se suspende la aplicación F&R utilizada desde 1992, dándose inicio al proceso de migración de la información básica;
- El 30 de mayo da inicio la operación del SICO; y, del 7 al 13 de junio, se suspende la atención a clientes para la realización de ajustes al sistema de recaudación;
- El 20 de junio se alcanza a realizar la primera facturación en el SICO, correspondiente a la emisión de junio del SEMS y con fecha 7 de julio se concluye la primera facturación;
- El proceso de recaudación se reinició a partir del 14 de junio tanto en el edificio Matriz como a través de Bancos, sin embargo se detectan algunos errores; los principales problemas detectados en esta primera operación estuvieron provocados por algunos errores de programación, así como por situaciones de migración de información crítica no detectadas en el proceso de pruebas.
- En orden de corregir los problemas detectados y al haberse detectado algunos errores adicionales, se decidió suspender el cobro de intereses en las planillas adeudadas por los usuarios, debido al retardo en las emisiones, hasta que se superen todos los inconvenientes y la facturación pueda realizarse en las fechas previstas.
- Cabe destacar que de acuerdo con el desarrollo del sistema, se usó al sucre como unidad monetaria, debiéndose cambiar la unidad monetaria al dólar, para lo que se debió invertir un considerable esfuerzo humano, para no ahondar los problemas detectados.
- En el proceso de recaudación, el mayor inconveniente establecido fue la velocidad de respuesta del equipo, que se volvió muy crítica, especialmente en las agencias del Banco del Austro. A más de lo señalado, por requerimiento del CONELEC, debió cambiarse toda la estructura tarifaria, aquello ocasionó un retraso adicional en las facturaciones subsiguientes. El problema relacionado con la velocidad de procesamiento, sólo se logró superar con la inclusión de un nuevo equipo AS/400, modelo 720 en donde se ha implantado la aplicación, lo que se logró recién el 25 de septiembre.
- Con posterioridad, se han detectado problemas adicionales de programación, así como un problema de sobre o subfacturación, que empezó a crecer a partir de la tercera facturación, alcanzando niveles críticos, por lo que fue necesario realizar un plan de contingencia, encargando al señor director de Comercialización dirigir personalmente el proceso de revisión y corrección de los problemas detectados.



- El principal problema, se encontró en el diseño de la lógica de facturación, que al trabajar sobre la base de promedios, con bandas de aceptación de lecturas, no permitía el ingreso de nueva información, que difiera mayormente de las anteriores, por lo que en dependencia de las variaciones, se producían rápidos crecimientos o decrecimientos, que a la postre provocaban sobrefacturación o subfacturación.
- A la fecha, luego de realizar las modificaciones en el módulo de facturación, están arreglándose y ligándose los diferentes subsistemas y módulos, restando por desarrollar e implantar algunos, principalmente los de modificaciones de facturas, aplicación de créditos, reportes estadísticos de recaudación, estadística de facturación y cartera vencida.

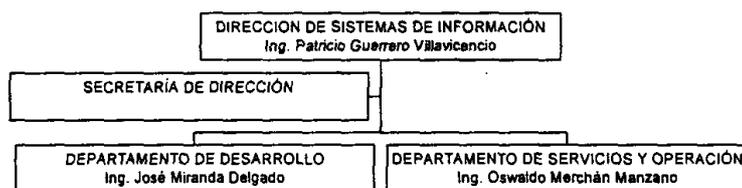
Los principales problemas ocasionados han sido corregidos al momento, habiéndose regularizado la emisión de facturas de cobro en las fechas previstas; sin embargo queda por solventar el problema de los reportes, tanto aquellos de uso interno en las áreas financiera y de planificación, así como aquellos externos al CONELEC fundamentalmente, esperando que los mismos puedan solucionarse en los próximos días.

El problema de validación de la información generada durante el período de funcionamiento actual del SICO, se irá desarrollando a la par que se implanten los módulos actualmente en desarrollo. En cuanto tiene que ver con la solución definitiva del problema de velocidad de acceso, es indispensable realizar el desarrollo del SICO en un sistema Cliente - Servidor; para lo que se realizarán las adecuaciones a lo largo de este año.

II.2.3 Reorganización del Área de Sistemas de Información, creación de la Dirección de Sistemas de Información - DISI

Luego del proceso de escisión se detectaron algunos problemas organizacionales en una de las áreas críticas de cualquier organización y de la nuestra en particular, cuál es el área de sistemas; por ello, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 23, literal j, del Estatuto Social de la compañía, esta administración decidió reorganizar la estructura de la hasta ese entonces Unidad de Sistemas de Información.

Actualmente la Dirección de Sistemas de Información - DISI - cuenta con dos departamentos: de Desarrollo; y, de Servicios y Operación. Además, como parte de la reorganización se establecieron jerarquías en función de la preparación académica y profesional de los servidores de la unidad; en el siguiente Organigrama se muestra la organización actual.



II.4 AJUSTES CONTABLES A NORMAS NEC

La aplicación de la Norma Ecuatoriana de Contabilidad, NEC; requirió de un gran esfuerzo de parte de la Administración, para lograr que se cumplan dos objetivos básicos, cuáles son: no afectar con una innecesaria pérdida de valor contable a los activos y lograr que los procesos de valoración y reliquidación de los estados contables, sean cumplidos en un tiempo corto, para así no afectar el flujo de la información económica financiera.

Afortunadamente, todo el proceso se logró concretar dentro del término establecido, habiendo además usado el CONELEC, los principios desarrollados en la Empresa, para su aplicación general al sector, especialmente en lo referente a la información tarifaria y de control de activos.

II.5 INCORPORACIÓN DEL SEMS

Luego de un largo proceso de negociación, se avanzó finalmente a lograr acuerdos en cuanto a la valoración de la línea de subtransmisión que une Limón con Macas, hecho que finalmente facilitó que para la valoración de los restantes activos se acepte la proposición de la Empresa, en el sentido de traspasarlos con los valores correspondientes a las valoraciones anteriormente realizadas.

Con lo indicado, se logró suscribir el acta de traspaso de los activos del SEMS a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, por un monto de S/. 29.668'818.813, equivalentes a US\$ 1'186.752,75; lo que indudablemente ha constituido un justo valor para todos los accionistas de la Empresa.

II.6 PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS REALIZADOS

II.6.1 Construcción de la Subestación N° 14 "Léntag"

Con la finalidad de mejorar la calidad de la energía eléctrica que suministra a la zona sur de la provincia del Azuay, se construyó y puso en servicio la subestación de Distribución N° 14, ubicada en la localidad de Léntag.

La inversión en la construcción civil y el montaje electromecánico de la nueva Subestación ascendió a un total aproximado de 802 mil dólares, de los cuales alrededor de 700 mil corresponden al equipamiento eléctrico de alta tensión, tableros de control, protección y medición; el transformador de potencia para una tensión primaria de 69 kV, una tensión secundaria de 22 kV y una potencia máxima de 12.500 kVA. La fotografía adjunta muestra un vista panorámica de la subestación.



La obra permitirá atender la demanda de los próximos cinco años y mejorar la confiabilidad del servicio en los cantones Girón, Santa Isabel, San Fernando, Nabón, Oña y Pucará, que cuentan con casi 20 mil abonados, lo que significa una población servida de 120 mil habitantes, aproximadamente.

Hasta ahora, los cantones de la zona sur de la provincia del Azuay, contaban con el servicio de energía eléctrica a través del alimentador 0521, desde la subestación N° 5 y que opera a 22 kV. La Subestación N° 14 será alimentada a 69 kV por

una línea aérea trifásica de 47 km de longitud, que parte desde la misma Subestación N° 5, ubicada en el sector de El Arenal en el cantón Cuenca.

Desde la Subestación N°14 se distribuye la energía eléctrica a través de tres alimentadores a 22 kV, que cubren los requerimientos de energía eléctrica de la región, quedando como reserva para satisfacer el incremento de la demanda futura un cuarto alimentador de similares características.

La obra civil para la Subestación fue realizada mediante contrato, en un terreno de 2.159 m²; la construcción de la Casa de Control y la casa del guardián suman 125 m² y el área de adoquinado de accesos interiores bordea los 350 m²; en la totalidad de fundiciones y canales se ocuparon 82 m³ de hormigón. El montaje electromecánico de la subestación, fue realizado por administracióf directa.



II.6.2 Construcción de la Subestación N° 18 "Cañar"

Una vez concluidas las obras civiles en la subestación N° 14 "Léntag", se inició el proceso de contratación de la primera etapa para las obras civiles de la subestación N° 18 "Cañar", habiéndose suscrito con el Ing. Giovany Andrade, el contrato 5902-00-DOC por un monto de US\$ 63.329,55. Se encuentran en las bodegas de la Empresa la totalidad de los equipos requeridos para esta instalación.

II.6.3 Sistema Automático de Gestión de la Distribución

Sobre la base de la implantación realizada en el año 1998, se prosiguió con la mejora y ampliación del Centro de Supervisión y Operación, así como actualización de software, logrando que el sistema SCADA sea más confiable; lo que ha permitido mejorar la gestión en subestaciones. Entre las actividades del Centro de Supervisión y Operación se da servicio a ELECAUSTRO, en lo que se refiere a proporcionar información al CENACE sobre la operación del sistema de generación.

Como un aspecto fundamental para la adecuada operación del sistema de distribución, que se vuelve prioritario al considerar la puesta en vigencia de las regulaciones acerca de la calidad del producto y del servicio por parte del CONELEC; se hace indispensable contar con un sistema automático de gestión en la distribución, que integre los diferentes aspectos involucrados en un Sistema Automático de Gestión de la Distribución, SGD.

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

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

II.6.4 Inversiones Realizadas en Distribución

Según el control del avance físico del presupuesto, durante el período enero a diciembre de 2000, se realizaron inversiones en distribución por un monto de US\$ 870.559,00 de los cuales se han invertido US\$ 784.257,00 en la provincia del Azuay y US\$ 74.117,00 en la del Cañar, según se puede ver en el cuadro N° II.1, lo que indica que se ejecutó el 33,27% de lo presupuestado, porcentaje que pudiera haber sido mayor de no mediar hechos tales como la crisis económica del país que impidió un desarrollo normal en la adquisición de materiales; la transferencia tardía de recursos y la no entrega de los montos de financiamiento por parte de las comunidades.

Las principales categorías de inversiones realizadas en el año 2000 según el cuadro N° II.3 son: mejora de redes; ampliaciones y rehabilitaciones de redes urbanas y rurales; mejoras de alimentadores; optimización de estaciones de transformación; construcción de proyectos sobre la base de contratos con moradores e Instituciones; protección y seccionamiento de alimentadores; pequeñas ampliaciones de red de baja tensión urbana y rural; iluminación de parques; cambio de luminarias de mercurio por sodio y estudios varios.

Los datos relativos a las obras de distribución, que han recibido financiamiento total o parcial del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, se detallan en el anexo A, al final de esta memoria. Los valores recibidos por la Empresa para el financiamiento de las obras de electrificación ascienden



a la suma de US\$ 78.960. En todos los casos, los proyectos incluidos en cada programa han sido escogidos de acuerdo con la Reglamentación vigente y una vez aprobados por el Directorio de la Compañía, han sido sometidos a la consideración del CONELEC.

II.5 CONCLUSIONES

Como resumen de lo anterior se concluye lo siguiente:

- Se lograron concretar las negociaciones de los contratos a término, tanto con ELECAUSTRO, como con los generadores del Fondo de Solidaridad.
- Se ha realizado la implantación del proyecto SICO, desarrollo que estuvo en gestión por varios años anteriores.
- Se ha realizado la construcción de la subestación N° 14, Léntag, poniéndola en operación los primeros días del presente año; dentro de este mismo año se concluirá la construcción de la subestación N° 18, Cañar.
- Durante 2000 se realizaron inversiones en Distribución por un monto de US\$. 870.559, lo que significa que se ejecutó el 33,27% de lo presupuestado (US\$. 2'617.011).
- Correspondiendo a los programas FERUM-2000, se ha recibido un monto total de US\$ 78.960, para el financiamiento de las obras de electrificación que han sido aceptadas dentro de los mencionados programas por parte del CONELEC.

**CUADRO N° II.1 INVERSIONES REALIZADAS EN DISTRIBUCION
POR CANTON EN EL AÑO 2000 [DOLARES]**

PROVINCIA	CANTON	PRESUPUESTO	REALIZADO	% REAL
Azuay	Cuenca	1.802.785	528.336	29,31
Azuay	Chordeleg	63.588	29.364	46,18
Azuay	El Pan	622	505	81,19
Azuay	Girón	91.759	25.703	28,01
Azuay	Guachapala	41.112	32.443	78,91
Azuay	Gualaceo	27.143	24.865	91,61
Azuay	Nabón	130.357	23.423	17,97
Azuay	Oña	1.582	157	9,91
Azuay	Paute	112.929	38.889	34,44
Azuay	Pucará	1.234	1.232	99,82
Azuay	San Fernando	5.336	1.297	24,30
Azuay	Santa Isabel	91.692	54.678	59,63
Azuay	Sevilla de Oro	2.065	622	30,13
Azuay	Sigsig	68.466	22.743	33,22
TOTAL AZUAY		2.440.670	784.257	32,13
Cañar	Biblián	38.298	13.912	36,32
Cañar	Cañar	94.842	56.557	59,63
Cañar	El Tambo	3.648	3.648	100,00
TOTAL CAÑAR		136.788	74.117	54,18
M. Santiago	Chiguinda	204	204	100,00
M. Santiago	Gualaquiza	11.026	551	5,00
M. Santiago	Limón	28.046	11.420	40,72
TOTAL MORONA SANTIAGO		39.277	12.175	31,00
Loja	Saraguro	276	10	3,48
TOTAL LOJA		276	10	3,48
TOTAL SISTEMA		2.617.011	870.559	33,27

**CUADRO N° II.2 INVERSIONES REALIZADAS EN DISTRIBUCION
EN EL AÑO 2000 (DOLARES) - PROYECTOS TERMINADOS**

PROVINCIA	CANTÓN	PRESUPUESTO	REALIZADO	% REAL
Azuay	Cuenca	317.737	314.461	98,97
Azuay	Chordeleg	35.099	35.081	99,95
Azuay	El Pan	554	554	100,00
Azuay	Girón	9.113	9.034	99,14
Azuay	Guachapala	9.403	9.260	98,48
Azuay	Gualaceo	26.065	25.858	99,20
Azuay	Nabón	16.802	16.802	100,00
Azuay	Oña	41	41	100,00
Azuay	Paute	34.044	33.550	98,55
Azuay	Pucará	13.484	13.484	100,00
Azuay	San Fernando	1.836	1.836	100,00
Azuay	Santa Isabel	30.818	30.626	99,38
Azuay	Sigsig	17.484	17.387	99,44
TOTAL AZUAY		512.481	507.974	99,12
Cañar	Biblián	8.411	8.388	99,72
Cañar	Cañar	109.623	109.074	99,50
Cañar	El Tambo	17.266	17.266	100,00
Cañar	Suscal	670	670	100,00
TOTAL CAÑAR		135.970	135.398	99,58
M. Santiago	Chiguinda	204	204	100,00
TOTAL MORONA SANTIAGO		204	204	100,00
Loja	Saraguro	208	208	100,00
TOTAL LOJA		208	208	100,00
TOTAL SISTEMA		648.863	643.785	99,22

**CUADRO II.3 PRINCIPALES CATEGORIAS DE INVERSIONES REALIZADAS EN
DISTRIBUCION EN EL AÑO 2000 [DOLARES]**

CATEGORIA	PRESUPUESTO	REALIZADO	% REAL
Protecciones en Alimentadores	12.000	12.000	100,00
Construcción de Locales de Agencias	207.320	207.192	99,95
Estudios Varios	83.154	80.460	96,77
Convenios con Moradores e Instituciones	7.140	6.963	97,52
Ferum 2000 Morona	39.072	11.971	30,64
Condensadores y Capacitores	60.000	18.000	30,00
Optimización de Estaciones de Transformación	128.466	40.249	31,33
Ferum Cañar 1999	58.070	41.072	70,73
Ferum 2000	78.960	43.879	55,57
Pequeñas Ampliaciones	67.172	54.195	80,68
Equipos y Herramientas	582.954	59.921	10,28
Líneas y Subestaciones	180.000	63.400	35,22
Proyectos nuevos y ampliaciones	141.531	75.499	53,34
Ferum Azuay 1999	82.268	81.256	98,77
Alumbrado Público	179.183	101.722	56,77
Mejora de Alimentadores	321.220	108.599	33,81
Mejora Redes Distribución	388.501	157.181	40,46



INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2000

CAPITULO III

PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

III. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

III.1 EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El Directorio del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, mediante Regulación de referencia CONELEC-002/99, aprobada el 30 de marzo de 1999 y publicada en el Registro Oficial N° 172, del 19 de abril de 1999, estableció el funcionamiento del denominado Mercado Eléctrico Mayorista MEM y reguló la administración de las transacciones que se ejecuten en el mismo.

Como ya se indicó, la Empresa logró en el año 2000 concretar la suscripción de Contratos de Compra - Venta de Energía a Plazo, con la empresa de generación ELECAUSTRO y las empresas de generación pertenecientes al Fondo de Solidaridad: HIDROPAUTE, HIDROAGOYAN, HIDROPUCARÁ, TERMOESMERALDAS, TERMOPICHINCHA, ELECTROGUAYAS; en los montos indicados en el cuadro III.1.

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

Empresa de Generación	Período de Vigencia	Fecha		Energía Contratada (GWh)
		Suscripción de Contrato	Puesta en vigencia por CENACE	
ELECAUSTRO	JUL/2000 - JUN/2001	23-Jun-00	Julio-00	123,86
TERMOESMERALDAS	OCT/2000 - SEP/2001	31-Ago-00	Octubre-00	28,29
HIDROAGOYAN	OCT/2000 - SEP/2001	31-Ago-00	Octubre-00	41,95
HIDROPAUTE	OCT/2000 - SEP/2001	31-Ago-00	Octubre-00	162,41
HIDROPUCARA	OCT/2000 - SEP/2001	31-Ago-00	Octubre-00	6,58
ELECTROGUAYAS	OCT/2000 - SEP/2001	31-Ago-00	Octubre-00	70,59
TERMOPICHINCHA	OCT/2000 - SEP/2001	31-Ago-00	Octubre-00	4,25

Adicionalmente se suscribió un convenio con TRANSELECTRIC para el pago del cargo de transmisión relacionado con los contratos de compra - venta de energía celebrados con las empresas de generación del Fondo de Solidaridad.

III.2 TRANSACCIONES REALIZADAS

En el cuadro III.2 se presenta un resumen de los montos totales de la energía demandada por los sistemas de distribución principal (Azuay y Cañar) y el SEMS.

En el Cuadro N° III.3, se resume la energía adquirida por la Empresa en el período enero a diciembre de 2000, siendo el total de la demanda de energía de 490.726.120 kWh, de los cuales 134.795.350 (27,47%) fueron adquiridos bajo la modalidad de contratos a plazo y 355.930.771 (72,53%) en el mercado ocasional.

III.3 REFACTURACIONES

Para la CENTROSUR una forma de aplanar los precios de compra y disminuir el riesgo de desabastecimiento ha sido mediante la suscripción de contratos a plazo con los generadores; ante la falta de una real competencia de precios en el segmento de generación.

Debido a la crisis económica que atraviesa el país, sumado el alto costo de la compra de energía frente al precio medio de venta de las empresas de distribución, hizo que éstas cayeran en mora de los valores adeudados al CENACE; situación que permitió alcanzar acuerdos con las empresas de



generación con el propósito de refacturar las transacciones correspondientes a los meses de enero y febrero de 2000.

Adicionalmente a esto, debido a la fecha de entrada en vigencia por parte del CENACE de los contratos a plazo suscritos con las empresas del Fondo de Solidaridad y al período de vigencia contractual de los mismos, se logró obtener la refacturación de las transacciones correspondientes a los meses de agosto y septiembre de 2000.

En el cuadro III.4, se presenta un resumen por trimestre de los montos de energía y los costos que estos han significado, incluyendo las refacturaciones. En el cuadro III.4 se presentan los costos unitarios de compra de energía desglosados en los diferentes componentes que consideran las liquidaciones transaccionales contempladas por el CENACE.

En el cuadro III.6, se muestra el reparto de los costos entre el sistema principal y el SEMS.

III.4 INCIDENCIA ECONOMICA DE LOS CONTRATOS A PLAZO.

Con la entrada en vigencia de los contratos a plazo en el segundo semestre de 2000, la Empresa obtuvo un ahorro de US\$ 7'198.222 por efectos de la diferencia entre los costos de potencia y energía acordados en los contratos y los costos que resultaron en el mercado ocasional, cuyo resumen se presenta a continuación.

Mes	Costo Total de Compra de Energía (US\$)		AHORRO (US\$)
	Sin Contratos	Con Contratos	
Julio	1,229,583	1,226,755	2,827
agosto	2,261,888	1,907,695	354,193
septiembre	2,254,975	1,470,622	784,353
octubre	2,855,104	1,773,877	1,081,228
noviembre	4,854,194	2,169,687	2,684,508
diciembre	4,202,656	1,911,543	2,291,113
Total año 2000			7,198,222

III.5 CONCLUSIONES.

Como resumen de lo anterior se concluye:

- Ha sido importante la suscripción de los contratos a plazo con las empresas de generación indicadas en los numerales anteriores, como se evidencia en el cuadro III.5 en lo correspondiente al 4to. Trimestre el precio promedio de potencia y energía comprada a través de contratos es de 2,68 US¢/kWh, en tanto que en el mercado ocasional el costo ha sido de 9,74 US¢/kWh; situación que beneficia los resultados económicos alcanzados por la Empresa.
- Es indispensable continuar las gestiones para concretar el concurso que permita garantizar el suministro de potencia y energía en los próximos años.



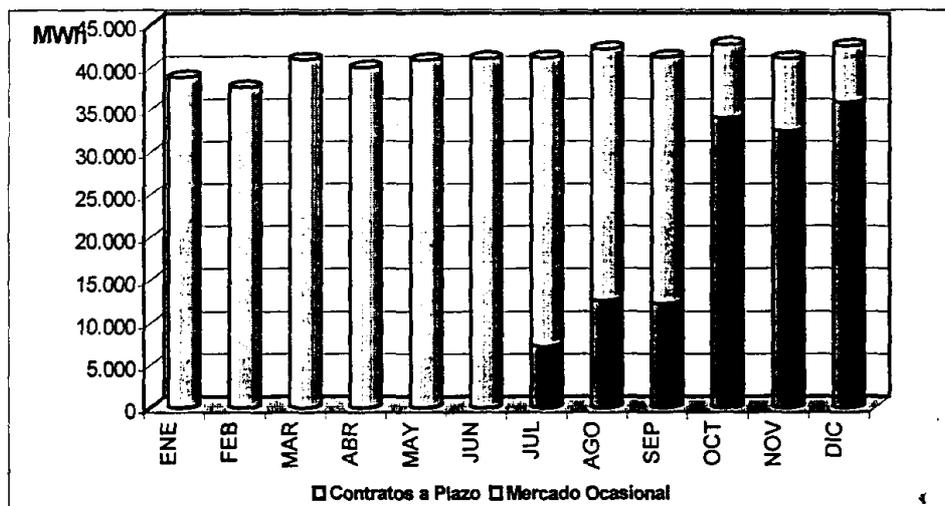
CUADRO III.2 ENERGÍA DISPONIBLE

MES	Energía Disponible [kWh]		
	Sistema de Distribución Principal (Azuay y Cañar)	SEMS	TOTAL
ENERO	37.321.266	1.571.828	38.893.095
FEBRERO	36.266.803	1.469.029	37.735.831
MARZO	39.388.767	1.607.364	40.996.131
ABRIL	38.496.705	1.550.029	40.046.733
MAYO	39.246.682	1.635.178	40.881.860
JUNIO	39.575.356	1.516.414	41.091.769
JULIO	39.640.818	1.558.159	41.198.977
AGOSTO	40.708.973	1.527.070	42.236.043
SEPTIEMBRE	39.700.271	1.517.776	41.218.048
OCTUBRE	41.140.910	1.603.817	42.744.727
NOVIEMBRE	39.536.609	1.580.926	41.117.536
DICIEMBRE	40.908.680	1.656.691	42.565.371
Total 2000	471.931.840	18.794.280	490.726.120

CUADRO N° III.3 COMPOSICION DEL SUMINISTRO DE ENERGIA (kWh)

	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00	May-00	Jun-00
Contratos a Plazo						
Mercado Ocasional	38.893.095	37.735.831	40.996.131	40.046.733	40.881.860	41.091.769
TOTAL	38.893.095	37.735.831	40.996.131	40.046.733	40.881.860	41.091.769

	Jul-00	Ago-00	Sep-00	Oct-00	Nov-00	Dic-00
Contratos a Plazo	7.257.000	12.635.000	12.235.000	34.120.876	32.585.301	35.962.172
Mercado Ocasional	33.941.977	29.601.043	28.983.048	8.623.850	8.532.235	6.603.199
TOTAL	41.198.977	42.236.043	41.218.048	42.744.727	41.117.536	42.565.371



CUADRO N° III.4 RESUMEN DE COSTOS EN EL MEM - TOTAL DEL SISTEMA

Concepto	Unidad	1er Trim.	2do Trim.	3er Trim.	4to Trim.	Total
ENERGIA CONSUMIDA	kWh	117.625.057	122.020.362	124.653.068	126.427.634	490.726.120
ENERGIA DE CONTRATOS EN S/E CUENCA	kWh			32.127.000	102.668.350	134.795.350
ENERGIA SPOT EFECTIVA EN S/E CUENCA	kWh	117.625.057	122.020.362	92.526.068	23.759.284	355.930.771
ENERGIA EN DEMANDA MEDIA Y DEMANDA MAXIMA	kWh	67.654.515	69.655.603	71.609.324	71.058.991	279.978.433
Demanda Máxima Coincidente	Kw	98.467	96.606	96.801	101.103	101.103
COSTOS LIQUIDADOS POR EL CENACE						
COSTOS DE LA ENERGÍA SPOT + CARGOS MEM **	US\$	4.047.601	2.681.463	4.580.927	2.867.184	14.177.174
POR POTENCIA NETO	US\$	1.126.334	1.183.139	1.363.992	507.884	4.181.349
POR ENERGÍA NETO	US\$	1.795.910	608.344	2.090.889	1.805.572	6.300.715
POR TRANSMISIÓN	US\$	533.409	559.722	579.924	741.140	2.414.195
POR GENERACIÓN OBLIGADA Y FORZADA	US\$	25.055	107.806	331.808	39.012	503.681
POR REACTIVOS	US\$	5.032	20.593	27.014	11.370	64.008
POR CONTRATOS PPA	US\$	561.861	201.859	187.300	135.243	1.066.264
POR CONVENIO CON TRANSMISOR	US\$				-373.037	-373.037
LIQUIDACION DE CONTRATOS A TERMINO						
ELECAUSTRO : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$			795.002	775.365	1.570.367
TERMOESMERALDAS : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$				366.331	366.331
TERMOPICHINCHA : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$				119.738	119.738
ELECTROGUAYAS : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$				1.012.182	1.012.182
HIDROPAUTE : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$				262.411	262.411
HIDROAGOYAN : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$				140.424	140.424
HIDROPUCARA : POTENCIA Y ENERGÍA	US\$				70.705	70.705
TRANSELECTRIC: CONVENIO DE TRANSMISION	US\$				240.766	240.766
REFACTURACION POR ACUERDOS CON GENERADORES DEL FONDO DE SOLIDARIDAD	US\$	-613.900		-770.856		-1.384.756
COSTO TOTAL ENERGIA CONSUMIDA/MES	US\$	3.433.701	2.681.463	4.605.073	5.855.106	16.575.342

** En los valores Netos se ha descontado la Nota de Crédito por el contrato con Elecaustro.

CUADRO N° III.5 COSTOS UNITARIOS DE COMPRA

Concepto	Unidad	1T	2T	3T	4T	TOTAL
ENERG + POTENCIA EN CONTR. A PLAZO	US\$/kWh	-	-	2,47	2,68	2,63
ENERG + POTENCIA EN SPOT	US\$/kWh	2,48	1,47	3,73	9,74	2,94
ENERGIA + POTENCIA PONDERADO	US\$/kWh	2,48	1,47	3,41	4,00	2,86
TRANSMISIÓN	US\$/kWh	0,45	0,46	0,47	0,48	0,47
RELIQUIDACIONES POR ACUERDOS	US\$/kWh	-0,52	-	-0,62	-	-0,28
OTROS CARGOS MEM	US\$/kWh	0,50	0,27	0,44	0,15	0,34
COSTO UNITARIO TOTAL	US\$/kWh	2,92	2,20	3,69	4,63	3,38

Cuadro N° III.6 REPARTO DE COSTOS ENTRE SISTEMA PRINCIPAL Y SEMS

Concepto	Unidad	1er Trim.	2do Trim.	3er Trim.	4to Trim.	Total Año
Energía Consumida Total	kWh	117.619.685	122.081.685	124.715.558	126.427.634	490.844.562
Energ. Consum. SEMS	kWh	4.648.221	4.701.620	4.603.005	4.841.434	18.794.280
Energ. Consum. Sistema Principal	kWh	112.971.464	117.380.065	120.112.553	121.586.199	472.050.282
Demanda Máxima Total	kW	98.467	96.606	96.801	101.103	101.103
Dem Máxima SEMS	kW	4.356	4.378	4.320	4.478	4.478
Dem Máxima Sistema Principal	kW	94.111	92.358	92.481	96.841	96.841
COSTO TOTAL ENERGIA CONSUMIDA/MES	US\$	3.433.701	2.681.463	4.605.073	5.855.106	16.575.342
SISTEMA ELECTRICO MORONA SANTIAGO (SEMS)	US\$	142.176	107.818	177.315	225.582	652.891
SISTEMA DE DISTRIBUCION PRINCIPAL	US\$	3.291.524	2.573.644	4.427.758	5.629.524	15.922.451
COSTO UNITARIO TOTAL	US\$/kWh	2,92	2,20	3,69	4,63	3,38
Costo Unit. SEMS	US\$/kWh	3,06	2,29	3,85	4,66	3,47
Costo Unit. Sistema Principal	US\$/kWh	2,91	2,19	3,69	4,63	3,37



INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2000

CAPITULO IV

SITUACION ECONOMICO - FINANCIERA

IV. SITUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA

En este capítulo se presenta la información y el análisis de resultados del período enero a diciembre de 2000, con la información más relevante. Cabe señalar que en las cuentas patrimoniales del Balance General se ha incluido dentro de los aportes para futura capitalización lo correspondiente a la valoración de los activos del Sistema Eléctrico Morona Santiago -SEMS-, mientras que el Estado de Resultados no incluye lo correspondiente al SEMS; en vista que no se ha concluido el proceso de integración de los estados financieros.

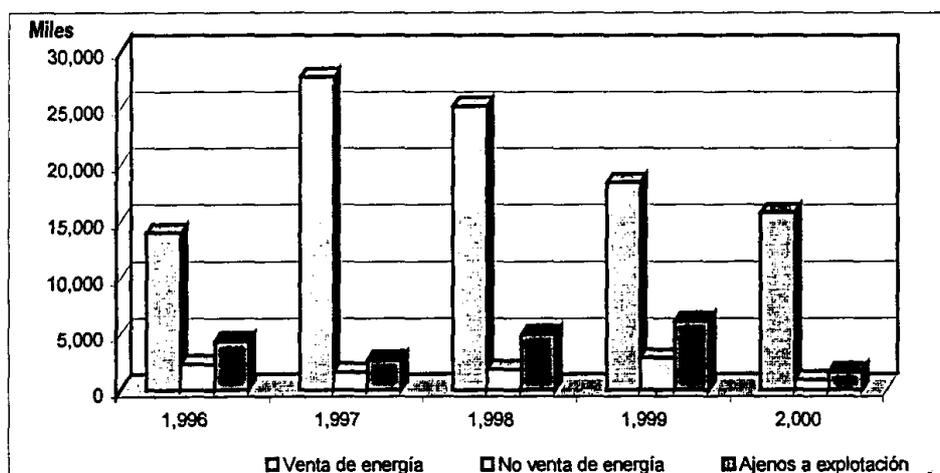
IV.1 INGRESOS Y GASTOS DEL EJERCICIO.

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

En el año 2000 la Centro Sur registró como ingresos por venta de energía la suma de US\$ 15701.376, que representa una disminución del 14,7% respecto a 1.999 y de 37,6% relación a 1998. Los ingresos de explotación que no son por venta de energía, totalizaron US\$ 880.564, 68,8% menor que en 1.999 y 51,8% menos que en 1998.

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

VALORES EN DOLARES	1996	1997	1998	1999	2000	
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	%
Dólar promedio anual	3,145	3,943	5,349	11,516	25,000	
EXPLORACION	16,278,056	29,325,496	26,981,731	21,219,116	16,581,940	91.3%
- Venta Energía	13,971,414	27,743,240	25,153,120	18,400,598	15,701,376	86.4%
- No Venta Energía	2,306,642	1,582,256	1,828,611	2,818,518	880,564	4.8%
NO OPERACIONAL	4,335,302	2,668,785	4,979,066	6,119,349	1,582,593	8.7%
TOTALES	20,613,358	31,994,281	31,960,797	27,338,465	18,164,533	100.0%
Tasa de Variación Anual %	-0.3%	55.2%	-0.1%	-14.5%	-33.6%	



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

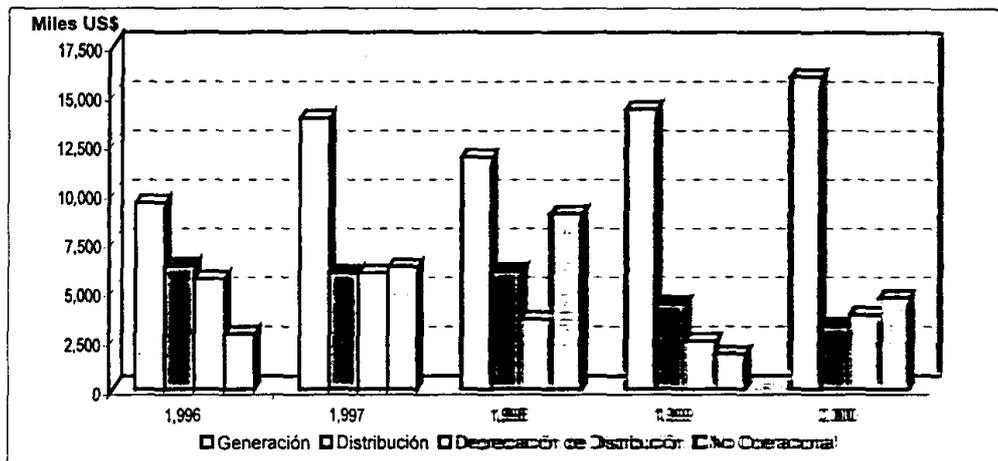


En lo referente a los Ingresos No Operacionales, que corresponden a aquellas actividades no directamente ligadas a la operación, tales como venta de servicios y réditos financieros, durante el año 2000 alcanzaron a US\$ 1'582.593.

Los ingresos totales alcanzados por la Empresa en el año 2000 fueron de US\$ 18'164.533, que representan una disminución del 33,6% y 43,2% de lo obtenido en los dos años anteriores respectivamente; dentro de ellos, los ingresos provenientes de la venta de energía son los más importantes, alcanzando el 86,4% del total.

Cuadro N° IV.2 GASTOS TOTALES (US\$)

ANO	1996 (US\$)	1997 (US\$)	1998 (US\$)	1999 (US\$)	2000 (US\$)	1996 (%)	2000 (%)
EXPLOTACION	21,392,057	25,633,324	21,362,528	21,639,123	22,894,753	92,1%	83,2%
Generación o Compra	9,518,395	13,820,257	11,831,772	14,289,280	15,922,451	62,5%	57,9%
Oper. y Mto. Distribuc.	6,267,244	5,904,048	5,983,277	4,324,789	3,986,280	28,3%	11,6%
Depreciación Distribuc.	5,606,418	5,909,019	3,547,577	2,435,054	3,764,020	21,7%	16,7%
NO OPERACIONAL	2,798,259	6,216,272	8,951,079	1,792,915	4,628,578	7,9%	16,8%
Gastos Financieros	1,489,390	3,266,861	3,486,229	1,393,955	433,008	6,1%	1,5%
Otros No Operacional	1,308,868	2,949,411	5,464,850	408,959	4,195,570	1,8%	15,3%
TOTALES	24,190,316	31,849,596	30,313,607	23,432,038	27,523,331	100%	100%
Tasa Variación Anual %	-0,4%	31,7%	-4,8%	-24,7%	28,5%		



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

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

En el año 2000 la Empresa registró por concepto de Gastos la suma de US\$ 27'523.331, monto en el cual el costo de la energía comprada (US\$ 15'922.451) tiene la mayor participación 57,9%, seguido de la depreciación (US\$ 3'764.020) con el 13,7%. Si sumamos estos dos rubros representan el 71,6%, quedando el 28,4% para los demás rubros tales como la operación y mantenimiento de distribución y los gastos no operacionales.

Cabe señalar que en los gastos no operacionales se incluyen US\$ 2'562.259,35 que es el resultado de la aplicación de la corrección monetaria a los estados financieros por la implementación del esquema de dolarización, dispuesto por el SRI y la Superintendencia de Compañías (Registro Oficial # 51 del 13 de abril de 2000); adicionalmente se considera un valor total de US\$ 498.315 que corresponde a



la aplicación de los resultados del estudio actuarial; sumando estos dos valores representan el 68,2% de los gastos no operacionales.

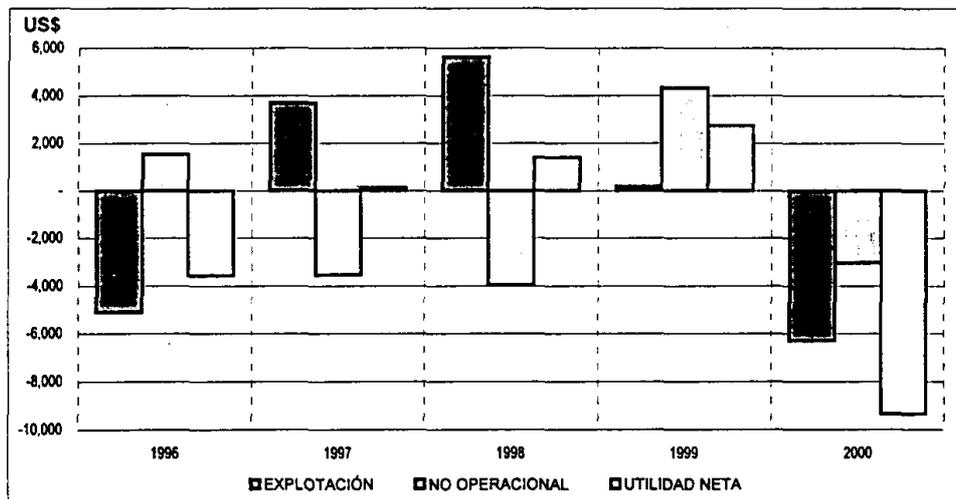
Los gastos de explotación son mayores a los de 1999 en el 8,8% en el cual la compra de energía y la depreciación se han incrementado considerablemente, mientras que los gastos de operación y mantenimiento de la distribución han disminuido en un 25,9%; los gastos no operacionales se han incrementado en el 158,2% en relación a 1999, debido a las razones indicadas en el párrafo anterior. Con los antecedentes señalados, los gastos totales han sufrido un incremento del 20,5%.

IV.2 PERDIDAS Y GANANCIAS

Relacionando Ingresos y Gastos de Explotación, la Empresa obtuvo una pérdida de explotación durante el año 2000 de US\$ 6'302.813, a su vez, si relacionamos Ingresos y Gastos no operacionales se obtuvo una pérdida no operacional de US\$ 3'045.985, proveniente básicamente de la aplicación de la norma NEC 17 y las provisiones para la aplicación del estudio actuarial, que al considerar en forma global resulta una pérdida total de US\$ 9'348.798, lo que se puede observar en la Cuadro N° IV.3.

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

ANO	1996 US\$	1997 US\$	1998 US\$	1999 US\$	2000 US\$
Ingresos Explotación	16,278,056	29,325,496	26,981,731	21,219,116	16,581,940
Gasto Explotación	21,392,057	25,633,324	21,362,520	21,039,123	22,884,753
Utilidad de Explotación	-5,114,001	3,692,171	5,619,211	179,993	-6,302,813
Ingresos No Operacional	4,335,302	2,668,785	4,979,066	6,119,349	1,582,593
Gastos No Operacional	2,798,259	6,216,272	8,951,479	1,792,915	4,628,578
Utilidad No Operacional	1,537,043	-3,547,486	-3,972,413	4,326,435	-3,045,985
Utilidad Antes de Impuesto	-3,576,958	144,685	1,646,798	4,506,428	-9,348,798
Impuestos y Participaciones		21,703	247,020	1,771,634	
UTILIDAD NETA	-3,576,958	122,982	1,399,778	2,734,794	-9,348,798



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

IV.3 BALANCE GENERAL

A diciembre de 2000, la Empresa cuenta con un total de US\$ 79'279.199 en activos, de los cuales el fijo neto (US\$ 66'686.770) representa el 84,1%. En cuanto al pasivo y patrimonio,

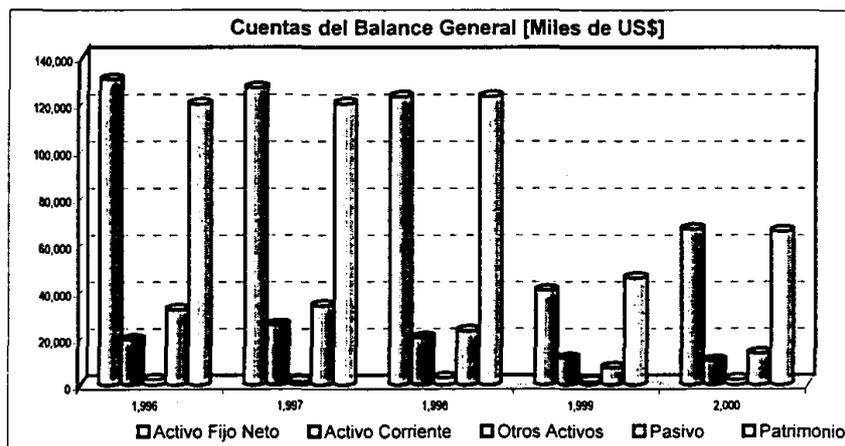


se puede observar que el 83,0% (US\$ 65'782.617) ha sido financiado por los Accionistas y el 17% (US\$ 13'496.582) lo han financiado terceros.

El total de pasivos a diciembre de 2000, US\$ 13'496.582, están conformados por pasivos corrientes y acumulados, de los cuales la deuda total por compra de energía, tanto en el mercado spot como en contratos a término asciende a US\$ 10'126.274, que representa el 75,0% de las deudas. El Cuadro N° IV.4 muestra el resumen del Balance General al 31 de diciembre de cada año.

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

Balance General	1996	1997	1998	1999	2000	%
Cotiz. Dólar Fin de año:	3,591	4,394	6,456	18,104	25,000	
ACTIVOS	152,375	154,293	146,451	52,996	79,279	100.0%
Activo Fijo Neto	130,648	127,086	123,274	40,494	66,687	84.1%
Disponibile	4,950	6,618	6,326	5,054	1,581	2.0%
Exigible	3,073	5,765	4,678	3,482	4,838	6.1%
Realizable	11,422	13,399	9,228	2,806	3,912	4.9%
Otros Activos	2,282	1,425	2,946	1,160	2,262	2.9%
PATRIMONIO Y PASI	152,375	154,293	146,451	52,996	79,279	100.0%
Patrimonio	120,058	120,241	123,368	45,738	65,783	83.0%
Pasivos Corrientes	8,416	9,365	10,150	6,113	12,824	16.2%
Otros Pasivos	23,901	24,687	12,933	1,144	673	0.8%



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

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

El costo medio del kWh comprado durante el año 2000 fue de 3,37 US¢/kWh, por efecto de las pérdidas de energía este costo se incrementó a 3,70 US¢/kWh; si a lo anterior se suma el costo por depreciación de 0,88 US¢/kWh, se llega a un costo de 4,58 US¢/kWh, que incluye el costo de la reposición de equipos, mas el costo efectivo de la energía comprada.

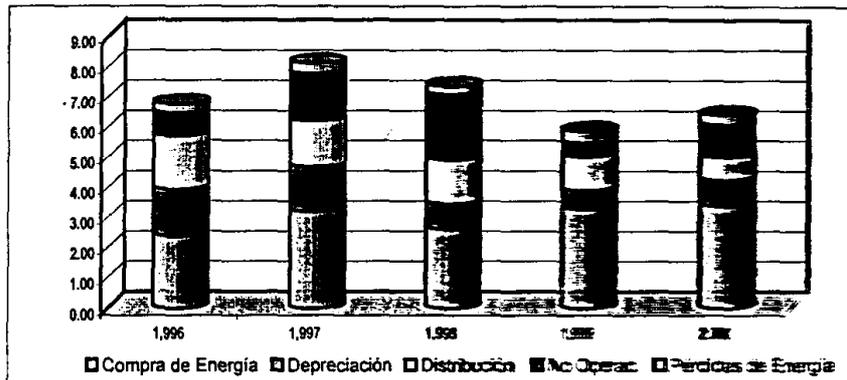
Durante el año 2000, los costos de distribución, que incluyen mano de obra, materiales, repuestos y los demás gastos de operación y mantenimiento llegaron a 0,74 US¢/kWh (11,6% del costo total), los gastos no operacionales en los que se incluyen los gastos financieros llegaron a 1,08 US¢/kWh, con esto el costo medio final llegó a 6,4 US¢/kWh. Comparando el costo final obtenido en el año 2000 se puede observar que se ha incrementado el 9,16% respecto a 1999 y reducido en un 12,9% respecto a 1998, hecho que se puede observar en el cuadro IV.5.

Sin considerar los gastos por la aplicación de la norma NEC-17 y las provisiones para la implementación del estudio actuarial, por ser gastos que no se han presentado regularmente en los

ejercicios anteriores y que en conjunto representan 0,73 US¢/kWh, el costo medio resultante para el año 2000 sería de 5,66 US¢/kWh, siendo el menor del período 1996 a 2000.

Cuadro N° IV.5 COSTO MEDIO (US¢/kWh)

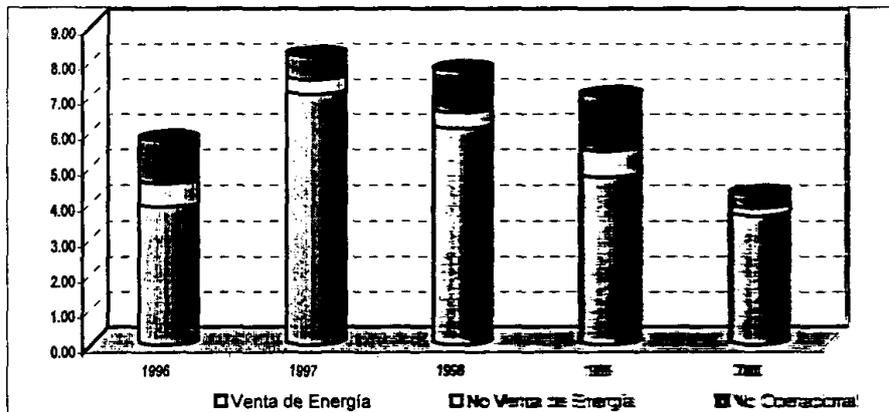
Costo Medio US¢/kWh	1996	1997	1998	1999	2000
Por Compra de Energía	2.366	3.183	2.595	3.271	3.374
Por Pérdidas	0.293	0.337	0.272	0.397	0.329
Por Depreciación	1.566	1.505	0.860	0.625	0.575
Por Distribución	1.751	1.504	1.450	1.108	0.744
Por No Operacional	0.782	1.583	2.169	0.450	1.076
Costo Medio Final	6.758	8.111	7.346	5.861	6.398



El precio medio al cual la Empresa ha vendido la energía a sus clientes durante el año 2000 fue de 3,65 US¢/kWh, que resulta ser históricamente el menor en el período 1996 – 2000, debido a lo deficitario del pliego tarifario establecido por el CONELEC; en concordancia con lo anterior la Empresa no ha mantenido en términos reales los ingresos de explotación que no son por venta de energía (0,20 US¢/kWh). El ingreso medio no operacional durante el año 2000 llegó a 0,37 US¢/kWh.

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

Ingreso Medio US¢/kWh	1996	1997	1998	1999	2000
Por Venta Energía	3.903	7.065	6.025	4.723	3.551
Por No Venta Energía	0.644	0.403	0.445	0.723	0.305
Por No Operacional	1.211	0.660	1.220	1.571	0.368
Ingreso Medio Total	5.758	8.148	7.745	7.018	4.224



Con todo lo anterior, el ingreso medio total durante el año 2000 llegó a 4,22 US¢/kWh, que comparado con el costo medio total registrado de 6,40 US¢/kWh, explica los resultados financieros negativos obtenidos por la Empresa en el ejercicio económico del año 2000.

El ingreso medio registrado en el año 2000, resulta el menor del período 1996 – 2000, siendo inferior en un 39,8% y 54,5% con relación a los años inmediatamente anteriores.

IV.5 INDICADORES DE GESTIÓN FINANCIERA

En el cuadro N° IV.7 se presenta el cálculo de los índices de gestión financiera de la empresa para el período 1996 al 2000, para lo cual se ha tomado como base la información de los Balances Contables de Empresa.

Cuadro N° IV.7 INDICADORES ECONOMICOS

DESCRIPCION	Unidad	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDICADORES DE LIQUIDEZ						
Razón circulante	Veces	2.31	2.75	1.99	1.86	0.81
Prueba Ácida	Veces	0.96	1.33	1.09	1.40	0.50
Liquidez Financiera Inmediata	Veces	0.59	0.71	0.62	0.83	0.12
Período Promedio de Cobros	Días	45.08	35.13	31.80	47.59	112.46
Capital de Trabajo	Mill-US\$	11.03	16.42	10.08	5.23	-2.49
Capital Promedio Invertido	Mill-US\$	139.05	142.59	138.43	89.54	54.96
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y PROPIEDAD						
Factor de Endeudamiento	%	21.21%	22.07%	15.76%	13.69%	17.02%
Concentración del Endeudamiento	%	26.04%	27.50%	43.97%	84.24%	95.02%
Propiedad de los Accionistas	%	78.79%	77.93%	84.24%	86.31%	82.98%
Capacidad de Pago de Accionistas	Veces	3.71	3.53	5.34	6.30	4.87
INDICADORES DE RENTABILIDAD						
Margen Brutos sobre Ventas	%	-31.42%	12.59%	20.83%	-7.87%	-38.01%
Rentabilidad de la Explotación	%	-3.68%	2.59%	4.06%	-1.34%	-11.47%
Margen de Beneficio	%	-21.97%	0.42%	5.19%	11.14%	-56.38%
Rentabilidad del Patrimonio	%	-2.61%	0.09%	0.94%	2.36%	-14.21%

Indicadores de Liquidez:

- Analizando la razón corriente se puede observar que al 31 de diciembre de 2000, para cubrir cada dólar de sus obligaciones con vencimiento a corto plazo la Empresa cuenta apenas con 0,81 dólares en activo corriente; a ello 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.
- Observando los indicadores de prueba ácida y liquidez inmediata al finalizar el 2000, se puede observar un considerable deterioro de la capacidad financiera de la Empresa para hacer frente a sus obligaciones de corto plazo, resultando que por cada dólar adeudado con vencimiento a corto plazo (principalmente la deuda por la energía comprada en el MEM), se cuenta con 0,50 dólares en activos de fácil liquidez, es decir que con estos recursos se podría pagar apenas el 50% de sus acreencias de corto plazo (asumiendo que se recuperaría toda la cartera vencida); especial mención merece el indicador de liquidez financiera inmediata que indica que la empresa cuenta apenas con 0,12 dólares en recursos en efectivo (caja y bancos) para el pago de sus obligaciones de corto plazo, esta dificultad por falta de recursos en efectivo es la más aguda que ha afrontado la empresa desde el año 1994, hecho que se debe por una parte al déficit tarifario que afronta la empresa y que está en proceso de corrección y por otro lado a los retrasos en la facturación de la venta de energía a los clientes, causada por los inconvenientes presentados en la implantación del nuevo Sistema de Información Comercial, SICO, inconveniente que se ha superado en los primeros meses del 2001.



- Concordante con lo anterior, el período promedio de recuperación de las cuentas por cobrar se ha incrementado considerablemente en los dos últimos años, sobre todo en el año 2000 en el que llega a 112 días, parámetro que en los años 1997 y 1998 se ubicó en valores cercanos a los 30 días, valor considerado como adecuado.
- Durante el año 2000 el capital promedio invertido en la Empresa fue de 54,95 millones de dólares, la reducción experimentada en este indicador es una consecuencia directa del proceso de escisión de la Generación a favor de ElecAustro, en julio de 1999.

Indicadores de Endeudamiento y Propiedad:

- El factor de endeudamiento indica que al terminar el año, el 17% de los activos de la Empresa son financiados por terceras personas; en concordancia con esto el 83% de los activos es de propiedad de los accionistas, esta señal debe juzgarse como positiva.
- La capacidad de pago de los accionistas, indica que los recursos invertidos por los accionistas de la Empresa están en capacidad de afrontar hasta 4,87 veces las obligaciones con terceros.
- Sin perjuicio de lo anterior, resulta preocupante la concentración del endeudamiento a corto plazo; de la deuda que mantiene la Empresa al terminar el año 2000 el 95% requiere de pago en el corto plazo. Este hecho, sumado a lo expuesto en el análisis de los indicadores de liquidez, es un claro indicador de las dificultades financieras por falta de liquidez que enfrenta la Compañía al concluir el año.
- La situación se hace más evidente si se compara estos indicadores con los obtenidos del balance de situación inicial de la Empresa luego del proceso de escisión (ref. Plan de Obras de la Empresa Distribuidora Centro Sur, agosto/99); mientras en abril de 1999 la empresa disponía de 3,13 dólares en activos corrientes de fácil liquidez para pagar sus obligaciones de corto plazo, a diciembre de 2000 dispone únicamente de 0,56 dólares (84% menos); el nivel de endeudamiento que en abril de 1999 indicaba que el 6,5% de los activos de la empresa era financiado por terceras personas, en diciembre de 2000 se ha incrementado al 17%, lo cual quiere decir que los accionistas habrían perdido un 10,5% de la propiedad de la empresa en 20 meses, con lo que se demuestra que la Empresa ha hecho frente a la crisis económica de los últimos años, básicamente a costa de sus propios recursos y patrimonio.

Indicadores de Rentabilidad:

- Realizando un análisis solamente sobre el negocio de la electricidad, se puede observar que luego de descontar los gastos de explotación de los ingresos de explotación, existe un margen en contra del 38,1%, lo que es una consecuencia directa del congelamiento tarifario, que ubicó a la tarifa de venta en 2,7 US¢/kWh a inicios de año, que luego de los correctivos autorizados por el CONELEC, ubican la tarifa media anual en 3,65 US¢/kWh.
- Considerando en forma conjunta la actividad del negocio eléctrico así como la actividad no operacional que desarrolla la empresa, la situación indicada en el párrafo anterior se ve afeada aún más en el año 2000, haciendo que el margen negativo aumente del 38,01% al 56,38%, siendo éste el resultado más crítico del período 1996 - 2000; cabe señalar que en este resultado tiene gran influencia la disposición del SRI y de la Superintendencia de Compañías, de registrar en el estado de resultados, aproximadamente 2,66 millones de dólares en contra que es el resultado de la aplicación de la corrección monetaria de los estados financieros por efectos del proceso de dolarización, adicionalmente la provisión por 0,5 millones de dólares para la aplicación del estudio actuarial.
- El índice de rentabilidad sobre el patrimonio durante el año 2000 registró un valor negativo de 14,21%, siendo también el valor más crítico del período 1996 - 2000



INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2000

CAPITULO V

EL NEGOCIO ELECTRICO



V. EL NEGOCIO ELÉCTRICO

V.1 ACTIVIDADES OPERATIVAS

V.1.1 Energía Disponible.

La demanda total de energía del mercado de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, incluyendo las pérdidas, durante 2000 alcanzó la cifra de **490.726.120 kWh**, que corresponde a una variación de **7,80%** respecto al mismo período del año anterior (Cuadro N° V.1).

V.1.2 Demanda máxima coincidente

De enero a diciembre de 2000, la demanda máxima coincidente, referida a puntos de entrega del Sistema Eléctrico operado por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur CA., excluyendo el Sistema Eléctrico Morona Santiago, fue de 96.841 kW (cuadro N° V.2), en ese valor se incluye aproximadamente 5 MW que fue transferida a la Empresa Eléctrica Azogues por el alimentador N° 1223. Esta demanda es superior a la de 1999 (91.740 kW) en un 5,56%, el valor máximo ocurrió el día 22 de noviembre a las 20h00.

V.2 REALIZACIONES TÉCNICAS

V.2.1 Expansión del Sistema Eléctrico

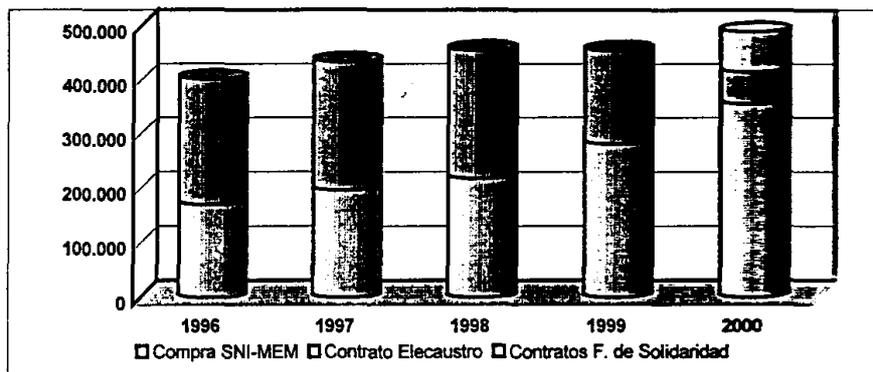
Durante el período enero a diciembre de 2000, la Empresa ha realizado actividades tendientes a expandir el sistema eléctrico, según se indica en el cuadro N° V.3.

V.3 CONCLUSIONES

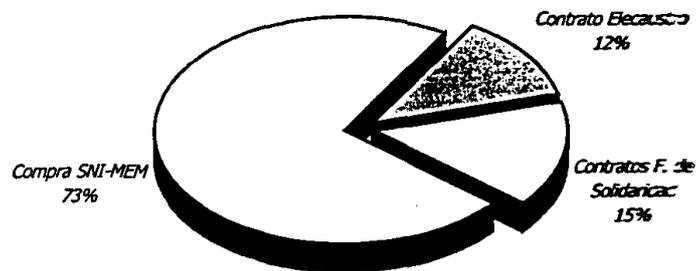
- La demanda de energía del mercado de la Empresa se incrementó en **7,80%** con relación a la demanda de 1999, crecimiento superior al porcentaje promedio del período 1996-2000 (5,15%).
- Mientras la compra de energía en el mercado ocasional en el 2000 aumentó en **26,35%**, la adquirida a Elecaustro disminuyó en **65,21%**, con relación al año 1999.
- Adicionalmente durante el 2000 la energía provista por las generadoras del fondo de solidaridad, mediante contratos a plazo, representó un **15,2%** del total de la energía demandada anual.
- La demanda máxima de potencia del sistema se vio incrementada en **5,56%** con relación a la demanda máxima del año 1999, porcentaje superior a la tasa promedio del período 1996-2000 (3,43%).
- La expansión del sistema experimentó los siguientes incrementos: en potencia instalada en transformadores de distribución el **2,32%**, en longitud de líneas de distribución el **4,56%**, en longitud de redes de baja tensión el **4,43%** y la potencia instalada en alumbrado público el **3,71%**; en cambio los incrementos promedios anuales del período 1996-2000 fueron **3,34%**, **4,35%**, **4,53%** y **3,11%** respectivamente.

CUADRO Nº V.1 DEMANDA BRUTA TOTAL

AÑO	1996	1997	1998	1999	2000		
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	%
Compra SNI-MEM	169.264	196.524	218.166	281.692	355.931	72,5	26,35
Contrato Elecaastro	232.956	237.702	237.753	173.521	60.360	12,3	65,21
Contratos F. de Solidaridad					74.435	15,2	
Generación Privada	38	8	0	0	0	0,0	0,00
ENERGIA TOTAL	402.257	434.234	455.919	455.213	490.726	100	100



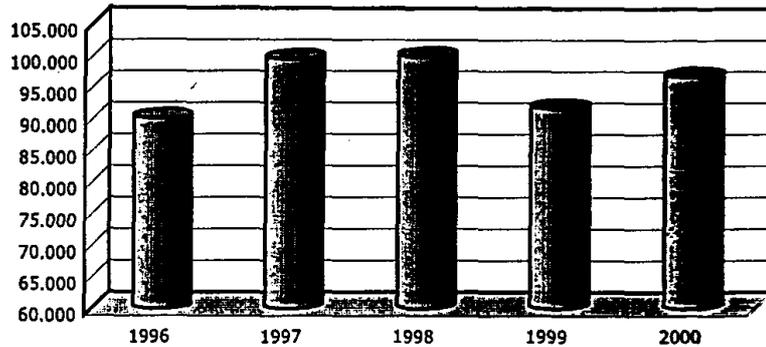
DEMANDA BRUTA DE 2000



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

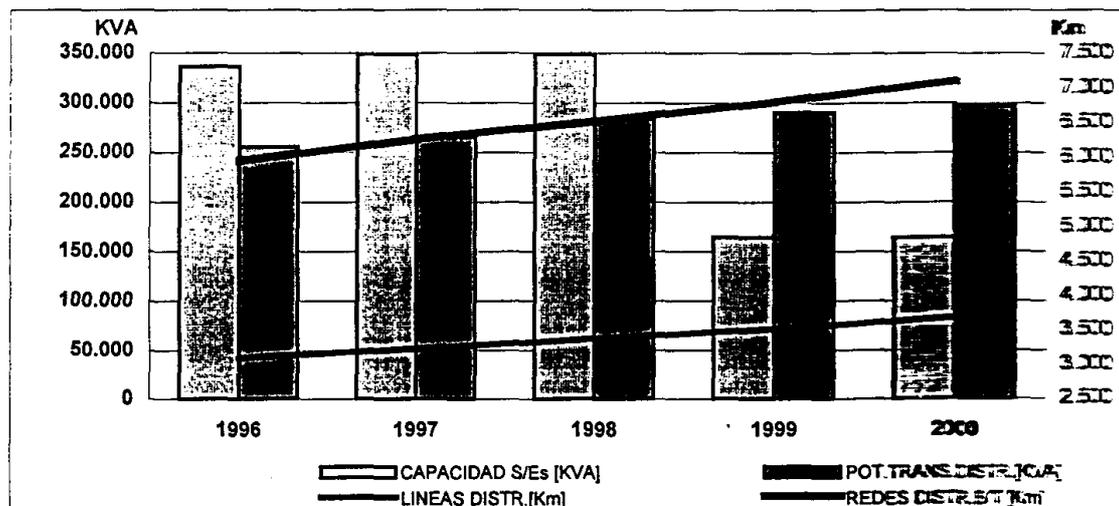
CUADRO N° V.2 DEMANDA MÁXIMA

AÑO	1996	1997	1998	1999	2000	1999-2000	1996-2000
	KW	KW	KW	KW	KW	%	%
DEMANDA MÁXIMA	90.140	99.580	99.930	91.740	96.841	5,56	3,49



CUADRO N° V.3 EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO

AÑO	UNIDAD	1996	1997	1998	1999	2000	LOG CRECIM.	99-00	96-00
					(DIC)				
CAPACIDAD INSTALADA EN S/Es *	KVA	336.350	348.850	348.850	164.300	164.300	0,00	-12,30	
LONGITUD DE LINEAS SUBTRANSMISION	Km	167	167	167	167	167	0,00	0,00	
POTENCIA TRANSFORM.DISTRIBUCION	KVA	255.627	265.369	283.804	290.298	297.036	2,52	3,94	
NUMERO TRANSFORM.DISTRIBUCION	U	6.935	7.311	7.688	8.022	8.325	3,83	4,40	
LONGITUD LINEAS DISTRIBUCION	Km	3.107	3.242	3.382	3.523	3.664	4,56	4,85	
LONGITUD REDES DISTRIBUCION B/T	Km	5.949	6.267	6.519	6.800	7.102	4,43	4,83	
POTENCIA ALUMBRADO PUBLICO	KW	5.510	5.679	5.848	6.004	6.227	3,71	3,11	
NUMERO LUMINARIAS INSTALADAS	U	27.605	29.086	30.666	32.091	33.752	5,18	5,19	



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



INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2000

CAPITULO VI

EL MERCADO



VI. EL MERCADO

VI.1 AREA DE SERVICIO

El área de servicio de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., comprende la provincia de Azuay y la provincia de Cañar con excepción de los cantones Azogues, Déleg y La Troncal y su extensión territorial se puede observar en el cuadro N° VI.1. Adicionalmente, el área de concesión de la Empresa, constante en el respectivo Contrato de Concesión, incluye el actual SEMS en la provincia de Morona Santiago, sistema que a finales del año 2000 definitivamente fue transferido a los activos de la CENTROSUR por parte de la Unidad de Liquidación del INECEL.

VI.2 CLIENTES

Según el informe de facturación, el número de clientes a diciembre de 2000 fue de 190.606 (cuadro N° VI.2), con un incremento del 3,48% respecto a los que existían en diciembre de 1999 (184.197), en cambio el promedio mensual de clientes para el período enero a diciembre de 2000 fue de 188.744 lo que significa un incremento del 4,16% frente al promedio del mismo período para el año de 1999 (181.210 clientes).

En el cuadro N° VI.3 se indica la distribución de clientes por sector de emisión, estando ubicados 167.723 con el 87,99% en la provincia del Azuay y 22.883 clientes con el 12,01% en la provincia de Cañar.

VI.3 ENERGÍA FACTURADA

La energía facturada durante el año 2000 (emisión enero a diciembre), fue de 430'839.135 kWh (ver cuadro N° VI.4), con una variación del 10,54% con relación a la facturación de enero a diciembre de 1999 (389'748.573 kWh). De la facturación total, el sector residencial con 172'493.721 kWh (40,04%) es el de mayor participación y el industrial con 159'647.760 kWh (37,06%) el siguiente.

Al relacionar la energía facturada con el número de clientes, resulta que mientras en el período enero a diciembre de 1999 se tenía 2.116 kWh por cliente medio, en 2000 da como resultado 2.250 kWh por cliente, lo que significa un incremento del 6,82%.

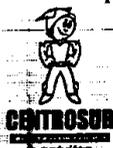
VI.4 RECAUDACIÓN

Durante el año 2000 se ha efectuado el control de la recaudación en línea, semilínea y diferido en las ventanillas y agencias de la Empresa y de los Bancos y el control y la supervisión del procedimiento para recuperación de cartera a los clientes de la Empresa, tanto con el personal de la Empresa como con el respectivo contrato.

La recaudación total hasta el 23 de mayo, alcanzó la cifra de US\$ 5'444.617 y durante los meses de junio a diciembre la cifra aproximada es de US\$ 9'595.782.

VI.5 DEUDA DE LOS CLIENTES

Por problemas surgidos en la etapa de inserción del Sistema Informático de Comercialización (SICO) en mayo de 2000, se tiene que al 31 de diciembre de 2000 el saldo de Cartera Vencida, esto es clientes con planillas pendientes de pago con mora de 31 a 360 días, es de US\$ 3'617.516, que representa un incremento de 827,86% con respecto al valor del año anterior (US\$ 389.875); y la deuda total de los clientes para con la Empresa por venta de energía, esto es la cartera vencida más la facturación mensual corriente, ascendió a US\$ 3'617.516, es decir un 341,78% más que el año anterior (US\$ 818.853), aunque los valores porcentuales se han mantenido. Un resumen se presenta en el cuadro N° VI.5.



VI.6 ENERGÍA CONSUMIDA

Durante el año 2000 (emisión febrero/2000 a enero/2001) los clientes de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur consumieron 433'815.701 kWh, cuyo desglose por tipo de servicio es el siguiente:

ENERGIA CONSUMIDA

TIPO DE TARIFA	1996	1997	1998	1999	2000		% CRECIM.	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%	99-00	96-00
RESIDENCIAL	154,259	168,730	181,442	160,374	173,417	39.97	8.13	3.36
COMERCIAL	36,871	39,126	42,640	42,640	45,756	10.55	7.31	5.60
INDUSTRIAL	123,612	137,109	135,481	137,987	161,122	37.14	16.77	7.09
ALUMBRADO PUBLICO	25,611	27,301	28,094	28,805	30,561	7.04	6.10	4.53
OTROS	17,617	20,408	25,003	19,762	22,960	5.29	16.18	8.35
TOTAL	357,970	392,673	412,662	389,568	433,816	100.00	11.36	5.14

VI.7 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Considerando la energía total disponible (471'931.840 kWh) menos el consumo (422'878.468 kWh), se tiene que durante el período enero a diciembre de 2000 las pérdidas de energía alcanzaron a 49'053.372 kWh (cuadro N° VI.6), lo que significa que el 10,39% de la producción total son pérdidas, tanto técnicas como no técnicas (negras), siendo uno de los porcentajes más bajos entre todas las Empresas Eléctricas del país.

Cabe indicar que en el mes de mayo/2000 por la implantación del nuevo Sistema Informático de Comercialización (SICO) se tiene registrada una energía consumida de 44'052.156 kWh, pero para efectos del cálculo de pérdidas de energía se tomó el valor real de dicho mes de consumo: 33'905.424 kWh que da un total anual de 422'878.468 kWh, utilizado en el mencionado cálculo.

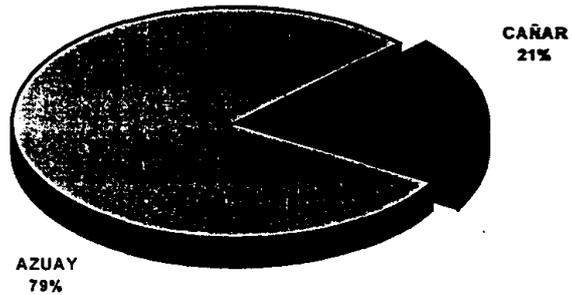
VI.8 CONCLUSIONES

- Durante el año 2000 se instalaron 6.409 nuevas acometidas, 306 menos que en 1999.
- El número de clientes con los cuales contaba la Empresa, según la emisión de diciembre de 1999 se incrementó en el 3,48% respecto a los existentes a diciembre de 2000, porcentaje inferior al incremento promedio para el período 1996-2000 que es de 4,02%.
- La energía facturada experimentó un incremento del 10,54% respecto al año anterior, porcentaje que difiere en 5,31 puntos del valor promedio para el período 1996-2000 (5,23%).



CUADRO N° VI.1 EXTENSION POR CANTON

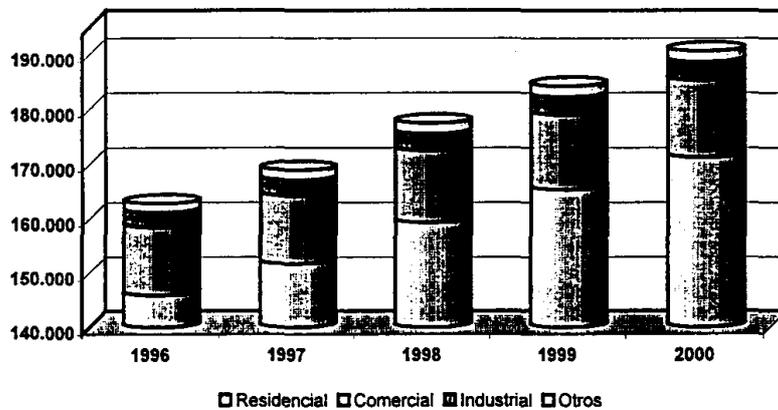
CANTON	EXTENSION (Km ²)	%
CUENCA	3.128,80	30,57
GIRON	349,20	3,41
GUALACEO	367,70	3,59
NABON	647,20	6,32
PAUTE	272,70	2,66
PUCARA (1)	856,50	8,37
SAN FERNANDO	141,70	1,38
SANTA ISABEL	785,70	7,68
SIGSIG	667,00	6,52
OÑA	298,00	2,91
CHORDELEG	110,60	1,08
EL PAN	138,50	1,35
SEVILLA DE ORO	322,80	3,15
GUACHAPALA	40,90	0,40
AZUAY	18.127,30	79,41
CAÑAR	1.787,00	17,46
BIBLIAN	204,90	2,00
EL TAMBO	66,10	0,65
SUSCAL	49,90	0,49
CAÑAR	2.107,90	20,59
TOTAL	10.235,20	100,00



(1) Incluye parroquia Ponce E.

CUADRO N° VI.2 CLIENTES POR TIPO DE TARIFA

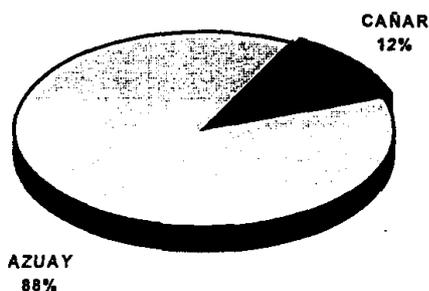
AÑO	1996	1997	1998	1999	2000		% CRECIM.	
	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%	99-00	96-00
Residencial	145.908	89,87	151.680	89,87	159.343	89,87	3,61	4,09
Comercial	12.566	7,32	12.548	7,32	13.139	7,32	2,31	2,66
Industrial	2.756	1,79	2.934	1,79	3.136	1,79	3,51	5,56
Otros	1.593	1,02	1.768	1,02	1.864	1,02	0,83	5,21
TOTALES	162.823	100,00	168.930	100,00	177.482	100,00	3,48	4,02



CUADRO N° VI.3 CLIENTES POR SECTOR DE EMISION

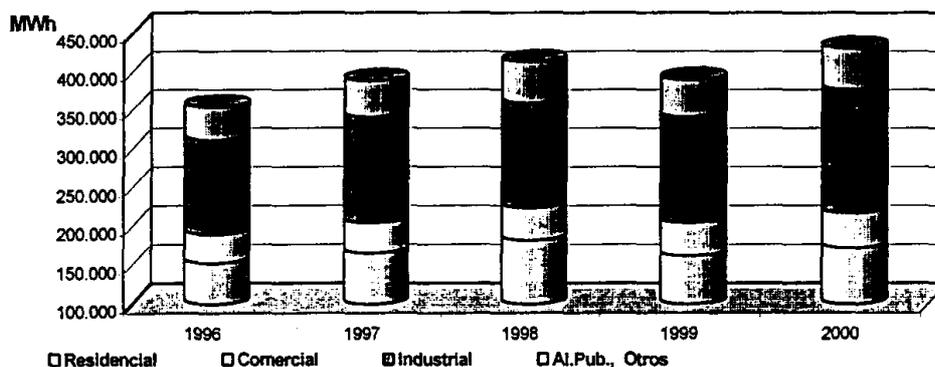
CANTON	CLIENTES	%
CUENCA + MOLLETURO	113.990	59,80
GIRON	4.399	2,31
SIGSIG + LUDO	9.473	4,97
PAUTE	8.051	4,22
GUALACEO	14.218	7,46
SANTA ISABEL	5.513	2,89
SAN FERNANDO	1.484	0,78
NABON + COCHAPATA + LAS NIEVES	4.728	2,48
PUCARA + SHAGLY	1.843	0,97
OÑA	1.513	0,79
EL PAN	1.170	0,61
SEVILLA DE ORO	1.342	0,70
CAÑAR	9.358	4,91
BIBLIAN	7.009	3,68
EL TAMBO	1.996	1,05
SUSCAL	4.520	2,37
TOTAL	190.606	100

CANTON	CLIENTES	%
AZUAY	167.723	87,99
CAÑAR	22.883	12,01
TOTAL	190.606	100,00

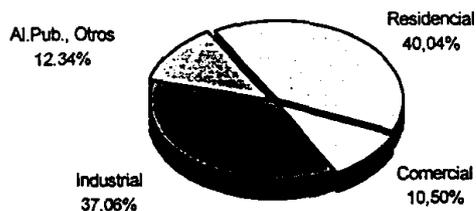


CUADRO N° VI.4 ENERGIA FACTURADA (kWh)

AÑO	1996	1997	1998	1999	2000		% CREC.	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	99-00	96-00
Residencial	153.027.500	165.963.799	182.101.969	162.289.776	172.493.721	40,04	6,29	3,43
Comercial	36.509.902	38.837.966	42.192.594	42.745.706	45.254.688	10,50	5,87	5,53
Industrial	121.930.155	136.592.387	135.347.965	136.390.366	159.647.760	37,06	17,05	7,23
Alumbrado Público	25.452.072	27.224.953	28.013.853	28.747.085	30.408.540	7,06	5,78	4,51
Otros	17.200.423	19.851.762	25.433.985	19.575.640	23.034.486	5,35	17,67	9,54
TOTAL	354.120.052	388.470.867	413.090.366	389.748.573	430.839.195	100,00	10,54	15,23



ENERGIA FACTURADA EN 2000



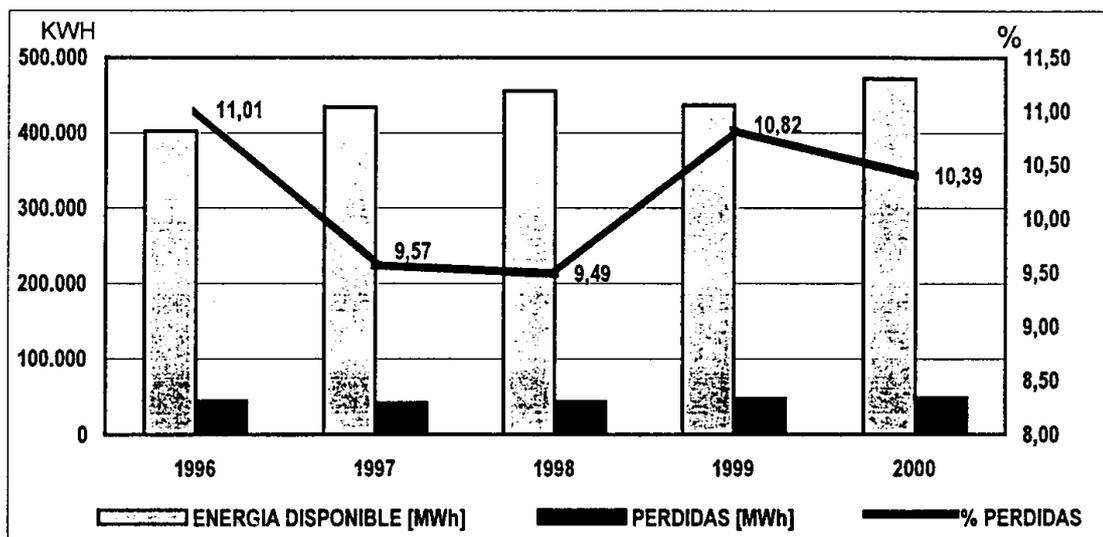
CUADRO N° VI.5 CARTERA VENCIDA (US\$)

Tipo de Cartera	DE 31 A 60 DIAS		DE 61 A 90 DIAS		DE 91 A 180 DIAS		DE 181 A 360 DIAS		MAS DE 360 DIAS		TOTALES	
	Número	Valores	Número	Valores	Número	Valores	Número	Valores	Número	Valores	Número	Valores
Asistencia Social	119	5.078	98	3.284	50	1.132	14	1.144	1	0	148	10.639
Autoconsumo	37	519	43	490	43	1.047	0	0	8	0	51	2.057
Bombeo Agua	43	50.198	19	1.325	6	277	2	6	0	0	52	51.806
Beneficio Público	737	7.192	568	6.545	358	2.110	102	383	24	195	895	16.425
Entidades Municip.	96	1.670	58	7.079	16	235	10	567	9	0	141	9.552
Entidades Oficial	338	34.379	256	14.168	101	7.048	55	2.426	26	117	486	58.138
Comercial	9.985	249.208	5.337	168.605	1.551	36.847	243	7.040	471	3.887	12.181	465.586
Culto Religioso	354	791	256	412	156	452	38	169	5	0	416	1.824
Escenarios Deportivos	32	1.909	23	1.424	20	3.557	17	6.461	2	60	35	13.410
Industrial	2.603	284.715	1.439	283.960	518	124.897	88	16.675	212	6.273	3.192	719.847
Residencial o Domest.	132.463	1.577.134	67.389	391.790	26.665	175.259	5.970	102.142	2.836	21.906	148.210	2.268.232
TOTAL	146.807	2.212.793	75.486	879.082	29.484	352.860	6.539	137.013	3.594	32.438	165.807	3.617.516

DESCRIPCION	Número	Valores
DEUDA GENERAL TOTAL:	165.807	3.617.516
CARTERA VENCIDA GENERAL:	165.805	3.614.187

CUADRO N° VI.6 PERDIDAS DE ENERGIA

AÑO	1996	1997	1998	1999	2000	% CRECIM.		
						99-00	96-00	
ENERGIA DISPONIBLE [MWh]	402.257	434.228	455.919	436.851	471.932	8,03	4,20	
ENERGIA CONSUMIDA [MWh]	357.970	392.673	412.662	389.568	422.878	8,55	4,43	
PERDIDAS [MWh]	44.287	41.555	43.257	47.283	49.053			
% PERDIDAS	11,01	9,57	9,49	10,82	10,39			
% PROMEDIO PERDIDAS 1996-2000						10,26		





INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2000

CAPITULO VII

RECURSOS HUMANOS



VI. RECURSOS HUMANOS

VI.1 SITUACIÓN LABORAL

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

Al 31 de diciembre de 2000, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur contaba con 448 trabajadores, de los cuales 48 eran contratados eventualmente mediante el sistema de tercerización a través de las compañías Sotem, Adecco y Censervi. El índice de rotación es relativamente bajo, excepto mayo (3,2%), septiembre (3,0%) y diciembre (2,5%); para el resto del año este índice ha estado por debajo de 1,5%. El personal eventual será reemplazado con personal permanente, luego de los concursos correspondientes, ya que se trata básicamente de personal técnico que se ha jubilado.

En el período enero a diciembre de 2000 se contempla la inclusión en nómina de los trabajadores del SEMS en el mes de abril. Al cierre del año la Empresa contó con 448 trabajadores; 399 fijos, 1 ocasional y 48 por empresas de tercerización.

Respecto a los Clientes atendidos por cada trabajador, mientras que a diciembre de 1999, al incluir todo el personal propio y por tercerización, se tenía que la relación era de 471, en el 2000, luego de la inclusión de los trabajadores del SEMS a la nómina, esa relación se ha disminuido a 466; lo que significa un decremento de 1,06%. Para el Sistema Eléctrico Morona Santiago en el año 2000, se tiene una relación de 299 clientes por trabajador, es decir un crecimiento de 10,48% con respecto al índice a diciembre de 1999 (271).

En lo relativo a la capacitación durante el año se ha impartido 31.410 horas de capacitación, equivalentes al 43,0% de lo presupuestado. La inversión en capacitación alcanza los US\$ 18.777, que representa el 98,8% del valor presupuestado, siendo Distribución el área que mas inversión ha recibido con 51,3%, mientras que la Unidad de Sistemas Informáticos apenas tiene el 0,4% de la inversión.

En el área administrativa se tiene un incremento considerable (210%) en los costos de mantenimiento vehicular, justificado no solamente por el incremento de los costos de reparación, sino también por la mayor frecuencia de reparación de las unidades, que da cuenta del estado del parque automotor de la Empresa.

VI.2 ACCIONES POR CONCRETAR

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

- Una vez aprobado por las autoridades respectivas, previos estudios y discusión con el Comité de los Trabajadores, resta poner en vigencia el Sistema Escalafonario, que permitirá el manejo y promoción del personal, de acuerdo con su desempeño y responsabilidades.
- Conforme lo contempla el Decimosexto Contrato Colectivo en su artículo 22, se preparan los estudios para elaborar una propuesta de mejoramiento salarial de los trabajadores, que tendría vigencia exclusivamente para el año 2000.
- El presente año tendrá especial importancia la capacitación al personal de la Empresa, una vez que está próximo a entrar en vigencia el Sistema Escalafonario, pues es compromiso de esta administración brindar las condiciones necesarias para que los trabajadores que no cumplieren



con la instrucción mínima requerida para su cargo, puedan acceder a uno de los planes que se implementarán para el efecto.



INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2000

CAPITULO VIII

ADMINISTRACION DEL SISTEMA ELECTRICO MORONA SANTIAGO

VII. ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO MORONA SANTIAGO

El Sistema Eléctrico Morona Santiago (SEMS) estuvo bajo la Administración de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., desde abril de 1987 a septiembre de 2000, de conformidad al Convenio de Administración N° 036-90, suscrito entre la E.E.R.C.S.C.A. y el ex-INECEL; el SEMS fue incluido en el área de concesión de la Empresa según consta en el Contrato de Concesión respectivo, y desde octubre de 2000 fue definitivamente transferido a los activos de la Centrosur.

El área de servicio del SEMS comprende los cantones Morona, Sucúa, Santiago de Méndez, Limón Indanza, San Juan Bosco, Huamboya, Taisha y una pequeña parte de Gualaquiza.

VII.1 PRINCIPALES INVERSIONES REALIZADAS

Durante el año 2000 el Sistema Eléctrico Morona Santiago invirtió en Distribución US\$ 396.254,81 de los cuales US\$ 290.969,81 corresponde a proyectos nuevos y US\$ 105.285 a mejoras.

Las inversiones realizadas en proyectos nuevos por cantón en el 2000 y que se los realizó gracias al apoyo del SEMS, Municipalidades, Consejo Provincial y usuarios se los puede ver en el cuadro N° VII.1.

De igual manera las mejoras realizadas por cantón se indica en el cuadro N° VII.2.

VII.2 EL NEGOCIO ELÉCTRICO

VII.2.1 ACTIVIDADES OPERATIVAS

VII.2.1.1 Energía disponible

La demanda total de energía del mercado del SEMS, medida en barras de interconexión, ha alcanzado en el año 2000 la cifra de 18'794.280 kWh, que significa un incremento del 1,85% respecto al año anterior. De este valor, la totalidad de energía ha sido comprada en el MEM. Los grupos térmicos de la Central Macas han generado tan solo para mantenimiento de la propia central; en el cuadro N° VII.3 se puede observar estos valores para el período 1996-2000.

VII.2.1.2 Demanda Máxima Coincidente

La demanda máxima coincidente del SEMS, para el año 2000, según se indica a continuación, fue de 4.478 kW, inferior a la de 1999 en un 4,72%.

DEMANDA MAXIMA [kW]

ANO	1996	1997	1998	1999	2000	Crec:99-00	Crec:96-00
Demanda Máxima	4.000	4.300	4.766	4.700	4.478	-4,72%	3,06%

VII.2.2 REALIZACIONES TÉCNICAS

VII.2.2.1 Expansión del Sistema Eléctrico

Durante el año 2000, el SEMS ha realizado actividades tendientes a expandir el Sistema Eléctrico, según se indica a continuación:

EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO

AÑO	UNID.	1996	1997	1998	1999	2000	% CRECIMIENTO	
		99-00	96-00					
Capacidad de Subestaciones	KVA	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	0,00%	
Longitud Líneas Subtransmisión	Km	130,24	130,24	130,24	130,24	130,24	0,00%	0,00%
Potencia Transformadores Distribución	KVA	9.924	10.319	11.047	11.412	15.344	34,45%	12,20%
No. Transformadores Distribución *	U	603	631	692	717	684	-4,60%	3,33%
Longitud Líneas Distribución	Km	363	398	446	470	651	38,51%	16,40%
Longitud Redes de Distribución B/T	Km	176	198	238	256	299	16,80%	14,27%
Potencia Alumbrado Público	KW	457	468	538	533	574	7,67%	6,03%
No. Luminarias Instaladas	U	2.611	2.773	3.407	3.490	3.948	13,12%	11,16%

* El número de transformadores ha disminuido por la actualización de la información, ante la implementación del programa de Análisis de Alimentadores Primarios (SICAP)

Las variaciones sustanciales observadas en los porcentajes de crecimiento de la tabla anterior, son el resultado de una actualización de datos sobre la base de la información del último levantamiento realizado por el personal del SEMS.

VII.3 EL MERCADO

VII.3.1 Area de servicio

Actualmente el SEMS, se halla sirviendo a los cantones Morona, Sucúa, Santiago de Méndez, Limón Indanza, San Juan Bosco, Taisha, Huamboya y a parte de Gualaquiza en la Provincia de Morona Santiago.

La extensión de cada uno de los cantones del área de servicio del SEMS, según datos proporcionados por el INEC, es la siguiente:

CANTON	EXTENSION (Km ²)	%
MORONA	5.181,50	23,62
HUAMBOYA	2.132,80	9,72
SUCUA	1.828,10	8,34
SANTIAGO	1.979,60	9,03
TAISHA	6.220,90	28,36
LIMON	2.700,20	12,31
SAN JUAN BOSCO	1.039,20	4,74
GUALAQUIZA	850,00	3,88
TOTAL	21.932,30	100,00

VII.3.2 Clientes

Según la emisión de diciembre de 2000, el número de clientes era 11.577, con un incremento del 4,25 % respecto al año anterior, los cuales se hallan divididos de la siguiente forma:

NUMERO DE CLIENTES

AÑO	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000		% CRECIM.	
	Valo.	Valo.	Valo.	Valo.	Valo.	Valo.	Valo.	%	99-00	96-00
Residencial	5.524	6.531	7.142	7.880	8.628	9.208	9.672	83,54	5,04	7,90
Comercial	1.082	1.121	1.149	1.082	1.081	1.117	1.115	9,63	-0,18	-0,69
Industrial	120	152	157	176	208	220	223	1,93	1,36	9,35
Otros	297	338	382	481	557	560	567	4,90	1,25	10,88
TOTALES	7.023	8.142	8.830	9.619	10.474	11.105	11.577	100,00	4,25	7,02



VII.3.3 Energía Facturada

La energía facturada durante el año 2000 (emisión enero a diciembre) fue 17'484.467 kWh, con un incremento del 11,38% respecto al año anterior.

Del total de la energía facturada, la residencial con 9'703.838 kWh (55,50%) es la de mayor participación.

En el cuadro N° VII.4 se presenta el desglose de la energía facturada en kWh por tipo de abonado para el período 1996-2000.

Es importante aclarar que la implantación del nuevo Sistema de Comercialización (SICO) ocasionó que la energía facturada del mes de junio (consumo de mayo) se incremente en aproximadamente la tercera parte (período de facturación correspondiente a 41 días).

VII.3.4 Energía Consumida

La energía consumida durante el año 2000 (emisión febrero/99 a enero/00) fue 17'630.855 kWh, con un incremento del 12,90% respecto al año anterior.

En el cuadro N° VII.5 se presenta el desglose de la energía consumida en kWh por tipo de abonado para el período 1996-2000

VII.3.5 Pérdidas de Energía

En el período enero a diciembre de 2000 las pérdidas de energía fueron de 1'616.645 kWh, que representa el 8,60% del total de energía suministrada por el SNI y transportada por la línea S/E 15 - S/E Limón.

Cabe señalar que para representar las pérdidas reales ocasionadas en el sistema en el año 2000 y teniendo como antecedente que la energía facturada del mes de junio corresponde a 41 días, para el cálculo de pérdidas se realizó un ajuste de esta energía considerando el número de días reales del mes de mayo, esto es 31 días, de lo que resulta las pérdidas anuales de energía son de 8,60%.

VII.4 RECURSOS HUMANOS

VII.4.1 Situación Laboral

Al 31 de diciembre de 2000, el SEMS contaba con 39 trabajadores, siendo este número el mismo que mantenía al 31 de diciembre de 1999.

VII.5 CONCLUSIONES

- La demanda de energía del mercado del SEMS a nivel de bornes de generador se incrementó en un 1,85% con relación a la demanda de 1999, en tanto que el porcentaje promedio de crecimiento en el período 1996-2000 corresponde a 6,32%.
- Los grupos de la Central Macas ha generado únicamente para el mantenimiento de la propia central, por lo tanto toda la energía disponible se ha comprada al MEM.
- La demanda máxima coincidente de potencia del sistema a nivel de bornes de generador disminuyó en un 4,72% con relación a la demanda máxima del año 1999; cabe anotar que la tasa promedio del período 1996-2000 es de 3,06%, con tendencia a la alza.



- La expansión del sistema experimentó los siguientes incrementos en el período 1996-2000: en potencia instalada en transformadores de distribución en un 12,02%, en longitud de líneas de distribución en el 3,33%, en longitud de redes de baja tensión en el 16,40%, en alumbrado público en el 6,03%.
- El número de clientes con los cuales contaba el SEMS a diciembre de 2000 se incrementó en el 4,25% respecto a los existentes a diciembre de 1999, porcentaje inferior al incremento promedio para el período 1996-2000 que es de 7,02%.

CUADRO N° VII.1 INVERSIONES REALIZADAS POR CANTON EN EL AÑO 2000 (US Dólares)

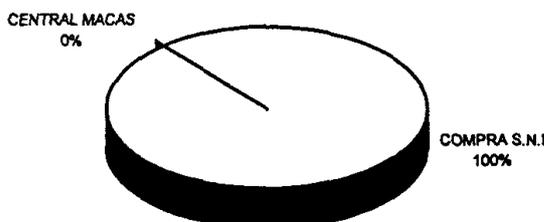
CANTON	N° USUARIOS	TOTAL US\$
HUAMBOYA	0	0,00
LIMON	138	72.458,73
LOGROÑO	24	15.324,09
MORONA	362	105.771,21
SAN JUAN BOSCO	0	0,00
GUALAQUIZA	24	31.759,00
SANTIAGO	102	16.716,69
SUCUA	107	48.940,09
TOTAL GENERAL	757	290.969,81

CUADRO N° VII.2 MEJORAS REALIZADAS POR CANTON EN EL AÑO 1999 (US Dólares)

CANTON	TOTAL US\$
SUCUA	53.845,00
SANTIAGO	0,00
LOGROÑO	0,00
SAN JUAN BOSCO	0,00
MORONA	51.440,00
TOTAL GENERAL	105.285,00

CUADRO N° VII.3 ENERGIA DISPONIBLE

DESCRIPCION	1996	1997	1998	1999	2000		% CRECIM.	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	99-00	96-00
CENTRAL MACAS	599.109	192.748	255.255	90.875	0	0,00	0,00	-24,95
COMPRA S.N.I	14.252.928	16.594.800	18.864.167	18.361.879	18.794.280	100,00	2,35	7,45
TOTAL	14.852.037	16.787.548	19.119.422	18.452.754	18.794.280	100	1,85	6,32





CUADRO N° VII.4 ENERGIA FACTURADA

AÑO	1996	1997	1998	1999	2000		% CRECIM.	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	99-00	98-00
Residencial	7.047.000	8.093.449	9.507.956	8.823.372	9.703.838	55,50	9,98	8,78
Comercial	2.087.000	2.173.900	2.430.218	2.555.681	2.840.032	16,24	11,13	8,06
Industrial	354.000	348.082	436.892	433.532	485.222	2,78	11,92	8,75
Alum. Público	1.269.000	2.031.484	2.461.727	2.561.674	2.649.332	15,15	3,42	22,19
Otros	848.000	1.021.970	1.293.571	1.324.191	1.806.043	10,33	36,39	21,46
TOTAL	11.605.000	13.668.885	16.130.364	15.698.450	17.484.467	100,00	11,38	11,12

CUADRO N° VII.5 ENERGIA CONSUMIDA

AÑO	1996	1997	1998	1999	2000		% CRECIM.	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%	99-00	96-00
Residencial	7.064.944	8.216.822	9.616.000	8.708.015	9.823.556	55,72	12,81	9,18
Comercial	2.080.634	2.194.940	2.446.086	2.545.889	2.865.900	16,26	12,57	8,40
Industrial	352.511	350.987	439.745	432.699	499.455	2,83	15,43	9,67
Otros	2.239.911	3.033.071	3.603.376	3.929.846	4.441.944	25,19	13,03	19,08
TOTAL	11.738.000	13.795.820	16.105.207	15.616.449	17.630.855	100,00	12,90	11,03



CONCLUSIONES GENERALES

En el año 2000 la Compañía ha atravesado uno de los peores momentos en los últimos años, debido al gran diferencial entre el ingreso por venta de energía y los costos de producción, particularmente el de compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

A pesar de lo indicado, se lograron cumplir en buena medida las obras programadas, contribuyendo al desarrollo energético para solventar los requerimientos de la región, pese a la aguda crisis económica del país, que ha afectado particularmente a la Compañía.

Queremos destacar el clima de armonía y estabilidad en las relaciones obrero patronales, que se han mantenido durante el año 2000, ellas han sido motivo principal para que en la época de adversidad se haya logrado los resultados obtenidos.

- Las 14 resoluciones adoptadas por la Junta General de Accionistas en las tres reuniones realizadas, se cumplieron en su totalidad.
- De las 100 resoluciones adoptadas por el Directorio de la Compañía en 21 sesiones cumplidas a lo largo del año, se cumplieron 98, restando tan sólo dos por culminar su trámite.
- En el año 2000 y tras largas negociaciones, se lograron suscribir contratos de compra – venta de energía eléctrica a plazo con la Empresa ELECAUSTRO y las seis empresas de generación de propiedad del Fondo de Solidaridad; ello ha contribuido significativamente a disminuir el impacto de los elevados precios de la energía en el mercado ocasional.
- Durante el año 2000 se ha comenzado el proceso para la implantación de los Sistemas Informáticos de Comercialización y Financiero; de los que, pese a los problemas ocasionados en esta fase, a futuro sin duda permitirán una gran mejora en los procesos asociados.
- La Empresa ha participado activamente en la preparación de las bases y demás documentos necesarios para la realización de un Concurso Abierto a todos los generadores e importadores de energía del país, para la compra de Potencia y Energía, con el fin de garantizar el abastecimiento y precios en los próximos diez años.
- Se logró cumplir, en el tiempo previsto, el ajuste contable a la Norma Ecuatoriana de Contabilidad, NEC, cumpliéndose el objetivo de no demorar los procesos de información contable.
- Se logró suscribir con la Unidad de Liquidación del ex INECEL, la transferencia definitiva del Sistema Eléctrico Morona Santiago, que estaba siendo administrado por la Empresa, en base a un convenio con el INECEL, la transferencia se logró en los mejores términos para los accionista en un monto de US\$ 1'186.752,75.
- Se concluyó con la construcción de la subestación de distribución N° 14, ubicada en la localidad de Léntag; la inversión realizada superó los 800.000 dólares. La operación de la subestación permite mejorar notablemente el servicio a los cantones Girón, San Fernando, Santa Isabel, Nabón, Oña y Pucará, ubicados en la región sur y sur occidental de la Provincia del Azuay.
- Se inició la construcción de las obras civiles para la subestación de distribución N° 18, ubicada en el cantón Cañar. Con su entrada en operación, esta subestación permitirá mejorar notablemente el servicio de las áreas servidas por la Empresa en la Provincia del Cañar.
- Los ingresos por venta de energía, han decrecido en un 14,67% con respecto a 1999, debido básicamente al congelamiento tarifario decretado por el Estado a través del CONELEC.



- Los ingresos que no son por venta de energía, disminuyeron en un 68,77%, respecto de los producidos en el año 1999.
- Como resultado global de los ingresos de explotación, al comparar con el año 1999, se ha producido un decremento del 21,87%.
- En cuanto a los ingresos no operacionales, aumentaron en un 74,14% con respecto al período 1999.
- Los ingresos totales, disminuyeron en un 33,6% con relación a 1999; correspondiendo la mayor participación en los ingresos por venta de energía con el 86,4% del total.
- Los gastos de explotación, aumentaron el 8,77% respecto a lo registrado en el año anterior. El rubro de mayor incremento es la Compra de Energía, que participa con el 57,9% del gasto total, la depreciación alcanza el 13,7%, mientras que el costo de operación y mantenimiento de distribución es del 11,6%.
- Los gastos no operacionales han tenido un incremento respecto del año anterior, alcanzando un 158,16% más que los valores registrados en el período precedente. El mayor rubro dentro de estos gastos (68,2%) corresponde a los resultados de la aplicación de norma NEC-17 y del estudio actuarial.
- Los gastos totales, se incrementaron en el 20,5% con relación a los de 1999.
- El costo promedio de compra de energía incluyendo el costo de pérdidas en el 2000 fue de 3,70 US\$/kWh, mientras que en el año anterior fue de 3,67, es decir 0,95% mayor. Por otro lado, el ingreso promedio de explotación por kWh para el año 2000 fue de US\$ 3,86, lo que significa una disminución del 29,2% respecto a 1999.
- Al relacionar los ingresos y los gastos de explotación, en el resultado del período se produjo una pérdida de explotación de US\$ 6'302.813; mientras que en lo referente a ingresos y gastos no operacionales, se produce una pérdida de US\$ 3'045.985; resultando en una pérdida global del ejercicio de US\$ 9'348.798.
- La demanda de energía del mercado de la Empresa a nivel de bornes de generador creció en 7,8% con relación a la demanda de 1999, valor superior al porcentaje promedio del período 1996-2000 (5,15%).
- Del total de la energía comprada en el Mercado Eléctrico Mayorista en el período, el 27,47% fue comprado en el mercado de contratos a plazo, correspondientemente el 72,53% fue lo comprado en el mercado ocasional. Aunque esta relación para los últimos meses del año es de aproximadamente 85% en contratos y 15% en el mercado ocasional.
- Ha sido importante la suscripción de los contratos a plazo con las empresas de generación, como se evidencia en el 4to. Trimestre el precio promedio de potencia y energía comprada a través de contratos es de 2,68 US\$/kWh, en tanto que en el mercado ocasional el costo ha sido de 9,74 US\$/kWh; situación que beneficia definitivamente a los resultados económicos alcanzados por la Empresa, habiéndose ahorrado con la suscripción de estos contratos un total de US\$ 7'198.222.
- La demanda máxima coincidente de potencia del sistema creció en 5,56% en relación a la demanda máxima del año 1999.
- La expansión del sistema experimentó los siguientes incrementos: en potencia instalada en transformadores de distribución en un 2,32%, en longitud de líneas de distribución en el 4,56%, en longitud de redes de baja tensión en el 4,43% y el número de luminarias instaladas

en alumbrado público en un 5,18%, en cambio los incrementos promedios anuales del período 1996 a 2000 fueron 3,84%, 4,35%, 4,53% y 5,15% respectivamente.

- A diciembre de 2000 el número de clientes se incrementó en un 3,84% en relación con la misma fecha del año anterior.
- La administración cumpliendo con uno de los objetivos principales de la Compañía, ha demostrado austeridad en el manejo de los recursos materiales. En cuanto al personal, se ha contratado exclusivamente lo necesario, respetando las políticas fijadas por la Junta y el Directorio.

METAS Y PROPÓSITOS

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

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



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

Antes de culminar con este informe, me permito expresar mi agradecimiento a todos los funcionarios y trabajadores de la Empresa, así como a los miembros de la Junta General de Accionistas y del Directorio, por todo su valioso apoyo; sin el que no hubiese sido factible realizar una adecuada administración de una de las más grandes instituciones de servicio de la región, que con su labor impulsa el desarrollo social y económico de la población de las provincias australes del Azuay, Cañar y Morona Santiago, aún en las severas condiciones de crisis financiera provocada por el déficit de las tarifas aprobadas por el CONELEC.

GERENTE GENERAL DE LA EMPRESA
ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.