

Memorando PE- 13011301265

Cuenca 20 de abril de 2013

Para: Señor Presidente y Señores Representantes de los Accionistas
De: Presidente Ejecutivo
Asunto: Informe de Labores de la Administración correspondiente al Ejercicio Económico 2012

Asumiendo la responsabilidad que me corresponde como Presidente Ejecutivo de esta Empresa y de acuerdo a la obligación legal y estatutaria que le corresponde al Administrador de la Compañía, pongo en consideración de los señores Representantes de los Accionistas el Informe de la Administración correspondiente al Ejercicio Económico 2012.

Solicito comedidamente se sirvan analizar este Informe y adoptar la resolución que estimen conveniente.


JAVIER SERRANO LÓPEZ

CENTROSUR	
PRESIDENCIA EJECUTIVA	
Recibida	15 ABR 2013
Para:	
1	Sb 3
2	4
<input type="checkbox"/> Autorizado	<input type="checkbox"/> Informar
<input type="checkbox"/> Archivar	<input type="checkbox"/> Retener
<input type="checkbox"/> Revisar	<input type="checkbox"/> Enviar con algo
<input type="checkbox"/> Preparar respuesta	<input type="checkbox"/> Reg. A. P.
Observaciones	Directivo



CENTROSUR

Memorando DIPLA - 58

Cuenca , 15 de Abril de 2013

Para: JAVIER SERRANO
Presidente Ejecutivo

De: Director Planificación(E)

Asunto: Informe de Gestión de la Administración - Año 2012

- Me permito poner a su consideración el Informe de Gestión de la Administración, correspondiente al ejercicio económico del año 2012.

En espera de sus sugerencias y comentarios.

Atentamente,

HERIBERTO IDROVO



- Informe Administración Año 2012_vf.pdf

Adjuntos:

INFORME DE LABORES DE LA ADMINISTRACIÓN
CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO
DEL AÑO 2012

ÍNDICE

Capítulo I CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA Y SUS ORGANISMOS SUPERIORES

- I.1 Integración del Capital
- I.2 Integración de los organismos superiores de la Compañía
 - I.2.1 Junta General de Accionistas
 - I.2.2 Directorio
 - I.2.3 Ejecutivos

Capítulo II PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS

- II.1 Planeación Estratégica
- II.2 Sistema de Gestión de Calidad
 - II.2.1 Manual de Procesos y Procedimientos
 - II.2.2 Sistema de Gestión de Calidad
- II.3 Gestión Ambiental
 - II.3.1 Plan de Manejo Ambiental
 - II.3.2 Implementación del Plan De Manejo Ambiental de la línea de subtransmisión Subestación N°08 (Turi) y La Subestación N°14 (Léntag)
 - II.3.3 Estudios
- II.4 Proyecto de Energía Renovable – Programa YANTSA II ETSARI
- II.5 Proyecto de SIGDE – CENTROSUR
 - II.5.1 Acciones en 2012
 - II.5.2 Procesos de homologación
 - II.5.3 Resumen de actividades de la Unidad de Implantación Sur (UIS)
- II.6 Gestión de la Distribución
 - II.6.1 Aplicación del Sistema de Información Geográfica
 - II.6.1.1 Subcomité de Sistemas Geográficos (SSG)
 - II.6.1.2 Proyectos SIG CENTROSUR
 - II.6.2 Programa FERUM 2011
 - II.6.3 Programa FERUM 2012
 - II.6.4 Programa PMD 2012
 - II.6.5 Programa PLANREP 2012
 - II.6.6 Automatización de la distribución
 - II.6.7 Operación y Sistemas de Protección
 - II.6.8 Mejoras en el sistema de subtransmisión
 - II.6.8.1 Líneas de Subtransmisión
 - II.6.8.2 Subestaciones
 - II.6.8.3 Estudios de consultoría para proyectos de subtransmisión
 - II.6.9 Programa de Alumbrado Público
 - II.6.10 Administración temporal de sistema eléctrico La Troncal
- II.7 Gestión Comercial
 - II.7.1 Atención al cliente
 - II.7.1.1 Centro de Contacto
 - II.7.1.2 Plan RENOVA
 - II.7.1.3 Actualización de datos de clientes
 - II.7.2 Recuperación de Pérdidas Comerciales

- II.7.3 Nuevas facilidades de recaudación de valores
- II.7.4 Gestión de Cartera
- II.8 Gestión de Sistemas de Información
 - II.8.1 Sistema de RR.HH.
 - II.8.2 Sitio web de la CENTROSUR
 - II.8.3 Soporte a usuarios
- II.9 Servicio de Telecomunicaciones

Capítulo III PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

- III.1 Compra de energía
 - III.1.1 Contratos a término
 - III.1.2 Resumen energético
 - III.1.3 Costos de compra de energía
- III.2 Clientes no regulados
 - III.2.1 Servicio de peajes de distribución
 - III.2.2 Facturación de cargos adicionales

Capítulo IV EL MERCADO REGULADO

- IV.1 Clientes
- IV.2 Energía consumida
- IV.3 Facturación y recaudación por energía consumida
- IV.4 Deuda de los clientes

Capítulo V EL SISTEMA ELÉCTRICO

- V.1 Área de Concesión
- V.2 Demanda máxima coincidente
- V.3 Balance energético
- V.4 Comportamiento de las pérdidas de energía
- V.5 Expansión del sistema eléctrico
- V.6 Calidad del servicio eléctrico de distribución
 - V.6.1 Calidad del Producto
 - V.6.2 Calidad del Servicio Técnico

Capítulo VI SITUACIÓN ECONÓMICO – FINANCIERA

- VI.1 Ingresos
- VI.2 Costos y Gastos
- VI.3 Resultados del período
- VI.4 Ejecución Presupuestaria de Ingresos y Gastos
- VI.5 Estado de Situación
- VI.6 Liquidación presupuesto de inversiones
- VI.7 Indicadores financieros

Capítulo VII LOS RECURSOS HUMANOS

- VII.1 Número de trabajadores
- VII.2 Seguridad y Salud en el Trabajo
- VII.3 Capacitación
- VII.4 Salud
- VII.5 Bienestar Social



Capítulo VIII SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

- VIII.1 Objetivo institucional
- VIII.2 Satisfacción del cliente externo
- VIII.3 Satisfacción del cliente interno
- VIII.4 Productividad y calidad
- VIII.5 Control del gasto
- VIII.6 Uso eficaz del tiempo
- VIII.7 Liderazgo

Capítulo IX CONCLUSIONES GENERALES

- IX.1 Conclusiones generales

INFORME DE LABORES DE LA ADMINISTRACIÓN **CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO** **DEL AÑO 2012**

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de lo establecido en el artículo N° 263, numeral cuatro, de la Ley de Compañías, la administración de la CENTROSUR se permite someter a la consideración de los señores Miembros del Directorio y con sus recomendaciones a la Junta General de Accionistas, el informe de resultados y las principales actividades realizadas durante el ejercicio económico del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2012.

Las reformas introducidas en el marco legal, que regula el Sector Eléctrico Ecuatoriano, a partir del Mandato 15, que fuera expedido por la Asamblea Constituyente el 23 de julio de 2008, generaron cambios significativos, siendo los más importantes: la eliminación del modelo de costos marginales para el cálculo de la componente de generación, la exclusión de la componente de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión, la adopción de nuevos pliegos tarifarios, que plasman el principio de tarifa única, para cada tipo de consumo de energía eléctrica; y, la introducción de una metodología para los contratos de compra-venta de energía, entre los agentes del mercado, mediante la cual, la energía producida por un generador es repartida a las distribuidoras, de manera proporcional a sus requerimientos.

Este esquema no permite contar con recursos para la inversión, que provengan de las tarifas aplicadas a los usuarios finales, haciendo que se dependa de las asignaciones fiscales, Presupuesto General del Estado.

Así mismo, dentro de los cambios implantados dentro del marco regulatorio, caben mencionar dos resoluciones que tienen repercusiones significativas:

- Regulación CONELEC No. 008/11 "Prestación del Servicio de Alumbrado Público General, orientada a normar las condiciones técnicas, económicas y financieras que permitan a las Distribuidoras de energía eléctrica prestar el servicio de alumbrado público general con calidad, eficiencia y precio justo.
- Resolución CONELEC No. 064/12. Elimina el concepto de Fondo de Reposición y dispone que se considere, dentro del rubro de administración, operación y mantenimiento, las actividades de mantenimientos rutinarios, mantenimientos mayores, labores para la repotenciación de equipos y cualquier otra actividad que sea para incorporar nuevas tecnologías y prolongación de la vida útil de las instalaciones, con el propósito de cumplir con los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica; así como actividades relacionadas con la remediación y gestión ambiental y social

Con el objetivo de enfrentar exitosamente los retos, cada vez mayores, que se plantean para el Sector Eléctrico Ecuatoriano, sin descuidar aspectos tan importantes como son la responsabilidad ambiental y social, la CENTROSUR ha ajustado su planeación estratégica, con un enfoque de servicio al cliente, integrando los principios de calidad en la gestión de cada uno de los servicios brindados.

El desarrollo de la tecnología, la tendencia a adoptar procesos estandarizados y estructuras empresariales más eficientes, impone a la Empresa una dinámica de renovación y adaptación a las nuevas realidades, razón por la cual ha participado activa y decididamente en el desarrollo del programa SIGDE, que lleva adelante el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Paralelamente, a lo largo del año 2012, se ha continuado trabajando en la implantación de sus procesos comerciales y el software asociado, en otras distribuidoras; y, dando el soporte a las que ya lo tienen.

Un aspecto a ser resaltado constituye la cristalización de los anhelos de muchos ciudadanos, que por habitar en lugares alejados de la amazonía ecuatoriana, no tenían acceso al servicio de energía eléctrica a través de las redes convencionales; y, con la utilización de sistemas alternativos, en este caso fotovoltaicos, se han incorporado al espectro de nuevas posibilidades de desarrollo, que este servicio público ofrecen.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable enfocó sus esfuerzos, en el 2012, a la mejora de la calidad técnica del servicio que se brinda a los usuarios, dentro de lo cual, la Empresa ha logrado los siguientes resultados:

- Tiempo de interrupción del sistema en cabeceras de alimentadores: 6,5735 h, frente a la meta 7,8275 h.
- Frecuencia de interrupción del sistema en cabeceras de alimentadores: 4,9177 veces, frente a la meta 4,4709 veces.

Los programas de inversión coordinados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable: Plan de Reducción de Pérdidas (PLANREP), Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM-BID y FERUM-Recursos Fiscales) y Plan de Mejora de la Distribución (PMD), en el año 2012, han registrado avances físicos de 90,00%, 36,94%, 75,53% y 92,52%, respectivamente

El costo medio de la energía por kWh, adquirida en el año 2012, disminuyó en un 7,03% en relación al año 2011, al pasar de 5,36 €/kWh a 4,76 €/kWh.

El ejercicio económico del año 2012 refleja un resultado positivo de \$710.697, el cual será efectivo siempre y cuando el Estado realice transferencias de recursos por concepto del déficit tarifario 2012, por \$6'482.385.

En consideración a lo que establece el numeral 1.7 del artículo N° 1 del "Reglamento para presentación de los Informes Anuales de los Administradores a las Juntas Generales", esta Administración declara que durante el año 2012 la Empresa ha dado estricto cumplimiento a las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor, en el desarrollo de sus diversas actividades.

Finalmente, cabe señalar que, el esfuerzo conjunto y planificado de Accionistas, Miembros del Directorio, Funcionarios y Trabajadores de la Institución, ha permitido, a esta Administración, desarrollar una gestión en beneficio de la comunidad a la cual servimos.



**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2012**

10/01/2013

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

Handwritten signature

I. CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA Y SUS ORGANISMOS SUPERIORES

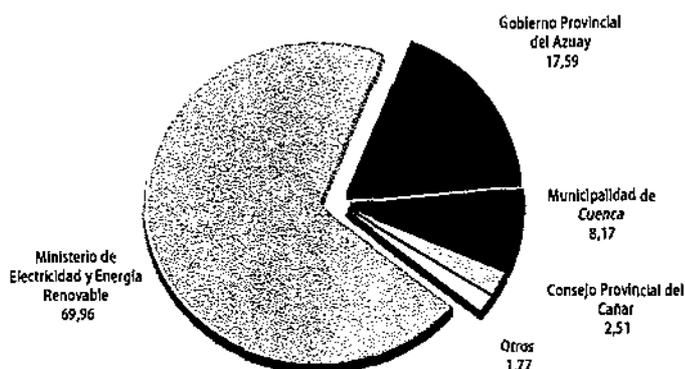
I.1 INTEGRACIÓN DEL CAPITAL

La Junta General de Accionistas N° 233 mediante resolución N° 233-705 adoptada el 30 de octubre de 2010, resolvió incrementar el capital suscrito en \$2'839.071. La escritura pública de aumento de capital y reforma del Estatuto de la Compañía como consecuencia de tal acto societario se otorgó ante el Notario Segundo del Cantón Cuenca, Dr. Rubén Vintimilla B., el 30 de noviembre de 2010 y la respectiva inscripción, en el Registro Mercantil, se realizó el día 27 de diciembre de 2010 con el N° 842.

Con fecha 9 de abril de 2012 se registró en el Libro de Acciones y Accionistas la cesión y transferencia de 1'336.037 acciones que la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – SENPLADES – poseía en la Empresa, a favor del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, como consecuencia de lo cual el capital quedó integrado de la siguiente manera:

CUADRO N° I.1 - INTEGRACIÓN DEL CAPITAL

ACCIONISTA	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2012 (Dólares)	%
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	108.228.171	69,96
Gobierno Provincial del Azuay	27.221.090	17,59
Municipalidad de Cuenca	12.632.784	8,17
Consejo Provincial del Cañar	3.885.866	2,51
Consejo Provincial de Morona Santiago	1.272.305	0,82
Municipalidad del Sigüig	449.525	0,29
Municipalidad de Morona	463.598	0,30
Municipalidad de Santa Isabel	348.524	0,23
Municipalidad de Biblián	207.778	0,13
Capital Total	154.709.641	100,00



I.2 INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

I.2.1 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

La Junta General de Accionistas es el máximo organismo de decisión de la Compañía, está facultada para resolver todos los asuntos relacionados con sus negocios, tomar las

decisiones que juzgue convenientes a los intereses de la Empresa, enmarcándose siempre en las disposiciones legales, estatutarias, reglamentarias y normas conexas.

A diciembre de 2012, la Junta General de Accionistas estuvo integrada por representantes legales de los titulares de las acciones, tal como se indica en la cuadro N° 1.2.1.

Cuadro N° 1.2.1 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

Institución	Representante Legal
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	Dr. Esteban Albornoz Vintimilla
GOBIERNO PROVINCIAL DEL AZUAY	Ing. Paúl Carrasco Carpio
MUNICIPALIDAD DE CUENCA	Dr. Paúl Granda López
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	Dr. Santiago Correa Padrón
CONSEJO PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	Lcdo. Felipe Marcellino Chumpi
MUNICIPALIDAD DE SÍGSIG	Lcda. Aramita Jiménez Galán
MUNICIPALIDAD DE SANTA ISABEL	Prof. Rodrigo Quezada Ramón
MUNICIPALIDAD DE BIBLIÁN	Dr. Bolívar Montero Zea
MUNICIPALIDAD DE MORONA	Opt. Hipólito Entza Chupe

Desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre se realizaron cinco sesiones, en las que se trataron y resolvieron temas fundamentales que se resumen en dieciocho resoluciones, que han guiado el accionar de la administración.

1.2.2 DIRECTORIO

El Directorio de la Empresa mantuvo doce sesiones en el transcurso del año, adoptando ciento veinte y cuatro resoluciones que permitieron lograr un desenvolvimiento empresarial que se refleja en los resultados obtenidos.

La conformación del Directorio de la Compañía, a diciembre de 2012, fue la mostrada en el cuadro N° 1.2.2.

Cuadro N° 1.2.2 CONFORMACIÓN DEL DIRECTORIO

Presidente: Ing. MARCELO NEIRA MOSCOSO (7 de Diciembre de 2011)

Secretario: Ing. JAVIER SERRANO LÓPEZ (12 de Julio de 2012)

ACCIONISTA	PRINCIPAL	FECHA	SUPLENTE	FECHA
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	LCDA. SILVANA DUEÑAS	07/12/2011	ING. SANTIAGO ARIAS	07/12/2011
	ING. ESTEBAN ORTIZ	18/04/2011	DR. JUAN ESTEBAN ASTUDILLO	18/04/2011
	ARQ. HUMBERTO CORDERO	18/04/2011	ING. MARCOS ORBE	12/07/2012
	ING. MARCELO NEIRA	07/12/2011	ING. VÍCTOR OREJUELA	07/12/2011
	ING. VALERIA VILLAVICENCIO	18/04/2011	ING. TRAJANO BERMEO	12/09/2012
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	ING. PAÚL CARRASCO	17/02/2012	ECON. RUBEN BENITEZ	17/02/2012
	ING. COM. JOSÉ DELGADO	17/02/2012	ING. COM. ANTONIO TORRES	10/10/2012
ACCIONISTAS MINORITARIOS	DR. PAÚL GRANDA	17/02/2012	LCDA. ARAMITA JIMÉNEZ	17/02/2012
TRABAJADORES	TNLG. PATRICIO TENESACA	17/02/2012	SR. WILMER ARPI	17/02/2012

1.2.3 EJECUTIVOS

A diciembre de 2012, el cuadro de ejecutivos de la Empresa estuvo conformado de la siguiente manera (cuadro N° 1.2.3):

Cuadro I.2.3 EJECUTIVOS DE LA EMPRESA - DICIEMBRE 2012

Cargo	Funcionario
Presidente de la Compañía	Ing. Marcelo Neira Moscoso
Presidente Ejecutivo	Ing. Javier Serrano López
Director de Planificación (DIPLA) (Enc.)	Ing. Heriberto Idrovo Álvarez
Director de Asesoría Jurídica (DAJ) (Enc.)	Dr. David Mera Robalino
Director de Sistemas de Información (DISI) (Enc.)	Ing. Vinicio Méndez Tapla
Director de Talento Humano (DTH) (Enc.)	Ec. Bernardo Vásquez Serrano
Director de Distribución (DIDIS) (Enc.)	Ing. Juan Ugaldé Delgado
Director de Comercialización (DICO)	Ing. Miguel Corral Serrano
Director de Telecomunicaciones (DITEL)	Ing. Michael Cabrera Mejía
Director Administrativo - Financiero (DAF)	Ing. Eduardo Córdova Orellana
Director de Morona Santiago (DIMS)	Ing. Luis Urdiales Flores
Gerente de Proyecto SIGDE-CENTROSUR (Enc.)	Ing. Luis Rojas Iglesias
Secretaría General	Dra. Catalina García Jaramillo
Auditor Interno	Ing. Gerardo Larriya López
Jefe del Dpto. de Estudios Técnicos (DIPLA) (Enc.)	Ing. Patricio Quitúsaca Astudillo
Jefe del Dpto. de Estudios Económicos y Gestión (DIPLA) (Enc.)	Ing. Dolores Bermeo Córdova
Jefe del Dpto. de Calidad (DIPLA)	Ing. Miguel Arévalo Merchán
Jefe del Dpto. de Patrocinio Jurídico y Legal (DAJ) (Enc.)	Dr. César Ugaldé Feijoo
Jefe del Dpto. de Desarrollo (DISI)	Ing. José Miranda Delgado
Jefe del Dpto. de Talento y Desarrollo Organizacional (DTH)	
Jefe del Dpto. de Bienestar Integral (DTH)	
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 1 (DIDIS)	Ing. Damián Merchán Palacios
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 2 (DIDIS) (Enc.)	Ing. Enrique Molina Alvarado
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 3 (DIDIS)	Ing. Carlos Delgado Garzón
Jefe del Dpto. de Subtransmisión (DIDIS)	Ing. Enrique Luna León
Jefe del Dpto. de Supervisión (DIDIS) (Enc.)	Ing. Fernando Durán Contreras
Jefe del Dpto. de Información Geográfica - SIGADE (DIDIS) (Enc.)	Ing. Ramiro Ávila Campoverde
Jefe del Dpto. de Obras Civiles (DIDIS)	Ing. Carlos Fernández de Córdova Ortiz
Jefe del Dpto. de Servicios al Cliente (DICO) (Enc.)	Ing. Javier Vintimilla Carrasco
Jefe del Dpto. de Control de la Medición (DICO) (Enc.)	Ing. Xavier Gutiérrez Álvarez
Jefe del Dpto. de Lectura y Facturación (DICO) (Enc.)	Ing. Galo Segarra Guevara
Jefe del Dpto. de Recaudación y Gestión de Cartera (DICO) (Enc.)	Ing. Eduardo Sempertegui Cañizares
Jefe del Dpto. de Operación de Telecomunicaciones (DITEL) (Enc.)	Ing. Santiago Cordero Ortiz
Jefe del Dpto. de Planificación de Telecomunicaciones (DITEL) (Enc.)	Ing. Jaime Hernán Campos
Jefe del Dpto. de Financiero (DAF)	Econ. Mónica Hurtado Rulova
Jefe del Dpto. Administrativo (DAF) (Enc.)	Ing. José Zúñiga Tufiño
Asistente de Relaciones Públicas (PE)	Lcda. Ana Ma. Durán González



**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2012**

**PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS
EJECUTADOS**

II. PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS

II.1 PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

El Plan Estratégico de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A. constituye la primera herramienta directriz de la gestión institucional; en él se enuncian los principales criterios que permiten revelar los propósitos de la institución, en términos de objetivos a corto y largo plazo, programas de acción y prioridades en la asignación de recursos.

Con fecha 8 de abril de 2011, mediante resolución de Directorio N° 1212-3752, fue aprobado el actual Plan Estratégico, para el período 2011- 2015, con los siguientes elementos:

Visión

"Ser una empresa pública regional eficiente, sustentable, socialmente responsable e integrada al sector eléctrico ecuatoriano, que contribuye al buen vivir"

Misión

"Suministrar el servicio público de electricidad para satisfacer las necesidades de sus clientes y la sociedad, cumpliendo estándares de calidad, con equilibrio financiero, sobre la base del crecimiento integral de su personal"

Objetivos Estratégicos

Implementar un modelo empresarial sostenible y socialmente responsable

Consolidar a la CENTROSUR como una empresa pública reconocida por sus estándares de calidad en la atención al cliente.

Mejorar continuamente los procesos para garantizar la calidad y cobertura de la prestación del servicio eléctrico.

Potenciar el desarrollo del Talento Humano y la gestión tecnológica

Valores

Son los principios compartidos que orientan las acciones de todos los trabajadores de la CENTROSUR y dan soporte a la formación permanente de su cultura organizacional.

Honestidad

Responsabilidad

Orientación al servicio

Respeto

Políticas

- Brindar una atención eficiente a los clientes y a la sociedad.
- Desarrollar proyectos con responsabilidad social.
- Aplicar criterios de eficiencia energética en los planes de expansión y explotación.
- Fomentar el compromiso de los trabajadores con la CENTROSUR y la sociedad.
- Optimizar los costos administrativos y operativos.
- Orientar la administración mediante un sistema de gestión integrado (calidad, ambiente, seguridad y salud ocupacional).
- Potenciar el desarrollo integral del personal.
- Mejorar la comunicación interna y externa.
- Compartir las buenas prácticas con las instituciones del sector.
- Enmarcar la gestión de la CENTROSUR en el Plan Estratégico



II.2 SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD

II.2.1 Manual de Procesos y Procedimientos

La CENTROSUR cuenta con un Manual de Procesos y Procedimientos en el cual se describen sus siete macro procesos, desagregados en estratégicos (proceso Gerencial), en operativos (procesos de Distribución y Comercialización de energía eléctrica) y de soporte (procesos Administrativos, Financieros, Talento humano y Sistemas informáticos).

Los siete macroprocesos integran 37 procesos de primer nivel y 775 documentos (205 procedimientos, 275 formularios de registro y 295 documentos de información).

Durante el año 2012, se trabajó en la actualización de los procesos, procedimientos y documentos de información, con la intervención de los equipos de procesos que habían sido conformados en el año 2011.

II.2.2 Sistema de Gestión de Calidad

La implantación del Sistema de Gestión de Calidad, basado en el cumplimiento de los requisitos de la Norma ISO 9001:2008, forma parte de una de las estrategias establecidas en el Plan Estratégico de la CENTROSUR; y, está orientado a incrementar la satisfacción del cliente y la mejora de la calidad en los servicios y procesos de la organización.

II.3 GESTIÓN AMBIENTAL

II.3.1 Plan de Manejo Ambiental

Con el objetivo de verificar el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental, CENTROSUR, en conformidad con el Reglamento Ambiental para las Actividades Eléctricas (RAAE), anualmente ejecuta la Auditoría Ambiental Interna, la cual establece medidas, recomendaciones y planes de acción tendientes a mejorar la gestión ambiental. Los citados planes, están ligados a aspectos como gestión ambiental, recursos naturales, manejo de desechos, difusión y participación ciudadana. El avance en la ejecución de los planes de acción durante el año 2012, fue del 75%.

Como resultado de la Auditoría Ambiental Interna 2011, se establecieron varias no conformidades, distribuidas de acuerdo al Cuadro N°1.

Auditoría Ambiental - Año 2011
Resumen de No Conformidades

Descripción	NO CONFORMIDADES		CONFORMIDADES
	MENORES	MAYORES	
Manejo de Desechos	1	1	21
Recursos Naturales	3	0	11
Gestión Ambiental	2	0	7
Participación Ciudadana	0	0	1
Totales	6	1	40

La no conformidad mayor está relacionada con la contaminación detectada en los espacios aledaños a la central térmica Monay, que está en proceso de retiro por parte de ELECAUSTRO, no pudiéndose ejecutar ninguna acción, hasta que el desalojo se concrete. Sin embargo hasta la presente fecha se ha devuelto a CENTROSUR el área en la que estuvo ubicada la piscina de enfriamiento de la central.

II.3.2 Implementación del Plan De Manejo Ambiental de la línea de subtransmisión Subestación N°08 (Turi) - Subestación N°14 (Léntag)

La Empresa JOP - Ingeniería Eléctrica Cía. Ltda., durante el período comprendido entre el mes de noviembre de 2011 y agosto de 2012, ejecutó la construcción de la línea de subtransmisión que enlaza la futura subestación N°08 (Turi) con la subestación N°14 (Léntag), a 69 kV, para lo cual la CENTROSUR contó con el Estudio de Impacto Ambiental y la correspondiente Licencia Ambiental emitida por el CONELEC, en calidad de Autoridad Ambiental de Aplicación Responsable -AAAR- para el sector eléctrico.

El Plan de Manejo Ambiental de la fase de construcción, fue ejecutado por el contratista mientras que el seguimiento y control lo hizo la CENTROSUR. De acuerdo a los reportes mensuales el avance de implantación fue del 98%, el valor restante será complementado con el monitoreo de ruido final, una vez que la línea entre a operar con carga.

Para un efectivo seguimiento de la implementación del Plan de Manejo Ambiental para la fase de construcción, las medidas o recomendaciones establecidas en el Plan mencionado, fueron enmarcadas en los cuatro aspectos ambientales que consideran el Manejo de Desechos, Manejo de Recursos Naturales, Gestión Ambiental y la Difusión y Participación Ciudadana.

II.3.3 Estudios

En cumplimiento del marco legal vigente, dado principalmente por la Ley de Gestión Ambiental, Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas y Ordenanzas Municipales, se desarrollaron las siguientes actividades:

Aprobación de Auditoría Ambiental: Auditoría Ambiental Interna de cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental 2011, aprobada por el CONELEC en septiembre de 2012.

Estudios de Impacto Ambiental: En el año 2012, se contrato la ejecución del Estudio de impacto Ambiental para la ampliación de la Subestación N°21 (Macas), el mismo que fue aprobado por el CONELEC.

II.4 PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE – PROGRAMA YANTSA II ETSARI

Sistemas fotovoltaicos instalados

A lo largo del año 2012, se realizó el despliegue de 2.061 sistemas fotovoltaicos, con los que se proveyó energía eléctrica a familias de 108 comunidades de la provincia de Morona Santiago, que están alejadas de la red convencional. Los recursos, para la adquisición de estos equipos, fueron financiados a través del programa FERUM 2010. El monto total de la inversión fue de \$ 2'584.356,84, valor que considera el costo de los equipos y la mano de obra para la instalación.

Luego de la instalación y puesta en servicio, se han realizado varias visitas a las comunidades, con la finalidad de realizar actividades de socialización, revisión de las novedades del Comité de Electrificación, verificación del funcionamiento de los sistemas y recaudación, entre otras.

De estas visitas, se ha constatado que el funcionamiento de los equipos está dentro de los parámetros de operación y niveles de fallas esperados. Por otro lado, el índice de recaudación está en el 58%, por lo que se está trabajando en la concientización, a los

beneficiarios, para que cumplan con sus obligaciones de pago y cuidado de los equipos, según lo establece el contrato de suministro firmado por las partes.

En la actualidad existen 2.351 clientes atendidos mediante SFV; 290 del programa FERUM 2008 y 2.061 de FERUM 2010, estando registrados en el Sistema Comercial de la Empresa (SICO).

II.5 PROYECTO SIGDE - CENTROSUR

El desarrollo de la tecnología, la tendencia a adoptar procesos estandarizados y estructuras empresariales más eficientes, impone a la Empresa la necesidad de una constante renovación y adaptación a las nuevas realidades, razón por la cual ha participado activa y decididamente en el desarrollo del programa SIGDE, que lleva adelante el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Paralelamente, a lo largo del año 2012, se ha continuado trabajando en la implantación de sus procesos comerciales y el software asociado, en otras distribuidoras; y, dando el soporte a las que ya lo tienen.

De acuerdo a la nueva Constitución de la República y a los objetivos establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se ha planteado la re-organización del sector eléctrico del país. Esta meta está plasmada en el Proyecto SIGDE "Sistema Integrado para la Gestión de las Empresas de Distribución", para lo cual todas las distribuidoras y el MEER firmaron el "Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de Distribución Eléctrica".

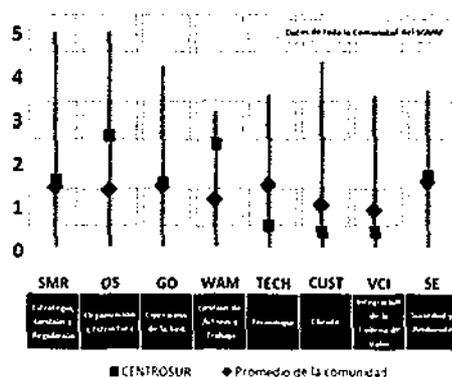
Es así que, CENTROSUR ha enfocado sus esfuerzos para colaborar de manera directa con la visión del Proyecto SIGDE Nacional y contempla la ejecución de múltiples planes, enmarcados dentro de ocho dominios, los cuales necesariamente deberán ser analizados dentro de una visión integral a largo plazo. Los ocho dominios de gestión definidos por la Empresa son los siguientes:

1. Estrategia, gestión y regulación
2. Organización y estructura
3. Operación de la red
4. Gestión de activos y trabajo
5. Tecnología
6. Cliente
7. Integración de la Cadena de Valor
8. Sociedad y ambiente

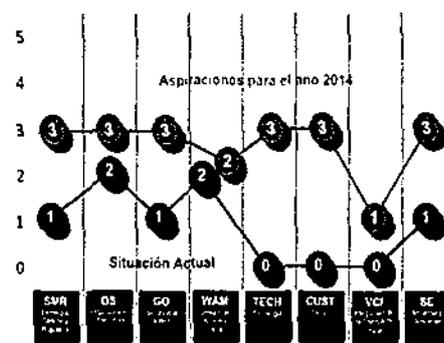
II.5.1 Acciones en 2012

- a) Se participó en diferentes reuniones de trabajo que llevó adelante el Subcomité de Inteligencia de Negocios y Subcomité de Interoperabilidad, como parte del Comité de Gestión Tecnológica del SIGDE Nacional, donde se desarrollaron, principalmente, las especificaciones técnicas para la consultoría de Calidad de Datos, Matriz de Aplicaciones, Especificaciones Técnicas del ESB. En el mes de septiembre se suscribió un convenio entre la Empresa Eléctrica Guayaquil EP, CNEL, Empresa Eléctrica Quito y CENTROSUR, para la adquisición e implementación del BPM/ESB.
- b) Con el objetivo de reforzar los procesos de operación de la red y planificación operacional, se trabajó en el Comité de Operación, ejecutándose un proceso de solicitud de información – RFI, así como presentaciones de los productos ofrecidos por potenciales proveedores de los sistemas de gestión de la operación (SCADA/DMS/OMS). Se levantó el proceso para la adquisición de los sistemas SCADA/DMS/OMS.

- c) **Modelo de Madurez de Redes Inteligentes.** En febrero se suscribió un contrato para la provisión de servicios de consultoría del Modelo de Madurez de Redes Inteligentes "Smart Grid Maturity Model – SGMM". Se realizó un primer taller para levantar la encuesta "Compass Survey" y se presentaron los resultados o niveles de madurez actuales de CENTROSUR, en cada uno de los dominios. Para el mes de abril se desarrolló un segundo taller de "Aspiraciones" del SGMM (Smart Grid Maturity Model). Se analizaron los resultados de la evaluación "Compass Survey"; además se establecieron las aspiraciones futuras para el año 2014, definido como el horizonte de tiempo. Sobre esta base se cuenta con un benchmarking referido al resto de empresas de la comunidad (122 Utilities); así como un análisis de brechas GAP, entre la aspiración y situación actual.



Modelo de madurez de la Comunidad de Empresas Eléctricas de Distribución



Aspiraciones de la CENTROSUR para el año 2014

- d) **Proyecto Piloto de Automatización:** Dentro de los proyectos internos de CENTROSUR, y con la finalidad de reforzar el eje de Operación, contando con la autorización de la Presidencia Ejecutiva, se conformó la Comisión Técnica para la elaboración de los pliegos del proceso de Consultoría. Inicialmente se desarrolló un proceso de participación nacional con el fin de conocer los proveedores nacionales que estuvieran interesados en participar en esta consultoría. Como resultado de la gestión, el INCOP autorizó la participación de firmas consultoras extranjeras, de acuerdo a resolución INCOP N° 066-2012 de 01 de agosto de 2012. En el mes de noviembre de 2012, se publicó el proceso de consultoría bajo la modalidad lista corta, invitándose a las firmas QUANTA TECHNOLOGY LLC, BOREAS GROUP LLC, KEMA INCORPORATED y TATASOLUTION CENTER, recibiendo ofertas de las dos primeras. En el mes de diciembre se analizaron las ofertas, encontrándose incumplimientos no sujetos a convalidación, por lo cual no fueron aceptadas y se solicitó la declaración de desierto y el inicio de un nuevo proceso bajo la modalidad de Concurso Público por lista corta desierto.
- e) **Reforzamiento al GIS. Extensiones y Upgrade al ARCFM:** se llevó adelante el proceso de adquisición de extensiones al Sistema de Información Geográfico GIS, para extender la conectividad del modelo para las redes de sub transmisión, con la herramienta "Extender Feeder Manager – EFM"; además, diseñar el modelo para la identificación de los circuitos subterráneos, mediante la herramienta "Conduit Manager – CM". En el mes de mayo se dictó un curso de Diseño de Proyectos en ambiente GIS utilizando la herramienta Designer, con una duración de 32 horas.

El Conduit Manager y el Extender Feeder Manager, han sido incorporados al modelo del GIS y actualmente el departamento correspondiente está en proceso de ingreso de información adicional.

- f) Plan Estratégico de Redes Inteligentes: Como resultado de la evaluación de CENTROSUR basada en el SGMM, se identifica la necesidad de definir una visión integral orientada a Redes” y desarrollar la estrategia y hoja de ruta “Roadmap” para alcanzar las aspiraciones y cerrar las brechas, de tal forma de direccionar ordenadamente los esfuerzos y recursos, así como monitorear los beneficios de la implementación de proyectos o iniciativas de modernización.
- g) Se llevó adelante el taller de capacitación en PMBOK, mismo que fue dirigido a Directores y Jefes Departamentales, así como se ejecutó un taller de Arquitectura Empresarial basada en el modelo TOGAF que fue dirigido a las áreas de Planificación, Dirección de Sistemas y G-SIGDE.
- h) Una vez considerado el emprendimiento de un proyecto de medición inteligente, se desarrolló el respectivo proceso de investigación, que ha permitido estructurar una hoja de ruta para la implementación de una Infraestructura de Medición Avanzada – AMI (Advanced Metering Infrastructure), adaptada a las necesidades del sector eléctrico nacional.

A través de una evaluación estadística se definieron las áreas recomendables para el emprendimiento del prototipo de AMI dentro de los sectores comprendidos en el Parque Industrial, Centro Histórico de Cuenca y Alimentador 0321.

En la hoja de ruta del proyecto, se consideró la ejecución de una consultoría para conseguir un dimensionamiento acorde a los casos de negocio e infraestructura existente en la empresa, sobre la cual, una vez que se elaboraron las especificaciones y los pliegos de contratación, se publicó la “Consultoría para el despliegue de Infraestructura de Medición Avanzada”. En virtud de reorientar este proyecto, se conformó un Comité del AMI, el cual está fundamentado en la búsqueda conjunta para lograr una integración nacional.

Se efectuó una visita técnica a empresas que cuentan con experiencia y modelos innovadores meritorios de estudio sobre proyectos de AMI y Smart Grid en Norte América.

II.5.2 Procesos de Homologación

Comisión Unidades de Propiedad (CUP):

- a) Restructuración del código nemotécnico. Elaboración del marco teórico.
- b) Revisión y análisis de normas.
- c) Reportes de ensayos y certificaciones.
- d) Elaboración, revisión, análisis, modificación y actualización de especificaciones técnicas.
- e) Gráficos de los materiales y equipos en 2D y 3D.- Dimensiones y detalles constructivos.
- f) Distancias de montaje de elementos componentes de las UC.- Manual.
- g) Apoyo a la subcomisión de normalización (INEN, Fibratore, Equisplast, CONELEC, MEER, MIPRO) de postes plásticos reforzados con fibra de vidrio.

Avance.- Considerando las tareas programadas por la Comisión en coordinación con el MEER, se tiene un avance aproximado del 85%.

Comisión de Redes Subterráneas (CHUPRS):

- a) Definición de las unidades de propiedad y unidades compatibles para redes subterráneas, marco teórico, codificación nemotécnica.
- b) Homologación de las UP y UC: obra civil, obra eléctrica, equipos y accesorios
- c) Revisión y análisis de normas nacionales e internacionales.
- d) Elaboración, revisión y análisis de especificaciones técnicas.
- e) Catálogo digital.

Avance.- Considerando las tareas programadas por la Comisión en coordinación con el MEER, se tiene un avance aproximado del 55%.

Comisión de Códigos de Materiales y Equipos (CHME):

- a) Descripción y codificación de materiales y equipos:
- b) Conformación de grupos: materiales y equipos de distribución, comercialización, subtransmisión, subestaciones y servicios generales.
- c) Elaboración del catálogo de materiales y equipos que manejan las EDs.- Marco teórico, detalles de grupos, clases, tipos y especificaciones. Imágenes relacionadas con los materiales y equipos.
- d) Elaboración de archivos de imágenes de materiales y equipos correspondiente a catorce grupos.

Avance.- Considerando las tareas programadas por la Comisión en coordinación con el MEER, se tiene un avance aproximado del 75%.

II.5.3 Resumen de Actividades de la Unidad de Implantación Sur (UIS)

Entre las más importantes se pueden mencionar:

- Implementación del Sistema Comercial (SICO) en la Empresa Eléctrica Loja: según lo establecido en el convenio interinstitucional SIGDE, se culminó esta labor en el mes de febrero de 2012.
- Colaboración CENTROSUR - CNEL Corporativa: se mantiene el soporte, de primer y segundo nivel, para la CNEL Corporativa.
- Se desarrollaron conectores para el modelo de Lecto - Facturación de Correos del Ecuador para ser incorporados en el sistema comercial SICO..
- Desarrollo para el envío de mensajería SMS, proyecto determinado como urgente por la Dirección Comercial de CENTROSUR.
- Atención de los incidentes establecidos por las diferentes EDs que cuentan con el SICO.

II.6 GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

II.6.1 Aplicación del Sistema de Información Geográfica

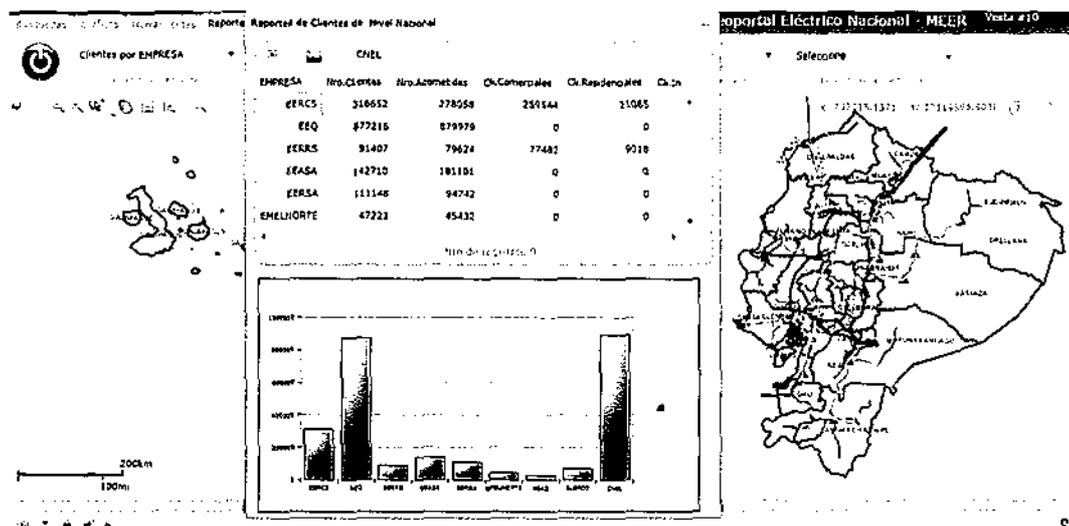
El sistema de Información Geográfica (SIG) se ha convertido en una importante herramienta para la planificación, operación y toma de decisiones. Las áreas de Planificación, Distribución y Comercialización utilizan las facilidades que brinda el sistema, con una mejora sustancial en los procesos desarrollados por cada una.

Durante el año 2012 se han trabajado en dos frentes: el primero a nivel nacional, liderando el Subcomité de Sistemas Geográficos (SSG) del MEER; y el segundo a nivel local, en el desarrollo de soluciones para CENTROSUR, Las principales actividades se resumen a continuación.

11.6.1.1 Subcomité de Sistemas Geográficos (SSG).

La parte tecnológica de los SIG, a nivel nacional, está siendo operada por este subcomité, liderado por CENTROSUR. Durante el año 2012 se trabajó en la construcción e implementación del Geoportal Nacional, cerrando el año con un avance del 95%.

Al momento se realizan las pruebas de rendimiento y funcionalidad del sistema, esperándose que desde el 5 de Abril esté operativo, quedando pendiente de desarrollo e implementación la funcionalidad para dispositivos móviles.



11.6.1.2 Proyectos SIG CENTROSUR.

Internamente ha trabajado en la implementación del nuevo modelo de datos, el cual contendrá la subtransmisión, redes subterráneas y semaforización. Luego de las pruebas respectivas, este modelo se replicará a nivel nacional.

Durante el primer trimestre del 2012 se firmó el convenio con ELECGALAPAGOS, para el levantamiento e ingreso de información de las redes eléctricas de las islas Santa Cruz y San Cristóbal con un total de 3.079 clientes.

Dentro de los diferentes sistemas que se utilizan en el departamento SIGADE-DIDIS, se han realizado las adecuación y pruebas de los sistemas existentes, tales como: GeoPortal, Visualizador, CymDist, Reportes y Estadísticas, Alumbrado Público, Programa de Interrupciones, CPSOft, Transformadores y Luminarias.

11.6.2 Programa FERUM 2011

El programa FERUM 2011, compuesto por 10 proyectos, de los cuales 2 son multianuales, relacionados con subtransmisión y 8 corresponden a redes de distribución, con un presupuesto total de \$1'072.573, registró un avance físico ponderado del 97,38%.

II.6.3 Programa FERUM 2012

El programa FERUM, aprobado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), para el año 2012, tuvo dos fuentes de financiamiento, razón por la cual se distinguen los mismos como, programa FERUM 2012-Recursos Fiscales y programa FERUM 2012-BID. El resumen de los proyectos es el siguiente:

Programa	Provincia	Numero de Proyectos	Monto Asignado (\$)	Total Asignado Programa (\$)	Avance (%)
FERUM 2012 BID	Azuay	9	409.600,83	568.224,38	36,94
	Morona Santiago	20	158.623,55		
FERUM 2012 Recursos Fiscales	Azuay	3	178.365,03	431.956,60	75,53
	Morona Santiago	9	253.591,60		

II.6.4 Programa PMD 2012

El Programa de Mejoramiento del Sistema de Distribución (PMD), priorizado y dado a conocer por el MEER el 23 de febrero, mediante oficio Nro. MEER-SCGS-2012-0169-OF, con 6 proyectos de distribución y 1 de comercialización, por un monto de \$1'164.480; registró un avance ponderado del 92,52%.

II.6.5 Programa PLANREP 2012

El Programa de Reducción de Pérdidas (PLANREP) 2012 aprobado por el CONELEC para CENTROSUR, que incluía un solo proyecto denominado "Cambio de Nivel de Tensión S/E 21" por un monto de \$1'308.681, alcanzó un avance ponderado del 90,00%.

II.6.6 Automatización de la distribución

Este proyecto se enmarca y coordina con el proyecto nacional SIGDE y con la norma IEC-61968, de forma que sea interoperable con otros sistemas que se encuentran implantados en la Empresa, o que están en proceso de serlo, tales como, Sistema de Información Geográfica (GIS), Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS) y Sistema de Manejo de la Distribución (DMS).

En este marco se ha cumplido con el proceso contractual para las especificaciones de adquisición y suministro de GPSs y el Software de gestión para implantación del sistema de Localización Automática de Vehículos (AVL), que permitirá la gestión operativa de los vehículos de la institución que operan en el área de servicios a los clientes tanto en lo técnico como comercial, cuya entrega como suministro contractual y puesta en operación se ha previsto para finales del primer semestre del año 2013.

Igualmente, a través del contrato N° DIDIS - 13920-2010 (\$ 1'133.390,59), que es multianual, se ha cumplido con la etapa 2 de servicios para la implementación del Sistema de Automatización de las Subestaciones (SAS), en la S/E 14 (Lentag) y en la S/E 05 (Arenal); en tanto que en la S/E 18 (Cañar) se han integrado al Sistema SAS las posiciones de las líneas OCAÑA I y II, a propósito del ingreso en operación de la Central Ocaña, propiedad de ELECAUSTRO.

Adicional a la disminución en los tiempos y frecuencia de interrupción, la automatización permitirá, que áreas como planificación y mantenimiento de subestaciones, dispongan de la información necesaria para su gestión. Además es un paso más hacia el desarrollo de una red inteligente (Smart Grid).

II.6.7 Operación y Sistemas de Protección

Mediante un contrato suscrito con la firma OPTRONIC, se completó la implementación del sistema de integración al SCADA para control y supervisión de reconectores. Este sistema, por su propia filosofía, provee de una excelente posibilidad de supervisión y operación de las protecciones en alimentadores que cuentan con estos equipos con comunicación incorporada, contribuyendo a la mejora de los índices de frecuencia y tiempo de suspensión del servicio. Durante el año se ha hecho la instalación e integración al SCADA de 15 de 24 unidades.

Se adquirieron reconectores monofásicos, los cuales están siendo entregados, serán instalados en ramales lejanos que lo requieren, de acuerdo a los estudios realizados. La instalación de estos equipos está prevista para el segundo semestre de 2013 y posibilitará una mejora significativa en las protecciones y en los indicadores de calidad del servicio.

Se ha cumplido con la adquisición de reguladores automáticos de tensión, que así mismo tendrán comunicación con el Centro de Control para ser tele-comandados y gestionados. Su instalación está prevista para el 2013, con lo que se logrará mejorar los niveles de tensión en sitios en donde se tienen inconvenientes.

II.6.8 Mejoras en el sistema de subtransmisión

II.6.8.1 Líneas de subtransmisión

Mediante contrato DIDIS N° 14598-2011 suscrito con la firma JOP INGENIERÍA ELÉCTRICA CÍA LTDA se concluyó la construcción la línea de subtransmisión, a 69kV, S/E 08 (Turi) – S/E 14 (Léntag), de 45,5 km, cuya energización se dio en el mes de noviembre de 2012.

De igual manera, se ha contratado y esta en ejecución la construcción la línea de subtransmisión, a 69kV, S/E Sinincay – S/E 18, de 32 km de longitud.

II.6.8.2 Subestaciones

Subestaciones N° 15, 22 y 23: Convenio Modificatorio (MEER, CONELEC, TRANSELECTRIC, CENTROSUR, HIDROABANICO) al Convenio Tripartito para la repotenciación de la línea S/E Cuenca-Macas a 138 kV: montaje de equipos de media tensión y tableros del sistema de medición comercial; energización de la línea Cuenca- Limón- Macas y de las subestaciones N° 15 Gualaceo, N° 22 Méndez y N° 23 Limón a 138 kV.

Montaje de dos nuevas posiciones de línea a 69 kV en la S/E Azogues: Con la finalidad de viabilizar la integración del Sistema CENTROSUR - EE AZOGUES, se inició la construcción y montaje de dos nuevas posiciones, S/E Azogues 1 y S/E Cuenca- Rayoloma.

II.6.8.3 Estudios de consultoría para proyectos de subtransmisión

Estudios para líneas de subtransmisión: En cumplimiento del programa FERUM, mediante contratos de consultoría, se concluyeron en el mes de marzo de 2012, los diseños y estudios topográficos, electromecánicos, civiles y ambientales de las líneas a 69 kV: S/E Sinincay (TRANSELECTRIC) – S/E 18 (Cañar); S/E 08 (Turi) – S/E 14 (Léntag).

II.6.9 Programa de Alumbrado Público

Bajo los conceptos de eficiencia energética, así como de calidad en luminosidad, uniformidad, color de luz y seguridad, se ha venido ejecutando, desde años atrás, la planificación del alumbrado público. Para el efecto ha sido necesario intervenir en varios sectores con adecuaciones de las redes de media y baja tensión, así como modificaciones en las estructuras, a fin de lograr el nivel de iluminación requerido.

Se ha continuado con la optimización del sistema de alumbrado público, mediante el uso de luminarias de doble nivel de potencia, en los lugares en donde es factible, con el objeto de ahorrar energía y conseguir sistemas de iluminación eficientes.

En la ampliación de la cobertura del servicio de alumbrado público vial, han colaborado entidades seccionales como la Municipalidad de Cuenca (a través de la Unidad Ejecutora de Proyectos), las Juntas Parroquiales y clientes.

Mediante resolución N° 1227-3886 del Directorio, del 12 de julio de 2012, se creó el Departamento de Alumbrado Público, con el objetivo de mejorar este servicio.

Se dispuso que el monto de \$ 6.545.560,39, correspondientes a las utilidades del año 2011, se reinviertan en obras de alumbrado público, para lo cual se iniciaron varios procesos para la adquisición de materiales, (postes, luminarias, cable, etc.) que han permitido emprender con la construcción de importantes obras.

II.6.10 Administración temporal de sistema eléctrico La Troncal

A partir del 5 de marzo de 2012, por encargo del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, la CENTROSUR tomó bajo su administración el sistema eléctrico La Troncal en la provincia de Cañar, que está dentro del área de concesión de la empresa CNEL-MILAGRO y tiene una extensión territorial de 320 km², 55.000 habitantes, distribuidos en tres parroquias: La Troncal, Pancho Negro y Manuel de J. Calle.

El sistema es abastecido a través de una línea de subtransmisión, 69 kV, desde el Triunfo, con una longitud de 14 km, conductor ACSR # 266,8 soportado por 101 estructuras. En la subestación La Troncal se cuenta con un Transformador de Potencia 10/12 kVA, de reducción 69/13,8 kV, puesto en funcionamiento en el año de 1982. La demanda máxima de la subestación en el año 2012 fue de 8.160 kW con una energía medida de 4.052.000 kWh.

Desde la subestación La Troncal se derivan 5 alimentadores de media tensión denominados California, Cochancay, Mirador, Producargo y Puntilla con nivel de voltaje de 13,8 kV con los siguientes datos técnicos:

Alimentador Primario	Nivel de Voltaje (kV)	Urbano (%)	Rural (%)	Tipo de Carga	Longitud en MT (km)	Calibre Principal (AWG)**	Trafos Monofasico (kVA)	Trafos Trifasico (kVA)	Dem. Máx. (kW)
California	13,8	5	95	Residencial	11,18	2/0	555,00	0,00	426
Cochancay	13,8	70	30	Comercial	132,50	2/0	5.909,50	1.975,00	4.002
Mirador	13,8	98	2	Comercial	13,74	266	2.990,00	0,00	2.410
Producargo	13,8	100	0	Industrial	6,83	2	1.205,00	0,00	875
Puntilla	13,8	0	100	Residencial	44,21	1/0	1.575,00	292,50	256

** No tiene neutro

Al momento se ha concluido el levantamiento georeferenciado de la red y sus elementos, insumo primordial para hacer los estudios y simulaciones; se ejecutan adecuaciones en la subestación, con el fin de colocar un tablero de control y cambiar íntegramente los equipos de protección y maniobra de las posiciones de alimentadores y la llegada de la línea desde El Triunfo.

Para el año 2013 se prevé una inversión de \$ 4'021.000, en 35 proyectos de distribución y 2 proyectos para mejorar y ampliar la actual subestación.

En el sistema se cuenta con 16.000 clientes, con una facturación mensual de \$228.000, de los cuales se recaudan \$130.000, como resultado del pago de aproximadamente 10.500 clientes. El porcentaje de pérdidas técnicas es del orden del 27%.

El proceso comercial aun es administrado por CNEL Milagro, sin que se hayan tomado acciones para corregir varios inconvenientes. Se espera que CENTROSUR asuma la administración de este proceso durante 2013.

II.7 GESTIÓN COMERCIAL

II.7.1 Atención al Cliente

Se formalizaron 14 contratos para provisión del servicio de instalaciones, 6 para la instalación de nuevos servicios de acometidas y medidores, los cuales han servido para atender el programa PMD, 6 contratos para la instalaciones dentro del plan de mejora de acometidas y medidores. Adicionalmente se manejó un contrato para inspecciones y uno para fiscalización.

Con la finalidad de aportar al objetivo institucional, en la disminución de las pérdidas no técnicas, se realizaron 3.229 instalaciones para servicios eventuales, con una energía vendida de 1.863.976 kWh, obteniéndose una recaudación de \$ 178.465,41; esto es el 0,22% de la energía total disponible en la CENTROSUR.

En lo relacionado con los tiempos requeridos para instalación de nuevos servicios, la meta fijada para inspecciones fue 2,24 días, obteniéndose una media móvil, a diciembre del 2012, de 1,70 días; para instalaciones la meta fue 5,12 días y la media móvil resultante fue de 4,45 días; debiéndose indicar que este tiempo contempla la actualización de la información del cliente en el Sistema de Comercialización; finalmente, la meta para extensiones de red fue 35 inspecciones/mes y la lograda fue 36,99.

Dentro del programa FONREP se programó el remplazo de 12.000 acometidas y medidores, ejecutándose 15.709 instalaciones, lo que representa una ejecución del 130,51% sobre lo planificado.

II.7.1.1 Centro de Contacto

En el año 2012, si bien se lograron niveles de atención satisfactorios, no se alcanzó la meta trazada, debido al incremento de llamadas y el incremento de atenciones en el primer contacto, lográndose una media del nivel de servicio brindado (NSB) del 71%, inferior a la meta planteada del 80%.

Además se registraron 341.625 llamadas al sistema automático de consultas (IVR). En base al análisis respectivo se pudo definir la optimización de personal que labora en el departamento y que será reforzado con la integración de 2 agentes adicionales durante el año 2013.

11.7.1.2 Plan RENOVA

En el primer trimestre del 2012 arrancó la ejecución del Plan RENOVA en el cantón Cuenca, a través del cual se brinda la posibilidad de remplazar refrigeradoras que tienen más de 10 años de uso, por equipos modernos de consumo eficiente. De esta manera se conseguirá disminuir el consumo de energía, lo que repercutirá en un ahorro al Estado en el tema energético. Para la ejecución del proyecto se firmó un acuerdo entre MIPRO, MEER, BNF y las empresas eléctricas de distribución. A partir del mes de mayo se lanzó el Plan RENOVA en los cantones de Paute, Gualaceo, Sigsig, Pucará, Sta. Isabel y Macas, ampliando la cobertura de la campaña a más lugares del área de concesión. En total se obtuvieron 1.350 inscripciones para el proceso propio de verificación de requisitos en sitio (inspecciones) y se concretaron 817 entregas de equipos.

Contando con el soporte técnico de la Dirección de Sistemas de Información, la CENTROSUR ha apoyado la implementación del Plan RENOVA en las empresas distribuidoras CNEL-El Oro, CNEL-Manabí y Loja.

11.7.1.3 Actualización de datos de clientes

En el mes de abril se lanzó un proyecto tendiente a la actualización de datos, con el incentivo de la Lotería Energética. En el mes de mayo se realizó el primer sorteo de la Lotería Energética, favoreciendo a 10 clientes con el pago de la energía eléctrica por un año. Los sorteos se han realizado los primeros días de cada mes.

A partir del mes de agosto, con las Juntas Parroquiales, se coordina la atención de un stand de la CENTROSUR, el cual sirve para la actualización de datos, cubriendo así una parte más amplia del área de concesión.

Dentro del Proyecto de Actualización de Datos se contempla también la comunicación al cliente a través de mensajes de texto; es así que, desde el mes de septiembre, se envía a todos los números de teléfono celular registrados en el Sistema Comercial, información de las planillas mensuales, suspensiones programadas del servicio eléctrico y notificaciones de gestión de cartera. El sistema de mensajes de texto es bidireccional, por lo que el cliente puede también consultar a través del número corto, el valor de la planilla y el estado en el que se encuentra una solicitud; esto mediante las palabras claves, VALOR Y TRAMITE.

11.7.2 Recuperación de Pérdidas Comerciales

La Empresa, a través de su departamento de Control de la Medición, conforme a los programas de trabajo establecidos, vela por el correcto funcionamiento de los sistemas de medición, tanto de los que están por instalarse como de los instalados, mediante procesos periódicos de calibración, inspección y revisión de los contadores de energía y acometidas.

Producto del plan descrito, la CENTROSUR, durante el año 2012, realizó 6.193 revisiones, fruto de lo cual se refacturó y reliquidó 1'055.390 kWh, por un monto de \$129.967.

11.7.3 Nuevas facilidades de recaudación de valores

Con el propósito de ofrecer a sus clientes, mayores y mejores facilidades de pago, de los valores mensuales facturados por concepto del servicio de energía eléctrica, se han incorporado 94 puntos de recaudación en la ciudad de Cuenca, a través de contratos para recaudación de planillas con cooperativas como: JEP, COOPERA Ltda., COOPAC AUSTRO, COOPERCO, BAÑOS Ltda, PROVIDA, HUINARA, ALFONSO JARAMILLO, PROFUTURO, SAN JOSE, LA MERCED, CACPE BIBLIÁN, con las entidades financieras VAZCORP y EXSERSA-

Servipagos, Empresa Pública Municipal FARMASOL EP, se ha incrementado las siguientes Cooperativas SANTA ANA, COORPUCORP, COOPERART, CHOLA CUENCANA, INTEGRAL, así como la Corporación Civil REFLA.

Se incrementó el número de ventanillas de recaudación en Instituciones financieras concesionadas, contando con 367 cajeros habilitados para toda el área de concesión, incluyendo agencias.

II.7.4 Gestión de Cartera

Se cuenta con un contrato para provisión del servicio de gestión de cartera para Cuenca. Con corte a Diciembre 2012, la cartera vencida (deuda mayor a 30 días), fue \$1'828.752,38, correspondientes a deudas de 44.382 clientes. La cartera corriente (deuda menor a 30 días) fue \$2'715.379,04 de 91.028 clientes. Por tanto los valores pendientes de cobro (cartera corriente + cartera vencida) suman \$4'544.131,42.

Como una estrategia adicional, dentro de las actividades de gestión de cartera, a partir del mes de octubre de 2012, se está enviando a los clientes las notificaciones de deudas mediante mensajes de texto SMS.

Debido al importante monto adeudado, se continúa con la gestión en el Ministerio del Deporte, con la finalidad de conseguir la cancelación de la deuda que la Federación Deportiva del Azuay mantiene desde la promulgación de la nueva Ley del Deporte (2010-08-11); a diciembre de 2012, el valor superaba los \$250.000

II.8 GESTIÓN DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN

II.8.1 Sistema de RR HH.

En coordinación con los responsables del manejo de la información y contando con el apoyo de la administración, se suscribió el acta de iniciación del Proyecto de Desarrollo del Nuevo Sistema del Recurso Humano – Gestión de Nómina, el cual será implantado en el año 2013.

II.8.2 Sitio web de la CENTROSUR

Una vez que se ha optado por una nueva tecnología para la virtualización de servidores, fortaleciendo y mejorando el tiempo de respuesta de las aplicaciones alojadas en éstos, entre ellas el Portal Web, se implantó una nueva metodología de respaldos y contingencia del servidor Web, que ayude mejorar el desempeño de esta aplicación.

Durante el 2012 fue puesta en producción la nueva intranet de la empresa, ofreciendo una amplia gama de servicios, así como de valiosa información de carácter general.

II.8.3 Soporte a usuarios

La Dirección de Sistemas Informáticos, con el objeto de cumplir con esta tarea fundamental, está implementando las mejores prácticas recomendadas por ITIL V3. Para esto, se ha distribuido el personal en dos niveles: tres funcionarios apoyan en la gestión y soporte de primera línea, que representa cerca del 60% de las incidencias reportadas, mientras que diez funcionarios, se encargan de solventar los requerimientos más complejos como son: cambio en configuraciones de servicios de TI, modificación de aplicaciones, desarrollo de nuevos servicios de TI, etc.

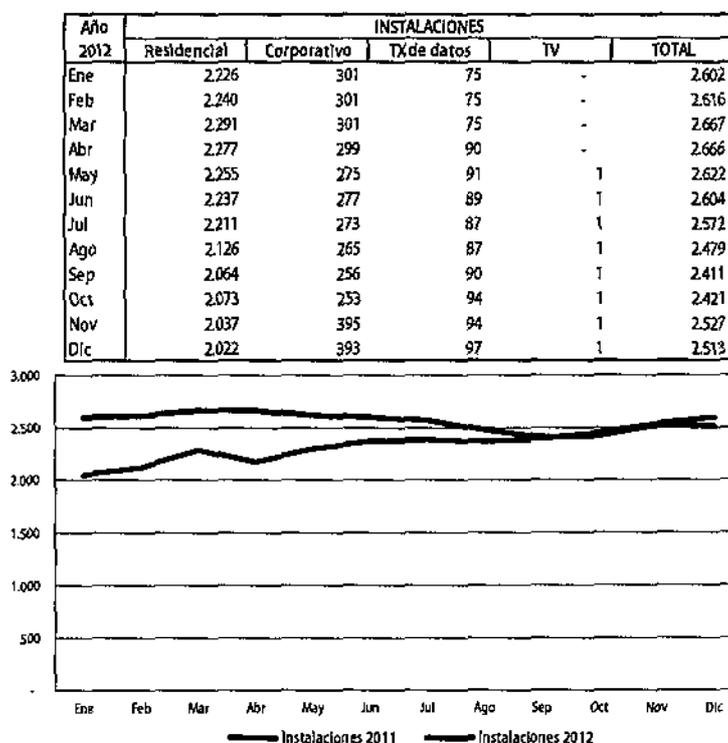
Durante el año se atendieron requerimientos, ya sea debido a nuevos emprendimientos o por mejoras a los servicios existentes, entre los que se pueden citar los siguientes:

- Capacitación y entrega al área comercial del sistema de digitalización documental.
- Levantamiento gráfico el proceso de reclamos.
- Ajustes a los sistemas contables y al módulo de retenciones pedidos por el SRL.
- Actualización del sistema de Evaluación de Desempeño (e-Sol).
- Creación de un solo archivo de Preguntas Frecuentes (FAQs) para soporte de primer nivel.
- Actualización del catálogo de servicios de la Dirección de Comercialización.
- Desarrollo del servicio web para consulta del IESS.
- Creación de una opción en el portal web para publicar las especificaciones técnicas para el OMS/DMS/SCADA.
- Actualización de la nueva versión del sistema LexDoctor, en el que se incluye consultas en equipos móviles.
- Desarrollo de la consulta 'Bienes a mi Cargo', para control de bienes.
- Puesta en funcionamiento del nuevo sistema para gestión de incidentes GLPI.

II.9 SERVICIO DE TELECOMUNICACIONES

Bajo la gestión de la Dirección de Telecomunicaciones (DITEL), en el año 2012 se realizaron varias acciones y proyectos, que se resumen a continuación:

Número de Clientes: La evolución del número de clientes de telecomunicaciones, se muestra en la tabla y gráficos siguientes, concluyéndose que al 31 de diciembre se contaba con 2.513 instalaciones, entre residenciales, corporativos y transmisión de datos.



Proyecto FODETEL: Se continuó operando el proyecto FODETEL I, dentro del convenio tripartito CENTROSUR, GPA y MINTEL. Se aprovechó de esta infraestructura para brindar conectividad a la oficina de CNEI - LA TRONCAL

Se puso en marcha el proyecto FODETEL II, que permite brindar el servicio de conectividad a 151 centros educativos ubicados, en su mayoría, en la provincia de Morona Santiago. El proyecto cuenta con el financiamiento del Ministerio de Telecomunicaciones con un tiempo de ejecución de 5 años.

Acceso a Internet Internacional: durante este período se realizaron gestiones permanentes para la revisión de precios con los proveedores de internet, a medida que se incrementaba el número de clientes, consiguiéndose considerables disminuciones en el costo para la reventa, cuyo beneficio ha sido trasladado a los clientes, brindando un mayor ancho de banda, a fin de conseguir su fidelización, lo cual redundó en mayor beneficio para la Empresa.

Actualmente, la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT es el proveedor principal del servicio de internet para la reventa, seguida por la Empresa TELCONET; los precios que se han conseguido fluctúan en el orden de los \$60,0 por cada mega.

Comunicaciones CENTROSUR: De acuerdo al convenio suscrito, entró en funcionamiento la red de fibra óptica Cuenca - Gualaico - Limón - Méndez - Sucúa - Macas, de propiedad de CELEC EP TRANSELECTRIC, que brinda conectividad de 100Mbps a las agencias, oficinas y subestaciones de la DIMS, con lo que se tiene un canal de respaldo para Morona Santiago. De igual manera, se implementó conectividad con la oficina de Ducur, lo que ha permitido tener en línea el 100% de Agencias, Oficinas y Subestaciones.

Se incrementó el ancho de banda de internet para el edificio matriz a fin de interconectar las EDS en el marco del proyecto SIGDE, para el uso nacional de los sistemas; geportal del SIG, sistema de trazabilidad STC, Inteligencia de Negocios (BI) y video conferencias

RENTE SIGDE: La DITEL ha tenido activa participación en el Comité de Gestión Tecnológico CAT y Subcomité de Telecomunicaciones del proyecto SIGDE, tanto en la planeación y conformación del Comité como eje transversal y ejecutor, así como en la aprobación de los diseños y especificaciones técnicas de la Red Nacional de Telecomunicaciones RENTSE.

Sistema de video conferencia SIGDE: Se puso en marcha la primera fase de la plataforma de videoconferencia para seis empresas de distribución: Quito, Ambato, Loja, Azogues, CENTROSUR y el MEER y se concluyeron los diseños y especificaciones técnicas de la segunda fase.

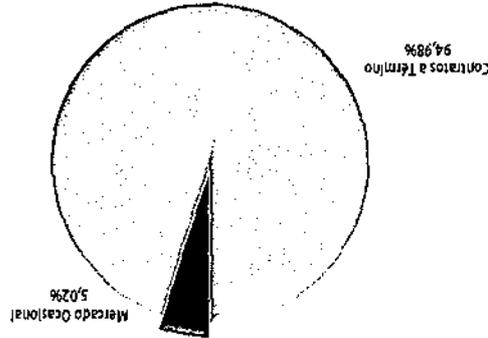


**MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA
PARTICIPACIÓN EN EL**

**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2012**



En lo referente al mercado de contratos regulados, el cuadro II.1.2.2 muestra el detalle de entrega de energía por proveedor; y, el cuadro II.1.2.3 resume la composición del suministro por tipo de generación, observándose que el 93,11% corresponde a contratos con empresas de generación de capital estatal y el 6,89% a contratos con empresas de generación de capital privado.



MES	Mercado	Contratos	TOTAL
I TRIMESTRE	8.252.171	209.355.702	217.607.873
II TRIMESTRE	6.948.280	212.892.956	219.841.236
III TRIMESTRE	11.961.037	208.653.384	220.614.421
IV TRIMESTRE	17.350.629	210.734.946	228.085.575
TOTAL 2012	44.512.118	841.626.987	886.139.105
	5,02%	94,98%	100,00%

Cuadro N° II.1.2.1 - ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO [kWh]

Este informe considera la información resumida de las liquidaciones mensuales del período enero-diciembre 2012, publicada y oficializada por el CENACE. El cuadro II.1.2.1 muestra el resumen de la energía demandada por los clientes regulados de la CENTROSUR (886,14 GWh), superior en 5,91% a la del año 2011 (836,69 GWh). Para satisfacer los requerimientos de sus clientes, la CENTROSUR adquirió el 94,98% (841,62 GWh) en el mercado de contratos y el 5,02% (44,51 GWh) en el mercado ocasional.

III.1.2 Resumen energético

- Capital Estatal: CELEC EP, ELECAUSTRO y EMAPS.
- Capital Privado: ELECTROQUIL, INTERVISA, GENEROCA, LAFARGE, TERMOGUAYAS, SIBIMBE, ECOLUZ, HIDROABANICO y ENERMAX.

Durante el año 2012 mantuvieron su vigencia los contratos suscritos con las empresas de generación y autoprodutores:

III.1.1 Contratos a término

III.1 COMPRA DE ENERGÍA

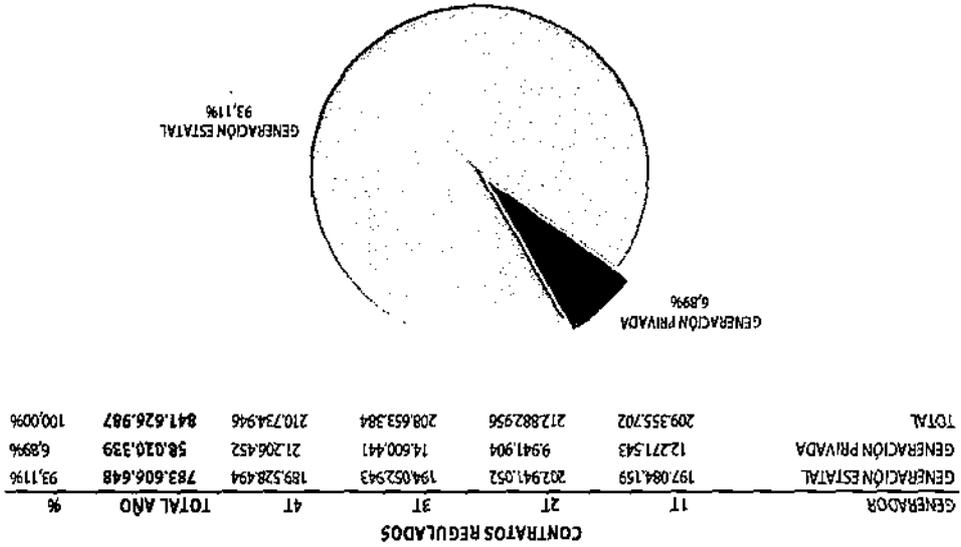
III. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA





El cuadro II.1.3.1 presenta un resumen de los costos de la energía en los mercados ocasionales y de contratos, así como un desglose en los componentes más incidentes dentro del proceso de compra de energía.

III.1.3 Costos de compra de energía



Cuadro N° III.1.2.3 - DETALLE DEL SUMINISTRO CONTRATADO POR TIPO DE GENERACIÓN (KWH) AÑO 2012

GENERADOR	11	2T	3T	4T	TOTAL AÑO	%
TERMOSEMERALDAS	11743244	13375546	15217441	26798854	67135065	7.98%
ELECTROGUAYAS	16400006	20037909	23080678	35613545	95132139	11.30%
TERMOPICHINCHA	5585578	6671388	11211106	12907464	36375535	4.32%
CELESTA ELENA	457761	0	0	0	457761	0.05%
IMPORTACIÓN PERÚ	0	0	105995	0	105995	0.01%
HIDROPAUTE	104976535	97059067	84317187	56479848	342832637	40.73%
HIDROGAYÁN	24527872	33118835	29193450	25653621	112493778	13.37%
HIDRONACIÓN	16663142	15250317	8631126	9568364	50112948	5.95%
TERMOGAS MACHALA	11147927	12954536	16985861	18116396	59204719	7.03%
TOTAL CELEC	191502064	198467598	188742844	185138092	763850598	90.76%
ELECAUSTRO	4015287	3285438	3625424	3644853	14571003	1.73%
EPNAPS	1566808	1188015	1684675	745549	5185047	0.62%
TOTAL EMPRESAS - CAPITAL ESTATAL	5582095	4473454	5310099	4390402	19756050	2.35%
ELECTROQUIL	1615779	1090410	2440332	5435759	10582279	1.26%
INTERVISA TRADE	564261	0	881181	1527621	2973063	0.35%
GENEROCA	973898	1119034	1629196	2154766	5876893	0.70%
TERMOGUAYAS	5344963	4414716	6805407	10039398	26604484	3.16%
HIDROSIBIMBE	1407730	1343746	817691	493038	4062205	0.48%
TOTAL EMPRESAS - CAPITAL PRIVADO	9906631	7967506	12573806	19650581	50098924	5.95%
LAFARGE	77018	110876	123937	114131	425962	0.05%
ECOLUZ	475157	505556	492590	274374	1747676	0.21%
HIDROABANICO	1060928	620623	1053390	1127740	3862681	0.46%
ENERMAX	751809	736944	356717	39626	1885096	0.22%
TOTAL AUTOPRODUCTORES - PRIVADO	2364912	1973998	2026634	1555871	7921415	0.94%
TOTAL	209355702	212882956	208653384	210734946	841626987	100.00%

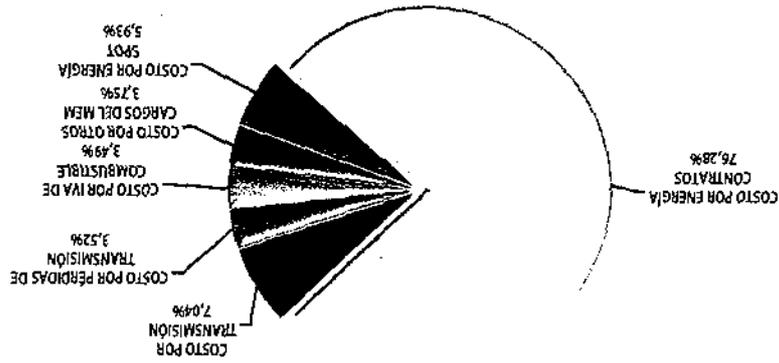
Cuadro N° III.1.2.2 - DETALLE DEL SUMINISTRO CONTRATADO POR PROVEEDOR (KWH) - AÑO 2012



Concepto	11	2T	3T	4T	Año 2012	%
INGRESO POR ENERGÍA SPOT	0,56	2,00	1,35	-	1,03	
COSTO POR ENERGÍA SPOT	5,68	6,58	5,05	5,49	5,58	82,96%
COSTO POR ENERGÍA CONTRATOS	3,15	3,19	4,04	4,92	3,83	
COSTO POR ENERGÍA PONDERADO	3,25	3,30	4,10	4,97	3,92	
COSTO POR POTENCIA	0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,03%
COSTO POR TRANSMISIÓN	0,34	0,33	0,34	0,34	0,34	8,40%
COSTO POR PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	0,16	0,13	0,17	0,21	0,17	3,18%
COSTO POR IVA DE COMBUSTIBLE	0,17	0,12	0,15	0,22	0,17	2,92%
COSTO POR OTROS CARGOS DEL MEM	0,05	0,10	0,37	0,20	0,18	2,57%
COSTO UNITARIO TOTAL 2012	3,97	3,98	5,12	5,94	4,76	100,00%

Cuadro N° III.1.3.2. COSTOS UNITARIOS DE COMPRA (¢/KWh)

El cuadro II.1.3.2 muestra los costos unitarios de la energía desglosados en sus diferentes componentes. El costo promedio de compra fue de 4,76 ¢/KWh.



Concepto	11	2T	3T	4T	AÑO	%
COSTO LIQUIDADO POR EL CENACE	2.029.249	1.950.118	2.855.792	3.166.405	10.001.566	23,70%
COSTO LIQUIDADO EN CONTRATOS	6.601.285	6.789.866	8.428.757	10.374.286	32.194.194	76,30%
COSTO TOTAL ENERGÍA	8.630.535	8.739.984	11.284.550	13.540.691	42.195.760	100%
Resumen Conceptos						
INGRESO POR ENERGÍA SPOT	-1.193	-1.511	-1.137	0	-3.841	-0,01%
COSTO POR ENERGÍA SPOT	481.166	462.041	608.193	952.685	2.504.085	5,93%
COSTO POR ENERGÍA CONTRATOS	6.601.285	6.789.866	8.428.757	10.374.286	32.194.194	76,28%
COSTO POR POTENCIA	-3.107	-2.394	-759	-1.094	-7.294	-0,02%
COSTO POR TRANSMISIÓN	730.231	734.418	734.928	769.898	2.969.475	7,04%
COSTO POR PÉRDIDAS DE TRASM.	352.144	277.920	369.049	484.933	1.484.047	3,52%
COSTO POR IVA DE COMBUSTIBLE	371.923	255.300	333.656	511.524	1.472.402	3,49%
COSTO POR OTROS CARGOS DEL MEM	98.085	224.285	811.863	448.459	1.582.692	3,75%
REQUISICIONES MEM	0	0	-3.131	11.508	8.377	0,02%
TOTAL	8.630.535	8.739.984	11.281.419	13.552.199	42.204.137	100%

Cuadro N° III.1.3.1 RESUMEN DE COSTOS EN EL MEM (S) - AÑO 2012

La energía adquirida durante el año 2012, alcanzó la suma de \$42'204.137, inferior en un 1,26% respecto al año 2011 (\$42'743.733).



MES	A. Público	Bomberos	TOTAL
I TRIMESTRE	1.956,61	52,56	2.009,17
II TRIMESTRE	-	52,56	52,56
III TRIMESTRE	-	52,56	52,56
IV TRIMESTRE	-	52,56	52,56
TOTAL 2012	1.956,61	210,24	2.166,85

Cuadro N° II.2.2 - FACTURACIÓN DE CARGOS ADICIONALES (\$)

Por concepto de cargos adicionales, a los consumos propios del autoproducer ENERMAX, la Empresa facturó un total de \$2.166,85, de los cuales, corresponden a Alumbrado Público \$1.956,61 y Bomberos \$210,24. Es importante mencionar que a partir del mes de marzo de 2012 el servicio de alumbrado público es parte del servicio eléctrico y por lo tanto no se considera como cargo adicional.

II.2.2 Facturación de Cargos Adicionales

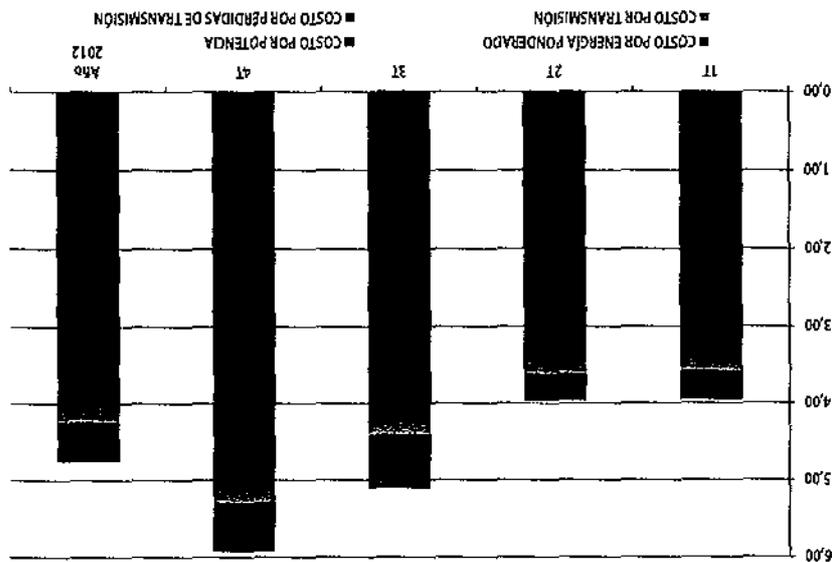
PERÍODO	Potencia	Energía	Alumbrado Público	TOTAL
I TRIMESTRE	10.487,91	556,05	1.012,51	12.056,48
II TRIMESTRE	10.991,55	564,35	3.141,21	14.697,11
III TRIMESTRE	10.603,85	553,20	2.992,69	14.149,73
IV TRIMESTRE	11.114,61	587,92	3.057,27	14.759,79
TOTAL 2012	43.197,91	2.261,52	10.203,68	55.663,10

Cuadro N° II.2.1 - FACTURACIÓN POR PEAJES DE DISTRIBUCIÓN (\$)

Los valores facturados por el servicio de peajes de distribución a los consumos propios del autoproducer ENERMAX, le representaron a CENTROSUR un ingreso neto de \$55.663,10.

III.2.1 Servicio de Peajes de Distribución

III.2 CLIENTES NO REGULADOS





EL MERCADO REGULADO

INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2012

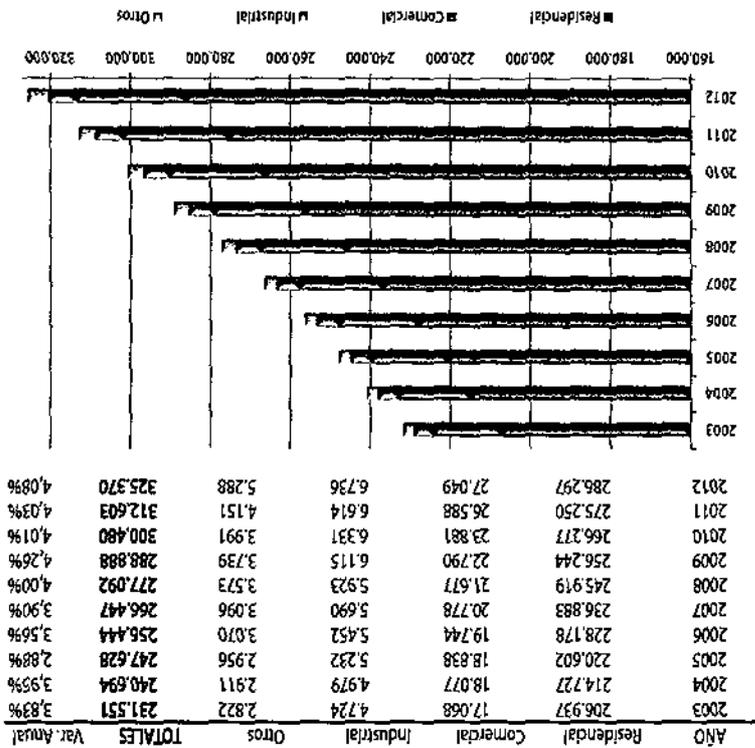


11

La energía consumida durante el año 2012 fue de 824,317,98 MWh (ver cuadro N° IV.2.1), con un incremento del 5,67% con relación a la energía de enero a diciembre de 2011 (780,089,95 kWh). Del consumo total, el sector residencial con 312,785,68 kWh (37,94%) es el de mayor participación, seguido del industrial con 277,885,91 kWh (33,71%) y del comercial con 130,431,14 (15,82%).

Al relacionar la energía consumida con el número de clientes, resulta que mientras en el periodo enero a diciembre de 2011, se tenían 2,495,47 kWh (207,96 kWh/mes) por cliente medio, en el año 2012 se pasó a 2,533,48 kWh (211,12 kWh/mes) por cliente, con un incremento del 1,52%, (ver cuadro N° IV.2.2).

IV.2 ENERGÍA CONSUMIDA



CUADRO N° IV.1 - CLIENTES POR TIPO DE TARIFA

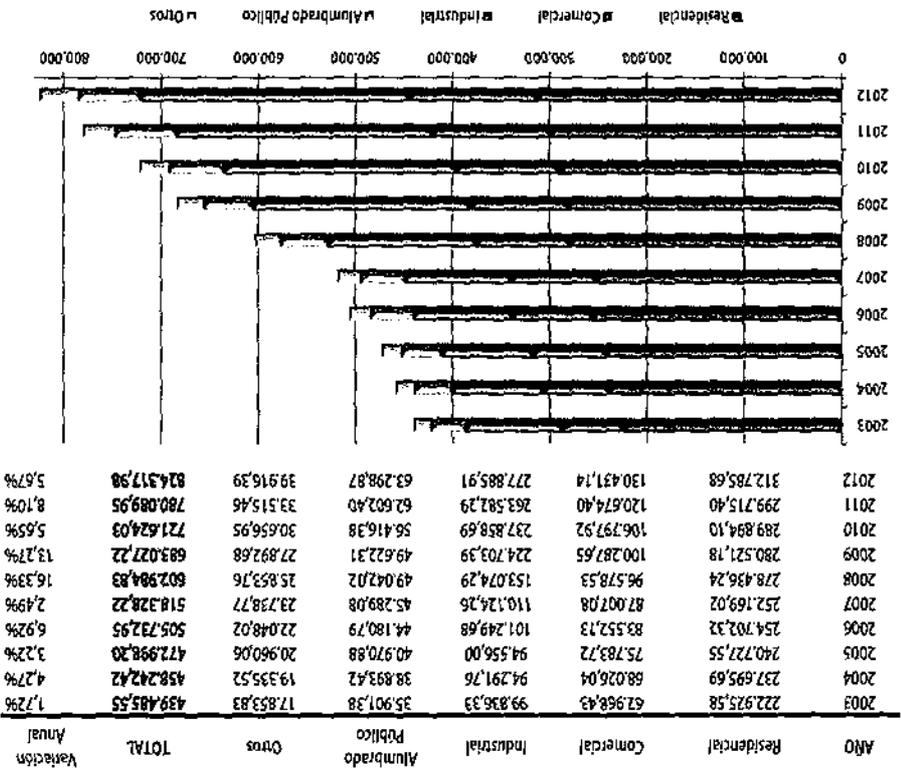
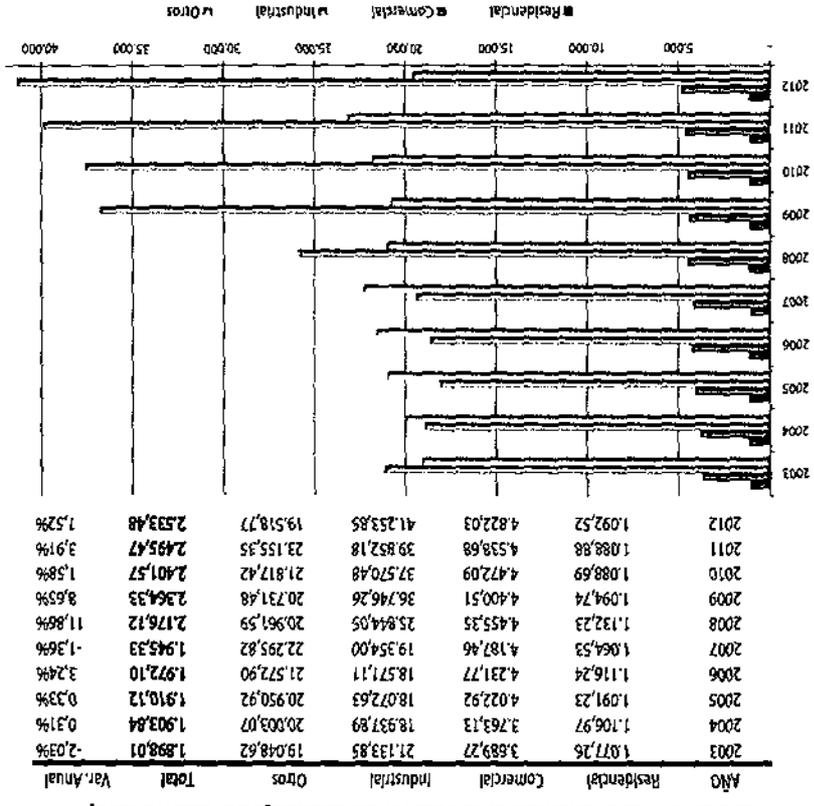
De acuerdo al informe de facturación emitido por la Dirección de Comercialización, el número de clientes, a diciembre de 2012, fue de 325,370 (ver cuadro N° IV.1), con un incremento del 4,08% respecto a los que existían en el mes de diciembre de 2011 (312,603). Clasificados por categoría, tenemos que un 87,99% son residenciales, 8,31% comerciales, 2,07% industriales y 1,62% corresponde a Otros, entre los cuales se incluyen: entidades oficiales, asistencia social, beneficio público y escenarios deportivos.

IV.1 CLIENTES

IV. EL MERCADO REGULADO



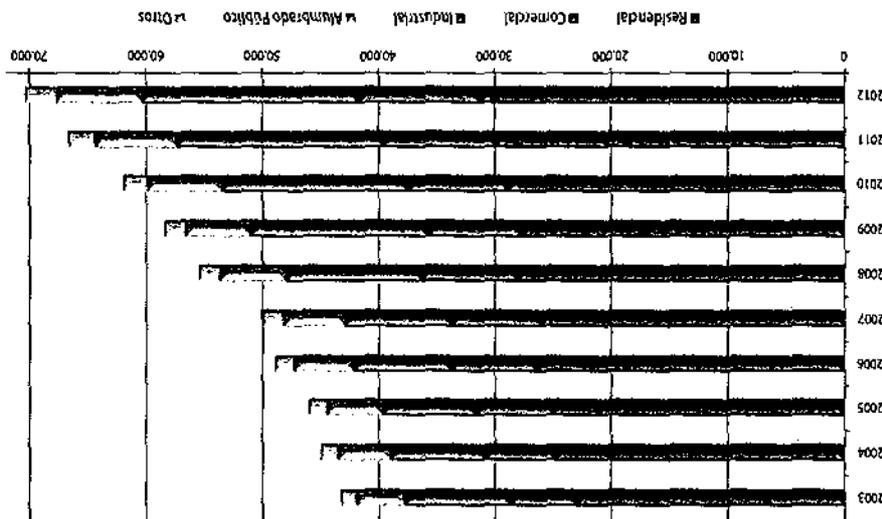
[Handwritten mark]



Handwritten signature/initials

CUADRO N° IV.3.2 - RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA [Miles \$]

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	TOTAL	Variación Anual
2012	27.233,66	10.383,90	18.428,18	7.290,25	2.612,90	65.948,89	0,48%
2011	29.311,00	9.546,46	17.760,35	6.800,06	2.215,36	65.633,23	10,18%
2010	27.379,14	8.171,04	15.622,85	6.194,11	2.203,65	59.570,78	2,11%
2009	27.021,92	8.129,18	15.586,01	5.730,97	1.874,28	58.342,36	5,80%
2008	28.388,60	8.199,81	11.106,98	5.644,93	1.805,61	55.145,93	7,85%
2007	27.155,62	7.869,66	9.110,72	5.245,94	1.752,17	51.134,12	4,37%
2006	26.284,45	7.382,22	8.493,07	5.156,53	1.678,83	48.995,10	4,63%
2005	25.718,36	6.701,13	8.108,05	4.715,61	1.584,91	46.828,06	4,35%
2004	24.503,46	6.104,30	8.283,10	4.451,00	1.534,84	44.876,68	9,41%
2003	21.533,93	5.568,18	8.680,85	3.915,04	1.318,11	41.016,10	20,51%



AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	TOTAL	Variación Anual
2012	31.175,23	10.472,81	18.701,32	7.323,64	2.746,89	70.419,88	5,87%
2011	29.903,92	9.679,66	17.725,56	7.043,10	2.289,63	66.641,87	7,66%
2010	28.778,96	8.604,94	16.053,20	6.363,40	2.102,02	61.902,52	5,94%
2009	27.636,76	8.048,11	15.335,52	5.577,70	1.836,32	58.434,41	5,28%
2008	28.021,12	8.232,10	11.751,82	5.665,48	1.835,56	55.506,08	11,05%
2007	26.029,29	7.710,26	9.150,00	5.300,25	1.792,59	49.982,39	2,26%
2006	26.247,23	7.383,04	8.443,38	5.167,82	1.635,87	48.877,33	6,23%
2005	24.957,04	6.680,62	7.985,45	4.793,05	1.593,13	46.009,30	2,21%
2004	24.774,53	6.025,27	8.147,56	4.577,41	1.488,93	45.013,69	4,13%
2003	23.023,75	5.573,35	9.051,81	4.119,85	1.357,22	43.229,98	20,37%

CUADRO N° IV.3.1 - FACTURACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA [Miles \$]

Durante el año 2012, la facturación (cuadro IV.3.1) y recaudación (cuadro IV.3.2) alcanzaron los \$70'419,682 y \$65'948,885, respectivamente, resultando un índice de recaudación/facturación del 93,65%, inferior al registrado en el año anterior (98,49%). Esto se explica por la falta de transferencias de valores correspondientes a déficit tarifario y subsidios.

IV.3 FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA



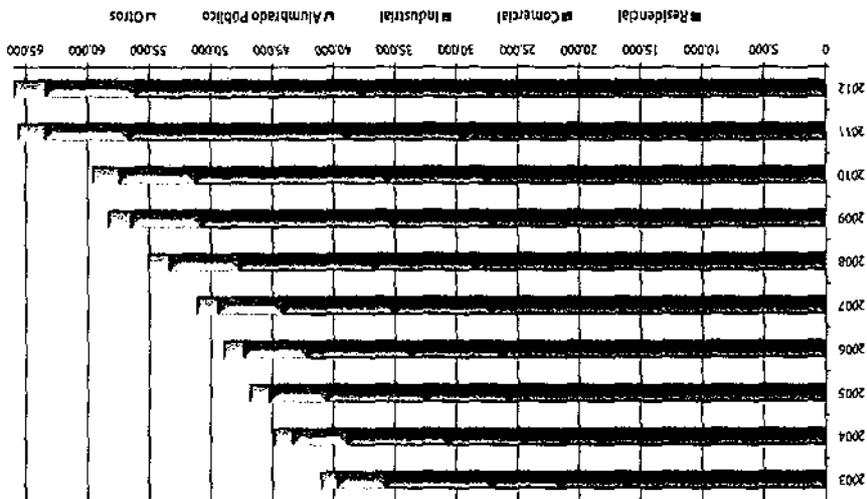
CATEGORÍA	Hasta 30 días		Entre 31 y 360 días		Total		CIENT.	VALOR	CIENT.	VALOR	CIENT.	VALOR		
	CIENT.	VALOR	CIENT.	VALOR	CIENT.	VALOR								
RESIDENCIAL	76,788	1,451,355	34,855	1,084,586	111,643	2,535,941	79,991	1,597,832	40,162	1,208,102	120,153	2,805,934	7,62%	10,65%
COMERCIAL	6,857	363,130	1,924	133,760	8,781	496,890	7,607	476,126	2,652	182,953	10,259	659,079	16,83%	32,64%
INDUSTRIAL	2,007	327,124	963	164,201	2,970	491,325	2,131	531,018	1,101	161,665	3,232	692,683	8,82%	40,98%
ASISTENCIA SOCIAL	660	16,006	239	3,977	899	19,983	849	35,327	303	5,255	1,152	40,582	28,14%	103,08%
LOCALES DEPORTIVO	20	13,258	17	131,703	37	144,961	12	13,152	14	248,466	26	261,618	-29,73%	80,48%
ENTIDADES OFICIALE	208	27,130	114	15,928	322	43,058	393	54,409	127	19,542	520	73,951	61,49%	71,75%
VARIOS	39	3,676	25	669	64	4,345	45	7,516	23	2,768	68	10,284	6,25%	136,70%
TOTAL	86,579	2,201,679	38,137	1,534,823	124,716	3,736,502	91,028	2,715,379	44,382	1,828,752	135,410	4,544,131	8,57%	21,61%

CUADRO N° IV.4 - RESUMEN GENERAL DE ANTIGÜEDAD DE LA DEUDA POR USO DE ENERGÍA (\$)

La deuda general de los clientes de la CENTROSUR, a diciembre de 2011 era \$3'736,502, mientras que a finales del año 2012 fue \$4'544,131, es decir \$807,629 más, lo que equivale a un incremento del 21,61%. En el cuadro N° IV.4 se presenta un resumen de la antigüedad de la deuda, clasificado por categoría de consumo.

En cuanto a la cartera vencida, es decir la deuda entre 31 y 360 días, mientras a diciembre de 2011 era de \$1'534,823, a diciembre de 2012 esta fue \$1'828,752, representando un incremento de 19,15%.

IV.4 DEUDA DE LOS CLIENTES

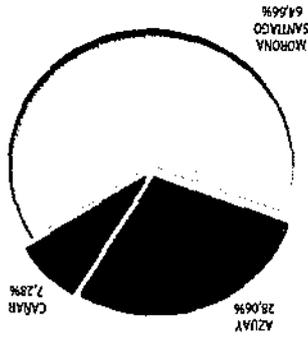


EL SISTEMA ELÉCTRICO

INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2012

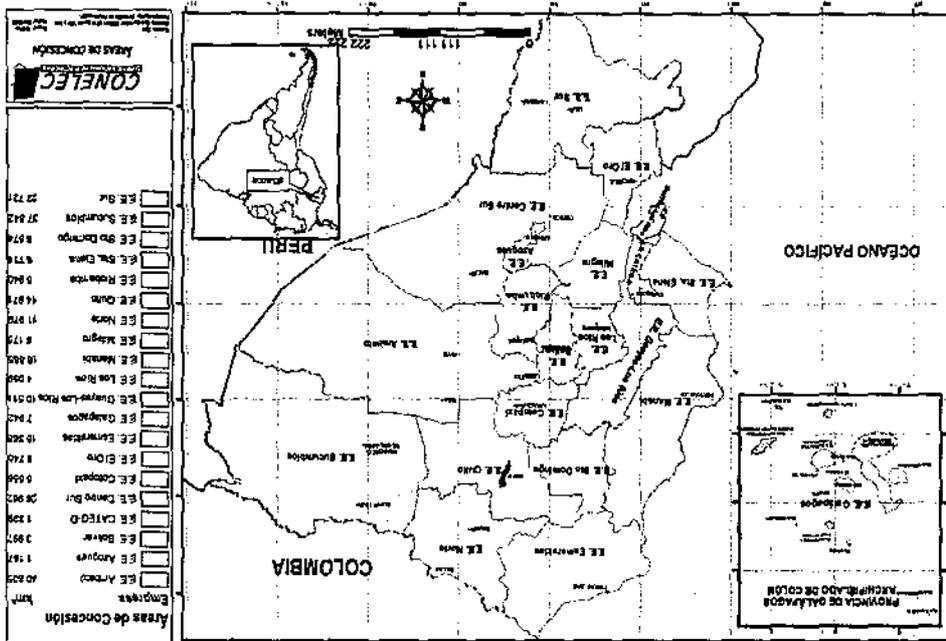


Cantón	Extensión (km ²)	%
CANAR	1,787	6,17
BIBLIAN	205	0,71
EL TAMBO	66	0,23
SUSCAL	50	0,17
PROV. CANAR	2,108	7,28
MORONA	4,211	14,54
HUAMBOMA	2,133	7,36
SUCUA	1,828	6,31
SANTAGO	1,980	6,84
TAMISA	4,481	15,47
UMÓN	2,205	7,61
SAN JUAN BOSCO	1,036	3,59
GUALAQUIZA	850	2,93
PROV. MORONA	18,277	64,66
SANTAGO	28,962	100,00



Cantón	Extensión (km ²)	%
CUENCA	3,129	10,80
SARON	349	1,21
GUAYACOCO	368	1,27
NABÓN	647	2,23
PAUTE	273	0,94
PUCARÁ	857	2,96
SAN FERNANDO	142	0,49
SANTA ISABEL	786	2,71
SIGSIG	667	2,30
ONA	298	1,03
CHORDELEG	111	0,38
EL PAN	139	0,48
SEVILLA DE ORO	323	1,11
GUACHAPALA	41	0,14
PROV. AZUAY	8,127	28,06

CUADRO N° V.1.2 - EXTENSION POR CANTÓN



CUADRO N° V.1.1 - ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN EL PAÍS

El área de concesión de la CENTROSUR, que representa el 11,3% del territorio nacional ecuatoriano, según los datos publicados por el CONELEC, (Cuadro N° V.1.1) comprende las provincias del Azuay, Canar y Morona Santiago, con excepción de los cantones Azogues y Délé en la provincia del Canar, algunos sectores de la región costanera de la provincia del Azuay, así como parcialmente los cantones de Huamboya, Palora y Gualaquiza en la provincia de Morona Santiago; y una parte del cantón Saraguro en la provincia de Loja. A partir del 05 de marzo de 2012, por encargo del MIER, la CENTROSUR administra el sistema eléctrico La Troncal en la provincia de Canar, con una extensión de 560 km². El detalle de su extensión territorial se puede observar en el cuadro V.1.2.

V.1 AREA DE CONCESIÓN

V. EL SISTEMA ELÉCTRICO



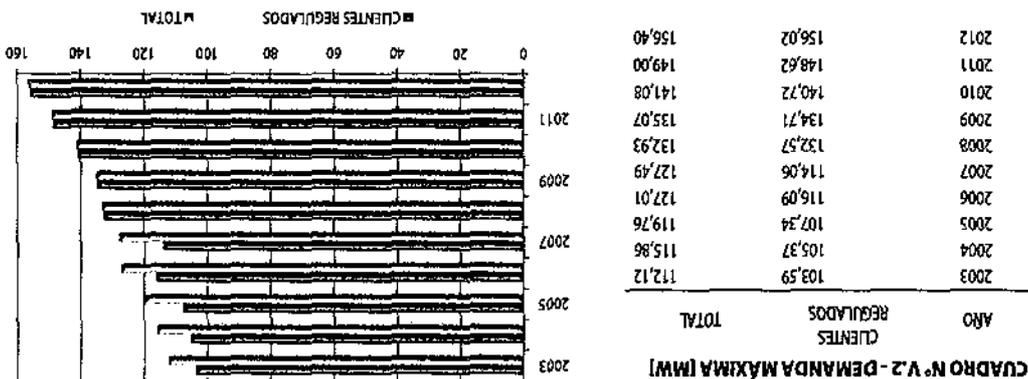
CONCEPTO / AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	VARIA/C
Energía Disponible del Sistema - Fuentes SNI	692.405,91	720.042,06	728.227,98	779.799,30	838.924,96	886.981,65	5,72%
Energía no incorporada al MEM	0,00	0,00	0,00	0,00	50,35	862,78	5,90%
Ventida o transferida a EE. Distribuidoras	0,00	0,00	0,00	0,00	-2.281,76	-2.281,76	0,00%
Generación Hidráulica Santiago	337,66	374,74	551,65	390,14	0,00	0,00	5,66%
Energía Distribuida - Usos	555.175,71	630.218,58	685.121,34	723.791,50	782.325,76	826.579,50	0,00%
Gr. Cons. contrato CENTROSUR	72.192,84	41.600,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Gr. Cons. sin contrato CENTROSUR	36.847,50	27.233,76	2.094,12	2.167,27	2.235,81	2.261,52	1,15%
Consumo clientes regulados	518.328,22	602.984,83	683.027,22	721.624,22	780.089,95	824.317,98	5,67%
Pérdidas Totales	65.375,01	48.598,02	48.860,99	56.397,78	56.649,54	60.402,15	6,62%
% Pérdidas Totales	9,44%	6,75%	6,29%	7,23%	6,75%	6,81%	0,85%
Pérdidas Técnicas	38.710,89	41.360,35	42.032,82	44.996,96	47.975,79	51.583,90	7,52%
% Pérdidas Técnicas	5,59%	5,74%	5,79%	5,79%	5,73%	5,82%	1,70%
Pérdidas No Técnicas	26.664,13	7.237,67	1.828,17	11.400,82	8.673,76	8.818,25	1,67%
% Pérdidas No Técnicas	3,85%	1,01%	0,25%	1,46%	1,03%	0,99%	-3,84%

Cuadro N° V.3 BALANCE DE ENERGÍA (MWh)

Por otro lado, la energía distribuida fue de 826,579,50 MWh, con un incremento del 5,66% respecto al acumulado al año anterior. Esta energía está compuesta por el 0,27% de los grandes consumidores sin contrato con la CENTROSUR (2.261,52 MWh) y el 99,73 % de los clientes regulados (824,317,98 MWh).

La energía requerida en el sistema eléctrico CENTROSUR fue de 886,981,65 MWh (incluido el autoproducción ENERMAX con 2.261,52 MWh), 5,72% mayor que la disponible en el 2011, tal como se indica en el cuadro N° V.3.

V.3 BALANCE ENERGÉTICO



En el período enero-diciembre de 2012, la potencia máxima coincidente de clientes regulados, referidos a puntos de entrega del sistema fue de 156,02 MW (cuadro N° V.2); valor máximo ocurrido el día miércoles 05 de diciembre a las 19h30. La demanda máxima del sistema CENTROSUR, incluidas las demandas coincidentes de clientes regulados y no regulados, fue de 156,40 MW.

V.2 DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE

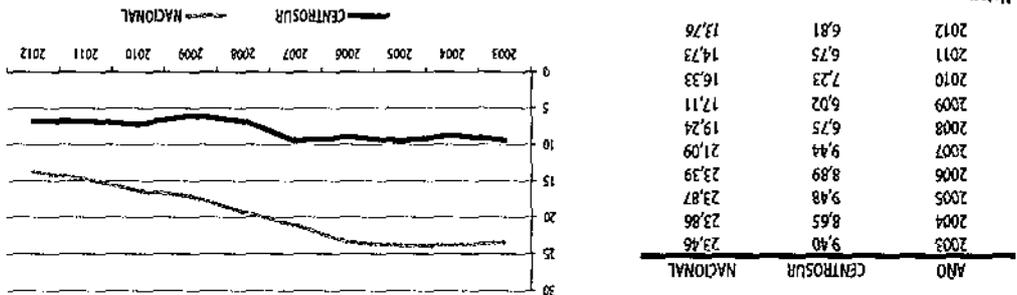


Al 31 de diciembre de 2012, el sistema de distribución de la Empresa contaba con una capacidad de transformación, instalada en subestaciones, de 262,75 MVA, 335,84 km de líneas de subtransmisión, 487,95 MVA instalados en 16,564 transformadores de distribución. En redes primarias de distribución, en media tensión, se cuenta con 7,682 km de línea, en tanto que en redes secundarias de baja tensión se ha llegado a 15,529 km, incluyendo acometidas; en alumbrado público se tienen instaladas 86,645 luminarias con una potencia de 14,27 MW. En el cuadro N° V.5 se presenta un resumen de estos datos.

Desde noviembre de 2012 está en habilitada la línea de subtransmisión, a 69 kV, S/E 08 (Turí) - S/E 14 (Lentag), con una longitud de 45,59 km.

V.5 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Fuente: CONELEC - Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Anuales
El porcentaje de pérdidas del año 2012 - NACIONAL, corresponde a una proyección.

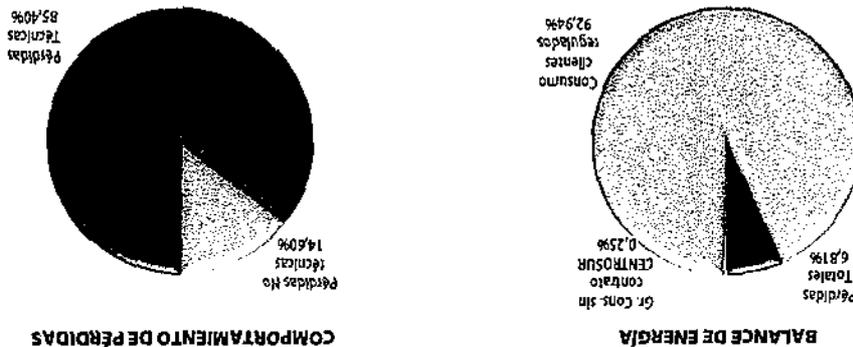


CUADRO N° V.4.1 - PÉRDIDAS DE ENERGÍA

V.4.1 se muestra la evolución de este indicador dentro del contexto de nuestro país. En los últimos 10 años, el porcentaje de pérdidas de energía, ha sido muy inferior al promedio de las empresas distribuidoras del país, comparable solamente con las otras empresas de Sudamérica con similares características técnicas y comerciales. En el cuadro N° V.4.1 se muestra la evolución de este indicador dentro del contexto de nuestro país.

El porcentaje de pérdidas se ubicó en 6,81% de la energía total del sistema, (886,981,65 MWh) según se muestra en el cuadro N° V.4.1; esto representa 60,402,15 MWh, desglosados en pérdidas técnicas con 51,583,90 (5,82%) y no técnicas con 8,818,25 (0,99%).

V.4 COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA



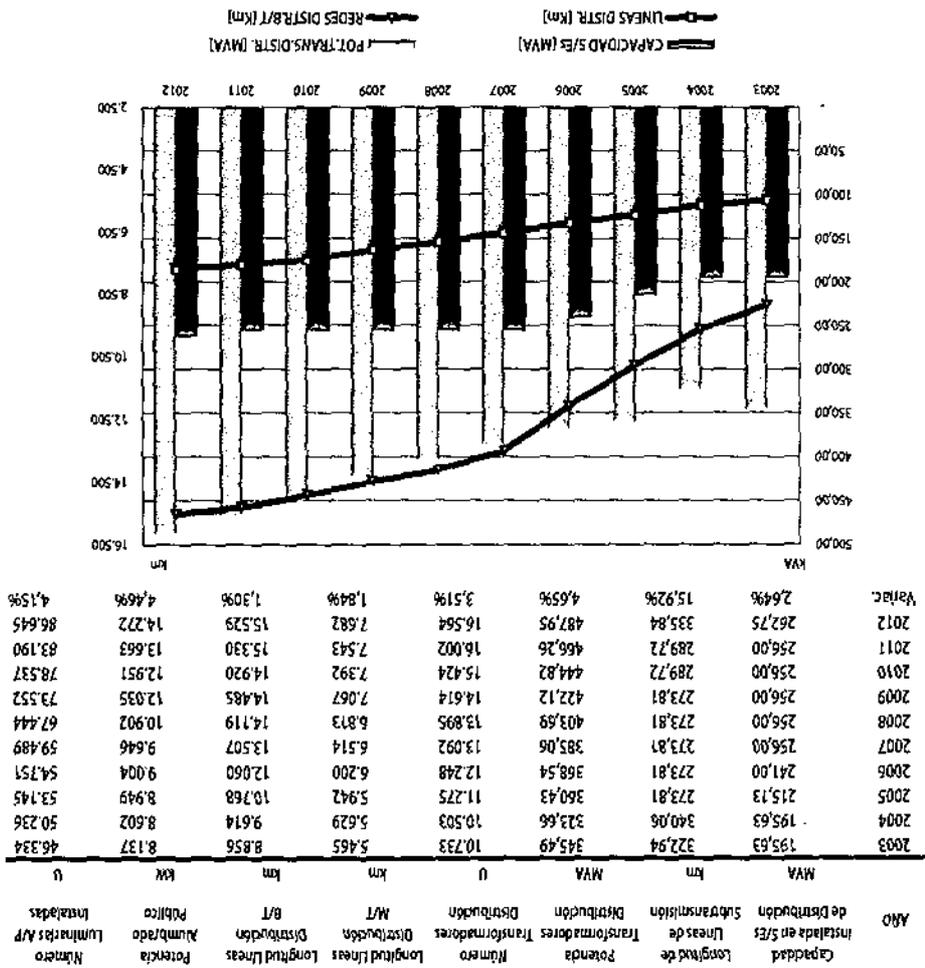
Desde el año 2003, la CENTROSUR viene dando cumplimiento a la Regulación 004-01, emitida por el CONELEC, referente a la calidad de servicio (Calidad del Producto), siendo uno de los temas en los que más énfasis se ha puesto, debido a que, la calidad del producto ha adquirido fundamental importancia en los últimos años, dada su directa influencia en todas las actividades cotidianas y productivas.

A través de un contrato de prestación de servicios, en el año 2012, se han efectuado 36 mediciones en subestaciones, utilizando equipos NEXUS 1252 fijos; 333 en transformadores de distribución, utilizando equipos TOPAS 1000 y FLUKE 1744; 724 mediciones en usuarios de media tensión a través de equipos FLUKE 1744; y 480 mediciones a usuarios finales.

V.6.1 Calidad del Producto

V.6 CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Cabe anotar que la información, a partir del año 2007, ha sido tomada del Sistema de Información Geográfica, mientras que hasta finales del año 2006 esta información provenía de catastros que existían en las direcciones de Comercialización, Distribución y Planificación.



CUADRO N° V.5 - EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (TOTAL DEL SISTEMA)



El monitoreo y control de la calidad del servicio eléctrico, ha permitido cumplir con importantes aspectos dentro del nuevo esquema regulatorio, al mismo tiempo de proporcionar a sus unidades operativas la información adecuada para reforzar las acciones tendientes a mejorar las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo.

Los índices registrados en el 2012 comprenden la frecuencia de interrupciones (FMIL) y el tiempo de duración (TTIK) de las mismas. Los gráficos V.6.2.1 y V.6.2.2, resumen los índices mensuales, el valor acumulado del año y su comparación con la meta establecida en la Regulación CONELEC 004-01, así como con los obtenidos en años anteriores.

Para el indicador FMIL, cuyo valor máximo anual acumulado exigido por la Regulación CONELEC 004-01 es de 4,000, el registrado en el sistema eléctrico CENTROSUR fue de 8,2753; en tanto que para el indicador TTIK, con un valor máximo acumulado de 8,000, el valor registrado fue 17,6310, siendo el más alto de los últimos cinco años. Este comportamiento se debió a varios factores aleatorios que se presentaron en diferentes sitios, los cuales, finalmente, repercutieron en el deterioro de los indicadores.

Un evento que influyó significativamente en el comportamiento de estos indicadores fue el siniestro ocurrido en la subestación 04, en el mes de noviembre, ya que debido al daño de

V.6.2 Calidad del Servicio Técnico

La corrección del factor de potencia es de responsabilidad del usuario.

ITEM	Subestaciones		Transformadores		Usuarios Media Tensión		Usuarios Finales							
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO						
ENEERO	3	0	3	28	0	28	59	2	23	38	61	36	0	36
FEBRERO	3	0	3	23	0	23	59	0	30	29	59	32	0	32
MARZO	3	0	3	28	1	25	60	0	26	34	60	34	0	34
ABRIL	3	0	3	29	0	29	60	0	26	34	60	36	0	36
MAYO	3	0	3	24	0	24	62	3	30	32	62	27	0	27
JUNIO	3	0	3	28	0	28	60	0	27	33	60	38	0	38
JULIO	3	0	3	31	0	31	60	0	27	33	60	38	0	38
AUGOSTO	3	0	3	29	0	29	61	0	33	28	61	45	0	45
SEPTIEMBRE	3	0	3	24	0	24	59	1	23	37	60	43	0	43
OCTUBRE	3	0	3	26	0	26	60	0	19	41	60	40	0	40
NOVIEMBRE	3	0	3	30	0	30	60	1	15	46	61	53	0	53
DICIEMBRE	3	0	3	30	0	30	60	0	24	36	60	50	1	51
TOTAL	36	0	36	332	1	309	720	7	305	419	724	479	1	480
% CUMPLIMIENTO	100,00%		99,70%		99,70%		99,03%		42,13%		99,79%			

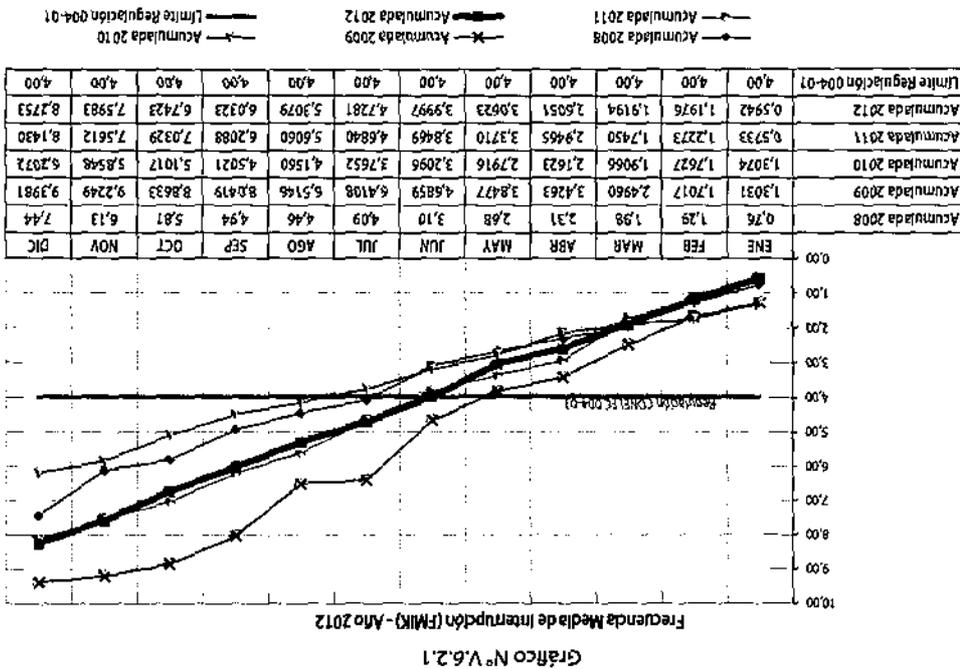
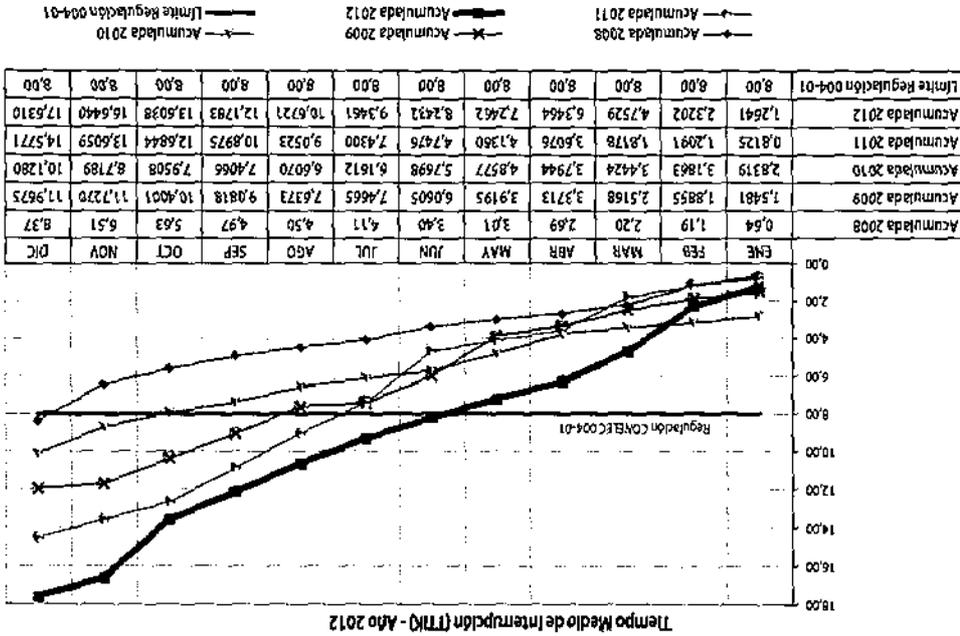
CUADRO V.6.1 MEDICIONES DE CALIDAD DE PRODUCTO Y CUMPLIMIENTOS CON LA REGULACIÓN CONELEC 004-01 - AÑO 2012

Como se puede observar en el cuadro N° V.6.1, de las mediciones realizadas, un alto porcentaje cumplen con los parámetros establecidos en la regulación, por lo que consideramos que la Empresa brinda el servicio de electricidad en condiciones aceptables, a excepción del factor de potencia (FP), en usuarios de media tensión, en los que la carga interna instalada repercute en el bajo factor de potencia. Además, en el reporte de incumplimientos de las mediciones de usuarios finales, el flicker es un problema que se presenta frecuentemente, si bien la regulación no lo contempla para consumidores finales, la Empresa está tomando las acciones con el fin de mitigar el mismo.

Con la finalidad de dar soluciones a los inconvenientes detectados en los monitores, las áreas involucradas son notificadas, de las mediciones que incumplen con la regulación, para que ejecuten acciones correctivas.

utilizando equipos MEMOBOX 300 y MEMOBOX SMART; dando un total de 1.573 mediciones.





los disyuntores de las salidas de tres alimentadores de media tensión, equipos de protección, tableros de control, entre otros, como tiempo las transferencias para restablecer el servicio y posteriormente se tuvieron que abrir para hacer los arreglos.



SITUACIÓN ECONÓMICO - FINANCIERA

INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2012



VI. SITUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA

VI.1 INGRESOS

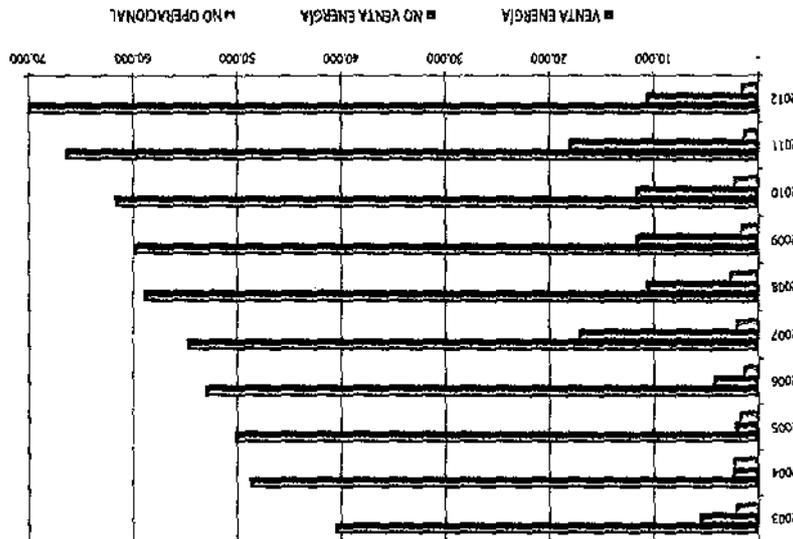
Los ingresos totales presentados en el cuadro N°VI.1.1, se han dividido en ingresos de explotación e ingresos ajenos a la explotación o no operacionales.

Dentro de los ingresos de operación, se registran los valores facturados por venta de energía (en aplicación de los cargos tarifarios dispuestos por el CONELEC para los diferentes segmentos de consumo), los relacionados a la venta de energía (provenientes de servicios prestados como peajes, derechos de distribución, contribuciones, etc.) y finalmente, los que deben ser compensados por el Estado por el déficit tarifario.

Los ingresos no operacionales, consideran los ingresos correspondientes a todos aquellos que no corresponden al negocio eléctrico, tales como intereses perdidos, multas a contratistas, daños a propiedades, servicios a terceros, venta de materiales, entre otros.

CUADRO N° VI.1.1 - INGRESOS TOTALES (Mill \$)

AÑO	EXPLORACIÓN				Var. Anual %
	Venta Energía	No Venta Energía	Telecomunicaciones	TOTAL	
2003	40.605,01	5.590,93	2.490,68	1.000,00	13,33%
2004	48.734,46	2.490,68	2.490,68	51.225,14	10,78%
2005	50.212,06	2.185,82	52.397,88	1.726,20	1,01%
2006	53.039,79	4.240,36	57.280,22	1.402,67	8,42%
2007	54.857,41	17.205,35	72.062,76	2.118,26	26,41%
2008	58.906,22	10.653,87	69.560,10	2.652,08	-2,64%
2009	59.942,90	11.700,38	72.021,29	1.686,21	2,06%
2010	61.693,74	11.733,81	74.402,49	2.360,60	4,15%
2011	66.440,65	18.079,27	85.887,83	1.370,88	13,67%
2012	70.100,20	10.659,45	82.777,10	1.564,08	-3,44%
Var. 12-11	5,51%	-41,04%	47,48%	14,09%	-9,34%
PORCENT.	83,12%	12,64%	2,39%	98,15%	100,00%



Con la finalidad de mantener un criterio uniforme de análisis estadístico, se ha modificado la información referente a los criterios de agrupación de la cuenta de déficit tarifario, correspondiente al año 2011, la cual estuvo considerada dentro de los ingresos no operacionales en lugar de los de explotación.

Año	Compra de Energía	Telecomunicaciones	Operación y Mto.	Depreciación	EXPLOTACIÓN			Año	Var. 12-11	PORCENT.
					TOTAL	Gastos Financieros	Otros No Operacional			
2003	31.804,49	10.985,47	5.306,79	46.847,90	115,81	675,47	79,29	47.639,19	6,88%	
2004	32.249,11	10.985,47	5.775,62	49.010,20	360,39	1.546,99	1.907,38	50.917,57	6,88%	
2005	34.591,62	12.515,35	6.238,58	53.345,56	152,96	998,05	1.151,02	54.496,58	7,03%	
2006	33.722,96	12.639,88	6.687,11	53.049,95	74,61	1.171,81	1.246,42	54.296,38	-0,37%	
2007	34.368,89	14.389,92	6.902,86	55.661,67	128,75	1.902,07	2.030,82	57.692,49	6,25%	
2008	35.099,16	17.167,25	7.281,59	59.719,85	88,79	1.196,64	1.285,44	61.004,49	5,74%	
2009	41.351,61	23.571,87	7.840,72	72.870,77	-	1.900,06	1.900,06	73.066,18	19,37%	
2010	42.779,57	23.256	9.168,47	76.456,56	83,26	83,26	83,26	76.539,82	4,75%	
2011	43.014,46	25.567,92	10.076,78	78.933,56	168,35	168,35	168,35	79.101,91	3,35%	
2012	40.079,63	423,87	32.324,91	83.363,30	267,18	267,18	267,18	83.630,48	5,72%	
Var. 12-11	-6,82%	54,47%	26,43%	4,55%	5,61%	58,71%	58,71%	5,72%	100,00%	

CUADRO N° VI.2.1 - COSTOS Y GASTOS TOTALES (MII \$)

Los gastos no operacionales (\$267.185) registran un incremento del 58,71% (\$98.833), con relación al año 2011.

Dentro de los de explotación, respecto del año 2011, el costo de compra de energía, que representa el 47,92% (\$40'079.635), registra un decremento del 6,82%; los costos asociados al servicio de telecomunicaciones, que representan el 0,51% (\$423.869), se incrementaron en el 54,47%; los gastos de operación y mantenimiento, que representan el 38,65% (\$32'324.907), muestran un aumento del 26,43% (\$6'756.983); y, el gasto por depreciación, que representa el 12,60% (\$10'534.893), registra un incremento del 4,55% (\$458.133).

Estos rubros sumaron \$83'630.489, superiores en el 5,72% a los del año 2011, de los cuales el 99,68% (\$83'363.304) corresponden a explotación y el 0,32% (\$267.185) restante, a los no operacionales.

Los costos y gastos totales, cuadro N° VI.2.1, se dividen en: explotación, que consideran la compra de energía, telecomunicaciones, operación y mantenimiento, depreciación y otros necesarios para la explotación y operación de los sistemas eléctrico y de telecomunicaciones; y, los no operacionales.

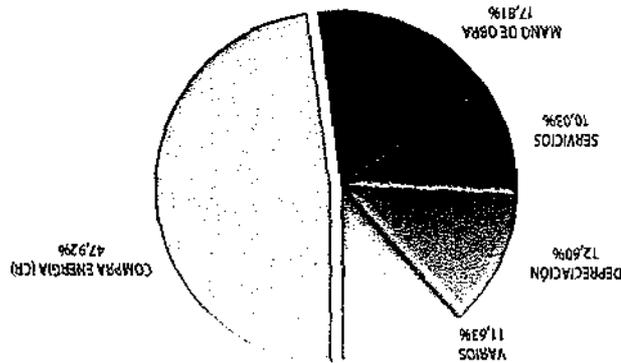
VI.2 COSTOS Y GASTOS

Los ingresos no operacionales (\$1'564.084) muestran un incremento del orden del 14,09%. Especial atención merece el rubro correspondiente al Déficit Tarifario 2012, en razón de que los cálculos reportados al CONELEC, sobre la base de: las liquidaciones de las transacciones por compra de energía (dentro del Mercado Eléctrico Mayorista), los reportes de venta de energía del sistema comercial (SICO) y el VAD determinado por el CONELEC para el año 2012, determinaron un valor de \$6'482.385, de los cuales no se ha recibido asignación alguna. El detalle de las transferencias recibidas.

Dentro de los ingresos de explotación, comparados con los del año 2011, el rubro correspondiente a la venta de energía (\$70'100.201) presenta un incremento del 5,51%; los que no son por venta de energía (\$10'659.453) fueron inferiores en el 41,04%; y, los asociados a los servicios de transporte de datos e internet (\$2'017.447) con un incremento del 47,48%.

En el año 2012, los ingresos totales sumaron \$84'341.186, reflejando una disminución del 3,34% con relación al año 2011, de los cuales, el 98,15% (\$82'777.102) corresponden a explotación y el 1,85% (\$1'564.084) a los ingresos no operacionales.

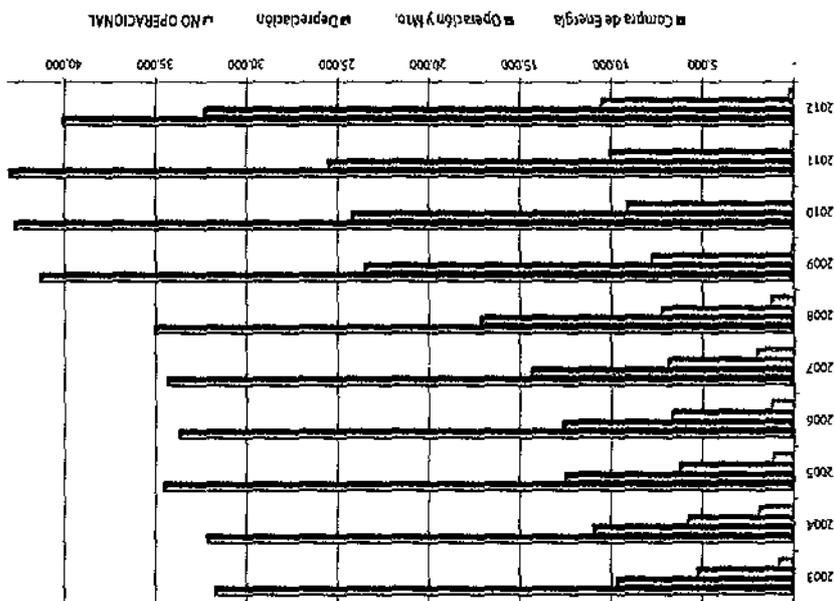




CUADRO N° VI.2.2. COMPOSICIÓN DEL GASTO - AÑO 2012

Concepto de Gasto	Año 2011	Año 2012	Var.
	US\$	US\$	%
TOTALES	79.101.907	83.630.489	5,72%
AMORTIZACIÓN	-	-	0,00%
DEPRECIACIÓN	10.076.780	10.534.893	4,55%
NO OPERACIONAL	168.352	267.185	58,71%
SERVICIOS	6.818.927	8.387.416	23,00%
MATERIALES P/ TELECOMUNICACION	-	-	0,00%
MATERIALES OYM	2.543.368	2.826.989	11,15%
SERVICIOS RELACIONADOS CON EL	3.086.208	3.727.790	20,79%
MANO DE OBRA	13.081.790	14.898.597	13,89%
SERVICIO TELECOMUNICACIONES	274.396	423.869	54,47%
COSTO MATERIALES	37.631	248.710	560,93%
GENERACION TERMICA	-	18.486	0,02%
COMPRA ENERGIA (SAPG)	-	2.216.920	2,65%
COMPRA ENERGIA (CR)	43.014.455	40.079.635	-6,82%

En el cuadro N° VI.2.2, se muestra la composición del gasto, detallada en función de sus principales conceptos, en el que se observa que la mano de obra, incluyendo las obligaciones de ley (\$14'898.597), representa el 17,81% del total de gastos de la Empresa y registra un incremento del 13,89%, debido al ingreso de personal contratado durante el año 2012 y al aumento salarial otorgado a todo el personal de la Empresa.

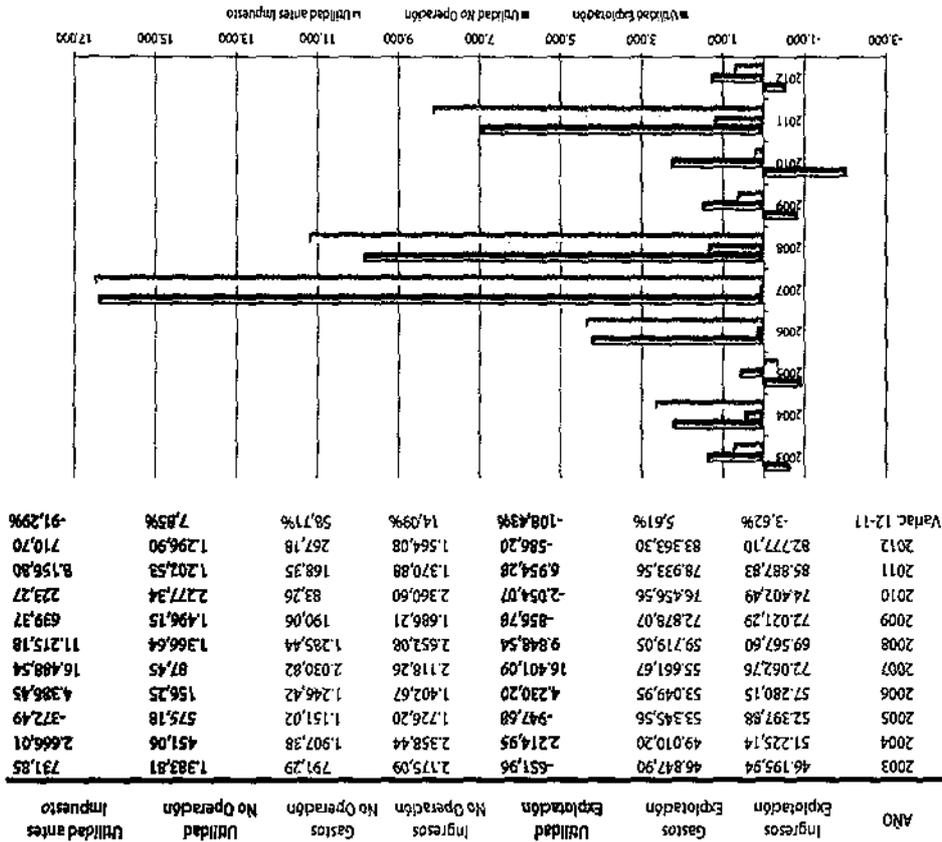


El cuadro N° VI.4.1 relaciona los ingresos y gastos efectivamente ejecutados (Estado de Resultados) con los estimados en el Presupuesto del año 2012.

Los ingresos operacionales registran un nivel de cumplimiento en el orden del 99,82%; es decir, inferiores en \$148.284 a los presupuestados, dentro de los cuales:

- De los \$5'979.288 que estuvieron previstos recibirse por concepto de déficit tarifario, en la realidad fueron \$6'482.385, debido que los precios de la energía resultaron, en promedio, superiores a los presupuestados.
- Se registraron ingresos, provenientes del negocio de telecomunicaciones, por \$2'017.447, es decir, un nivel de ejecución del 80,89%, de los \$2'494.090 presupuestados.
- Se registraron ingresos no relacionados con la venta de energía, por \$3'619.215, es decir, un nivel de ejecución del 91,46%, de los \$3'957.098 presupuestados.
- Los ingresos operacionales registraron \$82'777.102, es decir, un nivel de ejecución del 99,82%, de los \$82'925.386 presupuestados.

VI.4 EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INGRESOS Y GASTOS



CUADRO N° VI.3.1 - ESTADO DE RESULTADOS ANUAL (MII \$)

El Cuadro N° VI.3.1, comparando los ingresos y gastos, muestra un resultado positivo del ejercicio 2012, con un superávit de \$710.697, el cual se hará efectivo si se reciben los valores pendientes por déficit tarifario (\$6'482.385).

VI.3 RESULTADOS DEL PERÍODO



Los ingresos totales fueron \$84'341.186, que frente al valor presupuestado de 84'048.886, representa un nivel de ejecución de 100,35%.

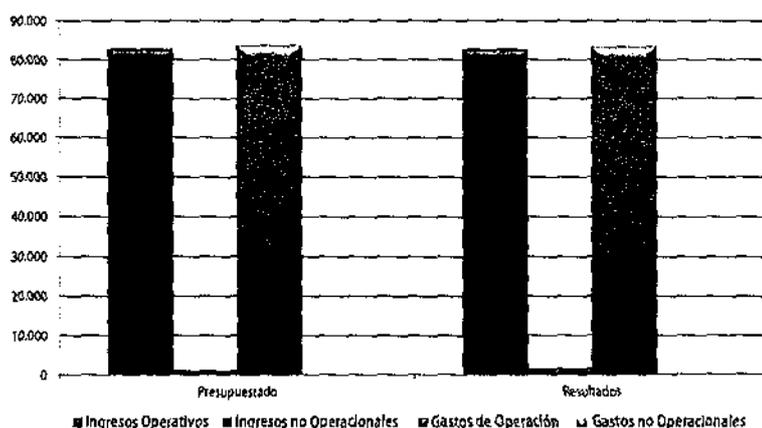
El total de costos y gastos muestra un nivel de ejecución del 99,58% con respecto al presupuesto; dentro de los cuales:

- El costo de compra de energía se ejecutó en un 99,05%, debido a que los precios del mercado fueron inferiores a los estimados, produciéndose un ahorro de \$382.566.
- El nivel de ejecución de los gastos asociados a la operación y mantenimiento fueron del 93,39%.

El total de costos y gastos operacionales presentan un nivel de ejecución de 99,38%.

CUADRO N° VI.4.1 COMPARACION DE PRESUPUESTO vs. RESULTADOS

DESCRIPCIÓN	REFORMA-2012	RESULTADOS-2012	Cumplimiento	
	(\$)	(\$)	(\$)	(%)
INGRESOS				
OPERACIONAL	82.925.386	82.777.102	148.284	-0,18%
VENTA ENERGÍA (CR)	62.695.208	62.762.531	-67.323	0,11%
VENTA ENERGÍA (SAPG)	7.169.702	7.337.671	-167.969	2,34%
DÉFICIT TARIFARIO	5.979.288	6.482.385	-503.097	8,41%
VENTA SERVICIO TELECOMUNICACIONES	2.494.090	2.017.447	476.643	-19,11%
VENTA MATERIALES	630.000	557.853	72.147	-11,45%
NO VENTA DE ENERGÍA	3.957.098	3.619.215	337.883	-8,54%
NO OPERACIONAL	1.123.500	1.564.084	-440.584	39,22%
INGRESOS TOTALES	84.048.886	84.341.186	-292.300	0,35%
COSTOS Y GASTOS				
OPERACIONAL	83.979.960	83.363.304	516.655	-0,62%
COMPRA ENERGÍA (CR)	40.462.200	40.079.635	382.566	-0,95%
COMPRA ENERGÍA (SAPG)	0	2.216.920	-2.216.920	
GENERACION TERMICA	175.200	18.486	156.714	-89,45%
SERVICIO TELECOMUNICACIONES	420.000	423.869	-3.869	0,92%
COSTO MATERIALES	170.000	248.710	-78.710	46,30%
DEPRECIACIÓN	10.699.000	10.534.893	164.107	-1,53%
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	31.953.559	29.840.791	2.112.768	-6,61%
NO OPERACIONAL	100.000	267.185	-167.185	167,18%
TOTAL COSTOS Y GASTOS	83.979.960	83.630.489	349.471	-0,42%
SUPERÁVIT O PÉRDIDA	68.926	710.697	-641.770	



VI.5 ESTADO DE SITUACIÓN

El activo total, a diciembre 2012, suma \$237'331.055, con un incremento del 3,71% con respecto al 2011, dentro del cual:

- El activo fijo neto representa el 56,17% (\$133'309.094), con un crecimiento del 0,51%.

- El activo conformado por disponible, exigible y realizable, representa el 29,41% (\$69'796.033), con un decremento del 10,84%.
- Los otros activos, representan el 14,42% (\$34'225.928) y registran un incremento del 90,77%.

El pasivo total, a diciembre 2012, suma \$39'999.882, con incremento del 5,58% con respecto al 2011, de los cuales:

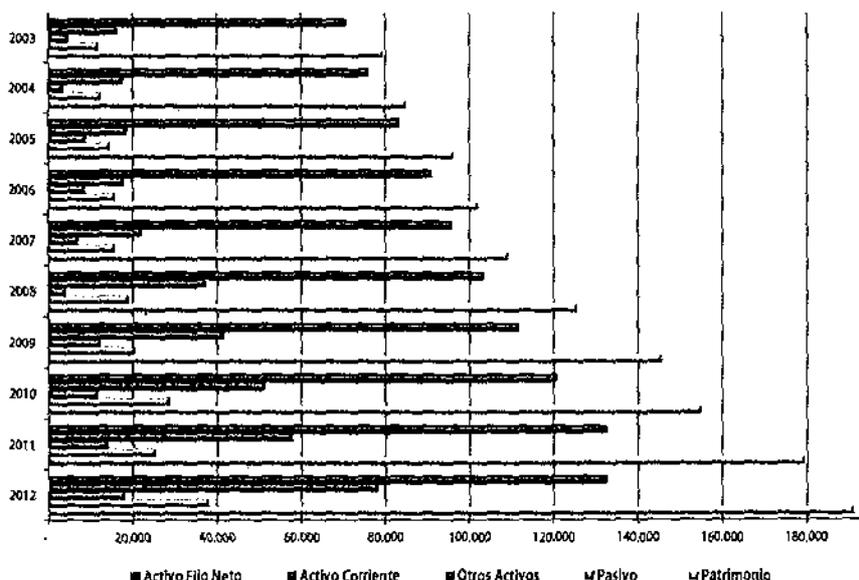
- Las deudas de corto plazo (pasivo corriente) representan el 26,54% (\$10'614.113) y resultan inferiores en un 1,93%.
- Los otros pasivos, conformados por los pasivos de largo plazo y diferido, representan el 12,38% (\$29'385.769) y muestran un incremento del 8,58% (2'323.196), explicado en gran parte, por el registro de la provisión por Jubilación Patronal de largo plazo.

El patrimonio de los accionistas, al 31 de diciembre de 2012, alcanza la suma de \$197'331.174, superior en el 3,33% al de diciembre de 2011.

Con estos resultados, la posición financiera de la Empresa indica que, el 83,15% de sus activos han sido financiados por los Accionistas y el 16,85% por terceros.

CUADRO N° VI.5.1 - BALANCE GENERAL A FIN DE AÑO (MIL \$)

AÑO	ACTIVOS					TOTAL	PATRIMONIO Y PASIVO			TOTAL
	Activo Fijo Neto	Disponible	Exigible	Realizable	Otros Activos		Patrimonio	Pasivos Corrientes	Otros Pasivos	
2003	76.052	4.718	7.030	5.961	3.508	97.268	84.965	9.547	2.756	97.268
2004	83.351	4.835	7.396	6.248	8.756	110.585	96.078	11.979	2.528	110.585
2005	91.042	5.177	5.947	6.782	8.618	117.566	101.999	10.831	4.736	117.566
2006	95.882	8.578	6.139	7.311	6.966	124.876	109.185	6.641	9.050	124.876
2007	103.277	21.991	8.192	6.916	3.851	144.227	125.440	7.626	11.161	144.227
2008	111.826	23.776	5.764	12.147	12.244	165.757	145.559	8.387	11.812	165.757
2009	120.634	27.862	4.544	18.896	11.612	183.549	154.882	17.399	11.267	183.549
2010	132.589	31.495	9.226	17.126	13.892	204.328	179.178	11.862	13.287	204.328
2011	132.628	45.103	17.139	16.039	17.941	228.850	190.965	10.823	27.063	228.850
2012	133.309	30.740	24.939	14.117	34.226	237.331	197.331	10.614	29.386	237.331
Var. 12-11	0,51%	-31,84%	45,51%	-11,99%	90,77%	3,71%	3,33%	-1,93%	8,58%	3,71%
Particip.	56,77%	12,95%	10,51%	5,95%	14,42%	100,00%	83,15%	4,47%	12,38%	100,00%




VI.6 LIQUIDACIÓN PRESUPUESTO DE INVERSIONES

Mediante resolución N° 244-739, en sesión efectuada el 12 de septiembre de 2012, la Junta General de Accionistas de la Compañía, aprobó la Segunda Reforma al Presupuesto de Inversiones para el año 2012, por un valor de \$59'358.715, cuyas fuentes de financiamiento fueron las siguientes:

Presupuestado Financistas

- \$51'894.904 recursos propios de la Empresa,
- \$2'037.607 provenientes del Estado, para la ejecución del programa FERUM (Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal),
- \$3'072.633 comprometidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) para obras de expansión de la distribución; y,
- \$2'353.571 de otras fuentes.

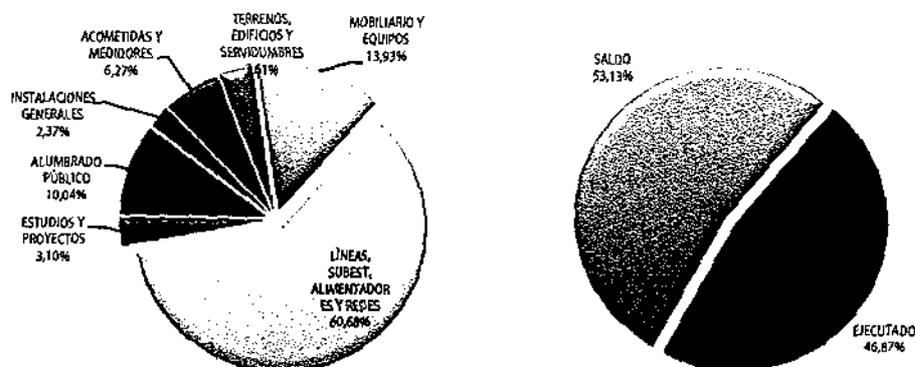
Del total de recursos comprometidos por parte del Estado, fueron asignados un total de \$3'189.230 (\$1'308.681 para el programa de reducción de pérdidas PLANREP; \$1'164.480 para el programa Plan de Mejora de la Distribución PMD y \$716.069 para el Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal, FERUM FISCAL (\$431.957) y FERUM BID (\$284.112). Adicionalmente, se transfirió un valor de \$311.400 para el programa de implantación del SIGDE, específicamente para la ejecución de la consultoría del Sistema Comercial Único - CIS.

A diciembre de 2012, se ha registrado un monto de inversión de \$27'823.978, que representa un nivel de ejecución del 46,87% de lo presupuestado, aunque en términos de avance físico se alcanzó un porcentaje mucho mayor, diferencia debida al desfase existente entre la liquidación final de los proyectos y los registros presupuestarios. De los montos invertidos: \$861.785 corresponden a estudios y proyectos, \$477.311 a líneas y subestaciones de subtransmisión, \$16'390.219 a alimentadores, redes y transformadores de distribución, \$2'792.310 a alumbrado público, \$659.984 a instalaciones generales, \$1'742.965 a acometidas y medidores, \$1'003.052 a terrenos, edificios y servidumbres, \$775.904 a mobiliario y equipo de oficina, \$1'110.580 a equipo de transporte, \$19.283 a equipo de laboratorio e ingeniería, \$1'672.110 a equipo de comunicaciones y \$318.476 a equipo de seguridad y herramientas.

La ejecución del presupuesto de inversiones registró un avance del 46,87%, esto referido a los valores aprobados en la segunda reforma. El Cuadro N° VI.6.1 resume la liquidación del presupuesto de inversiones acumulado a diciembre de 2012.

CUADRO N° VI.6.1 LIQUIDACIÓN PRESUPUESTARIA - AÑO 2012 [US\$]

ETAPA	SEGUNDA REFORMA AÑO 2012	LIQUIDADO A DIC/2012	SALDO	% EJECUTADO	% SALDO
ESTUDIOS Y PROYECTOS	5.349.486	861.785	4.487.701	16,11%	83,89%
LÍNEAS Y SUBESTACIONES DE SUBTRANSMISIÓN	3.837.347	477.311	3.360.036	12,44%	87,56%
ALIMS., REDES Y TRAFOS DE DISTRIBUCIÓN	34.404.111	16.390.219	18.013.892	47,64%	52,36%
ALUMBRADO PÚBLICO	3.912.604	2.792.310	1.120.293	71,37%	28,63%
INSTALACIONES GENERALES	1.631.489	659.984	971.505	40,45%	59,55%
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	1.721.140	1.742.965	-21.825	101,27%	-1,27%
TERRENOS, EDIFICIOS Y SERVIDUMBRES	1.150.683	1.003.052	147.631	87,17%	12,83%
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	1.064.280	775.904	288.376	72,90%	27,10%
EQUIPO DE TRANSPORTE	2.325.160	1.110.580	1.214.580	47,76%	52,24%
EQUIPO DE LABORATORIO E INGENIERÍA	344.353	19.283	325.070	5,60%	94,40%
EQUIPO DE COMUNICACIONES	2.483.293	1.672.110	811.183	67,33%	32,67%
EQUIPO DE SEGURIDAD Y HERRAMIENTAS	1.134.769	318.476	816.293	28,07%	71,93%
TOTAL INVERSIONES	59.358.715	27.823.978	31.534.736	46,87%	53,13%



VI.7 INDICADORES FINANCIEROS

En el Cuadro N° VI.7.1, se presentan los resultados de los índices de gestión financiera para el período 2008 - 2012 y su variación porcentual registrada al 31 de diciembre de 2012.

Indicadores de Liquidez

- **Razón Circulante.-** Indica que la Empresa cuenta con \$7,23 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo; presentando una disminución del 4,17% con respecto al registrado en el 2011.
- **Prueba Ácida.-** muestra la capacidad financiera para hacer frente a las obligaciones de corto plazo; observándose que la Empresa cuenta con \$5,90 en activos de fácil liquidez (sin recurrir a los inventarios) para cubrir cada dólar adeudado de corto plazo (en el caso de la CENTROSUR, no sujeta a intereses).
- **Liquidez Financiera Inmediata.-** Demuestra que la Empresa cuenta con \$2,90, en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de cada dólar de sus obligaciones de corto plazo, resultado que pone en evidencia una posición financiera sólida y segura, frente a sus obligaciones con terceros.
- **Capital de trabajo.-** Determina con cuantos recursos cuenta la empresa para operar si se pagan todos los pasivos a corto plazo.
- **Período Promedio de Cobros.-** La recuperación de las cuentas por cobrar se ha incrementado 16 días, ubicándose en 48 días, debido al incremento en cartera pendiente de cobro a abonados.
- **Capital Promedio Invertido.-** En el 2012 llegó a 201,49 millones de dólares; superior en un 3,88% al del año 2011.

Indicadores de Endeudamiento y Propiedad

- **Factor de Endeudamiento.-** Indica que el 16,85% de los activos de la Empresa son financiados por terceros y el 83,15% es de propiedad de los accionistas, índice que se ha incrementado en un 1,81%, debido a la provisión para jubilación patronal.
- **Concentración del Endeudamiento.-** De la deuda total, el 26,54% es de obligación de pago en el corto plazo. Este índice muestra una disminución del 7,11%, debido al incremento registrado en el pasivo total.
- **Capacidad de Pago de los Accionistas.-** El resultado indica que los recursos invertidos por los dueños de la Empresa, tienen la capacidad de cubrir hasta 4,93 veces el total de obligaciones adquiridas con terceros.



Indicadores de Rentabilidad

- Al analizar los índices "Margen Bruto sobre Ventas" y "Rentabilidad de la Explotación", se observa que presentan un deterioro en los resultados de -0,71% y -0,29%, respectivamente, en relación al año anterior, producto de un incremento en los gastos, presentándose incrementos significativos en las siguientes cuentas: mano de obra se \$1'816.806, jubilación patronal por \$1'241.669, honorarios por diseños personas naturales en \$392.891 y depreciaciones por \$458.113.
- Los índices "Rentabilidad del Patrimonio" y "Rentabilidad sobre Activos" registran cifras del 0,36% y 0,53%, respectivamente, resultados que demuestran la existencia de un superávit financiero, aunque significativamente inferior al registrado en el año 2011.

CUADRO N° VI.7.1 - INDICADORES FINANCIEROS

INDICADORES DE LIQUIDEZ		2008	2009	2010	2011	2012	Var. 12-11	
1	Razón circulante $LI = (Disponible + Exigible + Realizable) / Pasivo Corriente$	Veces	6,36	3,42	5,37	7,55	7,23	-4,17%
2	Prueba Ácida (Solvencia Financiera) $SF = (Disponible + Exigible) / Pasivo Corriente$	Veces	4,92	2,33	3,92	6,07	5,90	-2,69%
3	Liquidez Financiera Inmediata $LF = Disponibilidades / Pasivo Corriente$	Veces	2,83	1,60	2,66	4,17	2,90	-30,50%
4	Periodo Promedio de Cobros $PPC = Cuentas por Cobrar Clientes * \text{Días} / \text{Ingresos por Venta de Energías}$	Días	29	26	34	32	48	50,40%
5	Capital de Trabajo $CT = (Disponible + Exigible + Realizable) - Pasivo Corriente$	Millón \$	44,98	42,09	51,82	70,88	66,17	-6,65%
6	Capital Promedio Invertido $CMI = [(AC.Fijo + CT) + (AC.Fijo + CT)_{11}] / 2$	Millón \$	138,94	159,77	173,57	193,96	201,49	3,88%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y PROPIEDAD								
7	Factor de Endeudamiento $FE = Pasivo Total / Activo Total$	%	12,19%	15,62%	12,31%	16,55%	16,85%	1,81%
8	Concentración del Endeudamiento $CE = Pasivo Corriente / Pasivo Total$	%	41,52%	60,70%	47,17%	28,57%	26,54%	-7,11%
9	Propiedad de los Accionistas $PA = Patrimonio / Activo Total$	%	87,81%	84,38%	87,69%	83,45%	83,15%	-0,36%
10	Capacidad de Pago de los Accionistas $PA = Patrimonio / Pasivo Total$	Veces	7,21	5,40	7,12	5,04	4,93	-2,13%
INDICADORES DE RENTABILIDAD								
11	Margen Bruto sobre Ventas $MBE = Superávit de Explotación / Ingresos de Explotación$	%	14,17%	-1,19%	-13,97%	8,10%	-0,71%	-108,75%
12	Rentabilidad de la Explotación $RE = Superávit de Explotación / Capital Promedio Invertido$	%	7,09%	-0,54%	-5,40%	3,59%	-0,29%	-108,11%
13	Margen de Beneficio $MB = Superávit Total del Ejercicio / Ingresos de Explotación$	%	16,13%	0,89%	0,33%	9,50%	0,86%	-90,96%
14	Rentabilidad de Patrimonio $RP = Superávit Total del Ejercicio / Patrimonio$	%	7,71%	0,41%	0,12%	4,27%	0,36%	-91,57%
15	Rentabilidad sobre Activos $RA = Superávit Total del Ejercicio / Activo Fijo Neto$	%	10,04%	0,53%	0,17%	6,15%	0,53%	-91,33%



**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2012**

LOS RECURSOS HUMANOS

VII. LOS RECURSOS HUMANOS

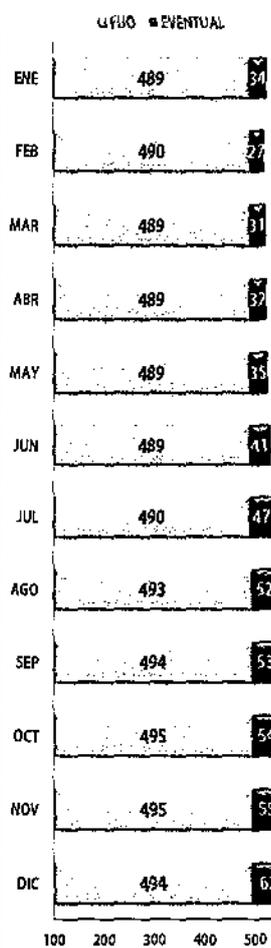
VII.1 NÚMERO DE TRABAJADORES

En cumplimiento de las políticas de los Organismos Superiores de la Compañía, se debe resaltar que durante el año 2012, la Administración se ha empeñado en optimizar el recurso humano, en función de los nuevos retos y emprendimientos que ha incurrido la Empresa; es así que al 31 de diciembre de 2012, la CENTROSUR contaba con 556 trabajadores, de los cuales 494 eran fijos y 62 eventuales, según el detalle mostrado en el cuadro N° VII.1.1.

En el mes de noviembre, el Departamento de Adquisiciones pasó a depender de la Dirección Administrativo - Financiera, con lo que se dio el traslado de los funcionarios que hasta ese entonces formaban parte de la Presidencia Ejecutiva.

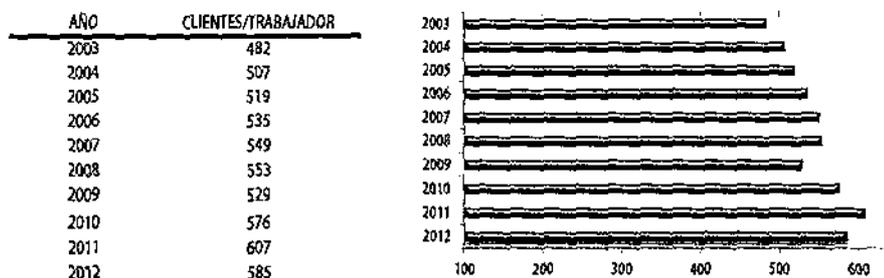
CUADRO N° VII.1.1 NÚMERO TOTAL DE TRABAJADORES A DICIEMBRE/2012

MES/CONCEPTO	DAF	DAJ	DICO	DIDIS	DIMS	DIPLA	DISI	DITEL	DTH	PE	SIGDE	TOTAL
ENE	0	0	2	15	5	7	5	0	5	1	0	34
FLUJO	39	6	85	231	43	12	19	17	13	14	10	489
TOTAL	39	6	87	246	48	13	24	17	18	15	10	523
FEB	0	0	2	14	5	0	1	0	4	1	0	27
FLUJO	39	5	85	232	43	12	19	17	14	14	10	490
TOTAL	39	5	87	246	48	12	20	17	18	15	10	517
MAR	0	0	6	14	5	0	1	0	4	1	0	31
FLUJO	39	6	85	230	43	12	19	17	14	14	10	489
TOTAL	39	6	91	244	48	12	20	17	18	15	10	520
ABR	0	0	6	15	5	0	1	0	4	1	0	32
FLUJO	39	6	85	230	43	12	19	17	13	14	11	489
TOTAL	39	6	91	245	48	12	20	17	17	15	11	521
MAY	0	0	7	16	6	0	1	0	4	1	0	35
FLUJO	39	6	84	231	44	11	19	17	13	14	11	489
TOTAL	39	6	91	247	50	11	20	17	17	15	11	524
JUN	0	0	9	18	6	0	2	0	3	1	2	41
FLUJO	39	6	84	231	44	11	18	17	13	14	12	489
TOTAL	39	6	93	249	50	11	20	17	16	15	14	530
JUL	0	0	11	18	6	0	4	0	5	1	2	47
FLUJO	40	6	84	232	42	11	18	17	14	14	12	490
TOTAL	40	6	95	250	48	11	22	17	19	15	14	537
AGO	0	1	10	20	8	0	4	3	3	1	2	52
FLUJO	41	7	82	233	44	11	17	17	13	14	14	493
TOTAL	41	8	92	253	52	11	21	20	16	15	16	545
SEP	0	1	10	19	7	1	4	3	4	1	3	53
FLUJO	41	6	82	236	44	11	17	17	13	14	13	494
TOTAL	41	7	92	255	51	12	21	20	17	15	16	547
OCT	0	0	10	18	7	1	4	3	4	4	3	54
FLUJO	41	6	82	237	44	11	17	17	13	14	13	495
TOTAL	41	6	92	255	51	12	21	20	17	18	16	549
NOV	0	0	11	18	5	1	5	3	5	4	3	55
FLUJO	47	6	83	236	44	11	17	16	13	9	13	495
TOTAL	47	6	94	254	49	12	22	19	18	13	16	550
DIC	0	1	11	21	6	1	5	2	7	4	4	62
FLUJO	47	6	82	238	43	11	17	16	12	9	13	494
TOTAL	47	7	93	259	49	12	22	18	19	13	17	556



En el cuadro N° VII.1.2 se ilustra el comportamiento del índice "Clientes Atendidos por Trabajador", resultando 585 para el año 2012. Cabe anotar que esa relación está integrada por dos componentes: clientes atendidos por trabajador para el servicio eléctrico (605) y clientes atendidos por trabajador para el servicio de telecomunicaciones (140).

CUADRO N° VII.1.2 - CLIENTES ATENDIDOS POR TRABAJADOR



VII.2 SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

Contando con la aprobación del Directorio de la Compañía del Reglamento Interno de Seguridad y Salud en el Trabajo, la Dirección de Talento Humano, a través de personal calificado, ha desplegado una serie de acciones para mejorar las condiciones de sus colaboradores, en el diario cumplimiento de sus actividades.

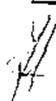
Conscientes de la necesidad de contar con condiciones favorables para la ejecución de las tareas, la sección de Seguridad y Salud en el Trabajo ha ejecutado un programa de inspecciones, en sitio, a los grupos de trabajo. Estas visitas tienen por objeto determinar el grado de cumplimiento de las normas y disposiciones de seguridad, el estado general de las herramientas y de los equipos de seguridad, así como también identificar las necesidades de equipamiento o de renovación de éstos.

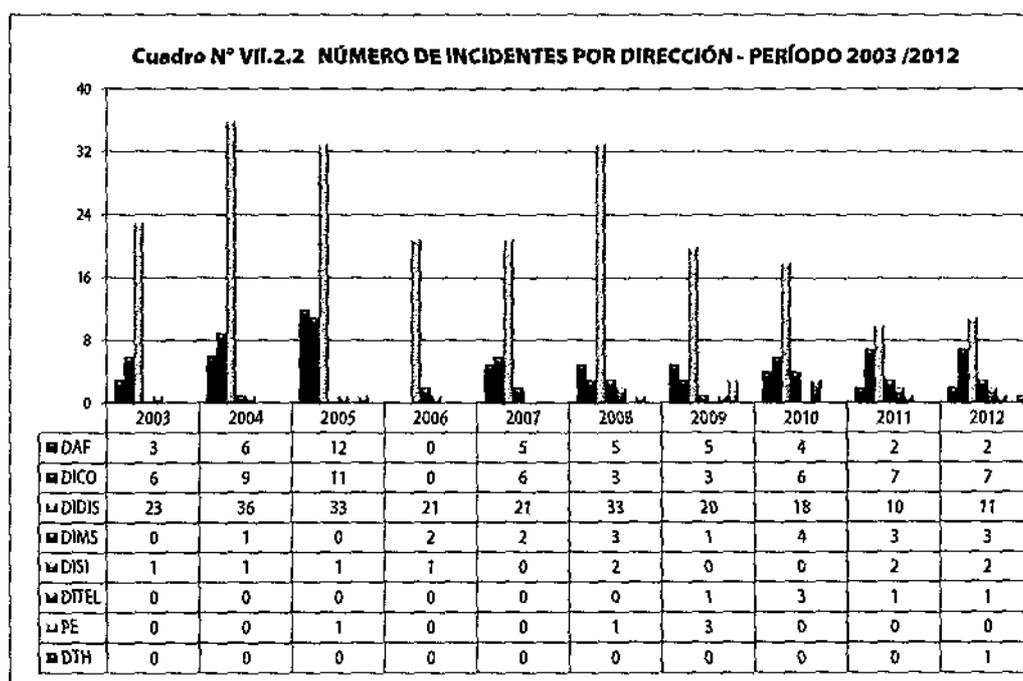
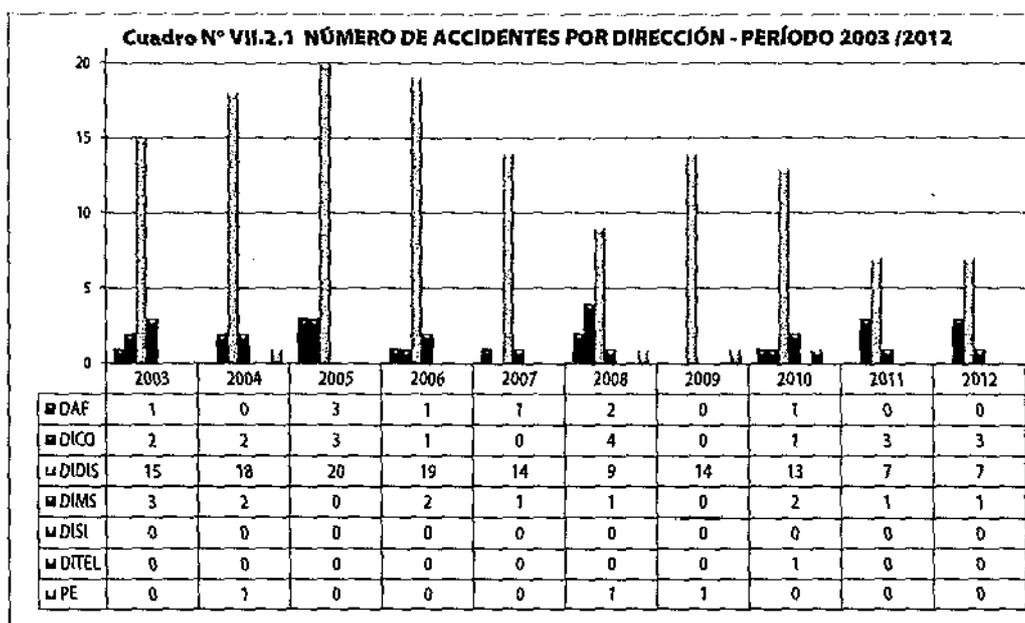
Es así que en el año 2012 se desarrolló un plan de revisiones, a grupos de trabajo de las direcciones de Distribución, Comercialización, Administrativo-Financiero, Morona Santiago y Telecomunicaciones; así también, se hicieron inspecciones a contratistas que laboran para la Empresa, tanto en construcción de redes como a proveedores.

Adicionalmente, se impartieron una serie de charlas al personal operativo y administrativo de la Empresa, sobre prevención de riesgos, específicamente sobre Ergonomía. Asimismo, atendiendo invitaciones, se brindó capacitación en prevención de riesgos, en el área de Riesgos Eléctricos, a entidades como los municipios de la provincia de Morona Santiago, así como al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social.

No obstante haber aplicado políticas de seguridad, así como de una permanente capacitación sobre temas como "Uso Correcto de Herramientas Manuales", "Seguridad, Salud y Ambiente", "Ergonomía" y "Seguridad en Trabajos con Línea Energizada", se registraron un total de 11 accidentes, de acuerdo al detalle del cuadro N° VII.2.1. Esta cantidad es una de las menores registrada en el período 2003 – 2012, siendo el fruto de la capacitación permanente y la concientización por parte del personal operativo de la Empresa.

En cuanto a los incidentes de trabajo, que en total fueron 27, se dieron mayoritariamente en las direcciones de Distribución y Comercialización; del total de incidentes, el 67% se debió a accidentes de tránsito. El resumen de lo indicado se presenta en el cuadro VII.2.2.





VII.3 CAPACITACIÓN

Durante el año 2012 se realizaron diversas actividades tendientes a lograr el desarrollo y formación de los colaboradores de la CENTROSUR, a través de varios eventos de capacitación, con una inversión de \$196.478. Para ello se elaboró un Plan de Capacitación que consideró varias perspectivas en temas específicos como:

- Programa de Liderazgo
- Diseño y Planificación de Proyecto en el SIG
- Gerencia de Proyectos

- TOGAF
- Prerrequisitos en SOA
- Diseño en Autocad
- Fundamentos del ESB

Gracias a la oferta especializada y calificada de proveedores externos, ha sido posible ejecutar el Plan de Capacitación, lográndose desarrollar las competencias de personal de la CENTROSUR.

Aprovechando la infraestructura con la que actualmente cuenta la Empresa, se ha colaborado con distintas entidades del sector público, en la organización de eventos tanto regionales como nacionales: Comités de Homologación, Capacitaciones del MEER, Talleres de Trabajo del CONELEC, etc.

VII.4 SALUD

Se dio gran impulso las actividades encaminadas a mejorar la salud y la calidad de vida de todos los trabajadores y trabajadoras de la Empresa, a través de programas y campañas médicas relacionadas con temas tales como:

- Control médico anual
- Semana de la Salud
 - Conferencias magistrales
 - Salud
 - Ergonomía
 - Nutrición
 - Inmunización
 - Taller de Salud Preventiva
- Visitas médicas a agencias
 - Control Médico
 - Valoración de familiares

VII.5 BIENESTAR SOCIAL

A fin de promover los espacios que brinden una mejor relación interpersonal y una mayor participación de los colaboradores de la CENTROSUR, la sección de Bienestar Social desarrolló a lo largo del año 2012, una serie de actividades de carácter socio-integrador, se entre las cuales se rescatan:

- Día del trabajador eléctrico
- Día internacional de la mujer
- Comunicación familiar
- Educación para el Medio Ambiente
- Programa de auditoría odontológica
- Programa de actualización de cargas familiares





**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2012**

**SISTEMA DE EVALUACIÓN
DEL DESEMPEÑO**

4

VIII. SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

Indicadores de Desempeño

La Empresa, consciente de los permanentes desafíos que debe enfrentar, ha implantado desde el año 2003, un sistema de gestión empresarial y evaluación del desempeño, mediante un cuadro de mando integral. Esta herramienta involucra a toda la organización con el propósito de maximizar sus resultados a través de la evaluación de desempeño de sus colaboradores, en cada una de las siete disciplinas definidas y que inciden en la remuneración variable.

VIII.1 OBJETIVO INSTITUCIONAL

Sobre la base del Manual Operativo del Sistema de Evaluación de Desempeño, aprobado por la comisión bipartita para el monitoreo permanente del mismo, se calcularon los indicadores para el Objetivo Institucional, con la participación de las diferentes áreas de la Empresa y considerando las políticas de aplicación establecidas por la administración. Los resultados obtenidos, se presentan en el cuadro VIII.1.

CUADRO VIII.1 - INDICADORES DE OBJETIVO INSTITUCIONAL

INDICADOR	2012											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PÉRDIDAS DE ENERGÍA	105,00	105,45	105,22	103,69	105,49	105,75	105,45	105,45	104,42	104,63	104,39	101,43
FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN	107,73	105,20	105,68	103,66	106,52	108,25	103,87	104,83	108,70	106,94	108,06	105,02
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	78,93	86,04	81,53	69,37	70,10	67,42	64,70	74,55	76,42	78,63	80,98	67,70
EFICIENCIA EN LA RECAUDACIÓN	96,19	95,07	89,30	104,53	106,01	105,15	97,75	101,61	102,26	95,96	100,60	101,26
FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN - CABECERA DE ALIM.	NA	NA	NA	NA	NA	98,39	90,13	91,38	98,14	102,47	103,27	94,59
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN - CABECERA DE ALIM.	NA	NA	NA	NA	NA	102,76	99,53	114,00	120,54	134,64	139,64	114,10
VALOR PONDERADO	102,99	101,94	100,12	103,96	106,66	103,01	98,21	103,11	106,34	109,43	111,98	102,85

VIII.2 SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO

Es el nivel de satisfacción que percibe el cliente externo, a través de un verdadero juicio de calidad, del que no puede prescindir una organización que pretende la excelencia. Este índice mide la "percepción del cliente" frente a lo que se le ofrece, tomando en cuenta no el ideal planteado, desde el punto de vista administrativo, sino como lo aprecia el cliente, a través de su propia expresión recogida por medio de encuestas (cuadro N° VIII.2).

Para definir los aspectos a ser sometidos a investigación se han considerado las encuestas de la CIER, la planificación estratégica y la regulación CONELEC 004/01, debiendo señalarse que para el primer semestre de 2012 se planteó una meta del 82,00%, y 83,67% para el segundo.

Cuadro VIII.2 Indicador: Cliente Externo
Total Promedio de Encuestas

Año 2012	Ene-12	Feb-12	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Ago-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12
NIVEL SATISFACCIÓN	86,70	86,70	83,24	83,24	82,70	82,70	80,57	80,57	84,13	84,13	81,49	81,49
META	82	82	82	82	82	82	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67
CALIFICACIÓN	105,73%	105,73%	101,51%	101,51%	100,85%	100,85%	96,29%	96,29%	100,55%	100,55%	97,39%	97,39%
Año 2011	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11
NIVEL SATISFACCIÓN	81,45	81,17	82,47	81,98	84,57	81,90	83,89	82,98	82,98	82,98	82,98	82,98

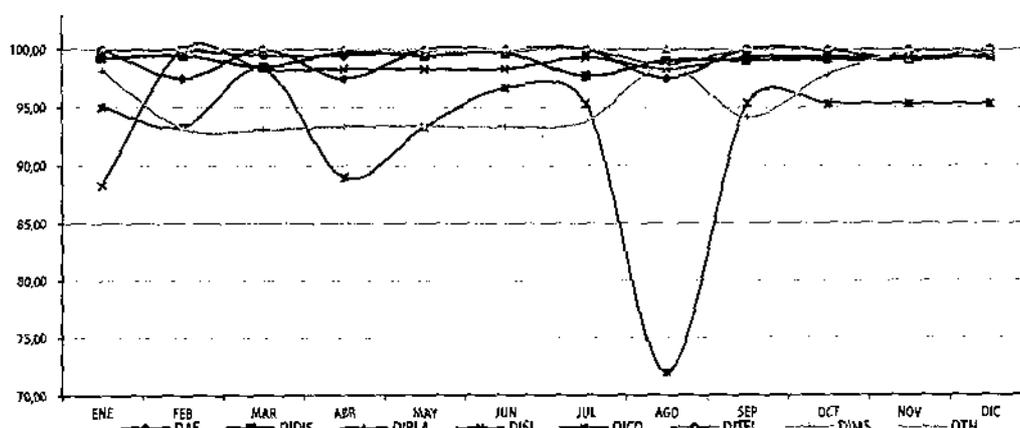
VIII.3 SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO

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

De igual manera que el cliente externo se convierte en evaluador de la Empresa, cada área cliente se convierte en evaluadora de su respectiva área proveedora, mediante la suscripción de un contrato de trabajo interno, estableciéndose un diálogo mensual que ha permitido mejorar constantemente la entrega - recepción de productos y servicios, con valor agregado entre las diferentes áreas; los resultados se detallan en el cuadro N° VIII.3.

Cuadro VIII.3 Indicador: Cliente Interno

Proveedor	Cliente	AÑO 2012											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	DIPLA	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	PE	100,00	95,00	100,00	95,00	100,00	100,00	100,00	95,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom.	100,00	97,50	100,00	97,50	100,00	100,00	100,00	97,50	100,00	100,00	100,00	100,00
DIDIS	DICO	97,03	97,91	97,89	99,04	97,90	98,87	96,99	96,16	96,79	96,71	96,55	97,96
	DIMS	100,00	100,00	96,15	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	PE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,00	100,00	99,52	100,00	100,00	100,00
	Prom.	99,26	99,48	98,51	99,76	99,48	99,72	97,75	99,04	99,08	99,18	99,14	99,49
DIPLA	PE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	
DISI	DICO	95,00	100,00	95,00	95,00	95,00	95,00	98,00	95,00	98,00	98,00	98,00	98,00
	DAF	70,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	PE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom.	88,33	100,00	98,33	98,33	98,33	98,33	99,33	98,33	99,33	99,33	99,33	99,33
DICO	DIPLA	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00
	DAF	85,00	80,00	95,00	75,00	80,00	90,00	90,00	20,00	90,00	90,00	90,00	90,00
	Prom.	95,00	93,33	98,33	89,00	93,33	96,67	95,33	72,00	95,33	95,33	95,33	95,33
DITEL	DIMS	99,89	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,60	99,89	100,00
	DICO	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,00	100,00	100,00	100,00	
	DIDIS	100,00	99,74	97,91	98,00	99,48	99,30	99,87	100,00	99,87	100,00	97,80	100,00
	Prom.	99,97	99,94	99,48	99,49	99,87	99,83	99,97	98,75	99,97	99,90	99,23	100,00
DIMS	DICO	96,30	96,37	96,15	96,74	96,81	96,74	97,63	97,11	98,30	95,68	99,55	99,33
	PE	100,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	100,00	90,00	100,00	100,00	100,00
	Prom.	98,15	93,19	93,08	93,37	93,41	93,37	93,82	98,56	94,15	97,84	99,78	99,67
DTH	DIMS	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	DITEL	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom.	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00



VIII.4 PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD

Esta disciplina mide la cantidad y calidad de los resultados que cada colaborador y área producen y entregan a favor de la Empresa, del cliente interno o del cliente externo; de manera que, la suma de los esfuerzos individuales y de equipos de trabajo, permiten lograr los resultados globales de la Empresa.

Cuadro VIII.4 Indicadores de Productividad

Variables	AÑO 2012												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
DAF	Cumplimiento de Control Presupuestario			NO SE									
	Cumplimiento de Provisiones Económicas			NO SE									
	Índice de Elaboración Comprobante - Cheque	100,14	100,14	CALCUL									
	Cumplimiento Obligaciones Tributarias			A	A	A	A	A	A	A	A	A	A
	Inconsistencias en la Información para el SRI												
DICO	Gestión de Recaudación	92,21	94,95	99,12	100,23	100,03	100,11	100,43	100,82	100,26	100,56	100,39	99,92
	Contratación de Medidores en Laboratorio	103,34	102,16	102,04	100,71	102,37	100,98	100,00	100,88	100,52	100,78	100,86	101,06
	Número de kWh recuperados mes	111,66	109,35	115,56	114,81	113,99	107,26	107,52	105,22	105,53	105,25	104,70	103,87
	Número de revisiones realizadas mes												
	Tiempo entre Pago e Instalaciones	105,62	106,65	110,49	109,48	109,96	111,29	110,82	109,65	110,05	110,75	110,98	108,93
	Número de Instalaciones												
	Calidad de Facturación (Energía)	88,98	109,37	102,38	124,02	111,31	97,45	113,78	128,74	97,27	52,61	76,80	112,96
	Atención Llamadas Telefónicas	100,46	98,35	96,65	96,28	95,60	94,57	92,69	92,42	91,65	91,31	89,96	89,45
	Atención al Cliente	107,96	108,29	108,75	103,15	102,50	101,93	99,25	100,04	100,44	101,64	101,95	102,81
	Tiempo de Inspección Pago a Registro												
	Número de Inspecciones	120,95	120,69	122,60	122,96	124,33	124,95	118,31	118,17	118,84	119,72	119,20	118,68
Número de Inspecciones Extensiones de Red													
DIMIS	Análisis y Sistemas Geográficos de Distribución (SIGADE)	93,29	89,09	82,67	83,86	90,55	96,79	95,98	100,62	100,70	100,29	99,14	98,88
	Zona 1	99,69	91,92	94,41	92,28	98,54	104,22	98,96	101,58	105,34	103,44	101,01	100,60
	Zona 2	247,54	91,22	94,35	96,31	96,56	105,90	99,88	100,83	101,69	93,51	95,69	93,24
	Zona 3	117,34	109,09	96,85	97,74	113,51	109,67	107,73	106,46	107,18	102,86	108,14	103,11
	Subtransmisión y Subestaciones	88,72	199,45	94,19	91,30	107,58	107,05	107,81	107,85	105,42	110,17	108,42	104,63
	Supervisión y Control	86,09	145,71	82,87	105,27	89,60	103,43	105,17	105,50	101,89	103,66	108,75	107,66
	Obras Civiles	145,46	91,65	105,60	87,92	96,02	98,87	100,42	103,70	103,46	103,38	101,56	98,57
DIMMS	Superintendencia de Distribución Zona "A"	123,09	124,18	120,71	118,77	118,20	86,57	96,66	92,16	108,33	112,94	102,55	104,78
	Superintendencia de Distribución Zona "B"	123,09	124,18	120,71	118,77	118,20	86,57	95,19	96,20	108,33	113,02	103,17	101,43
	Superintendencia de Subtransmisión	123,09	124,18	120,71	118,77	118,20	86,57	97,68	91,18	108,33	111,79	109,17	122,55
	Superintendencia de Comercialización	109,75	108,21	106,87	106,07	103,08	96,71	98,88	99,61	106,27	102,90	102,41	106,65
DIPLA	Cumplimiento de Labores Dpto. Estudios Técnicos	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Cumplimiento de Labores Dpto. Calidad	102,71	102,34	102,84	103,10	103,14	104,10	101,24	106,04	105,86	105,70	107,51	94,48
	Cumplimiento de Labores Dpto. Estudios Económicos	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	97,27	99,93	99,94	99,94
DITEL	Porcentaje de Enlaces con Averías (PDA)												
	Tiempo Medio de reparación de Averías (TRA)	116,70	119,72	109,97	128,36	130,96	131,93	82,12	95,26	122,64	72,83	73,37	127,79
	Porcentaje de Disponibilidad del servicio (PTD)												
	Utilización Total de Ancho de Banda Disponible (UAB)	154,35	170,23	140,00	138,87	117,17	141,83	144,69	109,12	115,03	11,43	143,97	88,87
DITH	Calidad de la Facturación de Telecomunicaciones												
	Cumplimiento del Plan de Capacitación												
	Grado de satisfacción del personal (Capacitación)	100,22	98,91	99,79	100,30	101,25	101,25	101,15	99,79	99,67	100,29	100,98	100,00
	Cumplimiento en el pago de haberes al personal												
	Cumplimiento del Plan de Trabajo Seguridad Industrial												

Los indicadores de esta Disciplina han sido determinados sobre la base de lo señalado en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus Reglamentos; así como de las Regulaciones relacionadas con las condiciones de prestación del servicio, emitidas por el CONELEC, debiendo señalar que, estos indicadores se orientan al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la Empresa. Los datos mensuales para establecer los índices de esta Disciplina son proporcionados por cada área de la Empresa.

Se considerará una gestión positiva, cuando se obtenga un cien por ciento de cumplimiento. En el cuadro VIII.4 se presenta la evolución de los indicadores (%) de productividad por Dirección. Debiendo indicarse que el valor esperado corresponde al 100%.

VIII.5 CONTROL DEL GASTO

Relaciona el gasto efectuado con el presupuestado, para controlar los gastos en forma mensual y acumulada, con el fin de determinar las variaciones, las cuales servirán de base para la toma de decisiones gerenciales y para evaluar el cumplimiento de los objetivos planteados por la Empresa.

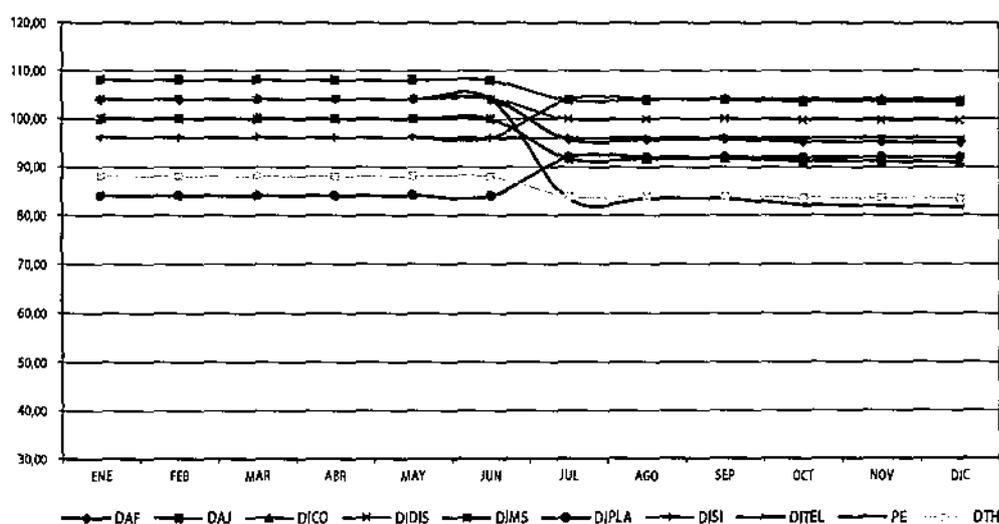
El resultado de la relación entre lo presupuestado y lo realmente gastado es interpretado en función de la siguiente tabla:

Desviación	Nota	Desviación	Nota
± 5%	110	± 60%	55
± 10%	105	± 65%	50
± 15%	100	± 70%	45
± 20%	95	± 75%	40
± 25%	90	± 80%	35
± 30%	85	± 85%	30
± 35%	80	± 90%	25
± 40%	75	± 95%	20
± 45%	70	± 100%	15
± 50%	65	> 101%	0
± 55%	60		

Esta disciplina se aplica, en una primera etapa, a nivel de Direcciones y sus resultados se resumen en el cuadro N° VII.5.

Cuadro VIII.5 Indicadores de Control de Gastos

	AÑO 2012											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	95,73	95,73	95,73	95,24	95,13	95,05
DAJ	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	103,87	103,87	103,87	103,64	103,59	103,55
DICO	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,71	91,71	91,71	91,20	91,09	91,00
DIDIS	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	99,86	99,86	99,86	99,62	99,57	99,52
DIMS	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	91,71	91,71	91,71	91,20	91,09	91,00
DIPLA	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	92,00	92,00	92,00	92,00	92,00	92,00
DISI	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00
DITEL	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	83,32	83,32	83,32	82,10	81,84	81,62
DTH	88,00	88,00	88,00	88,00	88,00	88,00	83,83	83,83	83,83	83,53	83,47	83,41
PE	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00



VIII.6 USO EFICAZ DEL TIEMPO

El tiempo y el sentido de urgencia son valores importantes en una empresa de servicios, por esto se ha visto necesario darle al tiempo un valor transaccional que induzca una actitud positiva con relación a la disciplina y puntualidad. Al momento se trabaja en la definición de las variables y mecanismos de evaluación del uso del tiempo.

VIII.7 LIDERAZGO

Se trata de un sistema de comunicación mensual, en el que los colaboradores subalternos expresan su evaluación sobre el comportamiento de su respectivo líder, en torno a aspectos críticos que se considera deben ser evaluados.

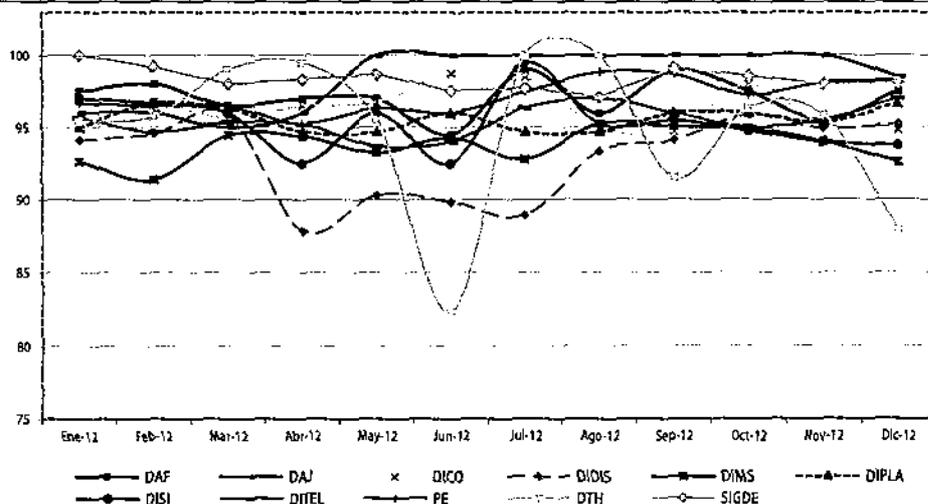
La Disciplina de Liderazgo busca fomentar una mejora continua en el estilo de conducción de los líderes de la Institución y, sobre la base de la retroalimentación objetiva de los resultados, contribuye a mejorar el ambiente de trabajo de todo el grupo dependiente de dicho líder.

El Liderazgo se mide a través de la aplicación de una encuesta, que permite obtener información acerca de aspectos fundamentales, resumidos en: transparencia, proactividad, honestidad y responsabilidad.

Cada pregunta, de la encuesta, tiene un valor determinado, de manera que la suma, de todos esos valores, sea como máximo igual a 100. En el cuadro VIII.7 se presenta un histórico de las calificaciones obtenidas por cada líder de área, durante los últimos 12 meses.

Cuadro VIII.7 Indicadores de Liderazgo

	Ene-12	Feb-12	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Ago-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12
DAF	97,5	98,0	96,5	97,0	97,0	94,5	99,0	96,0	99,0	97,5	95,5	97,50
DAJ	96,0	96,0	95,0	96,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	98,50
DICO	97,3	96,8	95,7	96,5	96,8	98,8	98,5	95,0	94,7	98,0	95,2	94,80
DIDIS	94,1	94,6	95,9	87,8	90,3	89,8	88,9	93,3	94,1	95,9	94,9	95,25
DIMS	92,6	91,4	94,5	94,4	93,3	94,3	92,8	95,3	95,1	94,9	94,0	92,60
DIPLA	95,0	96,7	96,3	94,7	94,7	96,0	94,7	94,7	96,0	96,0	95,3	96,67
DIST	97,0	96,7	96,0	92,5	96,0	92,5	99,5	95,3	95,5	94,8	94,0	93,75
DITEL	95,7	94,7	95,3	95,2	93,7	94,0	96,3	97,0	96,0	95,0	95,5	97,00
DTH	95,4	95,8	99,0	99,5	95,5	82,3	100,0	100,0	91,5	96,3	95,9	87,95
SIGDE	100,0	99,2	98,0	98,3	98,7	97,6	97,8	97,1	99,1	98,6	98,0	98,11
PE	96,7	96,5	96,4	95,3	96,3	96,0	97,5	98,8	98,6	97,2	98,1	98,28





**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2012**

**CONCLUSIONES GENERALES
RECOMENDACIONES**

JH

IX.1 CONCLUSIONES GENERALES

Los principales aspectos a destacar, de la gestión desarrollada durante el año 2012 por la CENTROSUR, son:

- La Junta General de Accionistas, en las cinco sesiones realizadas, aprobó dieciocho resoluciones importantes para la marcha de la Empresa.
- El Directorio de la Compañía celebró doce sesiones, en las que se tomaron ciento veinte y cuatro resoluciones, orientadas a lograr un adecuado desenvolvimiento empresarial.
- El Plan Estratégico constituye la primera herramienta directriz de la gestión institucional, en él están definidos los criterios que revelan el propósito de la institución, programas de acción y prioridades económicas. El 08 de abril el Directorio aprobó el Plan Estratégico para el período 2011-2015.
- La implantación del Sistema de Gestión de Calidad, basado en el cumplimiento de los requisitos de la Norma ISO 9001:2000, constituye una de las estrategias establecidas en el Plan Estratégico de la CENTROSUR, que se orienta a incrementar la satisfacción del cliente y la mejora de la calidad en los servicios y procesos de la organización.
- Con el objetivo de verificar el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental, la Empresa, en conformidad con el Reglamento Ambiental para las Actividades Eléctricas (RAAE), ejecutó la Auditoría Ambiental Interna, fruto de la cual se identificaron medidas, recomendaciones o planes de acción, tendientes a mejorar la gestión ambiental. Estos planes están ligados a aspectos como gestión ambiental, recursos naturales, manejo de desechos, difusión y participación ciudadana. El avance alcanzado en la ejecución del Plan de Manejo Ambiental fue del 75%.
- Se concluyó la construcción de la línea de subtransmisión entre la S/E N°08 (Turi) y la S/E N°14 (Léntag), a 69 kV, la cual permitirá incrementar la confiabilidad del servicio a la zona servida desde la S/E 14.
- Con el fin de dotar del servicio eléctrico a las comunidades que se encuentran alejadas de la red convencional, la CENTROSUR impulsó el programa Yantsa li Etsari, mediante el cual, en 2012 se pusieron en funcionamiento 2.061 sistemas fotovoltaicos para la provisión de energía eléctrica a 108 comunidades de la provincia de Morona Santiago, con un monto de inversión de \$2'584.356,84.
- En la actualidad existen 2.351 clientes atendidos mediante SFV; 290 del programa FERUM 2008 y 2.061 de FERUM 2010, estando registrados en el Sistema Comercial de la Empresa.
- En el marco del convenio SIGDE (Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica), el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y las empresas de distribución del país suscribieron y ejecutan un Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de Distribución Eléctrica.
- La Empresa, a través de la visión del Proyecto SIGDE Nacional, ha identificado varios planes que están enmarcados dentro de ocho dominios de gestión.
- En el mes de septiembre se suscribió un convenio entre la Empresa Eléctrica Guayaquil EP, CNEL, Empresa Eléctrica Quito y CENTROSUR, para la adquisición e implementación del BPM/ESB.
- En febrero se suscribió un contrato para la provisión de servicios de consultoría del Modelo de Madurez de Redes Inteligentes "Smart Grid Maturity Model – SGMM". Como resultado de este trabajo, se cuenta con un informe y recomendaciones emitido por la consultora TCS (Tata Consultancy Services).

- En noviembre se publicó el proceso de consultoría, bajo la modalidad lista corta, para contratar asesoramiento para el desarrollo del Proyecto Piloto de Automatización.
- Se llevó adelante el proceso de adquisición de extensiones al Sistema de Información Geográfico GIS, para extender la conectividad del modelo para las redes de subtransmisión.
- Se conformó un Comité AMI, el cual está fundamentado en la búsqueda conjunta de lograr una integración nacional y ha comprometido a CENTROSUR a realizar un estudio extensivo de alcance nacional, con el objeto de conseguir una homologación de esta infraestructura y un plan de emprendimiento nacional.
- La CENTROSUR, con la finalidad de mejorar los servicios brindados a sus usuarios, desarrolló importantes actividades, entre las cuales mencionamos las más importantes:
 - El sistema de Información Geográfica (SIG) se ha convertido en una importante herramienta para la planificación, operación y toma de decisiones. Las áreas de Planificación, Distribución y Comercialización utilizan las facilidades que brinda el sistema, con una mejora sustancial en los procesos desarrollados por cada una.
 - Durante el año 2012 se ha trabajado en dos frentes: el primero a nivel nacional, liderando el Subcomité de Sistemas Geográficos (SSG) del MEER; y el segundo a nivel local, en el desarrollo de soluciones para CENTROSUR.
 - El programa FERUM 2011, compuesto por 10 proyectos, de los cuales 2 son multianuales, relacionados con subtransmisión y 8 corresponden a redes de distribución, con un presupuesto total de \$1'072.573, registró un avance físico ponderado del 97,38%
 - El programa FERUM 2012-Recursos Fiscales registró un avance de 75,53%, de un monto asignado de \$431.956,60; y, el programa FERUM 2012-BID, un avance de 36,94% de un monto de \$568.224,38
 - El Programa de Mejoramiento del Sistema de Distribución (PMD), que consta de 6 proyectos de distribución y 1 de comercialización, por un monto de \$1'164.480; tuvo un avance ponderado es 92,52%.
 - El Programa de Reducción de Pérdidas (PLANREP) 2012 aprobado por el CONELEC para CENTROSUR, que incluía un solo proyecto denominado "Cambio de Nivel de Tensión S/E 21" por un monto de \$1'308.681, alcanzó un avance ponderado del 90,00%.
 - En el marco del contrato DIDIS -13920-2010 (\$1'133.390,59), para la implementación del Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS), se ha cumplido la Etapa II, la que contempla la implementación del SAS en las subestaciones 14 (Léntag), 05 (Arenal) y 18 (Cañar).
 - Mediante un contrato suscrito con la firma OPTRONIC, se completó la implementación del sistema de integración al SCADA para control y supervisión de reconectores.
 - Se han ejecutado mejoras importantes en el sistema de subtransmisión, tanto en líneas como en subestaciones, entre las que se destacan:
 - Se concluyó la construcción la línea de subtransmisión, a 69kV, S/E 08 (Turi) – S/E 14 (Léntag), de 45,5 km, cuya energización se dio en el mes de noviembre de 2012.
 - Se contrató la construcción de la línea de subtransmisión, a 69kV, S/E Sinincay – S/E 18, de 32 km de longitud.

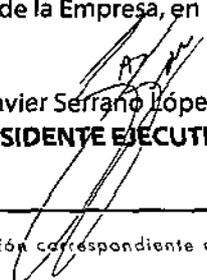
- Convenio Modificatorio (MEER, CONELEC, TRANSELECTRIC, CENTROSUR, HIDROABANICO) al Convenio Tripartito para la repotenciación de la línea S/E Cuenca-Macas a 138 kV: montaje de equipos de media tensión y tableros del sistema de medición comercial; energización de la línea Cuenca- Limón-Macas y de las subestaciones N° 15 Gualaceo, N° 22 Méndez y N° 23 Limón a 138 kV.
- Con la finalidad de viabilizar la integración del Sistema CENTROSUR - EE AZOGUES, se inició la construcción y montaje de dos nuevas posiciones, S/E Azogues 1 y S/E Cuenca- Rayoloma.
- La planificación del alumbrado público se ha orientado a mejorar este servicio, observando criterios tanto de eficiencia energética, como de calidad de iluminación y seguridad. Durante el año 2012 se ha dado continuidad al programa de optimización del sistema, mediante diseños que cumplen la normativa establecida.
- Se dispuso que el monto de \$ 6.545.560,39, correspondientes a las utilidades del año 2011, se reinviertan en obras de alumbrado público, para lo cual se iniciaron varios procesos para la adquisición de materiales.
- A partir del 5 de marzo de 2012, por encargo del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, la CENTROSUR tomó bajo su administración el sistema eléctrico La Troncal en la provincia de Cañar, que es área de concesión de la empresa CNEL-MILAGRO.
- En el año 2012, si bien se lograron niveles de atención satisfactorios, no se alcanzó la meta trazada, debido al incremento de llamadas y el incremento de atenciones en el primer contacto, lográndose una media del nivel de servicio brindado (NSB) del 71%, inferior a la meta planteada del 80%.
- En el primer trimestre del 2012 arrancó la ejecución del Plan RENOVA en el cantón Cuenca, a través del cual se brinda la posibilidad de reemplazar refrigeradoras que tienen más de 10 años de uso, por equipos modernos de consumo eficiente.
- Contando con el soporte técnico de la Dirección de Sistemas de Información, la CENTROSUR ha apoyado la implementación del Plan RENOVA en las empresas distribuidoras CNEL-El Oro, CNEL-Manabí y Loja.
- En el mes de abril se lanzó un proyecto tendiente a la actualización de datos, con el incentivo de la Lotería Energética; paralelamente se han iniciado estrategias para comunicación con el cliente a través de mensajes de texto vía telefonía celular.
- Conforme al plan de trabajo, previamente establecido, el área de Control de la Medición ha realizado acciones que han permitido en el 2012 la revisión de 6.193 sistemas de medición, fruto de lo cual se refacturó y reliquidó 1'055.390 kWh, por un monto de \$129.967.
- Con el propósito de ofrecer a sus clientes, mayores y mejores facilidades de pago, de los valores mensuales facturados por concepto del servicio de energía eléctrica, se han incorporado 94 puntos de recaudación en la ciudad de Cuenca, a través de contratos para recaudación de planillas con cooperativas, entidades financieras, y la Empresa Pública Municipal FARMASOL EP. Esto ha permitido contar con 367 cajeros habilitados para toda el área de concesión.
- Se mantiene un contrato para la gestión de cartera para la ciudad de Cuenca.
- Con corte a diciembre, la cartera vencida (deuda mayor a 30 días), fue \$1'828.752,38, correspondientes a deudas de 44.382 clientes. La cartera corriente (deuda menor a 30 días) fue \$2'715.379,04 de 91.028 clientes. Por tanto los valores pendientes de cobro (cartera corriente + cartera vencida) suman \$4'544.131,42.

- En el ámbito de la gestión de los sistemas de información, se han ejecutado varias acciones tendientes a satisfacer las necesidades de clientes externos e internos, entre las que se puede mencionar:
 - Desarrollo del Nuevo Sistema del Recurso Humano – Gestión de Nómina, el cual será implantado en la CENTROSUR durante el año 2013.
 - Puesta en producción la nueva intranet de la empresa, ofreciendo una amplia gama de servicios, así como de valiosa información de carácter general.
 - Soporte a usuarios.
- Respecto del servicio de telecomunicaciones, cabe indicar lo siguiente:
 - El número de clientes fue de 2.513, esto significa que se dio una reducción de 83, respecto a los registrados a diciembre 2011 (2.596).
 - Se continuó operando el proyecto FODETEL I, dentro del convenio tripartito CENTROSUR, GPA y MINTEL.
 - Se puso en marcha el proyecto FODETEL II, que permite brindar el servicio de conectividad a 151 centros educativos ubicados, en su mayoría, en la provincia de Morona Santiago.
 - La DITEL ha tenido activa participación en el Comité de Gestión Tecnológico CGT y Subcomité de Telecomunicaciones del proyecto SIGDE.
- Para aprovisionarse de energía, la CENTROSUR mantiene 3 contratos regulados con generadores cuyas acciones pertenecen al sector estatal y 9 contratos regulados con empresas de capital privado.
- La energía adquirida por la CENTROSUR, durante el año 2012 (886,14 GWh), creció en un 5,91%, con respecto al año 2011 (836,69 GWh). Esta energía provino, en un 94,98% (841,62 GWh) del mercado de contratos y en 5,02% (44,51 GWh) del mercado ocasional.
- Dentro del mercado de contratos regulados, el 93,11% de la energía fue provista por empresas de generación de capital estatal y el 6,89% de empresas de generación de capital privado.
- El costo de la energía alcanzó la suma de \$42'204.137, inferior en 1,26% al del año 2011 (\$42'743.733).
- El costo unitario de compra de energía, se situó en 4,76 ¢/kWh, valor que es 7,03% menor al del año 2011 (5,12 ¢/kWh).
- El número de clientes, a diciembre de 2012, fue de 325.370, con un incremento del 4,08% respecto a los que se tenían al final de 2011 (312.603). El 87,99% son residenciales, 8,31% comerciales, 2,07% industriales y 1,62% otros.
- La energía consumida por los clientes fue de 824.317,98 MWh, es decir, 5,67% más que en el 2011 (780.089,95 MWh). El sector residencial consumió el 37,94%; el industrial el 33,71%; y el comercial el 15,82%.
- En el año 2012 se registró un consumo medio anual por cliente de 2.533,48 kWh/año, mientras que en 2011 fue 2.495,47 kWh/año, lo que significa un incremento del 1,52%.
- La facturación y la recaudación alcanzaron los \$70'419.682 y \$65'948.885, respectivamente, resultando un índice de recaudación/facturación del 93,65%, inferior al registrado en 2011 de 98,49%. Esto se explica por la falta de transferencias de valores correspondientes a déficit tarifario y subsidios

- La deuda general de los clientes, a diciembre de 2012, era \$4'544.131, mientras que a finales del año 2011 fue \$3'736.502, es decir \$807.629 más, (21,61%).
- La cartera vencida (entre 31 y 360 días), en diciembre de 2011 fue de \$1'534.823, mientras que en el 2012 fue \$1'828.752, representando un incremento del 19,15%.
- La potencia máxima coincidente, de los clientes regulados, fue de 156,02 MW, mientras que en el 2011 fue 148,62 MW.
- La energía disponible fue de 886.981,65 MWh, esto es 5,72% mayor que la del 2011.
- Por otro lado, la energía distribuida fue 826.579,50 MWh, con un incremento del 5,66% respecto al año anterior. Este consumo se reparte en: 0,27% de los grandes consumidores sin contrato con la CENTROSUR y 99,73 % de los clientes regulados.
- Del balance de energía, se concluye que las pérdidas fueron 60.402,15 MWh, las que, referidas a la energía total disponible del sistema, representan el 6,81%; y, se desglosan en pérdidas técnicas 5,82% y no técnicas 0,99%.
- La infraestructura, del sistema eléctrico, ha crecido de acuerdo a las siguientes tasas: 4,65% en potencia de transformadores de distribución, 1,84% en alimentadores primarios, 1,30% en redes de baja tensión y 4,46% en potencia instalada para alumbrado público.
- Los indicadores de Calidad del Servicio Técnico cerraron con cifras no satisfactorias, debido a diferentes circunstancias ocurridas durante el 2012. El FMIK registró un valor acumulado de 8,2753 horas, superior al establecido en la regulación CONELEC 004/01 (4,00) y el TTIK con un acumulado de 17,6310 veces, valor superior al establecido en la regulación (8,00).
- Los ingresos llegaron a un monto de \$84'341.186, reflejando una disminución del 3,34% con respecto al 2011. Dentro de éstos, el rubro más representativo fue el de venta de energía, con \$70'100.201 y un incremento del 5,51%.
- El Déficit Tarifario 2012, de acuerdo a los cálculos reportados al CONELEC, sobre la base de las liquidaciones de las transacciones por compra de energía en el MEM, los reportes de venta de energía del sistema comercial (SICO) y el VAD determinado por el CONELEC para el año 2012, sumó \$6'482.385, de los cuales no se ha recibido asignación alguna.
- Los costos y gastos totales sumaron \$83'630.489, con un incremento del 5,72%, con relación al 2011; de los cuales, el 99,68% corresponde a gastos de explotación y el 0,32% a los no operacionales.
- El ejercicio económico del año 2012, muestra un resultado positivo de \$710.697, el cual se hará efectivo si se reciben los valores pendientes por déficit tarifario (\$6'482.385).
- A diciembre, se ha registrado un monto de inversión de \$27'798.802, que representa un nivel de ejecución del 46,83% de lo presupuestado, aunque en términos de avance físico se alcanzó un porcentaje mucho mayor.
- El activo total, suma \$237'331.055, con un incremento del 3,71% con respecto al 2011; el pasivo total, suma \$39'999.882, con incremento del 5,58% con respecto al año anterior.
- El patrimonio de los accionistas, alcanza la suma de \$197'331.174, superior en el 3,33% al de 2011.
- Con estos resultados, la posición financiera de la Empresa indica que, el 83,15% de sus activos han sido financiados por los Accionistas y el 16,85% por terceros.

- La deuda general de los clientes, a diciembre de 2012, era \$4'544.131, mientras que a finales del año 2011 fue \$3'736.502, es decir \$807.629 más, (21,61%).
- La cartera vencida (entre 31 y 360 días), en diciembre de 2011 fue de \$1'534.823, mientras que en el 2012 fue \$1'828.752, representando un incremento del 19,15%.
- La potencia máxima coincidente, de los clientes regulados, fue de 156,02 MW, mientras que en el 2011 fue 148,62 MW.
- La energía disponible fue de 886.981,65 MWh, esto es 5,72% mayor que la del 2011.
- Por otro lado, la energía distribuida fue 826.579,50 MWh, con un incremento del 5,66% respecto al año anterior. Este consumo se reparte en: 0,27% de los grandes consumidores sin contrato con la CENTROSUR y 99,73 % de los clientes regulados.
- Del balance de energía, se concluye que las pérdidas fueron 60.402,15 MWh, las que, referidas a la energía total disponible del sistema, representan el 6,81%; y, se desglosan en pérdidas técnicas 5,82% y no técnicas 0,99%.
- La infraestructura, del sistema eléctrico, ha crecido de acuerdo a las siguientes tasas: 4,65% en potencia de transformadores de distribución, 1,84% en alimentadores primarios, 1,30% en redes de baja tensión y 4,46% en potencia instalada para alumbrado público.
- Los indicadores de Calidad del Servicio Técnico cerraron con cifras no satisfactorias, debido a diferentes circunstancias ocurridas durante el 2012. El FMIK registró un valor acumulado de 8,2753 horas, superior al establecido en la regulación CONELEC 004/01 (4,00) y el TTIK con un acumulado de 17,6310 veces, valor superior al establecido en la regulación (8,00).
- Los ingresos llegaron a un monto de \$84'341.186, reflejando una disminución del 3,34% con respecto al 2011. Dentro de éstos, el rubro más representativo fue el de venta de energía, con \$70'100.201 y un incremento del 5,51%.
- El Déficit Tarifario 2012, de acuerdo a los cálculos reportados al CONELEC, sobre la base de las liquidaciones de las transacciones por compra de energía en el MEM, los reportes de venta de energía del sistema comercial (SICO) y el VAD determinado por el CONELEC para el año 2012, sumó \$6'482.385, de los cuales no se ha recibido asignación alguna.
- Los costos y gastos totales sumaron \$83'630.489, con un incremento del 5,72%, con relación al 2011; de los cuales, el 99,68% corresponde a gastos de explotación y el 0,32% a los no operacionales.
- El ejercicio económico del año 2012, muestra un resultado positivo de \$710.697, el cual se hará efectivo si se reciben los valores pendientes por déficit tarifario (\$6'482.385).
- A diciembre, se ha registrado un monto de inversión de \$27'823.978, que representa un nivel de ejecución del 46,87% de lo presupuestado, aunque en términos de avance físico se alcanzó un porcentaje mucho mayor.
- El activo total, suma \$237'331.055, con un incremento del 3,71% con respecto al 2011; el pasivo total, suma \$39'999.882, con incremento del 5,58% con respecto al año anterior.
- El patrimonio de los accionistas, alcanza la suma de \$197'331.174, superior en el 3,33% al de 2011.
- Con estos resultados, la posición financiera de la Empresa indica que, el 83,15% de sus activos han sido financiados por los Accionistas y el 16,85% por terceros.

- Analizando la Razón Circulante se puede concluir que, al 31 de diciembre de 2012, la Empresa cuenta con \$7,23 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo; presentando una disminución del 4,17% con respecto al registrado en el 2011.
- El indicador de prueba ácida muestra que la Empresa cuenta con \$5,90 en activos de fácil liquidez (sin recurrir a los inventarios) para cubrir cada dólar adeudado de corto plazo (en el caso de la CENTROSUR, no sujeta a intereses).
- El indicador de Liquidez Financiera Inmediata demuestra que la Empresa cuenta con \$2,90, en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de cada dólar de sus obligaciones de corto plazo, resultado que pone en evidencia una posición financiera sólida y segura, frente a sus obligaciones con terceros.
- El capital de trabajo, determina con cuantos recursos cuenta la empresa para operar si se pagan todos los pasivos a corto plazo.
- La recuperación de las cuentas por cobrar se ha incrementado en 16 días, ubicándose en 48 días, debido al incremento en cartera pendiente de cobro a abonados.
- El capital promedio invertido llegó a 201,49 millones de dólares; superior en un 3,88% al del año 2011.
- Al cierre del año, el factor de endeudamiento indica que el 16,85% de los activos de la Empresa son financiados por terceros y el 83,15% es de propiedad de los accionistas, índice que se ha incrementado en un 1,81%, debido a la provisión para jubilación patronal.
- La razón financiera Concentración del Endeudamiento, indica que de la deuda total, el 26,54% es de obligación de pago en el corto plazo. Este índice muestra una disminución del 7,11%, debido al incremento registrado en el pasivo total.
- Al analizar los índices "Margen Bruto sobre Ventas" y "Rentabilidad de la Explotación", se observa que presentan un deterioro en los resultados de -0,71% y -0,29%, respectivamente, en relación al año anterior.
- Los índices "Rentabilidad del Patrimonio" y "Rentabilidad sobre Activos" registran cifras del 0,36% y 0,53%, respectivamente, resultados que demuestran la existencia de un superávit financiero, aunque significativamente inferior al registrado en el año 2011.
- El índice "Clientes Atendidos por Trabajador" fue de 605, debiéndose anotar que esa relación está integrada por dos componentes: clientes atendidos por trabajador para el servicio eléctrico (605) y clientes atendidos por trabajador para el servicio de telecomunicaciones (140).
- Se registraron 11 accidentes de trabajo y 27 incidentes. El 67% de los incidentes están relacionados con tránsito.
- Se invirtieron \$196.478 en capacitación, dentro del Plan de Capacitación que contempló varias perspectivas de interés para los colaboradores de la Empresa.
- Se ejecutaron varias actividades encaminadas a mejorar la salud y la calidad de vida de los colaboradores de la CENTROSUR, a través de programas de salud y bienestar social.
- El Sistema de Evaluación de Desempeño es un factor importante en la dinámica de los procesos de la Empresa, por lo que su monitoreo permanente, ha permitido adaptar el sistema a las condiciones internas de la Empresa, en una mejora continua.


Javier Serrano López
PRESIDENTE EJECUTIVO