



Memorando PE- 0680

Cuenca 9 de mayo de 2012

Para: Señor Presidente y Señores Accionistas

De: Presidente Ejecutivo

Asunto: Informe de Gestión de la Administración correspondiente al Ejercicio Económico 2011

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 2010.

El Directorio de la Empresa en sesión N° 1224 celebrada el viernes 20 de abril de 2012 conoció el Informe en referencia, habiendo adoptado la resolución que a continuación transcribo:

**"RESOLUCIÓN N° 1224-3853.-** El Directorio resuelve acoger del Informe de Gestión de la Administración correspondiente al Ejercicio Económico 2011 y resuelve recomendar a la Junta General de Accionistas su aprobación. El Directorio deja constancia de su reconocimiento a todo el personal de la Empresa por el cumplimiento de los índices que han presentado los mejores resultados y en cuanto a aquellos índices que no lo han alcanzado, recomienda que se realicen todas las gestiones para que en el año 2012 los resultados sean óptimos."

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

  
CARLOS DELGADO GARZÓN



Memorando DIPLA - 84

Cuenca , 12 de Abril de 2012

Para: CARLOS DELGADO  
Presidente Ejecutivo

De: Director Planificación(E)

Asunto: Informe de Gestión de la Administración - Año 2011

Adjunto sirvase encontrar el Informe de Gestión de la Administración, correspondiente al ejercicio económico del año 2011.

Por favor hacemos llegar sus sugerencias y comentarios.

Heriberto Idrovo

HERIBERTO IDROVO

**CENTROSUR**  
PRESIDENCIA EJECUTIVA

16 ABR 2012

SA ..... 3 .....  
..... 4 .....

- Informar
- Atender
- Volver a amigo
- Registrar

Observaciones  
*Dra C. Garcia: Para conocimiento y  
sesión al Directorio*  
2012-04-16

Informe Administración Año 2011.pdf  
Adjuntos:

# **INFORME DE LABORES DE LA ADMINISTRACIÓN CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO DEL AÑO 2011**

## **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 Sistemas de Gestión de Calidad
- II.3 Gestión Ambiental
- II.4 Proyecto de Energía Renovable – Programa YANTSA II ETSARI
- II.5 Proyecto de SIGDE – CENTROSUR
  - II.5.1 Resumen de actividades 2011
  - 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.6.2 Programa FERUM 2011
  - II.6.3 Programa PMD 2011
  - II.6.4 Programa REP 2011
  - II.6.5 Automatización de la distribución
  - II.6.6 Operación y Sistemas de Protección
  - II.6.7 Mejoras en el sistema de subtransmisión
    - II.6.7.1 Líneas de Subtransmisión
    - II.6.7.2 Subestaciones
    - II.6.7.3 Estudios de consultoría para proyectos de subtransmisión
  - II.6.8 Programa de Alumbrado Público
- II.7 Gestión Comercial
  - II.7.1 Atención al cliente
    - II.7.1.1 Centro de Contacto
    - II.7.1.2 Sistema de Atención de Reclamos (SAR)
    - II.7.1.3 Campaña nacional de sustitución de focos
    - II.7.1.4 Plan RENOVA
    - II.7.1.5 Actualización de datos de clientes
  - II.7.2 Recuperación de Pérdidas Comerciales
  - II.7.3 Nuevas facilidades de recaudación de valores
- II.8 Gestión de Sistemas de Información
  - II.8.1 Nuevos emprendimientos y mejoras en los servicios informáticos
  - II.8.2 Sitio web de la CENTROSUR
  - II.8.3 Centro de cómputo alternativo

- II.8.4 Soporte a usuarios
- II.8.5 Servicios regionales
- 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 Balance condensado
- 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

### **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 2011**

### **INTRODUCCIÓN**

En atención a 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 por la Empresa, durante el ejercicio económico del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011.

Como es de conocimiento general, 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, generó cambios significativos, siendo los más importantes: la eliminación del modelo de costos marginales para el cálculo de la componente de generación, la eliminación 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 el cual, la energía de un generador es repartida proporcionalmente a cada distribuidora, en función de los requerimientos de cada una.

Este esquema ha limitado la posibilidad de contar con recursos para la inversión, a través de las tarifas aplicadas a los usuarios finales, hace que se dependa, enteramente, de las asignaciones provenientes del Presupuesto General del Estado.

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 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 2011, 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 hecho, que cabe destacar, 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; pues con la utilización de sistemas alternativos, en este caso fotovoltaicos, se han incorporado al espectro de nuevas posibilidades de desarrollo, que este servicio público genera.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable enfocó sus esfuerzos, en el 2011, a la reducción de las pérdidas de energía y al buen uso de la energía. En este contexto, resulta satisfactorio indicar que las pérdidas, en nuestro sistema, representaron el 6,75%.

Los programas previstos por el MEER: Plan de Reducción de Pérdidas, Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal y Plan de Mejora de la Distribución, en el año 2011, han registrado avances físicos de 95,89%, 66,71% y 72,12%, respectivamente

El costo medio de la energía por kWh, adquirida en el año 2011, disminuyó en un 4,37% en relación al año 2010, debido a un mayor aporte de generación hidráulica al sistema eléctrico nacional, con la incorporación de la central hidroeléctrica Mazar.

El ejercicio económico del año 2011 refleja un resultado positivo de \$8'156.805, el cual será efectivo siempre y cuando el Estado realice transferencias de recursos por concepto del déficit tarifario 2011, que de un total reportado de \$14'377.718, hasta la fecha, se han recibido únicamente \$6'009.924 (contablemente la diferencia de \$8'367.795 está registrada en cuentas por cobrar).

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 2011 la Empresa ha dado estricto cumplimiento a las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor, en el desarrollo de sus diversas actividades.

Finalmente, se debe 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 2011**

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



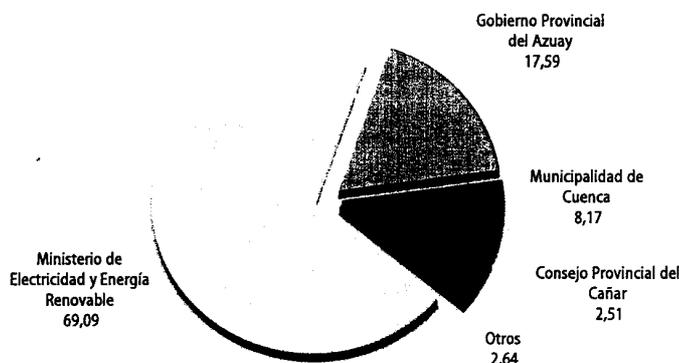
## **I. CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA Y SUS ORGANISMOS SUPERIORES**

### **I.1 INTEGRACIÓN DEL CAPITAL**

La Junta General de Accionistas N° 233, de fecha 30 de octubre de 2010, resolvió incrementar el capital suscrito en \$2'839.071 (resolución N° 233-705), quedando integrado de la forma que se indica en el cuadro N° I.1; se debe aclarar que no se consideran las fracciones que no alcanzan el valor nominal de la acción de \$1. La escritura de aumento de capital y reforma de estatutos a 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.

**CUADRO N° I.1 - INTEGRACIÓN DEL CAPITAL**

ACCIONISTA	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	
	A 31 DE DICIEMBRE DE 2010 (Dólares)	%
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	106.892.134	69,09
Gobierno Provincial del Azuay	27.221.090	17,59
Municipalidad de Cuenca	12.632.784	8,17
Consejo Provincial del Cañar SENPLADES	3.885.866	2,51
Consejo Provincial de Morona Santiago	1.336.037	0,86
Municipalidad del Sigsig	1.272.305	0,82
Municipalidad de Morona	449.525	0,29
Municipalidad de Santa Isabel	463.598	0,30
Municipalidad de Biblián	348.524	0,23
Municipalidad de Biblián	207.778	0,13
<b>Capital Total</b>	<b>154.709.641</b>	<b>100,00</b>



### **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 2011, la Junta General de Accionistas estuvo integrada por representantes legales de los titulares de las acciones, tal como se indica en la cuadro N° I.2.1.

**Cuadro N° I.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
SENPLADES	Lcda. María Caridad Vázquez Quezada
CONSEJO PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	Lcdo. Felipe Marcelino 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 siete sesiones, en las que se trataron y resolvieron temas fundamentales, que han guiado el accionar de la administración.

### I.2.2 DIRECTORIO

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

La conformación del Directorio de la Compañía, a diciembre de 2011, fue la que se indica en el cuadro N° I.2.2.

**Cuadro N° I.2.2 CONFORMACIÓN DEL DIRECTORIO**  
 Presidente: Ing. MARCELO NEIRA MOSCOSO (7 de Diciembre de 2011)  
 Secretario: Ing. CARLOS DELGADO GARZÓN (21 de Junio de 2010)

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. JAIME PATRICIO DÍAZ	18/04/2011
	ING. MARCELO NEIRA	07/12/2011	ING. VÍCTOR OREJUELA	07/12/2011
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	ING. VALERIA VILLAVICENCIO	18/04/2011	ING. XAVIER SERRANO	18/04/2011
	ING. PAÚL CARRASCO	25/08/2009	DR. DAVID ACURIO	25/08/2009
ACCIONISTAS MINORITARIOS	ING. COM. JOSÉ DELGADO	17/01/2011	ING. IVÁN GENOVEZ	25/08/2009
	DR. PAÚL GRANDA	25/08/2009	DR. SANTIAGO CORREA	25/08/2009
TRABAJADORES	TNLG. PATRICIO TENESACA	13/02/2009	SR. WILSON ORDOÑEZ	13/02/2009

### I.2.3 EJECUTIVOS

A diciembre de 2011, el cuadro de ejecutivos de la Empresa estaba conformado como se indica en el cuadro N° I.2.3.



**Cuadro N° 1.2.3 EJECUTIVOS DE LA EMPRESA A DICIEMBRE 31**

Cargo	Funcionario
Presidente de la Compañía	Ing. Marcelo Neira Moscoso
Presidente Ejecutivo	Ing. Carlos Delgado Garzón
Director de Planificación (DIPLA) (Enc.)	Ing. Heriberto Idrovo Álvarez
Director de Asesoría Jurídica (DAJ)	Dr. Miguel Cordero Palacios
Director de Sistemas de Información (DISI) (Enc.)	Ing. Vinicio Méndez Tapia
Director de Talento Humano (DTH) (Enc.)	Ing. Pedro León Córdova
Director de Distribución (DIDIS)	Ing. Modesto Salgado Rodríguez
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
Secretaria General	Dra. Catalina García Jaramillo
Auditor Interno	Ing. Gerardo Larriva López
Gerente del Proyecto SIGDE	Ing. Luis Rojas Iglesias
Jefe del Dpto. de Estudios Técnicos (DIPLA) (Enc.)	Ing. Patricio Quituisaca Astudillo
Jefe del Dpto. de Estudios Económicos y Gestión (DIPLA) (Enc.)	Ing. Vicente Barrera González
Jefe del Dpto. de Calidad (DIPLA)	Ing. Miguel Arévalo Merchán
Jefe del Dpto. de Patrocinio Jurídico y Legal (DAJ)	Dr. David Mera Robalino
Jefe del Dpto. de Desarrollo (DISI)	Ing. José Miranda Delgado
Jefe del Dpto. Unidad de Implantación Sur (DISI) (Temporal) (Enc.)	Ing. Juan Carlos León Dávila
Jefe del Dpto. de Talento y Desarrollo Organizacional (DTH)	Eco. Bernardo Vásquez Serrano
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)	Ing. Juan Ugalde Delgado
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 3 (DIDIS) (Enc.)	Ing. Iván Piedra Martínez
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)	Ing. Johan Alvarado Brito
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 Ruilova
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 2011**

CONTENIDO

**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.

La Administración de la institución decidió realizar una actualización de su Plan Estratégico, en razón de que el anterior fue definido y aprobado hasta el año 2010; además, como en todo proceso de mejoramiento continuo, debe evaluarse los resultados obtenidos y adaptarlos a los nuevos escenarios del Sector, de la propia Empresa y a las cambiantes necesidades de sus clientes internos y externos.

En función de lo anterior, se concibió la actualización del plan estratégico de manera integral y con una previsión a mediano plazo 2011- 2015, definiéndose la misión, visión, objetivos y estrategias, sobre la base del análisis del entorno, con la participación de sus actores, basados en el aprovechamiento de los recursos y capacidades de la organización de acuerdo a las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas observadas

En el mes de abril, 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 los siete macro procesos de la Empresa, 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 se desagregaron en 37 procesos de primer nivel y 745 documentos (207 procedimientos, 265 formularios de registro y 273 documentos de información). Del total de documentos, 149 fueron actualizados, en cumplimiento del principio de mejora continua que es parte de la cultura de los funcionarios de la CENTROSUR.

En el año 2011 se reforzó el enfoque basado en procesos a través de la caracterización de macro procesos en los que se definió objetivos e indicadores de desempeño, equipos de procesos, recursos y ciclo P-H-V-A (planear, hacer, verificar y actuar); información que fue incorporada al Manual de Procesos y Procedimientos.

La Dirección de Sistemas Informáticos, en coordinación con la DIPLA, desarrollaron e implantaron ajustes al Manual de Procesos, como son: el ciclo de aprobación de macro procesos y la revisión y ajustes del flujo para la actualización de los procesos de primer nivel.

Finalmente, en el último trimestre del año, se conformaron equipos y se inició la fase de mejora y actualización de los procesos de Supervisión del Sistema de Medición, Compra de Energía y Contabilidad, con quienes se revisaron la caracterización de actividades y los documentos asociados a cada uno, además de identificar e incorporar las medidas de gestión ambiental, seguridad y salud, obteniéndose así procesos integrales.

### 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, que se orienta a incrementar la satisfacción del cliente y la mejora de la calidad en los servicios y procesos de la organización.

Las principales actividades realizadas con el Sistema de Gestión de Calidad (SGC) fueron:

- Desarrollo de dos programas de auditoría, con la participación de 40 auditores internos de calidad que dispone la Empresa.
- En el primer trimestre, desarrollo de talleres de sensibilización hacia la Calidad, dirigido a personal de la matriz, en los que se dio a conocer los principios de la calidad y las actividades que evidencia cumplimiento.
- En los meses de abril y mayo, ejecución de talleres para el personal de las Agencias, en los cuales, además de la sensibilización hacia la Calidad, se abordaron temas como Planeación Estratégica, Manual de Procesos y Procedimientos, Evaluación del Desempeño, Gestión Ambiental y Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.
- Con la misma temática, en el mes de julio se realizaron talleres de Calidad, dirigidos a Contratistas de los procesos de Comercialización y Distribución, con el objetivo de compartir información y criterios que armonicen los trabajos y esfuerzos de aquéllos en la consecución de los objetivos organizacionales.

### II.3 GESTIÓN 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 o 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 alcanzado en la ejecución del Plan de Manejo Ambiental, durante el año 2011, fue del 85,45%.

Como resultado de la Auditoría Ambiental Interna 2010, se establecieron varias no conformidades que se encuentran distribuidas de acuerdo al Cuadro N°1.

**Auditoría Ambiental - Año 2010**  
**Resumen de No Conformidades**

Descripción	NO CONFORMIDADES		CONFORMIDADES
	MENORES	MAYORES	
Manejo de Desechos	3	1	17
Recursos Naturales	3	0	8
Gestión Ambiental	1	0	9
Participación Ciudadana	0	0	1
<b>Totales</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>35</b>

La no conformidad mayor tiene que ver 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 actuar, hasta que el desalojo se concrete.

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 2010 aprobada por el CONELEC en noviembre de 2011.

**Ejecución de Procesos de Participación Social:** En el año 2011, se desarrollaron procesos de participación social, como pasos previos a la aprobación de:

- Estudio de impacto ambiental definitivo de la línea de subtransmisión, a 69 kV, comprendida entre la subestaciones N°08 (Turi) y N°14 (Lentag).

- Estudio de impacto ambiental definitivo de la línea de subtransmisión entre las subestaciones Sinincay (TRANSELECTRIC) y N°18 (Cañar) a 69kV.
- Estudio de impacto ambiental de la Subestación N°08 (Turi) y la variante de la línea de subtransmisión existente, para su interconexión en el sistema.

**Licencias Ambientales:** Se obtuvieron las siguientes:

- El CONELEC, mediante resolución DE-012- 001, emitió la Licencia Ambiental N°001-12 para el proyecto de variante de la línea L690514b (Subestación N°5 - Subestación N°14) a 69 kV, comprendida entre las estructuras E19 y E22, en el sector la Calera de Narancay - Cuenca.
- Según Resolución N° 031, el Ministerio del Ambiente emitió Licencia Ambiental para la ejecución del proyecto línea de subtransmisión, subestación Sinincay (TRANSELECTRIC) - subestación N°18 (Cañar), a 69 kV. Se debe aclarar que, en este caso, la Licencia Ambiental fue tramitada ante el Ministerio del Ambiente, debido a que el proyecto atraviesa un área protegida.
- El CONELEC, mediante resolución DE-012- 007, emitió la Licencia Ambiental N°003-12, para el proyecto línea de subtransmisión, a 69 kV, entre la subestación N°08 (Turi) y la subestación N° 14 (Léntag)
- El Ministerio del Ambiente, mediante resolución N° 888, emitió la Licencia Ambiental para la construcción del alimentador primario Ebenecer, Macuma, Taisha, que atraviesa áreas protegidas; Licencia que fue gestionada por el Gobierno Provincial de Morona Santiago a nombre de CENTROSUR.

#### **II.4 PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE - PROGRAMA YANTSA II ETSARI**

##### **Sistemas fotovoltaicos instalados**

Desde el mes de marzo de 2011, están en funcionamiento 290 sistemas fotovoltaicos, proveyendo energía eléctrica a familias de 15 comunidades de la provincia de Morona Santiago, alejadas de la red convencional. Los recursos, para la adquisición de estos equipos, fueron financiados a través del programa FERUM 2008 (12 comunidades) y FERUM 2010 (3 comunidades). El monto total de la inversión fue de \$416.117,00 (valor que considera la adquisición de 300 SFV y la mano de obra para la instalación).

Luego de la instalación y puesta en servicio, se han realizado dos visitas a estas comunidades, con la finalidad de realizar actividades de socialización, revisión de las novedades del Comité de Electrificación, verificación del funcionamiento de los sistemas, replazo de equipos, facturación 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 60%, por lo que se está trabajando en la concientización, a los usuarios, para que cumplan con sus obligaciones de pago y cuidado de los equipos, según lo establece el contrato de suministro firmado por las partes.

##### **Sistemas fotovoltaicos en proceso de instalación.**

Se ha concluido, en octubre, el proceso de adquisición de 2.500 sistema fotovoltaicos, los cuales corresponden al programa FERUM 2010, con una inversión de \$1'965.607,00.

Las comunidades a ser beneficiadas están localizadas, en su mayoría, en el cantón Taisha. El transporte de los equipos, hasta los sitios de instalación, ha sido posible gracias al convenio suscrito con las comunidades beneficiarias, lo que ha permitido, hasta diciembre de 2011, trasladar aproximadamente el 50% de los equipos.

Hasta diciembre de 2011, se suscribieron 7 contratos para la provisión de mano de obra para el montaje y puesta en servicio de 525 sistemas.

Se espera que los sistemas estén instalados hasta abril de 2012, beneficiando con energía eléctrica a 2.500 familias en esta zona de la patria.

## **II.5 PROYECTO SIGDE - CENTROSUR**

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 proyectos, 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 RESUMEN DE ACTIVIDADES 2011**

- a) Se participó en el Comité encargado de la definición del Bus de Servicio Empresarial – ESB, elaborándose las especificaciones técnicas para su adquisición. Se adquirió el hardware para el ESB (proceso adjudicado a través de portal de compras públicas).

Estos componentes permitirán desarrollar una arquitectura de integración entre los diferentes sistemas empresariales actuales y los que están por adquirirse.

- b) Con el objetivo de reforzar los procesos de operación de la red y planificación operacional, se viene participando en el Comité de Operación, dentro del cual se ha ejecutado 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).

Apoyados en los servicios de un Consultor, se elaboraron las especificaciones técnicas funcionales de los sistemas en mención. Por delegación del MEER la Empresa Eléctrica Quito será la responsable de llevar adelante el proceso de adquisición.

- c) Con el propósito de tener una visión integral del Estándar CIM (Common Information Model), la Administración de CENTROSUR participó en el evento anual, organizado por el CIM Users Group, el cual se llevó a cabo en Austin Texas, en el mes de noviembre de 2011.
- d) Con el objetivo de determinar una línea base para el desarrollo de la red inteligente "Smart Grid", se inició un proceso para la definición, planificación y contratación de los servicios de consultoría para realizar un estudio del Modelo de Madurez de Redes Inteligentes.
- e) En las instalaciones de CENTROSUR, se llevaron a cabo varios talleres especializados, entre ellos: Gestión de Activos y Trabajo, Fundamentos de Arquitectura SOA, Gestión de Procesos – BPM y Arquitectura Empresarial.
- f) Con el fin de implantar un Sistema Único Comercial, se conformó el Comité Comercial del CIS, el cual preparó un primer documento con las especificaciones técnicas para la contratación de una consultoría que apoye en la elaboración de los términos de referencia para la adquisición de los sistemas CIS/CRM-MDM.
- g) Para ampliar las funcionalidades y reforzar los procesos del Sistema de Información Geográfico GIS, se llevó a cabo un proceso de definición, planificación y adquisición de las Extensiones al Modelo del GIS, así como un prototipo de diseño y estimación de proyectos en ambiente GIS.
- h) La experiencia de CENTROSUR, en el uso del Sistema de Información Geográfico SIG, ha permitido brindar el apoyo requerido por varias empresas distribuidoras del país, para la implementación del modelo eléctrico y plataforma tecnológica de este sistema.
- i) El MEER conformó un Comité, con la participación de la CENTROSUR, para la definición de los indicadores de gestión. Para ello se resolvió contratar los servicios de una consultoría, que lleve adelante una iniciativa de inteligencia de negocios - BI, con un enfoque a procesos comerciales. La visión es generar modelos e indicadores para la gestión integral de la distribución; así como, la definición de la infraestructura y herramientas tecnológicas de BI.

## **II.5.2 PROCESOS DE HOMOLOGACIÓN**

El trabajo cumplido por la Comisión de Unidades de Propiedad (CUP) engloba:

- a) Marco teórico y codificación de las UP y UC para las redes aéreas de distribución.
- b) Manual de las UP y UC.
- c) Especificaciones técnicas de materiales y equipos del sistema de distribución.
- d) Simbología de los elementos del sistema de distribución.
- e) Coordinación y apoyo técnico con las comisiones de redes subterráneas y codificación de materiales.
- f) Elaboración del Catálogo Digital.
- g) Análisis y respuestas a solicitudes de diferentes EDs, respecto a la implantación de la homologación de las UP.
- h) Análisis y planteamientos para la reestructuración del marco teórico, tendiente a la definición de la Identificación Nemotécnica de las UP y UC.
- i) Definición, revisión y actualización de especificaciones técnicas.

- j) Implantación, soporte, mantenimiento y control del Catálogo Digital.
- k) Socialización de la Homologación de las UP y UC en el ámbito del cliente interno de la CENTROSUR.

El avance de la comisión de redes subterráneas (CHUPRS) incluye:

- l) Marco teórico y codificación de las UP y UC para las redes subterráneas existentes en las EDs.
- m) Análisis y definición de las UP y UC para redes subterráneas, a ser homologadas para todas las EDs del país.
- n) Planificación para la contratación de desarrollo de diagramas y animación.

El avance de la Comisión de código de materiales (CHME) engloba:

- o) Conformación preliminar de grupos de materiales y equipos para la homologación de códigos.
- p) Definición de clases de materiales y equipos
- q) Elaboración de un catálogo de materiales y equipos.
- r) Fichas de datos técnicos para la solicitud de información de equipos de S/E a las EDs.
- s) Estructura de la codificación de materiales y equipos.

### II.5.3 RESUMEN DE ACTIVIDADES DE LA UNIDAD DE IMPLANTACIÓN SUR (UIS)

A continuación, se resumen las diferentes actividades realizadas por esta Unidad:

#### a) Implementaciones del Sistema Comercial (SICO)

Distribuidora	Fecha de implementación
Empresa Eléctrica Azogues	Julio 2011
Empresa Eléctrica Galápagos	Septiembre 2011

#### b) Colaboración CENTROSUR - CNEL Corporativa

Se mantiene el soporte, de primer y segundo niveles, para la CNEL Corporativa, lo que les permite tener el servicio de asesoría al cliente interno del Sistema Comercial, adicionalmente se realizó una negociación de las deudas pendientes de CNEL, obteniéndose el pago por \$280.109,95.

#### c) Soporte de Primer y Segundo Niveles

Adicionalmente se brindó soporte a las empresas eléctricas EEACA, CNEL (MANABÍ, LOS RÍOS y EL ORO), CENTROSUR, EERSSA y ELECGALÁPAGOS, en temas relacionados con requerimientos tributarios, aplicación de regulaciones del CONELEC, capacitación a usuarios del sistema comercial, entre otros.

## 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 han identificado en este sistema grandes potencialidades, que permiten una mejora sustancial en los procesos desarrollados por cada una.

En el mes de octubre, entre las actividades establecidas por el MEER a través del Proyecto SIGDE, se realizó la implantación del Modelo Nacional de datos, en el SIG de la CENTROSUR, provocando un impacto directo en las aplicaciones relacionadas, como por ejemplo, el visualizador del SIG, el Geoportal, el sistema de reportes y estadísticas, el aplicativo para transformadores, luminarias, CPSOFT, entre otros; esta situación hizo que, durante el último cuatrimestre de 2011, el departamento SIGADE desarrolle un plan de trabajo para poner en funcionamiento todos estos aplicativos, mediante actividades como:

- Apoyo en convenio EMAC: Reconfiguración de la interfaz SIG-SICO; diseño y publicación de un mapa para visualización de clientes que pagan recolección de basura.
- Implementación y pruebas ArcGIS 10: Disponibilidad de hardware y software para actualización de la versión ArcGIS, que permitirá contar con nuevas funcionalidades y mejor desempeño de las aplicaciones.
- Adecuación y pruebas de los sistemas existentes, tales como: GeoPortal, Visualizador, CymDist, Reportes y Estadísticas, Alumbrado Público, Programa de Interrupciones, CPSOFT, transformadores y Luminarias.

#### **II.6.2 Programa FERUM 2011**

El programa FERUM 2011 consta de 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. El avance físico del programa es del 66,71%, resultado de los siguientes avances parciales:

1.- El avance físico de los proyectos de redes de distribución es del 98,91%, sobre un monto presupuestado de \$713.883.

2.- Los dos proyectos de líneas de subtransmisión, cuyos materiales se han adquirido, en gran parte, presentan el siguiente estado:

- Línea S/E 08 – LÉNTAG: El contrato DIDIS Nro. 14598 con la compañía JOP INGENIERIA ELÉCTRICA CÍA. LTDA., presenta los siguientes avances físicos:
  - Caminos de acceso 20%
  - Izado de postes 20%
  - Vestido de estructuras 27%
- Línea S/E SININCAY – S/E 18
  - Materiales adquiridos.
  - No existe avance físico.
  - Consecución de permisos de construcción, legales y ambientales.

#### **II.6.3 Programa PMD 2011**

El Programa de Mejoramiento del Sistema de Distribución (PMD), aprobado por el CONELEC, consta de 27 proyectos, por un monto de \$3'765.061, registró un avance del 72,12% al 31 de diciembre.

#### **II.6.4 Programa PLANREP 2011**

El Programa de Reducción de Pérdidas (PLANREP) 2011 aprobado por el CONELEC para CENTROSUR, consta de dos proyectos por un monto de \$580.000. Se debe indicar que el CONELEC aceptó el cambio del proyecto "REDES SUBTERRANES MT" por el de "REDES SUBTERRANEAS AV. LOJA", a través del oficio Nro. CONELEC-DE-2011-1934-OF, del 27 de diciembre de 2011. El avance de este programa alcanzó el 95,89%.

#### **II.6.5 Automatización de la distribución**

El contrato N° DIDIS -13920-2010 (\$1'133.390,59), para la implementación del Sistema de Automatización de las Subestaciones (SAS), culminó con la Etapa I, que incluye la puesta en servicio del sistema para la S/E 18 Turi y sistemas RTU para las S/E 09 Huablinca y S/E 12 El Descanso. Este proyecto se enmarca en la norma IEC-61968, de forma que sea interoperable con los otros sistemas en proyecto, tal como el OMS.

Asimismo, enmarcados en la visión de Automatización de la Distribución, se ha realizado la adquisición y puesta en servicio de un sistema para la integración de los reconectores al sistema SCADA, a fin de implementar funciones de control y monitoreo remoto desde el Centro de Control, utilizando la infraestructura de telecomunicaciones propia de CENTROSUR.

Esta red de comunicaciones ha sido diseñada sobre la base de la ubicación de cada reconector y, en su mayor parte, contempla tecnología inalámbrica, utilizando para el resto, enlaces de fibra óptica o combinaciones de las dos, situación que brinda una mejora notable en la operación, así como en la respuesta del sistema de protecciones, ante fallas en media tensión y en los tiempos de transferencia de carga entre alimentadores.

#### **II.6.6 Operación y Sistemas de Protección**

Luego de su puesta en operación, ha tenido exitosa explotación el Sistema de Comunicación ICCP (Intercommunications Control Center Protocol), el cual, por medio de una línea dedicada para el sistema SCADA, facilita el intercambio de información para la supervisión, en tiempo real, de las subestaciones Rayoloma y Sinincay de TRANSELECTRIC, dando cumplimiento a la regulación del CENACE 008/05. La información disponible incluye posiciones de interruptores y seccionadores a nivel de 69 kV; y, potencias y tensiones de barra de 69 kV.

Concluyó el estudio e implantación del sistema de protecciones en la red de subtransmisión Anillo Norte, que comprende las subestaciones 07 - Ricaurte, 12 - El Descanso, 09 - Huablinca y 18 - Cañar. Este proyecto consideró los cambios en la topología que deberá tener el sistema de subtransmisión, para recibir la energía que a partir del 2012 generará la central Ocaña de ELECAUSTRO, ubicada en la provincia de Cañar.

#### **II.6.7 Mejoras en el sistema de subtransmisión**

##### **II.6.7.1 Líneas de subtransmisión**

**Construcción de líneas de subtransmisión:** Se concluyó el proceso de contratación de servicios para el montaje de la línea de subtransmisión a 69kV, S/E 08 (Turi) - S/E 14 (Léntag), de 45,5 km, el cual se adjudicó a la firma JOP INGENIERÍA ELÉCTRICA CÍA LTDA; suscribiéndose el contrato DIDIS N° 14598-2011, por un monto de \$598.051,85, incluyéndose el suministro de ocho torres metálicas.

### **II.6.7.2 Subestaciones**

**Montaje de dos nuevas posiciones de línea de 69 kV en la S/E 14 – Léntag:** Con la finalidad de conformar el anillo sur de subtransmisión, a 69 kV, entre las subestaciones N° 05 (Arenal) – N° 14(Lentag) y N° 08 (Turi), así como brindar mayor confiabilidad al sistema, se realizó el montaje de dos posiciones de línea, a 69 kV, en la S/E14, conjuntamente con los tableros de protección y control.

**Montaje de posiciones, a media tensión, en las subestaciones 15, 22 y 23:** Dando cumplimiento a los compromisos adquiridos en el marco del convenio tripartito entre HIDROABANICO, CELEC-EP y CENTROSUR, se procedió con la instalación del equipamiento de media tensión, de las posiciones de transformación de las subestaciones Gualaceo (22 kV), Méndez y Limón (13,8 kV), situación originada por el cambio de tensión, a 138 kV, de la línea Cuenca – Limón – Macas.

### **II.6.7.3 Estudios de consultoría para proyectos de subtransmisión**

**Estudios y diseños de la Subestación N° 08-Turi:** La CENTROSUR con la finalidad de brindar un mejor servicio a sus clientes y mejorar las condiciones operativas, contrató los estudios y diseños técnicos para la construcción de la subestación N° 08, que estará ubicada en el sector de Turi. El contrato N° 13806-DIDIS-2010 se realizó con la empresa CAMERI S.A. en el mes de junio de 2010.

Los estudios electromecánicos y de obras civiles han sido aprobados; los estudios de impacto ambiental han sido enviados al CONELEC para su revisión y aprobación. Con fecha 29 de octubre de 2011 se realizó la audiencia pública, requisito a cumplir para la obtención de la licencia ambiental.

**Estudios y diseños de la Subestación N° 21-Macas:** Con la finalidad de realizar el cambio de tensión, de 13.8 kV a 22 kV, en la parte norte del sistema eléctrico de Morona Santiago, se contrataron los estudios y diseños para la construcción de la nueva subestación N° 21, ubicada en el cantón Macas; el contrato N° 13996-DIMS-2010 se realizó con la empresa CAMERI S.A. en el mes de octubre de 2010.

Los estudios de las obras civiles, electromecánicos y de impacto ambiental están en trámite de aprobación.

**Estudios para Líneas de Subtransmisión:** En cumplimiento del programa FERUM, mediante contratos de consultoría, con el ingeniero Fabián Castillo, se ejecutaron 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.6.8 Programa de Alumbrado Público**

Bajo los conceptos de eficiencia energética, así como de calidad en luminosidad, uniformidad, color de luz y seguridad, la CENTROSUR, ha venido ejecutando desde años atrás su 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, bajo las siguientes premisas:

- Utilización de luminarias de alta eficiencia, reemplazo de luminarias mercurio por sodio.
- Diseños lumínicos, cumpliendo con la normativa interna.
- Aplicación de conceptos de eficiencia energética, a través del uso de luminarias de doble nivel de potencia, para lo cual se contó con presupuestos del PMD y del Fondo de Reposición, habiéndose intervenido en amplios sectores de la ciudad, como las ciudadelas Quinta Chica, Los Trigales, Las Orquídeas y en un sector de la parroquia Ricaurte.
- La ampliación de cobertura del sistema de alumbrado público vial, se ha cumplido gracias al aporte de entidades seccionales como el Gobierno Provincial de Azuay, la Municipalidad de Cuenca (a través de la Unidad Ejecutora de proyectos), los municipios cantonales, las juntas parroquiales y clientes que participaron de este tipo de proyectos.
- La CENTROSUR ha participado, con delegados, en el Comité Especial, para la elaboración del Reglamento de Alumbrado Público y Homologación de luminarias, promovido por el INEN y el MEER.
- La Empresa ha incursionado en el primer proyecto piloto, utilizando luminarias de tecnología LED, en la calle Condamine (subida del Vado), tradicional sitio de interés turístico en la ciudad.
- La Empresa participa como socio activo de la Fundación Iluminar Luz y Color para Cuenca, entidad con la cual se trabaja en eventos como festividades de la ciudad, fiestas de fundación, de independencia, navidad, así como nuevos proyectos de iluminación permanentes en lugares emblemáticos de la ciudad.

## **II.7 GESTIÓN COMERCIAL**

### **II.7.1 Atención al Cliente**

Con la finalidad de aportar al objetivo institucional, en la disminución de las pérdidas no técnicas, en este año se continuó con la instalación de servicios eventuales, totalizando 4.209, con una energía vendida de 1'592.162 kWh, lográndose una recaudación de \$151.755; esto es el 0,26% 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 3,17 días, obteniéndose una media móvil, a diciembre del 2011, de 2,31 días; para instalaciones, la meta fue 5,50 días y la media móvil resultante fue de 5,19 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 media móvil fue 37,81.

#### **II.7.1.1 Centro de Contacto**

Una vez que en el año 2010 se logró conformar el equipo de trabajo, así como con la infraestructura adecuada, la administración brindó un especial apoyo, con el objetivo que esta herramienta se convierta en el principal punto de contacto con el cliente, lográndose que el 80% de sus requerimientos, inquietudes y reclamos, sean solucionados en un primer nivel, por los agentes de servicio y que tan solo un 20% sean remitidos a un segundo nivel de atención.

De esta manera, durante el 2011, se lograron alcanzar niveles de atención muy satisfactorios, pudiéndose mencionar que se contestaron un total de 226.760 llamadas (18.897 en promedio mensual), lo que significa una media móvil anual del 80,5% de nivel de servicio, valor que cumple con la meta anual planteada de 80/20.

### **II.7.1.2 Sistema de Atención de Reclamos (SAR)**

En el primer trimestre de 2011, la Dirección de Comercialización (DICO), conjuntamente con la Dirección de Sistemas Informáticos (DISI), retomó el análisis de los procesos y del sistema informático de Atención de Reclamos (SAR). Luego de realizar levantamientos de procesos y una reestructuración informática, en el mes de abril de 2011 se puso en producción el Sistema de Atención de Reclamos – SAR, en remplazo del Sistema de Requerimientos, actividad que demandó la capacitación al personal involucrado.

En coordinación, entre personal de CENTROSUR, ETAPA, CNT y TELEFÓNICA, se consiguió accesibilidad desde cualquier lugar del área de concesión de la CENTROSUR, con lo cual, los clientes podrán comunicarse con la Empresa solamente marcando el 136, utilizando telefonía fija o móvil. En el caso de que la llamada sea para registrar un reclamo, de cualquier tipo, éste será direccionado a la Agencia respectiva, para que se brinde atención al reclamo.

### **II.7.1.3 Campaña nacional de sustitución de focos**

La campaña nacional de sustitución de focos incandescentes por “focos ahorradores” dio inicio en el mes de enero de 2011, con la entrega de focos ahorradores a instituciones públicas; y, desde el 22 de marzo se entregaron los focos a los clientes del sector residencial. Adicionalmente, se coordinó con las agencias para que hagan las entregas, desde sus bodegas, hacia los puntos de pago de su jurisdicción.

Por disposición del Ministerio de Energía (MEER), se da por terminada la campaña de entrega de focos ahorradores el 31 de Agosto de 2011, debiéndose indicar que, a lo largo del año 2011, se entregaron 207.679 focos.

### **II.7.1.4 Plan RENOVA**

En el tercer trimestre de 2011 inició la coordinación para la implementación del Plan RENOVA, a través del cual se pretende reemplazar las refrigeradoras que tienen más de 10 años de uso, por equipos modernos más eficientes, disminuyendo el consumo de energía, beneficiando a los clientes y al Estado. Para la ejecución del proyecto se firmó un acuerdo entre MIPRO, MEER, BNF y las empresas distribuidoras.

### **II.7.1.5 Actualización de datos de clientes**

El proyecto de actualización de datos de los clientes, prevé su ejecución en dos etapas: la primera que contempla el cambio y modificación de la información actual, con la puesta en marcha de las pantallas provisionales de actualización, para lo cual se realizó un cronograma de visitas a las agencias y a la Dirección de Morona Santiago, cuyos objetivos eran la capacitación y socialización del proyecto.

En la segunda etapa se incluirá la actualización de datos de clientes, propietarios y arrendatarios, previéndose su inicio en el primer trimestres de 2012.

### **II.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 2011, se realizó 7.712 revisiones, fruto de lo cual se refacturó y reliquidó 766.547 kWh, por un monto de \$108.081.

### **II.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 73 puntos de recaudación en la ciudad de Cuenca, a través de contratos para recaudación de planillas con cooperativas como JEP, COOPERA Ltda., BAÑOS, COOPERCO, PROVIDA, COOPAC-AUSTRO, HUINARA, ALFONSO JARAMILLO, PROFUTURO, SAN JOSE y LA MERCED, así como con entidades financieras VAZCORP, EXSERSA – Servipagos. Adicionalmente, esto ha permitido contar con 213 cajeros habilitados para toda el área de concesión.

## **II.8 GESTIÓN DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN**

### **II.8.1 Nuevos emprendimientos y mejoras en los servicios informáticos**

En el segundo semestre se adquirieron las licencias y el software necesario para creación y administración de máquinas virtuales en el ámbito de servidores. Esta tecnología permitirá importantes ahorros en hardware y en costos operativos y de mantenimiento del data center. En una segunda etapa, como proyecto piloto, se virtualizará un cierto número de computadores personales, lo que permitirá una mejor gestión y seguridad de la información.

La Dirección de Sistemas Informáticos ha asumido una metodología para la elaboración de un Plan Estratégico de Tecnologías de la Información –PETI–, cuyas conclusiones permitirán direccionar las acciones para solventar las necesidades del negocio, a corto y mediano plazos, en alineación con el Plan Estratégico de CENTROSUR.

Se contrató la actualización del Sistema de Documentos Digitales de Servicios de Energía Eléctrica, para que, el Departamento de Servicios al Cliente, continúe con la digitalización de los documentos de los clientes que soliciten un servicio.

Continuando con el Plan de Calidad, a cargo de la Dirección de Planificación, se actualizó el Manual de Procesos y Procedimientos con el objeto de incorporar el registro y mantenimiento de los Macro Procesos, bajo la responsabilidad de los Directores y Líderes de los Procesos.

### **II.8.2 Sitio web de la CENTROSUR**

Se ha optado por una nueva tecnología para la virtualización de servidores, fortaleciendo y mejorando el tiempo de respuesta de las aplicaciones alojadas en estos, entre ellas el Portal Web.

Se implantó una nueva metodología de respaldos y contingencia del servidor Web, que ayude a disminuir los fallos del Portal Web.

### **II.8.3 Centro de cómputo alternativo**

Luego de analizar las alternativas posibles, se concluyó que la mejor opción es arrendar a ETAPA EP un espacio (co-ubicación), en su data center, situado en el sector de Totoracocha; por lo que se hicieron las gestiones respectivas y las partes suscribieron un contrato. En el

segundo semestre de 2011, la CENTROSUR adquirió el equipamiento adicional necesario para configurar un data center de contingencia.

#### **II.8.4 Soporte a usuarios**

El soporte al servicio, se preocupa de todos los aspectos que garanticen la continuidad, disponibilidad y calidad del servicio prestado al usuario. La Dirección de Sistemas Informáticos, con el objeto de cumplir con esta tarea fundamental, está implementando las mejores prácticas recomendadas por ITIL V3.

Para dar un eficiente soporte a los usuarios de los servicios de TI, el personal de la Dirección de Sistemas fue distribuido 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 reportaron 9.893 incidentes, lográndose atender 9.442, que representan una tasa de atención de 95,44%. Entre los principales requerimientos atendidos, ya sea debidos a nuevos emprendimientos o por mejoras a los servicios existentes, se pueden citar los siguientes:

- Implementación del Sistema de Atención de Reclamos.
- Desarrollo e implementación de campaña de entrada en SmartScripting de AVAYA "CONTROL DE LLAMADAS" para el Contact Center.
- Desarrollo de la aplicación Estadístico de Contrataciones, para el departamento de Compras.
- Puesta en producción del módulo de Control de Medidores, el cual vincula el Sistema de Inventarios con el Sistema de Comercialización – SICO.
- Entrada en funcionamiento el Sistema para Ingreso de Facturas, relacionado con el registro de código INCOP.
- Desde el mes de septiembre, se inició el desarrollo del sistema informático para soportar el plan nacional sobre la renovación de refrigeradoras - Plan Renova.
- Se brindó soporte y mantenimiento a los sistemas de Bienes de Control, Compras, Contabilidad, Presupuesto, SITEL, Recursos Humanos, Reclamos e Interrupciones, Atención de reclamos.

#### **II.8.5 Servicios regionales**

Luego de la implantación del sistema de la CENTROSUR, para la gestión comercial, en la empresa eléctrica Azogues, se ha brindado el soporte de alojamiento y procesamiento de la información. De esta forma se ha optimizado el uso de los recursos regionales, logrando un importante ahorro para esa distribuidora.

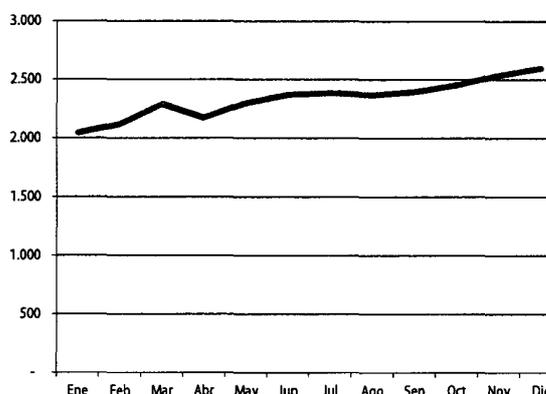
De otra parte, también se ha colaborado con la empresa eléctrica Galápagos, enviando personal para la puesta a punto del servidor (hardware) que soporta el sistema comercial.

#### **II.9 SERVICIO DE TELECOMUNICACIONES**

Bajo la gestión de la Dirección de Telecomunicaciones (DITEL), en el año 2011 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 cierra el ejercicio con 2.596 instalaciones, entre residenciales, corporativos y transmisión de datos.

Año	INSTALACIONES			
	Residencial	Corporativo	TX de datos	TOTAL
2011				
Ene	1.709	258	76	2.043
Feb	1.793	243	79	2.115
Mar	1.958	249	79	2.286
Abr	1.846	250	73	2.169
May	1.963	260	73	2.296
Jun	2.013	273	82	2.368
Jul	2.008	288	86	2.382
Ago	2.009	286	70	2.365
Sep	2.044	283	66	2.393
Oct	2.097	287	67	2.451
Nov	2.175	291	69	2.535
Dic	2.225	299	72	2.596



**Proyecto FODETEL:** Cumpliendo con el compromiso pactado para la ampliación de la cobertura del servicio de telecomunicaciones, se ha instalado el servicio de internet a 67 escuelas, distribuidas en la provincia del Azuay, priorizadas por el Ministerio de Educación (convenio de servicios a 5 años). Este proyecto corresponde al convenio tripartito Ministerio de Telecomunicaciones – Gobierno Provincial del Azuay – CENTROSUR.

Producto de esta primera experiencia, con recursos del FODETEL, el Ministerio de Telecomunicaciones invitó a la CENTROSUR a presentar una propuesta técnico – económica para brindar conectividad a 1.024 centros de educación ubicados en todo el territorio nacional, en función de lo cual, la Empresa presentó una propuesta relacionada a su área de concesión regional (Azuay, Cañar y Morona Santiago), para 164 centros beneficiarios, resultando seleccionada para la ejecución del proyecto en 151 sitios (101 en Morona Santiago, 40 en Cañar y 10 en el Azuay), incluido 7 sitios localizados en la provincia de Cañar, del proyecto "Escuelas Cercanas", que lleva adelante la Secretaria Nacional del Migrante (SENAMI), en coordinación con el MINTEL, con quien se suscribió un contrato para la ejecución de este nuevo emprendimiento.

Este proyecto emblemático desplegará infraestructura de red para acceso a internet mayoritariamente en la provincia de Morona Santiago, en particular en las escuelas rurales y urbano marginales, con un componente social invaluable; tan representativo es el proyecto que se llegará a brindar internet en escuelas ubicadas en la frontera con Perú y a comunidades ubicadas en la selva ecuatoriana. El proyecto cuenta con el financiamiento del Ministerio de Telecomunicaciones durante 43 meses.

**Acceso a Internet Internacional:** en el año 2011 se realizaron gestiones permanentes para la revisión de precios con los proveedores de internet, a medida que se incrementaba el número de clientes, consiguiéndose una disminución de hasta el 50% del costo de internet 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 redundará en mayor beneficio para la Empresa.

**Televisión Digital:** Se realizó un show-room del servicio de televisión digital de CENTROSUR, hacia los operadores de televisión pagada de la región y se gestionó la búsqueda de opciones de negocio. Se suscribieron dos acuerdos de confidencialidad y no divulgación, con grupos interesados, en pos de encontrar una opción de comercialización del servicio de televisión digital.

**INFORME DE LABORES  
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2011**

**PARTICIPACIÓN EN EL  
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

### III. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

#### III.1 COMPRA DE ENERGÍA

##### III.1.1 Contratos a término

Durante el año 2011 mantuvieron su vigencia los contratos suscritos con las empresas de generación y autoprodutores:

- Capital Privado: ELECTROQUIL, INTERVISA, GENEROCA, LAFARGE, TERMOGUAYAS, SIBIMBE, ECOLUZ, HIDROABANICO y ENERMAX.
- Capital Estatal: CELEC EP, ELECAUSTRO y EMAAP-Q.
- Casos especiales a mencionar son los de las empresas MACHALAPOWEE e HIDROPASTAZA, las cuales pasaron a formar parte de CELEC EP. En el caso de la primera empresa, por adquisición en el mes de mayo y en el caso de la segunda, por absorción de parte de la Unidad de Negocio HIDROAGOYÁN en el mes de octubre.

##### III.1.2 Resumen energético

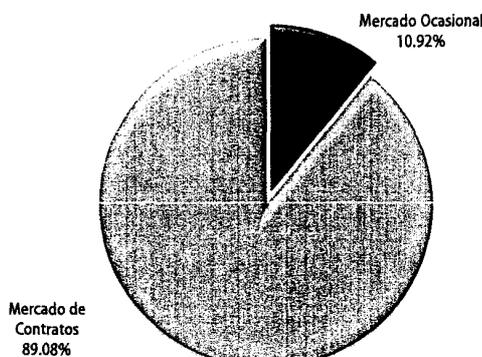
Este informe considera la información resumida de las liquidaciones mensuales del período enero-diciembre 2011, publicada y oficializada por el CENACE.

El cuadro II.1.2.1 muestra el resumen de la energía demandada por los clientes regulados de la CENTROSUR (836,69 GWh), superior en 7,71% a la del año 2010 (776,82 GWh).

Para satisfacer los requerimientos de sus clientes, la CENTROSUR adquirió el 89,08% (745,31 GWh) en el mercado de contratos y el 10,92% (91,38 GWh) en el mercado ocasional.

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

MES	Mercado	Contratos	TOTAL
I TRIMESTRE	35.231.357	166.061.321	201.292.679
	17,50%	82,50%	100,00%
II TRIMESTRE	12.333.403	197.508.881	209.842.283
	5,88%	94,12%	100,00%
III TRIMESTRE	12.949.718	198.590.537	211.540.254
	6,12%	93,88%	100,00%
IV TRIMESTRE	30.867.176	183.146.754	214.013.930
	14,42%	85,58%	100,00%
TOTAL 2011	91.381.654	745.307.493	836.689.146
	10,92%	89,08%	100,00%



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 88,68% corresponde a contratos con empresas de generación de capital estatal y el 11,32% a contratos con empresas de generación de capital privado.

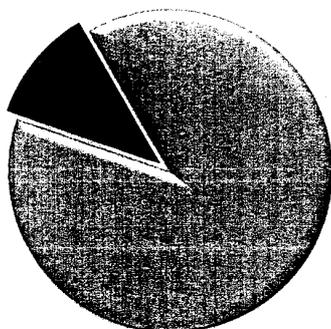
**Cuadro N° III.1.2.2 - DETALLE DEL SUMINISTRO CONTRATADO POR PROVEEDOR [kWh] - AÑO 2011**

GENERADOR	CONTRATOS REGULADOS				TOTAL AÑO	%
	1T	2T	3T	4T		
TERMOESMERALDAS	11.004.295	10.453.194	3.534.711	9.326.854	34.319.054	4,60%
ELECTROGUAYAS	26.291.261	22.774.353	23.754.357	31.173.934	103.993.905	13,95%
TERMOPICHINCHA	3.645.324	5.902.522	10.218.942	11.249.652	31.016.440	4,16%
CELEC QUEVEDO	853.901	150.280	0	0	1.004.180	0,13%
CELEC STA. ELENA	1.927.447	351.547	1.051.579	1.314.099	4.644.672	0,62%
HIDROPAUTE	59.014.062	97.208.193	93.655.077	73.562.228	323.439.560	43,40%
HIDROAGOYÁN	13.018.710	13.804.953	17.175.215	19.815.478	63.814.356	8,56%
HIDRONACIÓN	12.960.727	6.157.384	4.091.366	7.639.857	30.849.335	4,14%
TERMOGAS MACHALA	0	2.726.698	5.273.728	7.114.555	15.114.981	2,03%
TOTAL CELEC	128.715.728	159.529.124	158.754.974	161.196.657	608.196.482	81,60%
ELECAUSTRO	3.052.122	4.023.496	4.038.102	3.759.593	14.873.313	2,00%
HIDROPASTAZA	0	12.822.771	19.578.126	0	32.400.897	4,35%
EMAAP-Q	976.181	1.514.120	1.911.969	1.075.407	5.477.676	0,73%
TOTAL EMPRESAS - CAPITAL ESTATAL	4.028.303	18.360.387	25.528.197	4.835.000	52.751.886	7,08%
ELECTROQUIL	2.620.514	1.602.002	2.903.466	3.610.310	10.736.293	1,44%
INTERVISA TRADE	5.606.621	1.667.518	1.398.751	2.113.014	10.785.904	1,45%
MACHALA POWER	11.954.928	6.346.348	0	0	18.301.277	2,46%
TERMOGUAYAS	7.477.848	4.980.439	5.555.586	7.911.228	25.925.100	3,48%
GENEROCA	2.126.958	1.427.046	1.562.374	1.339.391	6.455.769	0,87%
HIDROSIBIMBE	1.230.963	1.409.774	970.184	619.090	4.230.011	0,57%
TOTAL EMPRESAS - CAPITAL PRIVADO	31.017.833	17.433.127	12.390.360	15.593.033	76.434.353	10,26%
ECOLUZ	312.544	438.752	591.732	382.911	1.725.939	0,23%
ENERMAX	805.078	638.668	291.155	39.575	1.774.476	0,24%
HIDROABANICO	1.180.606	1.106.994	1.030.796	1.087.418	4.405.815	0,59%
LAFARGE	1.230	1.828	3.323	12.160	18.540	0,00%
TOTAL AUTOPRODUCTORES - PRIVADO	2.299.458	2.186.243	1.917.006	1.522.064	7.924.771	1,06%
TOTAL	166.061.321	197.508.881	198.590.537	183.146.754	745.307.493	100,00%

**Cuadro N° III.1.2.3 - DETALLE DEL SUMINISTRO CONTRATADO POR TIPO DE GENERACIÓN [kWh] AÑO 2011**

GENERADOR	CONTRATOS REGULADOS				TOTAL AÑO	%
	1T	2T	3T	4T		
GENERACIÓN ESTATAL	132.744.031	177.889.511	184.283.171	166.031.657	660.948.369	88,68%
GENERACIÓN PRIVADA	33.317.291	19.619.370	14.307.366	17.115.097	84.359.124	11,32%
TOTAL	166.061.321	197.508.881	198.590.537	183.146.754	745.307.493	100,00%

GENERACIÓN PRIVADA  
11,32%



GENERACIÓN ESTATAL  
88,68%

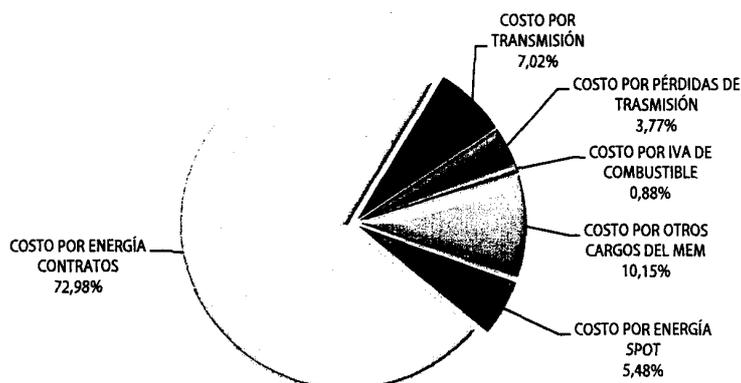
### III.1.3 Costos de compra de energía

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

La energía adquirida durante el año 2011, alcanzó la suma de \$42'743.733, superior en un 2,70% respecto al año 2010 (\$41'618.690).

**Cuadro N° III.1.3.1 RESUMEN DE COSTOS EN EL MEM [€] - AÑO 2011**

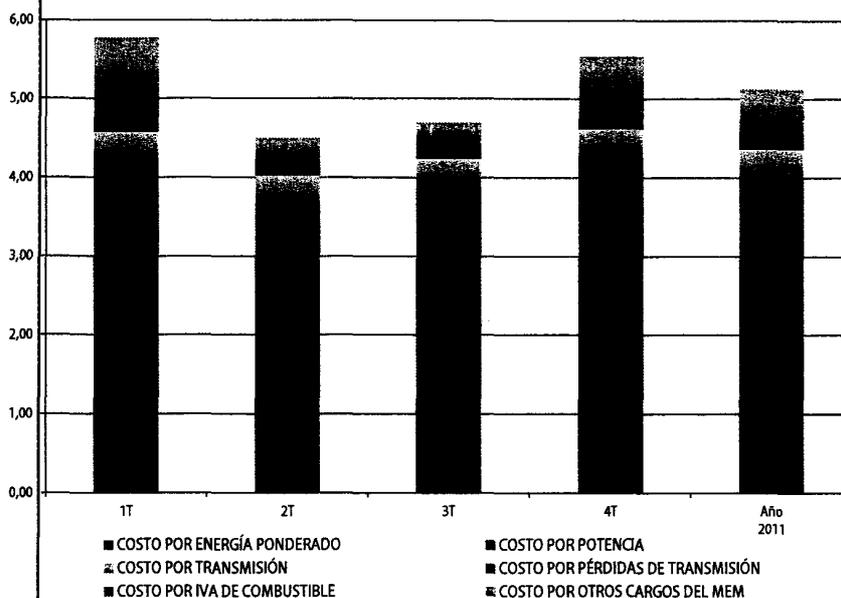
Concepto	1T	2T	3T	4T	AÑO	%
COSTO LIQUIDADO POR EL CENACE	3.702.508	2.123.208	2.356.481	3.477.275	11.659.472	27,21%
COSTO LIQUIDADO EN CONTRATOS	7.914.518	7.323.785	7.579.202	8.376.757	31.194.263	72,79%
<b>COSTO TOTAL ENERGÍA</b>	<b>11.617.026</b>	<b>9.446.993</b>	<b>9.935.683</b>	<b>11.854.032</b>	<b>42.853.735</b>	<b>100%</b>
Resumen Conceptos	1T	2T	3T	4T	AÑO	%
INGRESO POR ENERGÍA SPOT	-22	-352	-1.342	-149	-1.865	0,00%
COSTO POR ENERGÍA SPOT	571.640	377.611	652.092	742.132	2.343.475	5,48%
COSTO POR ENERGÍA CONTRATOS	7.914.518	7.323.785	7.579.202	8.376.757	31.194.263	72,98%
COSTO POR POTENCIA	-2.712	-2.703	-2.649	-2.115	-10.178	-0,02%
COSTO POR TRANSMISIÓN	733.582	753.019	743.082	772.377	3.002.061	7,02%
COSTO POR PÉRDIDAS DE TRASM.	402.374	382.964	402.994	423.116	1.611.448	3,77%
COSTO POR IVA DE COMBUSTIBLE	166.845	78.850	56.549	73.996	376.240	0,88%
COSTO POR OTROS CARGOS DEL MEM	1.830.800	533.819	505.754	1.467.917	4.338.290	10,15%
RELIQUIDACIONES MEM	346	1	0	-110.349	-110.001	-0,26%
<b>TOTAL</b>	<b>11.617.372</b>	<b>9.446.995</b>	<b>9.935.683</b>	<b>11.743.683</b>	<b>42.743.733</b>	<b>100%</b>



El cuadro II.1.3.2 muestra los costos unitarios de compra de energía desglosados en sus diferentes componentes. El costo promedio de compra fue de 5,12 €/kWh.

**Cuadro N° III.1.3.2 COSTOS UNITARIOS DE COMPRA [€/kWh]**

Concepto	1T	2T	3T	4T	Año 2011	%
INGRESO POR ENERGÍA SPOT	2,98	2,67	0,53	0,22	0,56	10,95%
COSTO POR ENERGÍA SPOT	1,62	3,06	4,94	2,40	2,56	49,89%
COSTO POR ENERGÍA CONTRATOS	4,77	3,71	3,82	4,57	4,19	81,72%
COSTO POR ENERGÍA PONDERADO	4,22	3,67	3,89	4,26	4,01	78,26%
COSTO POR POTENCIA	0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,02%
COSTO POR TRANSMISIÓN	0,36	0,36	0,35	0,36	0,36	7,01%
COSTO POR PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	0,20	0,18	0,19	0,20	0,19	3,76%
COSTO POR IVA DE COMBUSTIBLE	0,08	0,04	0,03	0,03	0,04	0,88%
COSTO POR OTROS CARGOS DEL MEM	0,91	0,25	0,24	0,69	0,52	10,12%
<b>COSTO UNITARIO TOTAL 2011</b>	<b>5,77</b>	<b>4,50</b>	<b>4,70</b>	<b>5,54</b>	<b>5,12</b>	<b>100,00%</b>



### III.2 CLIENTES NO REGULADOS

#### III.2.1 Servicio de Peajes de Distribución

Los valores facturados por servicio de peajes de distribución a los consumos propios del autoproducer ENERMAX, le representaron a CENTROSUR un ingreso neto de \$44.392,51.

**Cuadro N° II.2.1 - FACTURACIÓN POR PEAJES DE DISTRIBUCIÓN [\$]**

PERÍODO	Potencia	Energía	TOTAL
I TRIMESTRE	10.268,44	583,62	10.852,06
II TRIMESTRE	10.524,74	786,41	11.311,15
III TRIMESTRE	10.124,23	774,09	10.898,32
IV TRIMESTRE	10.527,76	803,22	11.330,98
TOTAL 2011	41.445,17	2.947,34	44.392,51

#### 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 \$12.054,12, de los cuales, corresponden a Alumbrado Público \$11.864,04 y Bomberos \$190,08.

**Cuadro N° II.2.2 - FACTURACIÓN DE CARGOS ADICIONALES [\$]**

MES	A. Público	Bomberos	TOTAL
I TRIMESTRE	2.754,50	47,52	2.802,02
II TRIMESTRE	2.994,91	47,52	3.042,43
III TRIMESTRE	2.971,75	47,52	3.019,27
IV TRIMESTRE	3.142,88	47,52	3.190,40
TOTAL 2011	11.864,04	190,08	12.054,12



**INFORME DE LABORES  
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2011**

CAPÍTULO IV

**EL MERCADO REGULADO**

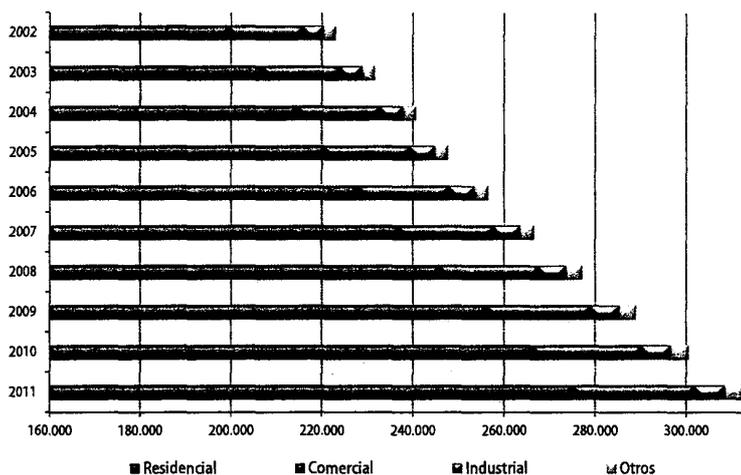
## IV. EL MERCADO REGULADO

### IV.1 CLIENTES

De acuerdo al informe de facturación emitido por la Dirección de Comercialización, el número de clientes, a diciembre de 2011, fue de 312.603 (cuadro N° IV.1), con un incremento del 4,03% respecto a los que existían en el mes de diciembre de 2010 (300.480). Clasificados por categoría, tenemos que un 88,05% son residenciales, 8,51% comerciales, 2,12% industriales y 1,33% corresponde a Otros, entre los cuales se incluyen: entidades oficiales, asistencia social, beneficio público y escenarios deportivos.

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

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	TOTALES	Var. Anual
2002	199.438	16.419	4.392	2.751	223.000	3,88%
2003	206.937	17.068	4.724	2.822	231.551	3,83%
2004	214.727	18.077	4.979	2.911	240.694	3,95%
2005	220.602	18.838	5.232	2.956	247.628	2,88%
2006	228.178	19.744	5.452	3.070	256.444	3,56%
2007	236.883	20.778	5.690	3.096	266.447	3,90%
2008	245.919	21.677	5.923	3.573	277.092	4,00%
2009	256.244	22.790	6.115	3.739	288.888	4,26%
2010	266.277	23.881	6.331	3.991	300.480	4,01%
2011	275.250	26.588	6.614	4.151	312.603	4,03%



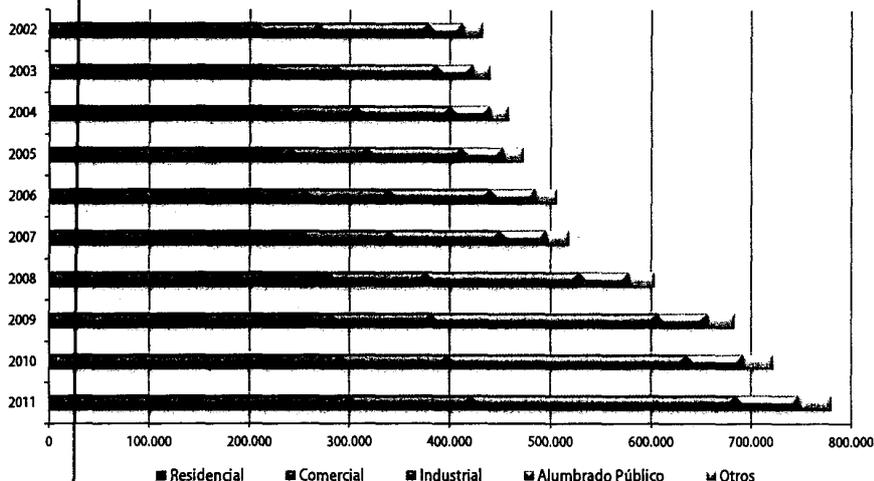
### IV.2 ENERGÍA CONSUMIDA

La energía consumida durante el año 2011 fue de 780.089,95 MWh (ver cuadro N° IV.2.1), con un incremento del 8,10% con relación a la energía de enero a diciembre de 2010 (721'624,03 kWh). Del consumo total, el sector residencial con 299'715,40 kWh (38,42%) es el de mayor participación, seguido del industrial con 263'582,29 kWh (33,79%) y del comercial con 120'674,40 (15,47%).

Al relacionar la energía consumida con el número de clientes, resulta que mientras en el período enero a diciembre de 2010, se tenían 2.401,57 kWh (200,13 kWh/mes) por cliente medio, en el año 2011 se pasó a 2.495,47 kWh (207,96 kWh/mes) por cliente, con un incremento del 3,91%, (ver cuadro N° IV.2.2).

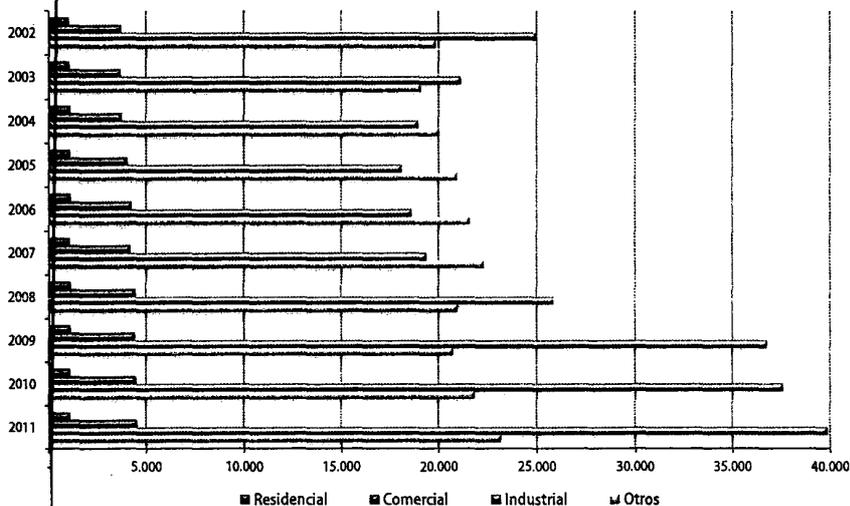
**CUADRO N° IV.2.1 - ENERGÍA CONSUMIDA [MWh]**

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	TOTAL	Variación Anual
2002	207.036,10	60.955,20	109.528,52	34.039,76	20.487,50	432.047,08	-2,68%
2003	222.925,58	62.968,43	99.836,33	35.901,38	17.853,83	439.485,55	1,72%
2004	237.695,69	68.026,04	94.291,76	38.893,42	19.335,52	458.242,42	4,27%
2005	240.727,55	75.783,72	94.556,00	40.970,88	20.960,06	472.998,20	3,22%
2006	254.702,32	83.552,13	101.249,68	44.180,79	22.048,02	505.732,95	6,92%
2007	252.169,02	87.007,08	110.124,26	45.289,08	23.738,77	518.328,22	2,49%
2008	278.436,24	96.578,53	153.074,29	49.042,02	25.853,76	602.984,83	16,33%
2009	280.521,18	100.287,65	224.703,39	49.622,31	27.892,68	683.027,22	13,27%
2010	289.894,10	106.797,92	237.858,69	56.416,38	30.656,95	721.624,03	5,65%
2011	299.715,40	120.674,40	263.582,29	62.602,40	33.515,46	780.089,95	8,10%



**CUADRO N° IV.2.2 - ENERGÍA CONSUMIDA POR CLIENTE [kWh/CLIENTE/AÑO]**

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total	Var. Anual
2002	1.038,10	3.712,48	24.938,19	19.820,89	1.937,43	-6,32%
2003	1.077,26	3.689,27	21.133,85	19.048,62	1.898,01	-2,03%
2004	1.106,97	3.763,13	18.937,89	20.003,07	1.903,84	0,31%
2005	1.091,23	4.022,92	18.072,63	20.950,92	1.910,12	0,33%
2006	1.116,24	4.231,77	18.571,11	21.572,90	1.972,10	3,24%
2007	1.064,53	4.187,46	19.354,00	22.295,82	1.945,33	-1,36%
2008	1.132,23	4.455,35	25.844,05	20.961,59	2.176,12	11,86%
2009	1.094,74	4.400,51	36.746,26	20.731,48	2.364,33	8,65%
2010	1.088,69	4.472,09	37.570,48	21.817,42	2.401,57	1,58%
2011	1.088,88	4.538,68	39.852,18	23.155,35	2.495,47	3,91%

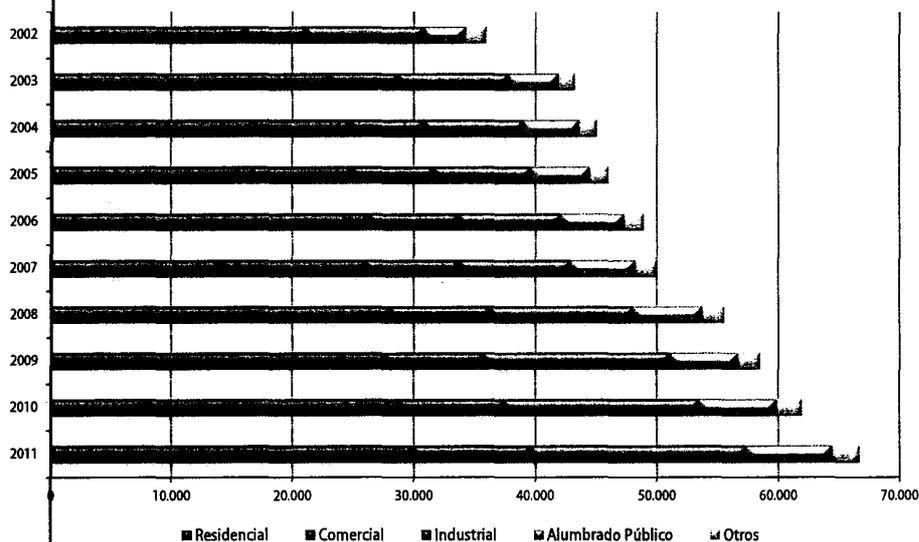


### IV.3 FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA

Durante el año 2011, la facturación (cuadro IV.3.1) y recaudación (cuadro IV.3.2) alcanzaron los \$66'641.867 y \$65'633.228, respectivamente, resultando un índice de recaudación/facturación del 98,49%, superior al registrado en el año anterior (96,23%).

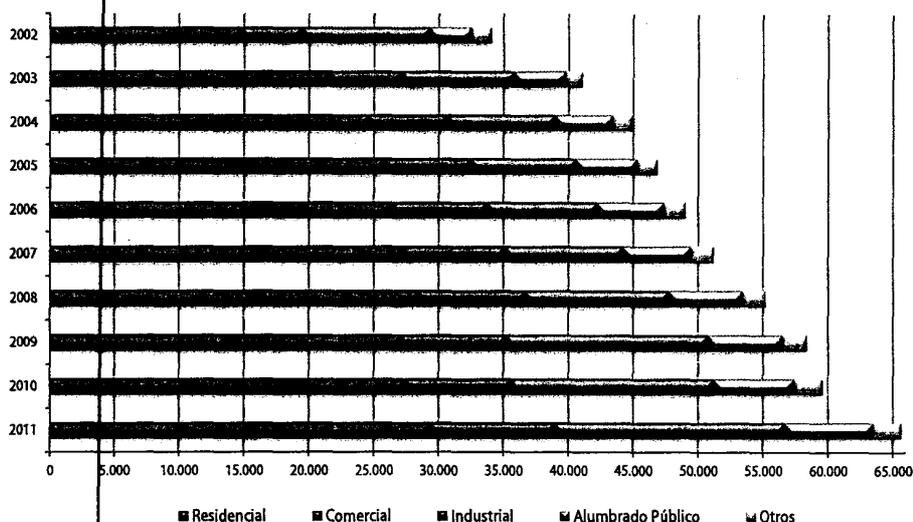
**CUADRO N° IV.3.1 - FACTURACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA [Miles \$]**

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	TOTAL	Variación Anual
2002	16.081,03	5.005,67	9.672,74	3.435,77	1.719,41	35.914,61	19,73%
2003	23.023,75	5.677,35	9.051,81	4.119,85	1.357,22	43.229,98	20,37%
2004	24.774,53	6.025,27	8.147,56	4.577,41	1.488,93	45.013,69	4,13%
2005	24.957,04	6.680,62	7.985,45	4.793,05	1.593,13	46.009,30	2,21%
2006	26.247,23	7.383,04	8.443,38	5.167,82	1.635,87	48.877,33	6,23%
2007	26.029,29	7.710,26	9.150,00	5.300,25	1.792,59	49.982,39	2,26%
2008	28.021,12	8.232,10	11.751,82	5.665,48	1.835,56	55.506,08	11,05%
2009	27.636,76	8.048,11	15.335,52	5.577,70	1.836,32	58.434,41	5,28%
2010	28.778,96	8.604,94	16.053,20	6.363,40	2.102,02	61.902,52	5,94%
2011	29.903,92	9.679,66	17.725,56	7.043,10	2.289,63	66.641,87	7,66%



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

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	TOTAL	Variación Anual
2002	14.737,31	4.681,86	9.839,78	3.220,52	1.556,64	34.036,10	11,44%
2003	21.533,93	5.568,18	8.680,85	3.915,04	1.318,11	41.016,10	20,51%
2004	24.503,46	6.104,30	8.283,10	4.451,00	1.534,84	44.876,68	9,41%
2005	25.718,36	6.701,13	8.108,85	4.715,61	1.584,91	46.828,86	4,35%
2006	26.284,45	7.382,22	8.493,07	5.156,53	1.678,83	48.995,10	4,63%
2007	27.155,62	7.869,66	9.110,72	5.245,94	1.752,17	51.134,12	4,37%
2008	28.388,60	8.199,81	11.106,98	5.644,93	1.805,61	55.145,93	7,85%
2009	27.021,92	8.129,18	15.586,01	5.730,97	1.874,28	58.342,36	5,80%
2010	27.379,14	8.171,04	15.622,85	6.194,11	2.203,65	59.570,78	2,11%
2011	29.311,00	9.546,46	17.760,35	6.800,06	2.215,36	65.633,23	10,18%



#### IV.4 DEUDA DE LOS CLIENTES

La deuda general de los clientes de la CENTROSUR, a diciembre de 2011 era \$3'736.502, mientras que a finales del año 2010 fue \$3'509.442, es decir \$227.060 más, lo que equivale a un incremento del 6,47%. 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 2010 era de \$1'401.119, a diciembre de 2011 ésta fue \$1'534.823, que representa un incremento de 9,54%.

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

CATEGORÍA	AL 31/DIC/2010						AL 31/DIC/2011						VARIACIÓN	
	Hasta 30 días		Entre 31 y 360 días		Total		Hasta 30 días		Entre 31 y 360 días		Total			
	Client.	Valor	Client.	Valor	Client.	Valor	Client.	Valor	Client.	Valor	Client.	Valor	Client.	Valor
RESIDENCIAL	76.317	1.378.914	35.927	1.042.911	112.244	2.421.824	76.788	1.451.355	34.855	1.084.586	111.643	2.535.941	-0,54%	4,71%
COMERCIAL	6.422	302.374	1.936	119.334	8.358	421.708	6.857	363.130	-1.924	133.760	8.781	496.890	5,06%	17,83%
INDUSTRIAL	1.970	355.758	967	183.699	2.937	539.458	2.007	327.124	963	164.201	2.970	491.325	1,12%	-8,92%
ASISTENCIA SOCIAL	731	15.450	351	6.838	1.082	22.288	660	16.006	239	3.977	899	19.983	-16,91%	-10,34%
LOCALES DEPORTIVO	9	9.210	17	22.846	26	32.056	20	13.258	17	131.703	37	144.961	42,31%	352,21%
ENTIDADES OFICIALE	282	43.368	119	25.381	401	68.749	208	27.130	114	15.928	322	43.058	-19,70%	-37,37%
VARIOS	32	3.248	10	110	42	3.358	39	3.676	25	669	64	4.345	52,38%	29,39%
<b>TOTAL</b>	<b>85.713</b>	<b>2.108.322</b>	<b>39.327</b>	<b>1.401.119</b>	<b>125.090</b>	<b>3.509.442</b>	<b>86.579</b>	<b>2.201.679</b>	<b>38.137</b>	<b>1.534.823</b>	<b>124.716</b>	<b>3.736.502</b>	<b>-0,30%</b>	<b>6,47%</b>

#### RESUMEN

##### Descripción

CARTERA VENCIDA GENERAL (ENTRE 31 Y 360 DÍAS)

EN GESTIÓN DE COBRO (HASTA 30 DÍAS)

DEUDA GENERAL TOTAL

Clientes

Valor (\$)

%

38.137 1.534.823 41,08%

86.579 2.201.679 58,92%

124.716 3.736.502 100,00%

**INFORME DE LABORES  
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2011**

*SENER*

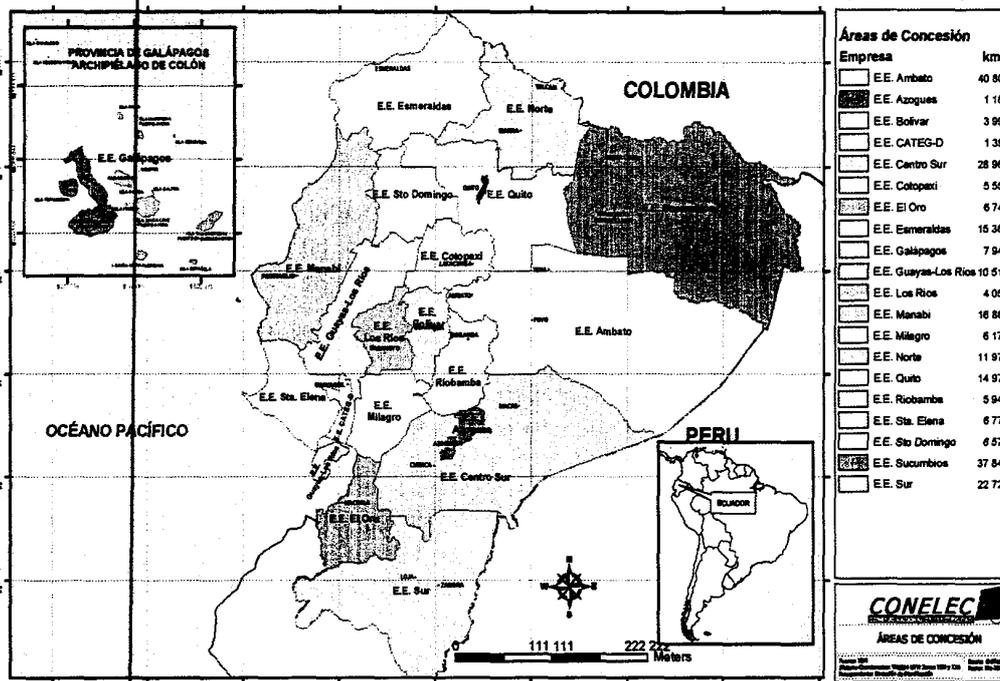
**EL SISTEMA ELÉCTRICO**

## V. EL SISTEMA ELÉCTRICO

### V.1 ÁREA DE CONCESIÓN

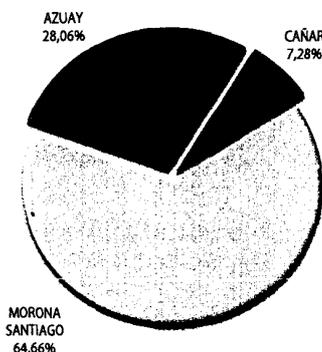
El área de concesión de la CENTROSUR, que representa el 11,3% del territorio nacional ecuatoriano, según los datos publicados por el CONELEC, (Cuadro N° V.1.1) comprende las provincias del Azuay, Cañar y Morona Santiago, con excepción de los cantones Azogues, Déleg y La Troncal en la provincia del Cañar,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

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



CUADRO N° V.1.2 - EXTENSIÓN POR CANTÓN

Cantón	Extensión (km²)	%
CUENCA	3.129	10,80
GIRÓN	349	1,21
GUALACEO	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
SÍGSIG	667	2,30
OÑA	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



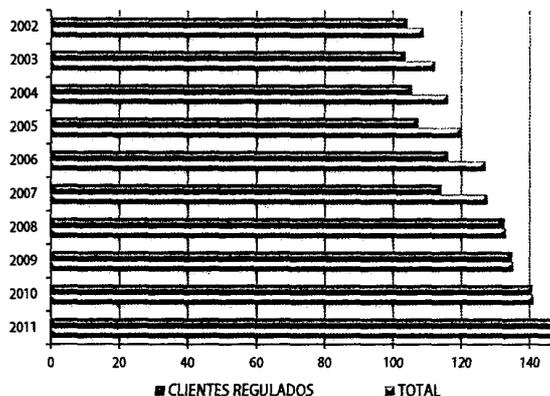
Cantón	Extensión (km²)	%
CAÑAR	1.787	6,17
BIBLIÁN	205	0,71
EL TAMBO	66	0,23
SUSCAL	50	0,17
PROV. CAÑAR	2.108	7,28
MORONA	4.211	14,54
HUAMBOYA	2.133	7,36
SUCÚA	1.828	6,31
SANTIAGO	1.980	6,84
TAISHA	4.481	15,47
LIMÓN	2.205	7,61
SAN JUAN BOSCO	1.039	3,59
GUALAQUIZA	850	2,93
PROV. MORONA SANTIAGO	18.727	64,66
TOTAL SISTEMA	28.962	100,00

## V.2 DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE

En el período enero-diciembre de 2011, la potencia máxima coincidente de clientes regulados, referidos a puntos de entrega del sistema fue de 148,62 MW (cuadro N° V.3); valor máximo ocurrido el día martes 13 de diciembre a las 19h15. La demanda máxima del sistema CENTROSUR, incluidas las demandas coincidentes de clientes regulados y no regulados, fue de 149,00 MW.

**CUADRO N° V.2 - DEMANDA MÁXIMA [MW]**

AÑO	CLIENTES REGULADOS	TOTAL
2002	104,17	108,70
2003	103,59	112,12
2004	105,37	115,86
2005	107,34	119,76
2006	116,09	127,01
2007	114,06	127,49
2008	132,57	132,93
2009	134,71	135,07
2010	140,72	141,08
2011	148,62	149,00



## V.3 BALANCE ENERGÉTICO

Durante el año 2011, la energía requerida en el sistema eléctrico CENTROSUR fue de 838.975,31 MWh (incluido el autoproducer ENERMAX con 2.235,81 MWh), 7,53% mayor que la disponible en el 2010, tal como se indica en el cuadro N° V.3. De este total, el 99,99% fue provisto a través del Sistema Nacional Interconectado, básicamente por empresas generadoras pertenecientes al MEER.

Por otro lado, la energía distribuida fue de 782.325,76 MWh, con un incremento del 8,09% respecto al acumulado al año anterior. Esta energía está compuesta por el 0,29% de los grandes consumidores sin contrato con la CENTROSUR (2.235,81 MWh) y el 99,71 % de los clientes regulados (780.089,95 MWh).

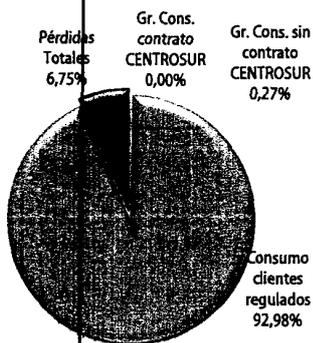
Al realizar el balance de energía para el sistema eléctrico CENTROSUR se determinó que las pérdidas de energía fueron 56.649,54 MWh, que referidas a la energía total disponible del sistema, representan el 6,75%.

**Cuadro N° V.3 BALANCE DE ENERGÍA [MWh]**

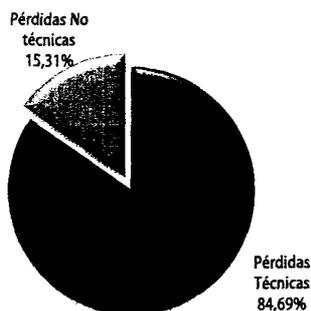
CONCEPTO / AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	VARIAC.
Energía Disponible del Sistema - Fuentes	692.743,57	720.416,81	728.982,32	780.189,45	838.975,31	7,53%
SNI	692.405,91	720.042,06	728.227,98	779.799,30	838.924,96	7,58%
Energía no incorporada al MEM	0,00	0,00	0,00	0,00	50,35	
Generación Hidráulica Santiago	337,66	374,74	551,65	390,14	0,00	
Energía Distribuida - Usos	555.175,71	630.218,58	685.121,34	723.791,50	782.325,76	8,09%
Gr. Cons. contrato CENTROSUR	72.192,84	41.600,20	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	3,16%
Consumo clientes regulados	518.328,22	602.984,83	683.027,22	721.624,22	780.089,95	8,10%
Pérdidas Totales	65.375,01	48.598,02	43.860,99	56.397,78	56.649,54	0,45%
% Pérdidas totales	9,44%	6,75%	6,02%	7,23%	6,75%	-6,59%
Pérdidas Técnicas	38.710,89	41.360,35	42.032,82	44.996,96	47.975,79	6,62%
% Pérdidas Técnicas	5,99%	5,74%	5,77%	5,77%	5,72%	-0,85%
Pérdidas No técnicas	26.664,13	7.237,67	1.828,17	11.400,82	8.673,76	-23,92%
% Pérdidas No Técnicas	3,85%	1,01%	0,25%	1,46%	1,03%	-29,25%



#### BALANCE DE ENERGÍA



#### COMPORTAMIENTO DE PÉRDIDAS



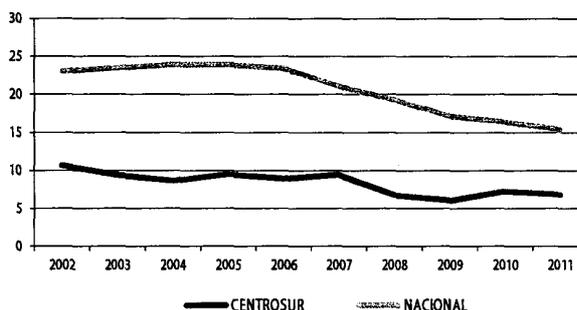
### V.4 COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

En el 2011, el porcentaje de pérdidas, se ubicó en 6,75% de la energía total del sistema, según se muestra en el cuadro N° V.4.1; esto representa 56.649,54 MWh, desglosados en pérdidas técnicas con 47.975,79 (5,72%) y no técnicas con 8.673,76 (1,03%).

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 los de 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.

CUADRO N° V.4.1 - PÉRDIDAS DE ENERGÍA

AÑO	CENTROSUR	NACIONAL
2002	10,67	23,02
2003	9,40	23,46
2004	8,65	23,86
2005	9,48	23,87
2006	8,89	23,39
2007	9,44	21,09
2008	6,75	19,24
2009	6,02	17,11
2010	7,23	16,33
2011	6,75	15,34



Notas:

Fuente: CONELEC - Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano Anuales

El porcentaje de pérdidas del año 2011 - NACIONAL, corresponde a una proyección.

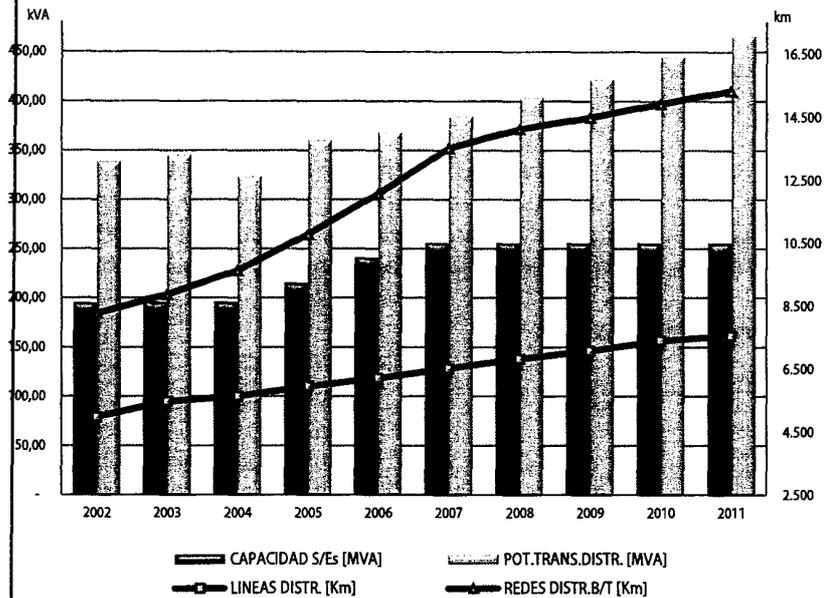
### V.5 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Al 31 de diciembre de 2011, el sistema de distribución de la Empresa contaba con una capacidad de transformación, instalada en subestaciones, de 256 MVA, 289,72 km de líneas de subtransmisión, 466,26 MVA instalados en 16.002 transformadores de distribución. En redes primarias de distribución, en media tensión, se cuenta con 7.543 km de línea, en tanto que en redes secundarias de baja tensión se ha llegado a 15.330 km, incluyendo acometidas; en alumbrado público se tienen instaladas 83.190 luminarias con una potencia de 13,66 MW. En el cuadro N° V.5 se presenta un resumen estos datos.

Desde septiembre de 2010 entró en operación un nuevo punto de interconexión del sistema eléctrico CENTROSUR con el S.N.I. a través de la subestación Sinincay, de propiedad de TRANSELECTRIC, misma que cuenta con una capacidad de 160 MVA. Simultáneamente, con fecha 03 de septiembre del mismo año, entraron en operación dos tramos de línea de subtransmisión que unen la S/E Sinincay, con la S/E 06 - Verdillo, de propiedad de la CENTROSUR, con una longitud total de 16,045 kilómetros.

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

AÑO	Capacidad Instalada en S/Es de Distribución	Longitud de Líneas de Subtransmisión	Potencia Transformadores Distribución	Número Transformadores Distribución	Longitud Líneas Distribución M/T	Longitud Líneas Distribución B/T	Potencia Alumbrado Público	Número Luminarias A/P Instaladas
	MVA	km	MVA	U	km	km	kW	U
2001	195,00	256,00	319,85	9.372	4.555	7.693	6.923	38.874
2002	195,00	322,94	338,94	10.179	4.973	8.260	7.243	41.575
2003	195,63	322,94	345,49	10.733	5.465	8.856	8.137	46.334
2004	195,63	340,06	323,66	10.503	5.629	9.614	8.602	50.236
2005	215,13	273,81	360,43	11.275	5.942	10.768	8.949	53.145
2006	241,00	273,81	368,54	12.248	6.200	12.060	9.004	54.751
2007	256,00	273,81	385,06	13.092	6.514	13.507	9.646	59.489
2008	256,00	273,81	403,69	13.895	6.813	14.119	10.902	67.444
2009	256,00	273,81	422,12	14.614	7.067	14.485	12.035	73.552
2010	256,00	289,72	444,82	15.424	7.392	14.920	12.951	78.537
2011	256,00	289,72	466,26	16.002	7.543	15.330	13.663	83.190
Variac.	0,00	0,00	4,82%	3,75%	2,04%	2,75%	5,49%	5,92%



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.

## V.6 CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

### V.6.1 Calidad del Producto

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 2011, se han efectuado 36 mediciones en subestaciones, utilizando equipos NEXUS 1252 fijos; 286 en transformadores de distribución, utilizando equipos TOPAS 1000 y FLUKE 1744; 727 mediciones en usuarios de media tensión a través de equipos FLUKE 1744; y 420 mediciones a usuarios finales,

utilizando equipos MEMOBOX 300 y MEMOBOX SMART; dando un total de 1.469 mediciones.

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 monitoreos, las áreas involucradas son notificadas, de las mediciones que incumplen con la regulación, para que ejecuten acciones correctivas.

**CUADRO V.6.1 MEDICIONES DE CALIDAD DE PRODUCTO Y CUMPLIMIENTOS CON LA REGULACIÓN  
CONELEC 004-01 - AÑO 2011**

ITEM	Subestaciones			Transformadores						Usuarios Media Tensión					Usuarios Finales			
	DV		Total	DV		FLICKER		THD		Total	DV		FP		Total	DV		Total
	SI	NO		SI	NO	SI	NO	SI	NO		SI	NO	SI	NO		SI	NO	
ENERO	3	0	3	24	1	25	0	25	0	25	60	0	32	28	60	30	0	30
FEBRERO	3	0	3	22	1	16	7	21	2	23	56	4	24	36	60	31	0	31
MARZO	3	0	3	23	0	20	3	23	0	23	62	2	34	30	64	32	2	34
ABRIL	3	0	3	24	0	24	0	22	2	24	59	1	40	20	60	36	1	37
MAYO	3	0	3	24	0	23	1	24	0	24	60	1	32	29	61	37	1	38
JUNIO	3	0	3	23	0	21	2	24	0	23	58	2	27	33	60	37	0	37
JULIO	3	0	3	23	0	20	3	23	0	23	59	1	26	34	60	36	3	39
AGOSTO	3	0	3	25	0	23	2	25	0	25	61	0	36	25	61	35	1	36
SEPTIEMBRE	3	0	3	24	0	21	3	24	0	24	60	0	36	24	60	33	0	33
OCTUBRE	3	0	3	25	0	24	1	23	2	25	49	11	26	34	60	41	0	41
NOVIEMBRE	3	0	3	22	1	22	1	22	1	23	59	1	31	29	60	30	0	30
DICIEMBRE	3	0	3	24	0	22	2	24	0	24	59	2	26	35	61	34	0	34
TOTAL	36	0	36	283	3	261	25	280	7	286	702	25	370	357	727	412	8	420
% CUMPLIMIENTO	100,00%			98,95%		91,26%		97,55%			96,56%		50,89%			98,10%		

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

### V.6.2 Calidad del Servicio Técnico

El monitoreo y control de la calidad del servicio eléctrico, que la Empresa brinda a sus usuarios, 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 2011 comprenden la frecuencia de interrupciones (FMIK) 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 FMIK, cuyo valor máximo anual acumulado exigido por la Regulación CONELEC 004-01 es de 4,000, el registrado en el sistema eléctrico CENTROSUR, hasta diciembre, fue de 8,1430; en tanto que para el indicador TTIK, con un valor máximo acumulado de 8,000, el valor registrado hasta diciembre fue 14,5771, 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.

La Empresa ha realizado gestiones, en varias ocasiones, ante el CONELEC, para que las suspensiones que son atribuibles al transmisor no sean imputadas a la distribuidora, ya que esta situación ha incidido negativamente en los indicadores de tiempo medio y frecuencia media de interrupción de los pasados años. Hasta el momento no se han dado respuestas a nuestros planteamientos.

Gráfico N° V.6.2.1

Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) - Año 2011

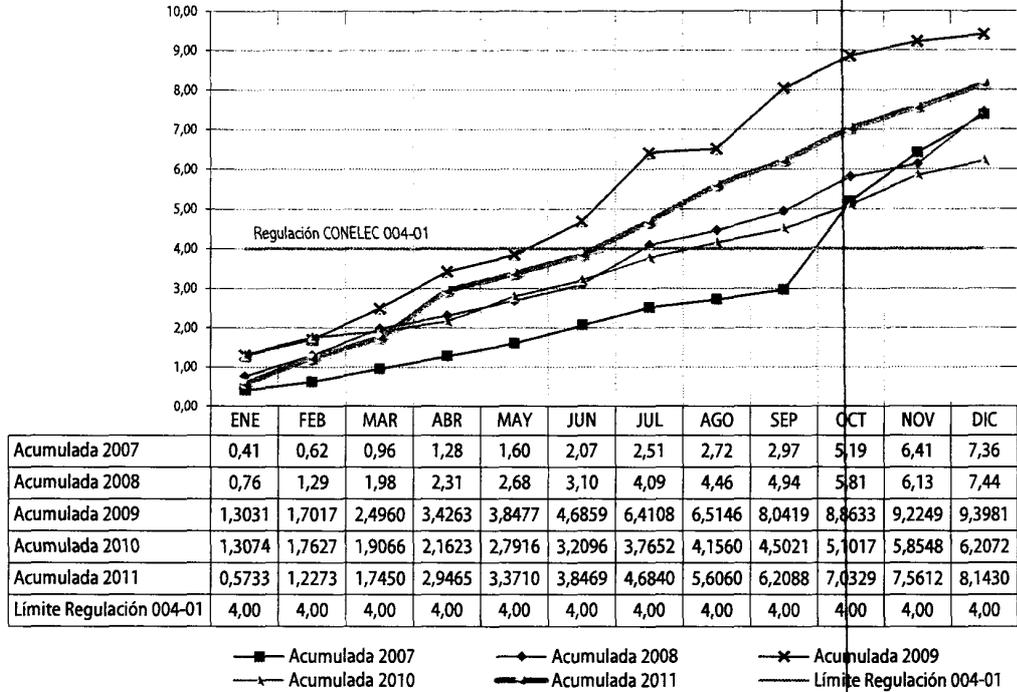
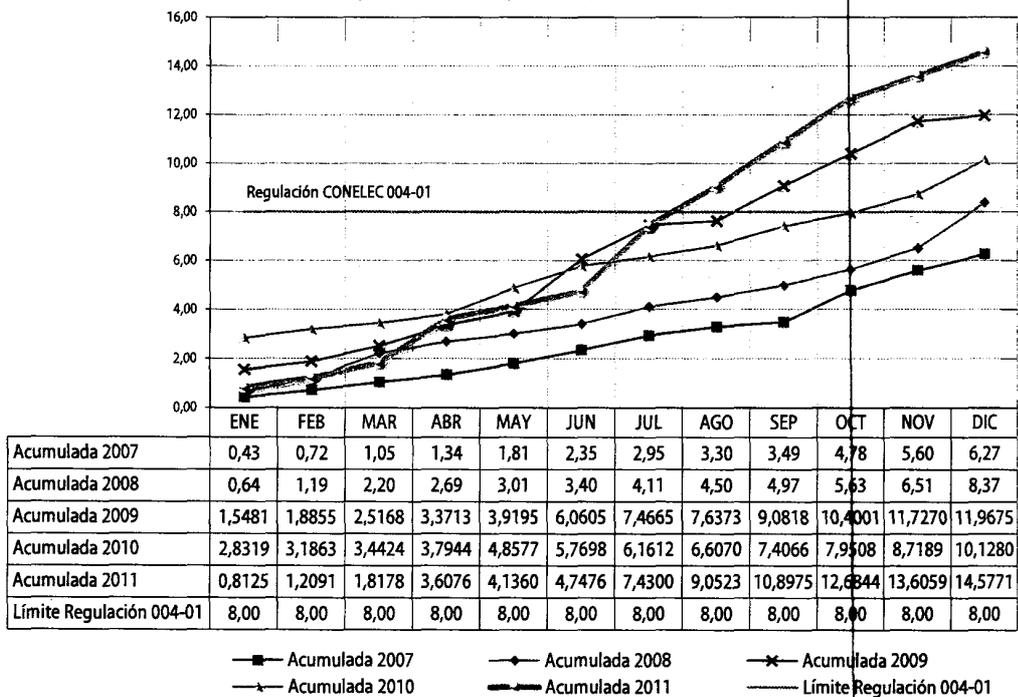


Gráfico N° V.6.2.2

Tiempo Medio de Interrupción (TTIK) - Año 2011



En el año 2011, los ingresos totales sumaron \$87'258.712, reflejando un incremento del 13,67% con relación al año 2010, de los cuales, el 98,43% (\$85'887.832) corresponden a explotación y el 1,57% (\$1'370.880) a los ingresos no operacionales.

Dentro de los ingresos de explotación, comparados con los del año 2010, el rubro correspondiente a la venta de energía (\$66'440.648) presenta un incremento del 7,69%; los que no son por venta de energía (\$18'079.274) fueron superiores en el 54,08%; y, los asociados a los servicios de transporte de datos e Internet (\$1'367.911) con un incremento del 40,31%.

Los ingresos no operacionales (\$1'370.880) muestran una disminución del orden del 41,93%.

Especial atención merece el rubro correspondiente al Déficit Tarifario 2011, 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 2011, determinaron un valor de \$14'377.718, del cual se recibieron transferencias del Estado por \$6'009.924 (\$3'800.377 hasta noviembre de 2011 y \$2'209.547 en marzo de 2012), esto es el 41,80%. El detalle de las transferencias recibidas, desde el Ministerio de Finanzas, se muestra a continuación:

**CUADRO N° VI.1.2 DÉFICIT TARIFARIO**

Transferencias por Déficit Tarifario 2011

Fecha de Recepción	Valor [\$]
Jun-11	1.146.599,60
Jul-11	1.620.870,18
Nov-11	494.550,86
Nov-11	538.356,20
Mar-12	1.368.290,25
Mar-12	841.256,56
Total	6.009.923,65

Cabe mencionar que en el mes de noviembre se recibió la transferencia de \$9'253.594,84, con cargo al déficit tarifario del período 2007- 2010.

**VI.2 COSTOS Y GASTOS**

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

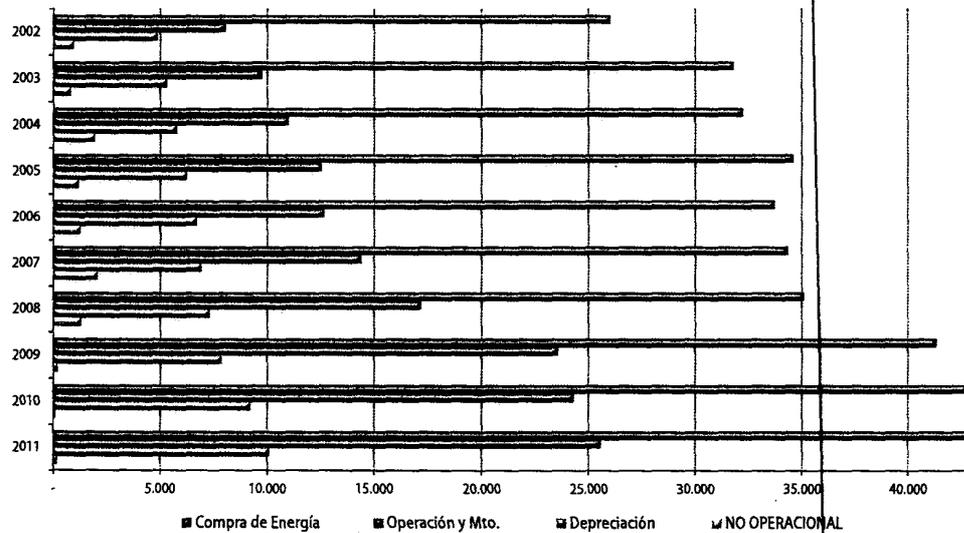
Estos rubros sumaron \$79'101.907, superiores en el 3,35% a los del año 2010, de los cuales el 99,79% (\$78'933.555) corresponden a explotación y el 0,21% (\$168.352) restante, a los no operacionales.

Dentro de los de explotación, respecto del año 2010, el costo de compra de energía, que representa el 54,38% (\$43'014.455), registra un incremento del 0,55%; los costos asociados al servicio de telecomunicaciones, que representan el 0,35% (\$274.396), se incrementaron en el 17,99%; los gastos de operación y mantenimiento, que representan el 32,30% (\$25'567.925), muestran un aumento del 5,32% (\$1'291.9660); y, el gasto por depreciación, que representa el 12,74% (\$10'076.780), registra un incremento del 9,91% (\$908.305).

Los gastos no operacionales registran un incremento del 102,19% (\$85.089) con relación al año 2010.

**CUADRO N° VI.2.1 - COSTOS Y GASTOS TOTALES [Mil \$]**

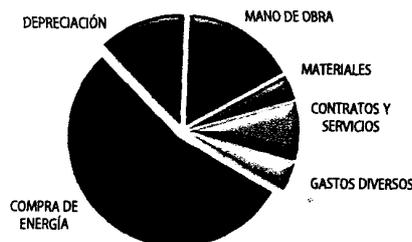
AÑO	EXPLORACIÓN				TOTAL	NO OPERACIONAL		TOTAL	TOTALES
	Compra de Energía	Telecomunicaciones	Operación y Mto.	Depreciación		Gastos Financieros	Otros No Operacional		
2002	26.029,46		8.027,24	4.849,85	38.906,56	51,18	869,44	920,72	39.827,28
2003	31.804,49		9.736,62	5.306,79	46.847,90	115,81	675,47	791,29	47.639,19
2004	32.249,11		10.985,47	5.775,62	49.010,20	360,39	1.546,99	1.907,38	50.917,57
2005	34.591,62		12.515,35	6.238,58	53.345,56	152,96	998,05	1.151,02	54.496,58
2006	33.722,96		12.639,88	6.687,11	53.049,95	74,61	1.171,81	1.246,42	54.296,38
2007	34.368,89		14.389,92	6.902,86	55.661,67	128,75	1.902,07	2.030,82	57.692,49
2008	35.099,16	171,06	17.167,25	7.281,59	59.719,05	88,79	1.196,64	1.285,44	61.004,49
2009	41.351,61	113,87	23.571,87	7.840,72	72.878,07	-	190,06	190,06	73.068,13
2010	42.779,57	232,56	24.275,96	9.168,47	76.456,56		83,26	83,26	76.539,82
2011	43.014,46	274,40	25.567,92	10.076,78	78.933,56		168,35	168,35	79.101,91
Var. 11-10	0,55%	17,99%	5,32%	9,91%	3,24%		102,19%	102,19%	3,35%
PORCENT.	54,38%	0,35%	32,32%	12,74%	99,79%	0,00%	0,21%	0,21%	100,00%



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, representa el 16,54% (\$13'081.790) del total de gastos de la Empresa y registra una disminución del 3,00%, debido a una reducción en los gastos de personal contratado con respecto al año 2010.

**CUADRO N° VI.2.2. COMPOSICIÓN DEL GASTO - AÑO 2011**

Concepto de Gasto	Año 2010		Año 2011		Var. %
	US\$	%	US\$	%	
COMPRA DE ENERGIA	42.779.566	55,89%	43.014.455	54,38%	0,55%
DEPRECIACION	9.168.475	11,98%	10.076.780	12,74%	9,91%
MANO DE OBRA	13.486.217	17,62%	13.081.790	16,54%	-3,00%
MATERIALES	2.465.883	3,22%	2.855.395	3,61%	15,80%
CONTRATOS Y SERVICIOS	7.881.407	10,30%	6.818.927	8,62%	-13,48%
GASTOS DIVERSOS	758.275	0,99%	3.254.560	4,11%	329,21%
<b>TOTALES</b>	<b>76.539.821</b>	<b>100%</b>	<b>79.101.907</b>	<b>100%</b>	<b>3,35%</b>



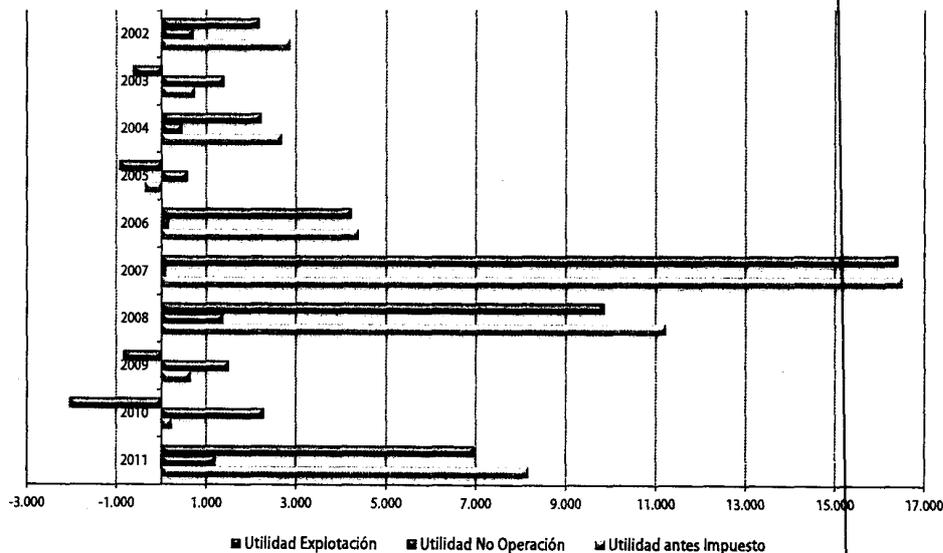
### VI.3 RESULTADOS DEL PERÍODO

El Cuadro N° VI.3.1, comparando los ingresos y gastos, muestra un resultado positivo del ejercicio 2011, con un superávit de \$8'156.805, el cual se hará efectivo si se reciben los valores pendientes por déficit tarifario (\$8'367.795).

Al relacionar, tan solo, los ingresos y gastos de explotación, se refleja una utilidad operacional de \$6'954.277.

**CUADRO N° VI.3.1 - ESTADO DE RESULTADOS ANUAL [MII \$]**

AÑO	Ingresos Explotación	Gastos Explotación	Utilidad Explotación	Ingresos No Operación	Gastos No Operación	Utilidad No Operación	Utilidad antes Impuesto
2002	41.074,35	38.906,56	2.167,80	1.609,11	920,72	688,39	2.856,19
2003	46.195,94	46.847,90	-651,96	2.175,09	791,29	1.383,81	731,85
2004	51.225,14	49.010,20	2.214,95	2.358,44	1.907,38	451,06	2.666,01
2005	52.397,88	53.345,56	-947,68	1.726,20	1.151,02	575,18	-372,49
2006	57.280,15	53.049,95	4.230,20	1.402,67	1.246,42	156,25	4.386,45
2007	72.062,76	55.661,67	16.401,09	2.118,26	2.030,82	87,45	16.488,54
2008	69.567,60	59.719,05	9.848,54	2.652,08	1.285,44	1.366,64	11.215,18
2009	72.021,29	72.878,07	-856,78	1.686,21	190,06	1.496,15	639,37
2010	74.402,49	76.456,56	-2.054,07	2.360,60	83,26	2.277,34	223,27
2011	85.887,83	78.933,56	6.954,28	1.370,88	168,35	1.202,53	8.156,80
Variac. 11-10	15,44%	3,24%	438,56%	-41,93%	102,19%	47,20%	3553,34%



### VI.4 EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INGRESOS Y GASTOS

El cuadro N° VI.4.1 relaciona los ingresos y gastos efectivamente ejecutados (Estado de Resultados), con los estimados en el Presupuesto del año 2011.

Los ingresos registran un nivel de cumplimiento en el orden del 97,83%; es decir, inferiores en \$1'938.270 a los presupuestados; desviación explicada, entre otras, por las siguientes razones:

- De los \$16'361.018 que estuvieron previstos recibirse por concepto de déficit tarifario, en la realidad fueron \$14'377.718, debido a que los precios de la energía resultaron, en promedio, inferiores a los presupuestados.

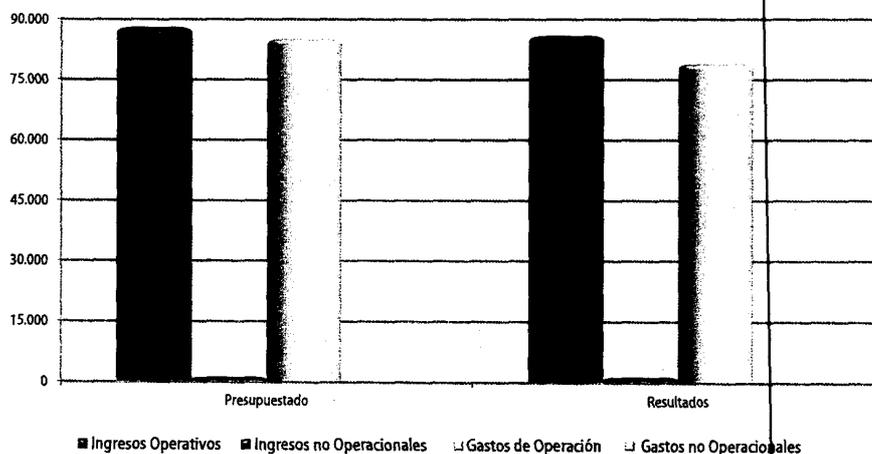
- Se registraron ingresos, provenientes del negocio de telecomunicaciones, por \$1'367.911, es decir, un nivel de ejecución en el orden del 108,14%, de los \$1'265.000 presupuestados.

El total de costos y gastos muestra un nivel de ejecución del 93,00% con respecto al presupuesto; dentro de los cuales:

- El costo de compra de energía se ejecutó en un 94,55%, debido a que los precios del mercado fueron inferiores a los estimados, produciéndose un ahorro de \$2'479.221.
- El 2011 se caracterizó por ser un año en el que se contó con disponibilidad de recursos, aspecto relevante que contribuyó, de manera directa, a que el nivel de ejecución de los gastos asociados a la operación y mantenimiento fueran del 87,30%, a pesar de que los ingresos por subsidios y déficit tarifario no hayan sido transferidos oportunamente por parte del Estado, manteniéndose valores significativos en cuentas por cobrar.

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

Concepto	Presupuesto	Resultados	Variación	
	2011	2011	US\$	%
<b>INGRESOS</b>				
Venta de Energía	66.627.404	66.440.648	-186.756	-0,28%
No Venta de Energía	21.351.078	19.447.184	-1.903.894	-8,92%
Ingresos de Explotación	87.978.482	85.887.832	-2.090.650	-2,38%
Ingresos no Operacionales	1.218.500	1.370.880	152.380	12,51%
<b>INGRESOS TOTALES</b>	<b>89.196.982</b>	<b>87.258.712</b>	<b>-1.938.270</b>	<b>-2,17%</b>
<b>GASTOS</b>				
Compra de Energía	45.493.676	43.014.455	-2.479.221	-5,45%
Depreciación	9.960.000	10.076.780	116.780	1,17%
Operación y Mantenimiento	29.603.131	25.842.320	-3.760.810	-12,70%
Gastos de Explotación	85.056.807	78.933.555	-6.123.251	-7,20%
Gastos no Operacionales	0	168.352	168.352	
<b>CÓSTOS Y GASTOS TOTALES</b>	<b>85.056.807</b>	<b>79.101.907</b>	<b>-5.954.899</b>	<b>-7,00%</b>
Utilidad Antes de Impuesto	4.140.175	8.156.805	4.016.629	97,02%



**VI.5 BALANCE CONDENSADO**

El activo total, a diciembre 2011, suma \$228'850.205, con un incremento del 12,00% con respecto al 2010, dentro del cual:

- El activo fijo neto representa el 57,95% (\$132'627.945), con un crecimiento del 0,03%.
- El activo conformado por disponible, exigible y realizable, representa el 34,21% (\$78'281.197), con un incremento del 35,32%.



- Los otros activos, representan el 7,84% (\$17'941.063) y registran un incremento del 29,15%.

El pasivo total, a diciembre 2011, suma \$37'885.340, con incremento del 50,64% con respecto al 2010, de los cuales:

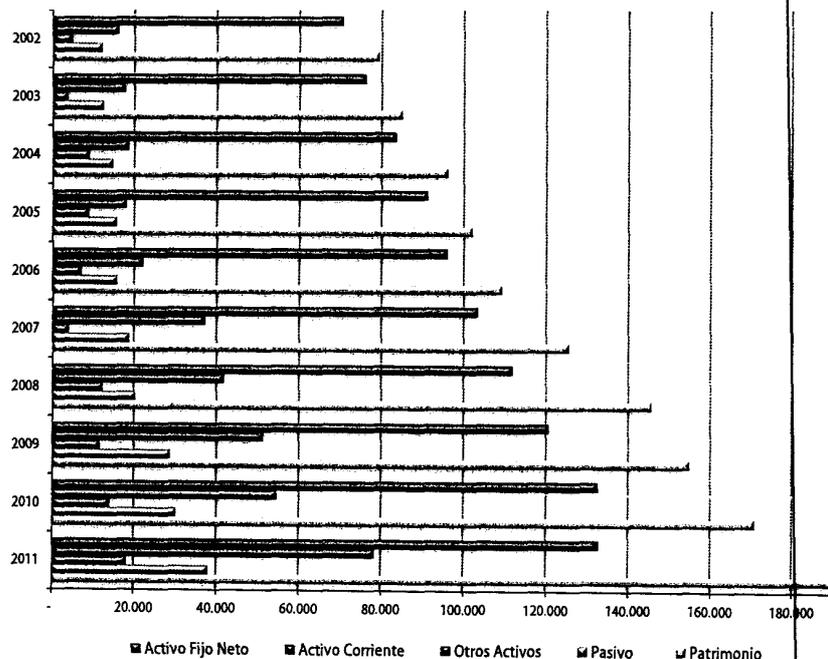
- Las deudas de corto plazo (pasivo corriente) representan el 28,57% (\$10'822.766) y resultan inferiores en un 8,76%.
- Los otros pasivos, conformados por los pasivos de largo plazo y diferido, representan el 71,43% (\$27'062.573) y muestran un incremento del 103,67% (13'775.238), explicado en gran parte, por el registro de la provisión por Jubilación Patronal de largo plazo.

El patrimonio de los accionistas, al 31 de diciembre de 2011, alcanza la suma de \$190'964.866, superior en el 6,58% al de diciembre de 2010.

Con estos resultados, la posición financiera de la Empresa indica que, el 83,45% de sus activos han sido financiados por los Accionistas y el 16,55% por terceros.

**CUADRO N° VI.5.1 - BALANCE GENERAL A FIN DE AÑO [Mii \$]**

AÑO	ACTIVOS					TOTAL	PATRIMONIO		PASIVO		TOTAL
	Activo Fijo Neto	Disponible	Exigible	Realizable	Otros Activos		Patrimonio	Pasivos Corrientes	Otros Pasivos		
2002	70.524	2.494	7.088	6.469	4.605	91.180	79.325	8.234	3.621	91.180	
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	
Var. 11-10	0,03%	43,21%	85,77%	-6,35%	29,15%	12,00%	6,58%	-8,76%	103,67%	12,00%	
Particip.	57,95%	19,71%	7,49%	7,01%	7,84%	100,00%	83,45%	4,73%	11,83%	100,00%	



## VI.6 LIQUIDACIÓN PRESUPUESTO DE INVERSIONES

Mediante resolución N° 238-717, en sesión efectuada el 31 de agosto de 2011, la Junta General de Accionistas de la Compañía, aprobó la Reforma al Presupuesto de Inversiones para el año 2011, por un valor de \$43'612.803, cuyas fuentes de financiamiento fueron las siguientes:

- \$33'490.432 recursos propios de la Empresa,
- \$4'209.835 provenientes del Estado, para la ejecución del programa FERUM (Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal),
- \$4'782.502 comprometidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) para obras de expansión de la distribución; y,
- \$1'130.033 de otras fuentes.

Del total de recursos comprometidos por parte del Estado, únicamente fueron asignados un total de \$2'232.904 (\$580.000 para el programa de reducción de pérdidas PLANREP- \$404.904 para acometidas y medidores dentro del programa PMD- y \$1'284.000 para el programa de implantación del SIGDE).

A diciembre de 2011, se ha registrado un monto de inversión de \$16'232.263, que representa un nivel de ejecución del 37,22% 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: \$1'333.111 corresponden a subestaciones, \$93.408 a subtransmisión, \$5'882.023 a alimentadores primarios, \$3'465.440 a redes de distribución, \$1'439.007 a comercialización, \$1'886.947 a alumbrado público, \$1'650.893 a instalaciones generales y \$481.344 a estudios.

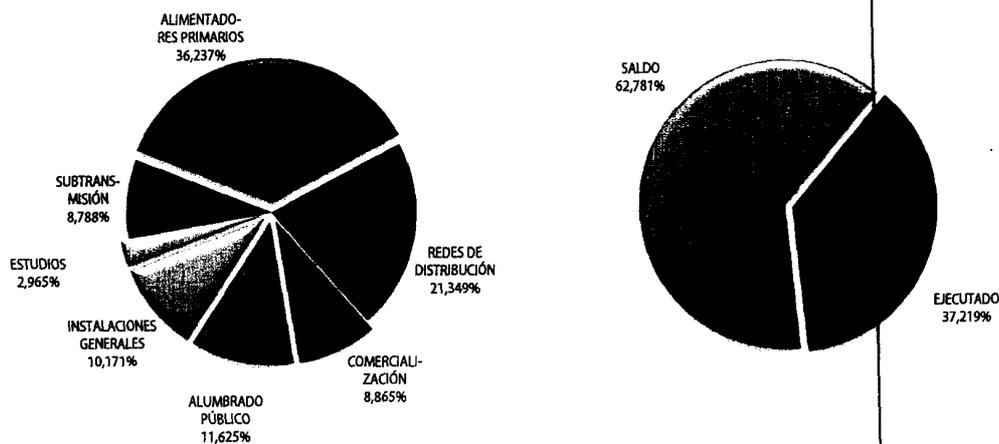
Se debe adicionar la existencia, dentro del presupuesto de inversiones, de proyectos multianuales, para los cuales, se tiene en bodega los materiales necesarios para su ejecución, entre éstos se pueden resaltar los siguientes, debiéndose indicar que, en su conjunto, suman alrededor de 16 millones y medio:

- Programa Ampliatorio FERUM Azuay 2008 (\$8'128.251): Conformado por obras de subtransmisión (S/E Turi, líneas S/E Lentag-S/E Turi y S/E Sinincay-S/E Cañar), que previo a iniciar su construcción, se tuvieron que cumplir con estudios ambientales, estudios eléctricos adicionales, audiencias públicas, aspectos que incidieron en un retraso.
- Ampliatorio FERUM Morona Santiago 2008 (\$1'314.418): El cual contempla el incremento de capacidad de la subestación Macas y el cambio de nivel de tensión de servicio de su área de incidencia, para lo cual se cuenta con el transformador de potencia y se cumplió con el proceso de adquisición de los transformadores de distribución, de doble toma primaria, que facilitarán el proceso de migración de 13.2 a 22kV.
- FERUM Morona Santiago 2010 Energía Renovable (\$7'110.400): Se cumplió con el proceso de adquisición de 2.200 paneles solares y la instalación inició en enero 2012.

El Cuadro N° VI.6.1 resume la liquidación del presupuesto de inversiones acumulado a diciembre de 2011.

**CUADRO N° VI.6,1 LIQUIDACIÓN PRESUPUESTARIA - AÑO 2011 [US\$]**

ETAPA	REFORMA AÑO 2011	LIQUIDADO A DIC/2011	SALDO	% EJECUTADO	% SALDO
SUBESTACIONES	2.915.630	1.333.111	1.582.519	45,72%	54,28%
SUBTRANSMISIÓN	115.000	93.408	21.592	81,22%	18,78%
ALIMENTADORES PRIMARIOS	17.355.906	5.882.023	11.473.883	33,89%	66,11%
REDES DE DISTRIBUCIÓN	9.573.361	3.465.440	6.107.920	36,20%	63,80%
COMERCIALIZACIÓN	1.722.100	1.439.007	283.093	83,56%	16,44%
ALUMBRADO PÚBLICO	2.340.874	1.886.947	453.927	80,61%	19,39%
INSTALACIONES GENERALES	4.729.990	1.650.983	3.079.007	34,90%	65,10%
ESTUDIOS	4.859.942	481.344	4.378.598	9,90%	90,10%
TOTAL PRESUPUESTO	43.612.803	16.232.263	27.380.540	37,22%	62,78%
RECURSOS DISPONIBLES	36.889.360	16.232.263	20.657.097	44,00%	56,00%



El porcentaje de ejecución presupuestaria, referido a los recursos disponibles, registró un avance del 44,00%.

**VI.7 INDICADORES FINANCIEROS**

En el Cuadro N° VI.7.1, se presentan los resultados de los índices de gestión financiera para el período 2007 - 2011 y su variación porcentual registrada al 31 de diciembre de 2011.

**Indicadores de Liquidez**

- **Razón Circulante.**- Indica que la Empresa cuenta con \$7,55 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo; presentando un incremento del 40,62% con respecto al registrado en el 2010.
- **Prueba Ácida.**- muestra la capacidad financiera para hacer frente a las obligaciones de corto plazo; observándose que la Empresa cuenta con \$6,07 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 \$4,17, en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de sus obligaciones de corto plazo, resultado que pone en evidencia una posición financiera sólida y segura, frente a sus obligaciones con terceros.
- **Período Promedio de Cobros.**- La recuperación de las cuentas por cobrar ha disminuido 2 días, ubicándose en 32 días.

- Capital Promedio Invertido.- En el 2011 llegó a 193,96 millones de dólares; superior en un 11,75% al del año 2010.

**CUADRO N° VI.7.1 - INDICADORES FINANCIEROS**

INDICADORES DE LIQUIDEZ		2007	2008	2009	2010	2011	Var. 11-10
1	Razón circulante $LI = (\text{Disponible} + \text{Exigible} + \text{Realizable}) / \text{Pasivo Corriente}$ Veces	4,86	6,36	3,42	5,37	7,55	40,62%
2	Prueba Ácida (Solvencia Financiera) $SF = (\text{Disponible} + \text{Exigible}) / \text{Pasivo Corriente}$ Veces	3,96	4,92	2,33	3,92	6,07	54,59%
3	Liquidez Financiera Inmediata $LF = \text{Disponibilidades} / \text{Pasivo Corriente}$ Veces	2,88	2,83	1,60	2,66	4,17	56,96%
4	Período Promedio de Cobros $PPC = \text{Cuentas por Cobrar Clientes} * \text{\#días} / \text{Ingresos por Venta de Energía}$ Días	35	29	26	34	32	-6,50%
5	Capital de Trabajo $CT = (\text{Disponible} + \text{Exigible} + \text{Realizable}) - \text{Pasivo Corriente}$ Millón \$	29,47	44,98	42,09	51,82	70,88	36,78%
6	Capital Promedio Invertido $CMI = ((\text{Ac.Fijo} + \text{CT})_i + (\text{Ac.Fijo} + \text{CT})_{i-1}) / 2$ Millón \$	122,01	138,94	159,77	173,57	193,96	11,75%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y PROPIEDAD							
7	Factor de Endeudamiento $FE = \text{Pasivo Total} / \text{Activo Total}$ %	13,03%	12,19%	15,62%	12,31%	16,55%	34,50%
8	Concentración del Endeudamiento $CE = \text{Pasivo Corriente} / \text{Pasivo Total}$ %	40,59%	41,52%	60,70%	47,17%	28,57%	-39,43%
9	Propiedad de los Accionistas $PA = \text{Patrimonio} / \text{Activo Total}$ %	86,97%	87,81%	84,38%	87,69%	83,45%	-4,84%
10	Capacidad de Pago de los Accionistas $PA = \text{Patrimonio} / \text{Pasivo Total}$ Veces	6,68	7,21	5,40	7,12	5,04	-29,25%
INDICADORES DE RENTABILIDAD							
11	Margen Bruto sobre Ventas $MBE = \text{Superávit de Explotación} / \text{Ingresos de Explotación}$ %	22,76%	14,17%	-1,19%	-13,97%	8,10%	-157,95%
12	Rentabilidad de la Explotación $RE = \text{Superávit de Explotación} / \text{Capital Promedio Invertido}$ %	13,44%	7,09%	-0,54%	-5,40%	3,59%	-166,39%
13	Margen de Beneficio $MB = \text{Superávit Total del Ejercicio} / \text{Ingresos de Explotación}$ %	22,88%	16,13%	0,89%	0,33%	9,50%	2753,46%
14	Rentabilidad de Patrimonio $RP = \text{Superávit Total del Ejercicio} / \text{Patrimonio}$ %	13,14%	7,71%	0,41%	0,12%	4,27%	3327,85%
15	Rentabilidad sobre Activos $RA = \text{Superávit Total del Ejercicio} / \text{Activo Fijo Neto}$ %	15,97%	10,04%	0,53%	0,17%	6,15%	3552,27%

### Indicadores de Endeudamiento y Propiedad

- Factor de Endeudamiento.- Indica que el 16,55% de los activos de la Empresa son financiados por terceros y el 83,45% es de propiedad de los accionistas, índice que se ha incrementado en un 34,50%, debido a la provisión para jubilación patronal.
- Concentración del Endeudamiento.- De la deuda total, el 28,57% es de obligación de pago en el corto plazo. Este índice muestra una reducción del 39,43%, 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 5,04 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 resultados positivos del 8,10% y 3,59%, respectivamente, lo que significa que el negocio fue rentable. Esto, siempre y cuando se transfieran los valores correspondientes al déficit tarifario.
- Los índices "Rentabilidad del Patrimonio" y "Rentabilidad sobre Activos" registran cifras del 4,27% y 6,15%, respectivamente, resultados que demuestran la existencia de un superávit financiero.

**INFORME DE LABORES  
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2011**

*Administración de la Educación*

**LOS RECURSOS HUMANOS**



## VII. LOS RECURSOS HUMANOS

### VII.1 NÚMERO DE TRABAJADORES

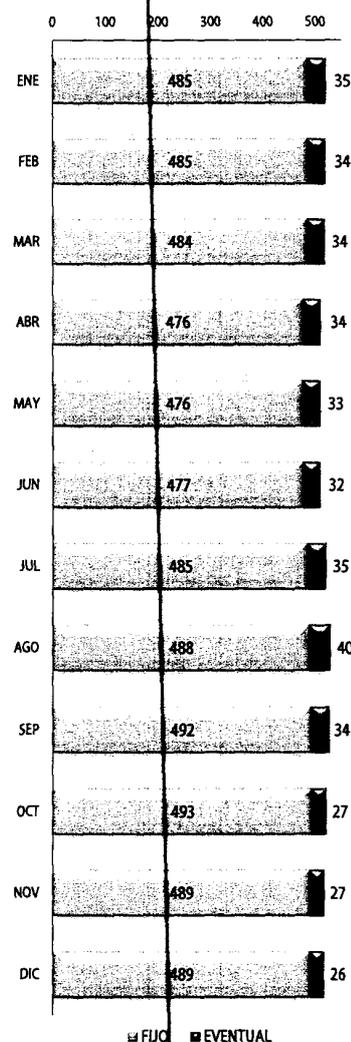
En cumplimiento de las políticas de los Organismos Superiores de la Compañía, se debe resaltar que durante el presente año, la Administración se ha empeñado en optimizar el recurso humano, en función de lo cual, al 31 de diciembre de 2011, la CENTROSUR contaba con 515 trabajadores, de los cuales 489 eran fijos y 26 eventuales, según el detalle mostrado en el cuadro N° VII.1.1.

En relación con el año anterior, el número total de trabajadores disminuyó en 7; aunque se tuvo un incremento de 2 trabajadores fijos, debido, básicamente, a la contratación de personal para cubrir las vacantes que se venían arrastrando desde años atrás. Asimismo el número de trabajadores eventuales disminuyó en 9, como producto de la aplicación de las políticas para gestión del personal.

En el mes de marzo, el Departamento de Adquisiciones pasó a depender directamente de la Presidencia Ejecutiva, pasando a depender de ésta, 5 funcionarios que hasta ese entonces formaban parte de la Dirección Administrativa – Financiera.

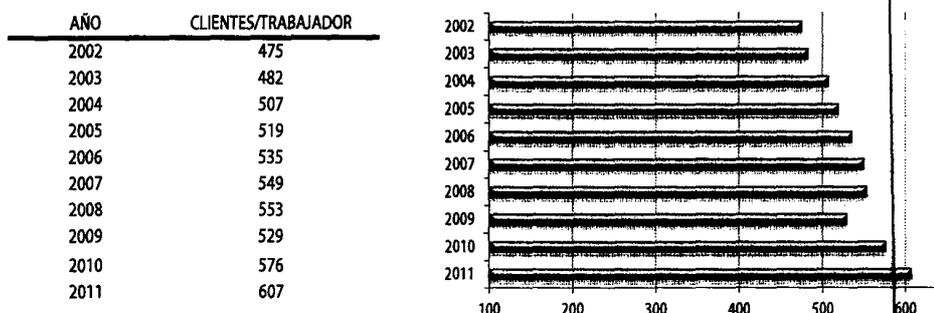
**CUADRO N° VII.1.1 NÚMERO TOTAL DE TRABAJADORES A DICIEMBRE/2011**

MES/CONCEPTO	DAF	DAJ	DICO	DIDIS	DIMS	DIPLA	DISI	DITEL	DTH	PE	TOTAL	
ENE	EVENTUAL	0	0	5	13	2	2	10	1	2	0	35
	FIJO	49	6	77	237	46	15	12	19	13	11	485
	TOTAL	49	6	82	250	48	17	22	20	15	11	520
FEB	EVENTUAL	0	0	5	11	2	2	10	1	3	0	34
	FIJO	49	6	76	238	46	15	12	19	13	11	485
	TOTAL	49	6	81	249	48	17	22	20	16	11	519
MAR	EVENTUAL	0	0	5	11	2	2	11	1	2	0	34
	FIJO	43	6	76	237	46	15	12	19	14	16	484
	TOTAL	43	6	81	248	48	17	23	20	16	16	518
ABR	EVENTUAL	0	0	6	11	2	2	10	1	2	0	34
	FIJO	43	6	72	232	46	16	14	18	14	15	476
	TOTAL	43	6	78	243	48	18	24	19	16	15	510
MAY	EVENTUAL	0	0	6	7	2	2	10	1	5	0	33
	FIJO	43	6	74	230	46	16	14	18	14	15	476
	TOTAL	43	6	80	237	48	18	24	19	19	15	509
JUN	EVENTUAL	0	0	6	6	2	2	10	1	5	0	32
	FIJO	43	6	78	231	42	16	14	18	14	15	477
	TOTAL	43	6	84	237	44	18	24	19	19	15	509
JUL	EVENTUAL	1	1	11	4	3	2	6	1	6	0	35
	FIJO	43	6	81	233	42	15	18	18	13	16	485
	TOTAL	44	7	92	237	45	17	24	19	19	16	520
AGO	EVENTUAL	1	1	9	6	9	2	7	0	5	0	40
	FIJO	44	6	85	237	42	14	16	18	13	13	488
	TOTAL	45	7	94	243	51	16	23	18	18	13	528
SEP	EVENTUAL	0	0	7	9	8	1	5	0	4	0	34
	FIJO	44	6	85	237	43	15	18	18	13	13	492
	TOTAL	44	6	92	246	51	16	23	18	17	13	526
OCT	EVENTUAL	0	0	2	10	6	1	5	0	3	0	27
	FIJO	44	6	85	236	43	15	20	18	13	13	493
	TOTAL	44	6	87	246	49	16	25	18	16	13	520
NOV	EVENTUAL	0	0	2	10	6	1	5	0	3	0	27
	FIJO	41	6	85	236	43	15	20	17	13	13	489
	TOTAL	41	6	87	246	49	16	25	17	16	13	516
DIC	EVENTUAL	0	0	2	8	6	1	5	0	3	1	26
	FIJO	40	6	85	235	43	15	20	17	13	15	489
	TOTAL	40	6	87	243	49	16	25	17	16	16	515



En el cuadro N° VII.1.2 se ilustra el comportamiento del índice "Clientes Atendidos por Trabajador", resultando 607 para el año 2011. Cabe anotar que esa relación está integrada por dos componentes: clientes atendidos por trabajador para el servicio eléctrico (628) y clientes atendidos por trabajador para el servicio de telecomunicaciones (153).

**CUADRO N° VII.1.2 - CLIENTES ATENDIDOS POR TRABAJADOR**



## VII.2 SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

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 herramientas y de equipos de seguridad, así como también identificar las necesidades de equipamiento o de renovación de éstos.

Es así que en el año 2011 se realizaron un total de 109 inspecciones, a grupos de trabajo de las direcciones de Distribución, Comercialización, Administrativo-Financiero, Morona Santiago y Telecomunicaciones; así también, se inspeccionaron a contratistas que laboran para la Empresa, tanto en construcción de redes como a proveedores.

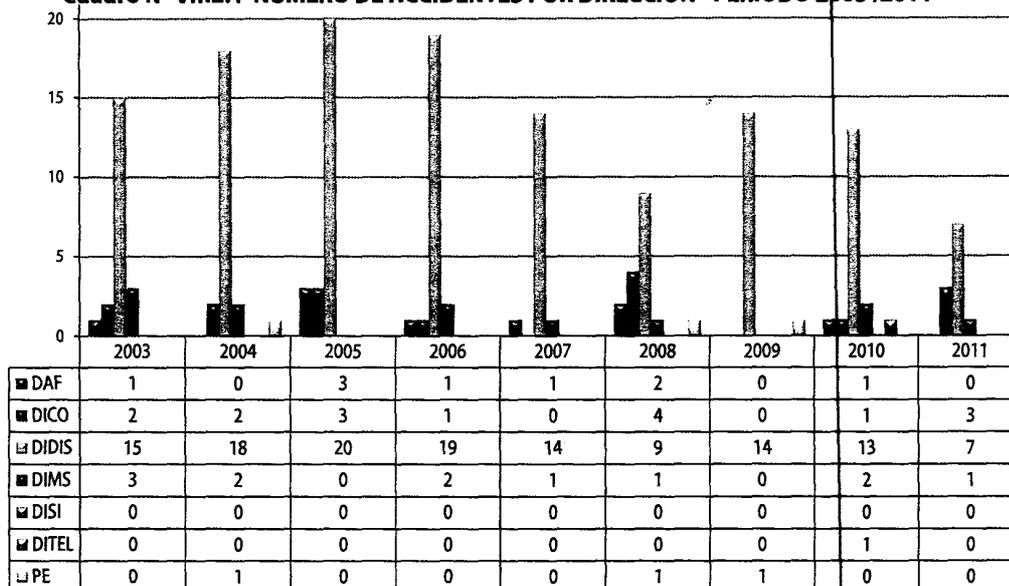
Además, se impartieron una serie de charlas al personal operativo y administrativo de la Empresa, sobre prevención de riesgos, específicamente sobre Ergonomía. Asimismo, atendiendo solicitudes de empresas externas, se brindó capacitación en prevención de riesgos, en el área de Riesgos Eléctricos, a entidades 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 la menor registrada en el período 2003 - 2011, siendo el fruto de la capacitación permanente y la concientización por parte del personal operativo de la Empresa.

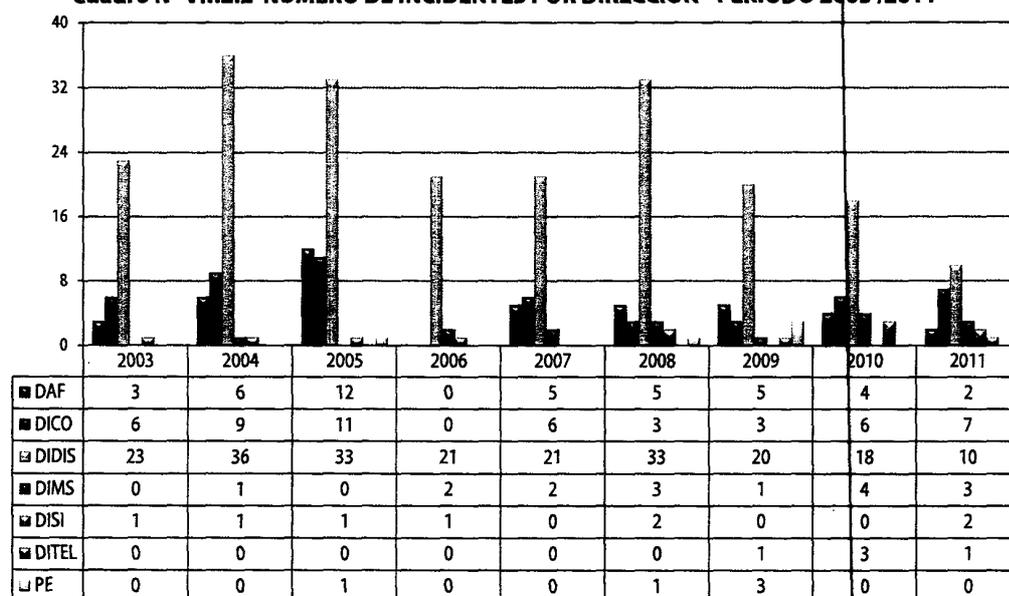
En cuanto a los incidentes de trabajo, que en total fueron 25, se dieron mayoritariamente en las direcciones de Distribución y Comercialización; asimismo del total de incidentes, el 68% se debió a incidentes de tránsito, que afectaron a varias áreas de la Empresa. El resumen de lo indicado se presenta en el cuadro VII.2.2.



**Cuadro N° VII.2.1 NÚMERO DE ACCIDENTES POR DIRECCIÓN - PERÍODO 2003 /2011**



**Cuadro N° VII.2.2 NÚMERO DE INCIDENTES POR DIRECCIÓN - PERÍODO 2003 /2011**



### VII.3 CAPACITACIÓN

Durante el año 2011 se realizaron diversas actividades para el desarrollo y formación de los colaboradores de la CENTROSUR, impartándose alrededor de 16.300 horas hombre de capacitación, con una inversión de \$192.390. Se consideraron varias perspectivas para la realización de estas actividades, temas específicos como Contratación Pública o Tributación, así como planes de trabajo para crear consciencia de la aplicación de Seguridad en las distintas actividades. La labor del área de Calidad para el desarrollo de talleres de sensibilización fue otro eje dentro de la capacitación del personal.



Durante el año se realizaron eventos propios de áreas técnicas, como Energías Renovables, Gestión Ambiental, Gestión por Procesos, Diseño de Bases de Datos SQL, JAVA, Smart Grid, eventos que fueron destinados a las direcciones de Distribución, Morona Santiago, Telecomunicaciones y Sistemas.

Se cumplió además con eventos para desarrollar habilidades y destrezas como el "Taller de Creatividad en el Servicio al Cliente", con la participación del personal de la Dirección de Comercialización.

Aprovechando la infraestructura con la que, actualmente, cuenta la Empresa, se ha colaborado con distintas entidades del sector eléctrico, en la organización de eventos de carácter regional y nacional, tales como: Comités de homologación, reuniones del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, CONELEC, Aduana del Ecuador, entre otros.



**INFORME DE LABORES  
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2011**

**SISTEMA DE EVALUACIÓN  
DEL DESEMPEÑO**



## VIII. SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

### Indicadores de Desempeño

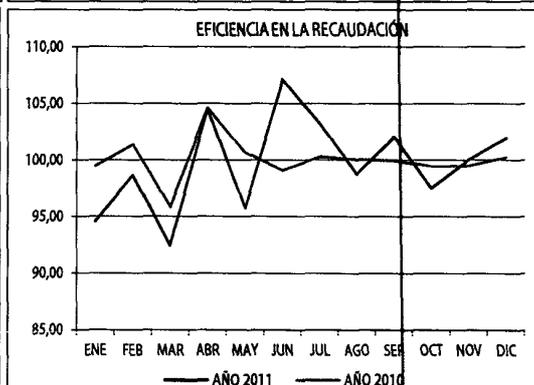
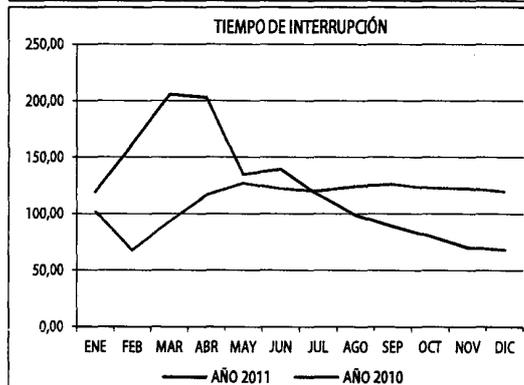
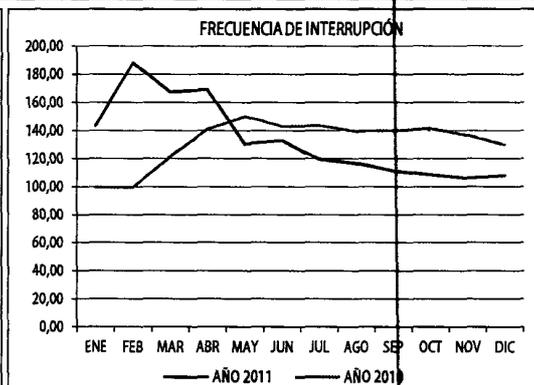
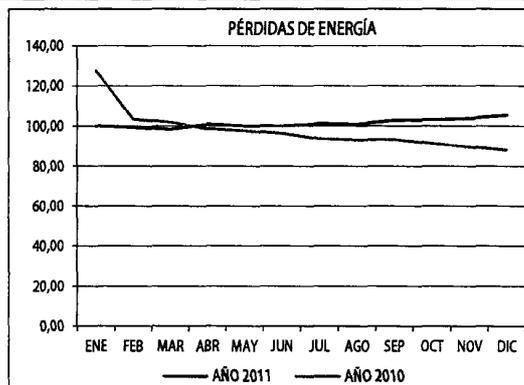
La Empresa, consciente de los permanentes desafíos que debe enfrentar, ha implantado desde el año 2003, un sistema de gestión empresarial y evaluación del desempeño, mediante un cuadro de mando integral. Esta herramienta involucra a toda la organización con el propósito de maximizar sus resultados a través de la evaluación del 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 N° VIII.1 INDICADORES: OBJETIVO INSTITUCIONAL

INDICADOR	AÑO 2011											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PÉRDIDAS DE ENERGÍA	100,00	99,20	98,20	100,80	100,00	100,00	101,11	100,86	102,89	103,11	103,66	105,45
FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN	143,20	188,00	167,20	168,80	130,22	132,77	119,26	116,26	110,90	108,16	105,68	107,55
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	119,20	161,60	205,60	203,20	134,95	139,23	116,85	98,44	88,64	79,94	69,96	67,86
EFICIENCIA EN LA RECAUDACIÓN	94,54	98,62	92,42	104,53	95,75	107,11	103,20	98,74	102,02	97,17	100,01	101,91
VALOR PONDERADO	112,45	128,31	119,06	124,47	108,57	113,16	107,79	105,24	105,24	102,12	103,12	104,97



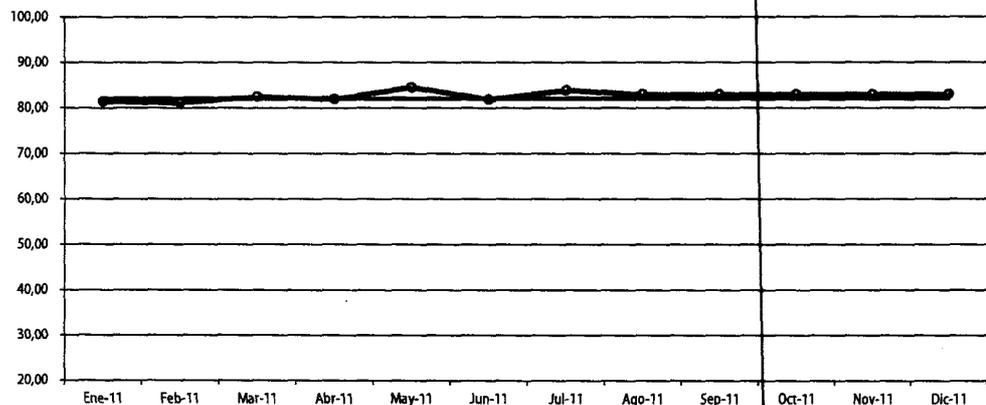
### VIII.2 SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO

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 año 2011 se planteó una meta del 82%.

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

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
META	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
CALIFICACIÓN	99,33%	98,99%	100,57%	99,98%	103,13%	99,88%	102,30%	101,20%	101,20%	101,20%	101,20%	101,20%
Año 2010	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10
NIVEL SATISFACCIÓN	78,48	85,05	82,35	81,95	83,30	81,73	81,68	80,98	82,96	83,31	82,25	84,22



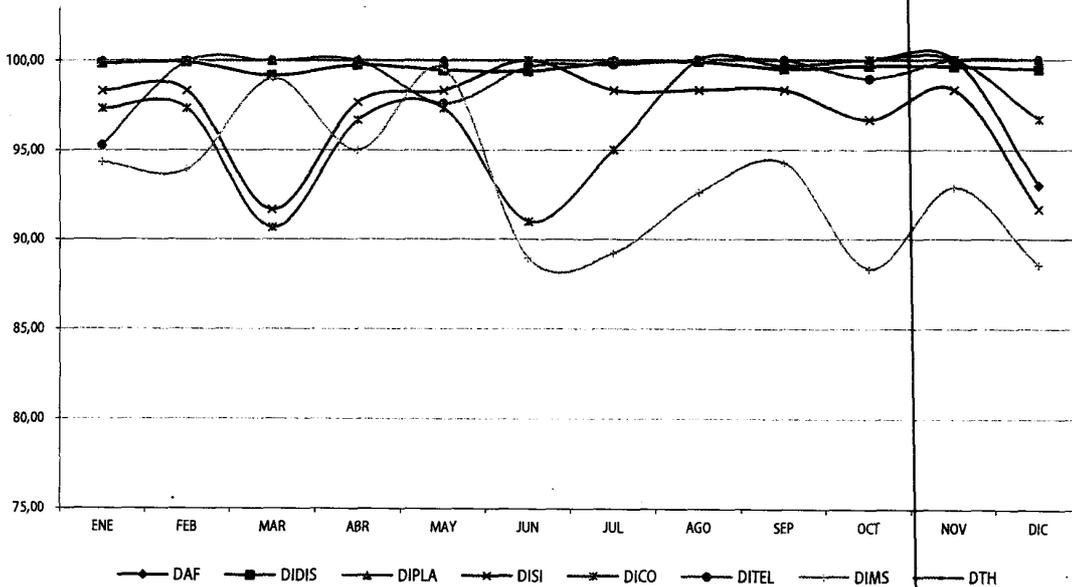
### VIII.3 SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO

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		AÑO 2011											
		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	90,00
	PE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	96,00
	Prom.	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	93,00
DIDIS	DICO	99,40	99,70	96,70	99,00	97,83	97,60	99,55	99,63	98,06	98,69	98,51	97,86
	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
	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
	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
	Prom.	99,85	99,93	99,18	99,75	99,46	99,40	99,89	99,91	99,52	99,67	99,63	99,47
DIPLA	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
DISI	DICO	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	100,00	95,00	95,00	95,00	100,00	100,00	95,00
	DAF	100,00	100,00	80,00	98,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	90,00	95,00	80,00
	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.	98,33	98,33	91,67	97,67	98,33	100,00	98,33	98,33	98,33	96,67	98,33	91,67
DICO	DIPLA	92,00	92,00	92,00	92,00	92,00	92,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	DAF	100,00	100,00	80,00	98,00	100,00	85,00	85,00	100,00	99,00	100,00	100,00	90,00
	PE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	96,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom.	97,33	97,33	90,67	96,67	97,33	91,00	95,00	100,00	99,67	100,00	100,00	96,67
DITEL	DIMS	87,35	99,94	100,00	100,00	94,05	98,94	100,00	100,00	100,00	97,11	100,00	100,00
	DICO	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	DIDIS	97,26	99,80	100,00	100,00	98,03	99,58	99,03	100,00	100,00	99,08	100,00	100,00
	PE	96,58	100,00	100,00	100,00	98,31	100,00	100,00	100,00	100,00	99,69	100,00	100,00
	Prom.	95,30	99,94	100,00	100,00	97,60	99,63	99,76	100,00	100,00	98,97	100,00	100,00
DIMS	DICO	98,67	97,85	98,00	97,48	99,02	87,93	88,44	95,23	98,52	84,68	95,75	87,06
	PE	90,00	90,00	100,00	92,50	100,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
	Prom.	94,34	93,93	99,00	94,99	99,51	88,97	89,22	92,62	94,26	84,34	92,88	88,53
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 2011												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
DAF	Cumplimiento de Control Presupuestario												
	Cumplimiento de Previsiones Económicas												
	Índice de Elaboración Comprobante - Cheque	98,61	100,10	100,10	100,10	100,10	100,10	100,10	100,13	100,13	100,13	100,13	100,13
	Cumplimiento Obligaciones Tributarias												
	Inconsistencias en la Información para el SRI												
DICO	Gestión de Recaudación	94,98	100,08	99,16	98,47	99,30	99,72	99,57	99,52	99,51	97,88	102,63	99,86
	Contratación de Medidores en Laboratorio	196,80	179,34	98,35	100,68	100,63	100,38	101,90	102,38	101,49	100,22	100,33	100,41
	Número de kWh recuperados mes												
	Número de revisiones realizadas mes	113,08	103,85	104,01	104,80	115,33	115,42	119,08	115,57	115,09	114,79	113,97	114,28
	Tiempo entre Pago e Instalaciones												
	Número de Instalaciones	102,01	102,65	102,32	100,71	100,79	97,21	98,64	101,92	102,55	102,51	102,62	104,11
	Calidad de Facturación (Energía)	140,76	148,31	154,03	162,27	176,01	170,08	131,84	117,25	130,35	111,56	142,39	31,89
	Atención Llamadas Telefónicas	103,00	103,00	104,00	91,32	107,68	107,92	103,51	100,88	102,66	100,94	95,69	98,63
	Atención al Cliente	112,48	106,94	107,80	108,25	108,26	107,94	107,86	106,39	105,28	106,04	106,59	106,52
	Tiempo de Inspección Pago a Registro												
	Número de Inspecciones	122,18	127,14	107,46	115,92	113,71	112,12	113,00	114,57	113,98	115,12	115,20	116,04
	Número de Inspecciones Extensiones de Red												
DIDIS	Análisis y Sistemas Geográficos de Distribución (SIGADE)	119,25	116,29	114,90	108,37	108,78	110,29	103,26	100,84	99,27	97,86	96,43	99,5
	Zona 1	121,40	118,13	118,91	115,36	118,67	111,46	96,67	112,41	99,26	107,66	98,36	100,13
	Zona 2	117,85	117,37	117,33	110,17	102,35	109,30	117,78	107,06	96,64	95,69	93,72	95,59
	Zona 3	123,29	121,54	119,87	116,62	118,02	99,06	98,51	109,60	99,46	101,68	101,10	105,72
	Subtransmisión y Subestaciones	123,78	114,15	111,91	103,82	105,26	107,65	100,25	94,21	93,31	95,07	95,71	93,46
	Supervisión y Control	125,02	122,02	120,12	119,44	107,56	112,99	107,71	100,69	98,81	96,56	92,60	98,18
	Obras Civiles	120,00	118,08	117,11	97,64	87,89	91,36	113,24	100,81	96,86	101,42	89,62	88,54
DIMIS	Superintendencia de Distribución Zona "A"	134,14	130,02	124,59	112,85	125,55	110,24	103,13	103,52	111,59	114,90	118,18	122,66
	Superintendencia de Distribución Zona "B"	134,14	130,02	124,59	125,90	125,55	125,24	104,18	103,52	132,06	114,90	118,18	122,66
	Superintendencia de Subtransmisión	134,14	130,02	124,59	125,90	125,55	125,24	103,13	103,52	111,59	114,90	118,18	122,66
	Superintendencia de Comercialización	112,69	112,59	120,63	105,62	111,56	109,26	109,42	101,09	104,02	104,76	104,83	106,62
DIPLA	Cumplimiento de Labores Dpto. Estudios Técnicos	100,00	100,00	100,00	96,54	99,43	99,33	99,43	99,50	99,56	99,60	99,64	99,67
	Cumplimiento de Labores Dpto. Calidad	108,64	108,03	106,58	103,76	103,76	102,41	101,28	101,69	101,56	110,54	101,43	101,39
	Cumplimiento de Labores Dpto. Estudios Económicos	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	Porcentaje de Enlaces con Averías (PDA)												
	Tiempo Medio de reparación de Averías (TRA)	117,43	113,60	119,79	118,32	124,19	119,96	126,60	125,95	119,75	113,17	119,14	113,05
	Porcentaje de Disponibilidad del servicio (PTD)												
	Utilización Total de Ancho de Banda Disponible (UAB)												
Calidad de la Facturación de Telecomunicaciones	164,74	169,01	161,09	171,45	130,13	143,58	155,28	162,34	164,85	152,91	153,79	149,79	
DTH	Cumplimiento del Plan de Capacitación												
	Grado de satisfacción del personal (Capacitación)	100,04	98,78	100,71	100,53	100,00	100,92	99,99	100,30	100,61	99,83	93,97	110,47
	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.

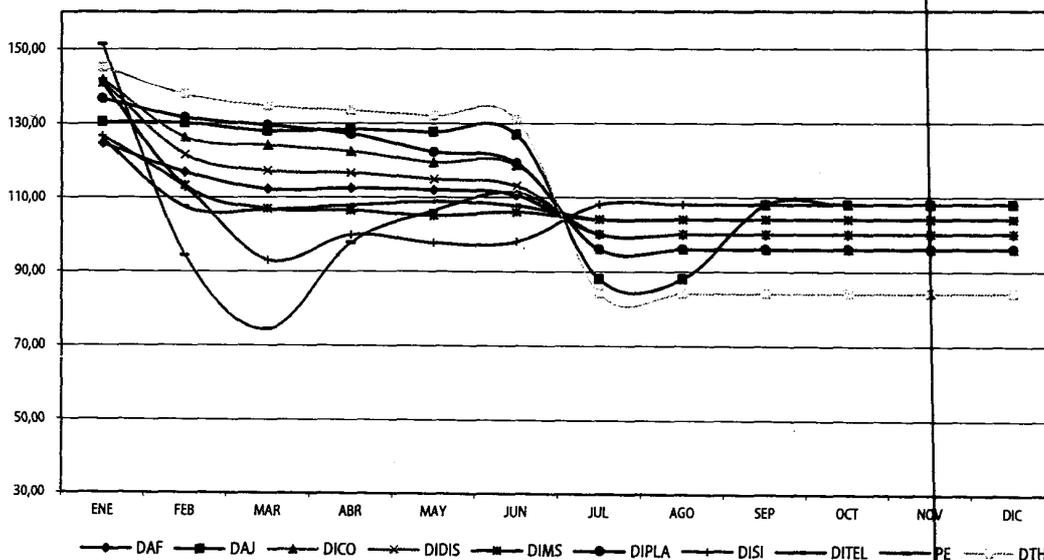
El resultado de la relación entre lo presupuestado y lo realmente gastado es interpretado en función de la siguiente tabla:

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 VII.5 Indicadores de Control de Gastos**

	AÑO 2011											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	124,58	116,82	112,20	112,45	111,98	110,50	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
DAJ	130,41	130,11	127,91	128,31	127,58	126,89	88,00	88,00	108,00	108,00	108,00	108,00
DICO	141,80	126,25	124,07	122,38	119,44	118,70	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00
DIDIS	141,15	121,53	117,19	116,57	114,86	113,02	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
DIMS	140,82	113,23	106,89	106,42	105,01	105,98	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00
DIPLA	136,67	131,59	129,50	127,12	122,25	119,27	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00
DISI	126,60	112,63	92,99	99,80	97,68	97,99	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
DITEL	125,64	107,36	106,66	107,80	108,80	107,71	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00
DTH	145,02	137,85	134,63	133,43	131,96	130,83	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00	84,00
PE	151,26	94,26	74,30	97,68	106,32	111,17	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00



### 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.

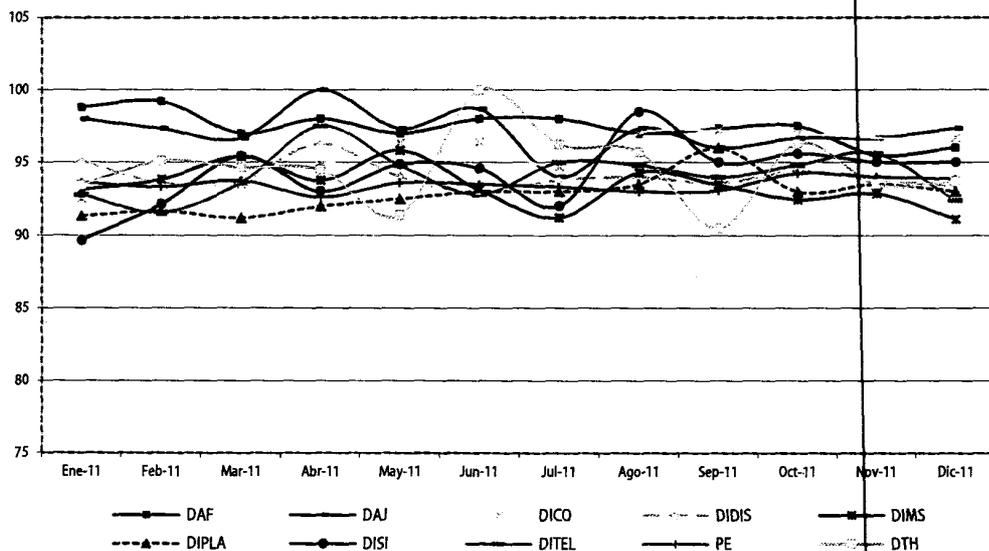
La Disciplina de Liderazgo busca fomentar una mejora continua en el estilo de conducción de los líderes de la Institución y, sobre la base de la retroalimentación objetiva de los resultados, contribuye a mejorar el ambiente de trabajo de todo el grupo dependiente de dicho líder.

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-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11
DAF	98,8	99,2	97,0	98,0	97,0	98,0	98,0	97,0	97,3	97,5	95,5	96,00
DAJ	98,0	97,3	96,7	100,0	97,3	98,7	94,0	97,3	96,0	96,7	96,7	97,33
DICO	92,5	92,0	93,5	94,8	96,3	96,4	94,7	97,0	97,2	97,0	96,7	96,67
DIDIS	95,1	93,6	93,8	96,3	94,0	93,0	93,8	94,0	93,6	94,4	93,8	93,40
DIMS	93,1	93,8	95,4	93,8	95,8	93,1	91,2	94,3	93,5	92,4	92,8	91,11
DIPLA	91,3	91,7	91,2	92,0	92,5	93,0	93,0	93,5	96,0	93,0	93,5	93,00
DISI	89,7	92,1	95,4	93,0	94,9	94,6	92,0	98,5	95,0	95,6	95,0	95,00
DITEL	92,8	91,6	93,6	97,5	94,8	92,8	95,0	94,8	94,0	94,8	95,6	92,40
DTH	93,5	95,1	94,7	94,5	91,4	100,0	96,3	95,7	90,5	96,3	93,5	93,71
PE	93,7	93,3	93,8	92,6	93,6	93,5	93,3	93,0	93,1	94,2	94,0	93,87




**INFORME DE LABORES  
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2011**

CONTENIDO

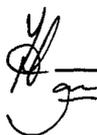
**CONCLUSIONES GENERALES  
RECOMENDACIONES**

*Y*  
*F*

## IX.1 CONCLUSIONES GENERALES

Los principales aspectos a destacar, de la gestión desarrollada durante el año 2011 por la CENTROSUR, son:

- La Junta General de Accionistas, en las siete sesiones realizadas, aprobó varias resoluciones importantes para la marcha de la Empresa.
- El Directorio de la Compañía celebró doce sesiones, en las que se tomaron varias resoluciones, que orientaron hacia 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. Se realizó una actualización integral del Plan con una definición, a mediano plazo, 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), anualmente ejecuta la Auditoría Ambiental Interna, la cual permite establecer medidas, recomendaciones o 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 alcanzado en la ejecución del Plan de Manejo Ambiental, durante el año 2011, fue del 85,45%.
- 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.
- Con el fin de dotar de 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 2011 se pusieron en funcionamiento 290 sistemas fotovoltaicos para la provisión de energía eléctrica a los hogares de 15 comunidades de la provincia de Morona Santiago, con un monto de inversión de \$416.117.
- Dentro del mismo programa, se concluyó el proceso de adquisición de 2.500 sistemas fotovoltaicos, con una inversión de \$1'965.607, los cuales serán instalados, en su mayoría, en el cantón Taisha. Se espera que la totalidad de los sistemas estén instalados hasta el mes de abril de 2012, beneficiando de esta manera a más de 2.500 familias en esta zona de la patria.
- 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 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 proyectos que deberán estar enmarcados dentro de ocho dominios de gestión.
- En los meses de julio y septiembre se culminaron las implantaciones, del Sistema de Gestión Comercial – SICO, en las empresas Azogues y Galápagos, respectivamente.
- Se continúa brindando soportes de primer y segundo niveles para CNEL Corporativa, dando servicio de asesoría al cliente interno del SICO.



- La CENTROSUR, con la finalidad de mejorar los servicios brindados a sus usuarios, desarrolló importantes actividades, entre las cuales mencionamos las más importantes:
  - El SIG se ha convertido en una herramienta importante para la planificación y toma de decisiones, tanto en la planificación como en la operación del sistema eléctrico CENTROSUR. Las áreas de Planificación, Distribución y Comercialización han identificado, en este sistema, potencialidades que permiten una mejora sustancial en los procesos desarrollados por cada una.
  - Para explotar, de mejor manera, las funcionalidades del SIG, a partir de octubre, se realizó la implementación del Modelo Nacional de datos en el SIG de la CENTROSUR, conforme lo dispuesto por el MEER, a través del proyecto SIGDE, lo que provocó impacto directo en las aplicaciones relacionadas.
  - El programa FERUM 2011 constó de 10 proyectos, de los cuales, 2 tienen el carácter de multianuales y pertenecen al segmento de subtransmisión y 8 correspondieron a redes de distribución, con un presupuesto total de \$1'072.573.
  - El Programa de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución (PMD), constó de 27 proyectos, por un monto de \$3'765.061. A diciembre, este programa, reporta un avance del 90,93%.
  - El Programa de Reducción de Pérdidas (PLANREP), constó de dos proyectos, por un monto de \$580.000; registrando un avance del 92,74%.
  - En el marco del contrato DIDIS -13920-2010 (\$1'133.390,59), para la implementación del Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS), se culminó con la Etapa I, que incluye la puesta en servicio del sistema en la S/E 18 Cañar y sistemas RTU para las subestaciones 09 Huablincay y 12 El Descanso.
  - Entró en su etapa de explotación el Sistema de Comunicación ICCP (Intercommunications Control Center Protocol), mediante el cual se supervisa, en tiempo real, las subestaciones Rayoloma y Sinincay de TRANSELECTRIC. Se concluyó el estudio e implantación del sistema de protecciones del sistema de subtransmisión Anillo Norte, que comprende las subestaciones 07 - Ricaurte, 12 - El Descanso, 09 - Huablincay y 18 - Cañar.
  - Se han ejecutado mejoras importantes en el sistema de subtransmisión, tanto en líneas como en subestaciones, entre las que se destacan:
    - Montaje de dos nuevas posiciones de línea, a 69 kV, en la S/E 14.
    - Montaje de posiciones de línea, en media tensión, en las S/Es 15 (Gualaceo), 22 (Méndez) y 23 (Limón).
    - Se avanza en la construcción de la línea de subtransmisión, a 69 kV, S/E 08 (Turi) - S/E 14 (Léntag).
    - Se contrataron estudios de consultoría para el diseño de la S/E 08 - Turi, así como para diseño de la S/E 21 - Macas.
  - 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 2011, se ha dado continuidad al programa de optimización del sistema mediante diseños que cumplan la normativa establecida.
  - La CENTROSUR participó en la elaboración del Reglamento de Alumbrado Público y Homologación de Luminarias, promovido por el INEN y el MEER.
  - El Centro de Contacto recibió un especial apoyo, con la finalidad que esta herramienta se convierta en el principal punto de contacto con el cliente. Durante el 2011 se atendieron 226.760 llamadas, con una media móvil anual del 80,5%.



- En el mes de abril entró en su etapa de explotación el Sistema de Atención de Reclamos (SAR), con una versión mejorada del software inicial.
- Luego de realizar las coordinaciones necesarias, finalmente en noviembre, fue posible brindar el servicio de número único de contacto, a través del 136, marcado desde cualquier lugar del área de concesión y ya sea de un teléfono móvil o de un celular
- En enero dio inicio la campaña nacional de sustitución de focos incandescentes por "focos ahorradores", con la entrega a instituciones públicas; y, desde marzo se entregaron a los clientes del sector residencial. La cantidad de focos repartida durante 2011 fue de 207.679.
- En el tercer trimestre de 2011 inició la coordinación para la implementación del Plan RENOVA, el cual consiste en la sustitución de refrigeradoras que tienen más de 10 años de antigüedad, por equipos nuevos, más eficientes, que consumen menos energía.
- El proyecto de Actualización de datos, de los clientes, prevé su ejecución en dos etapas: la primera que contempla el cambio y modificación de la información actual; y la segunda que incluirá la actualización de clientes, propietarios y arrendatarios.
- Conforme al plan de trabajo, previamente establecido, el área de Control de la Medición ha realizado la calibración, inspección y revisión de acometidas y contadores de energía, así como la detección de conexiones clandestinas y revisiones periódicas a usuarios especiales. En el año 2011 se realizaron 7.712 revisiones que dieron origen a la refacturación y reliquidación de 766.547 kWh, con un ingreso de \$108.081.
- 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 73 puntos de recaudación en la ciudad de Cuenca, a través de contratos para recaudación de planillas con cooperativas como JEP, COOPERA Ltda., BAÑOS, COOPERCO, PROVIDA, COOPAC-AUSTRO, HUINARA, ALFONSO JARAMILLO, PROFUTURO, SAN JOSE y LA MERCED, así como con entidades financieras VAZCORP, EXSERSA – Servipagos. Adicionalmente, esto ha permitido contar con 213 cajeros habilitados para toda el área de concesión.
- En el ámbito de la gestión de los sistemas de información, se han ejecutado varias acciones tendientes satisfacer las necesidades de clientes externos e internos, entre las que se puede mencionar:
  - Adquisición de licencias y software para creación y administración de máquinas virtuales, en el ámbito de servidores.
  - Se asumió una metodología para la elaboración de un Plan Estratégico de Tecnologías de la Información –PETI–, cuyas conclusiones permitirán direccionar las acciones de la DISI, para solventar las necesidades del negocio a corto y mediano plazos, en alineación con el Plan Estratégico.
  - Se decidió ubicar, el centro de cómputo alternativo, en el local de la central de ETAPA EP, ya que brinda las facilidades técnicas suficientes.
  - En el año se reportaron 9.893 incidentes, lográndose atender 9.442, dando una tasa de atención de 95,44%.
  - Dentro del ámbito de los servicios regionales, se ha brindado soporte a las empresas eléctricas Azogues y Galápagos, tanto en alojamiento y procesamiento de información, como en puesta a punto del hardware.
- Respecto del servicio de telecomunicaciones, cabe indicar lo siguiente:



- El número de clientes alcanzó los 2.596.
  - Como parte del convenio tripartito entre el Ministerio de Telecomunicaciones - Gobierno Provincial del Azuay - CENTROSUR, se amplió la cobertura del servicio de telecomunicaciones, incorporando al servicio de internet a 67 escuelas, distribuidas en la provincia del Azuay.
  - El Ministerio de Telecomunicaciones seleccionó a la CENTROSUR para ejecutar un proyecto de conectividad para 151 lugares (101 en Morona Santiago, 40 en Cañar y 10 en Azuay), incluidos 7 sitios localizados en la provincia de Cañar, que son parte del proyecto "Escuelas Cercanas", que lleva adelante la Secretaría Nacional del Migrante (SENAMI).
  - Se realizó un show-room del servicio de televisión digital de CENTROSUR, hacia los operadores de televisión pagada de la región y se gestionó la búsqueda de opciones de negocio.
  - Se gestionó, continuamente, la revisión de los precios de provisión de internet para la reventa, consiguiéndose una disminución de hasta el 50%, cuyo beneficio ha sido trasladado a los clientes.
- 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 2011 (836,69 GWh), creció en un 7,71%, con respecto al año 2010 (776,82 GWh). Esta energía provino, en un 89,08% (745,31 GWh) del mercado de contratos y en 10,92% (91,38 GWh) del mercado ocasional.
  - Dentro del mercado de contratos regulados, el 88,68% de la energía fue provista por empresas de generación de capital estatal y el 11,32% de empresas de generación de capital privado.
  - El costo de la energía alcanzó la suma de \$42'743.733, superior en 2,07% al del año 2010 (\$41'618.691).
  - El costo unitario de compra de energía, se situó, en promedio, en 5,12 ¢/kWh, valor que es 4,48% menor al del año 2010 (5,36 ¢/kWh).
  - El número de clientes, a diciembre de 2011, fue de 312.603, con un incremento del 4,03% respecto a los que se tenían al final de 2010 (300.480). El 88,05% son residenciales, 8,51% comerciales, 2,12% industriales y 1,33% otros.
  - La energía consumida por los clientes fue de 780.089,95 MWh, es decir, 8,10% más que en el 2010 (721'624,03 MWh). El sector residencial consumió el 38,42%; el industrial el 33,79%; y del comercial el 15,47%.
  - En el año 2011 se registró un consumo medio anual por cliente de 2.495,47 kWh/año, mientras que en 2010 fue 2.401,57 kWh/año, lo que significa un incremento del 3,91%.
  - La facturación y la recaudación alcanzaron los \$66'641.867 y \$65'633.228, respectivamente, resultando un índice de recaudación/facturación del 98,49%.
  - La deuda general de los clientes, a diciembre de 2011, era \$3'736.502, mientras que a finales del año 2010 fue \$3'509.442, es decir \$227.060 más, (6,47%).
  - La cartera vencida (entre 31 y 360 días), en diciembre de 2010 fue de \$1'401.119, mientras que, a diciembre de 2011 ésta fue \$1'534.823, representando un incremento del 9,54%.
  - La potencia máxima coincidente, de los clientes regulados, fue de 148,62 MW, mientras que en el 2010 fue 140,72 MW.



- La energía disponible fue de 838.975,31 MWh, esto es 7,53% mayor que la del 2010; de este total, el 99,99% fue provisto, a través del SIN, por empresas generadoras pertenecientes al MEER.
- Por otro lado, la energía distribuida fue 782.325,76 MWh, con un incremento del 8,09% respecto al año anterior. Este consumo se reparte en: 0,29% de los grandes consumidores sin contrato con la CENTROSUR y 99,71 % de los clientes regulados.
- Del balance de energía, se concluye que las pérdidas fueron 56.649,54 MWh, las que, referidas a la energía total disponible del sistema, representan el 6,75%; y, se desglosan en pérdidas técnicas 5,72% y no técnicas 1,03%.
- La infraestructura, del sistema eléctrico, ha crecido de acuerdo a las siguientes tasas: 4,82% en potencia de transformadores de distribución, 2,04% en alimentadores primarios, 2,75% en redes de baja tensión y 5,49% 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 2011. El FMIK registró un valor acumulado de 8,1430 horas, superior al establecido en la regulación CONELEC 004/01 (4,00) y el TTIK con un acumulado de 14,5771 veces, superior al establecido en la regulación (8,00).
- Los ingresos llegaron a un monto de \$87'258.712, reflejando un incremento del 13,67% con respecto al 2010. Dentro de éstos, el rubro más representativo fue el de venta de energía, con \$66'440,65 y un incremento del 7,69%.
- El Déficit Tarifario 2011, 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 2011, sumó \$14'377.718, valor del cual se recibió \$6'009.924 (\$3'800.377 hasta noviembre de 2011 y \$2'209.547 en marzo de 2012), esto es el 41,80%.
- Los costos y gastos totales sumaron \$79'101.907, con un incremento del 3,35%, con relación al 2010; de los cuales, el 99,79% corresponde a gastos de explotación y el 0,21% a los no operacionales.
- El ejercicio económico del año 2011, muestra un resultado positivo de \$8'156.805, el cual se hará efectivo cuando se reciba la transferencia de los valores adeudados por concepto de déficit tarifario (\$8'367.795).
- A diciembre, se registraron \$16'232.263 en inversiones, lo que corresponde a un nivel de ejecución del 37,22%; debiéndose indicar que, en términos de avance físico se alcanzó un porcentaje mucho mayor; diferencia que se origina en el desfase existente entre la liquidación final de los proyectos y los registros presupuestarios y la existencia de proyectos multianuales.
- Del total invertido, \$1'333.111 corresponden a subestaciones, \$93.408 a subtransmisión, \$5'882.023 a alimentadores primarios, \$3'465.440 a redes de distribución, \$1'439.007 a comercialización, \$1'886.947 a alumbrado público, \$1'650.893 a instalaciones generales y \$481.344 a estudios.
- Analizando la Razón Circulante se puede concluir que, al 31 de diciembre de 2011, la Empresa cuenta con \$7,55 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo, presentando un incremento del 40,62% con respecto al registrado en el 2010.



- El indicador de prueba ácida muestra que la Empresa cuenta con \$6,07 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 \$4,17, en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago 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 promedio invertido llegó a 193,96 millones de dólares, superior en un 11,75% al del año 2010.
- Al cierre del 2011, el factor de endeudamiento indica que el 16,55% de los activos de la Empresa son financiados por terceros y el 83,45% es de propiedad de los accionistas, índice que se ha incrementado en un 34,50%.
- La razón financiera Concentración del Endeudamiento, indica que de la deuda total, el 28,57% es de obligación de pago en el corto plazo. Este índice muestra una reducción del 39,43% 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 resultados positivos del 8,10% y 3,59%, respectivamente, lo que significa que el negocio fue rentable. Esto, siempre y cuando se transfieran los valores correspondientes al déficit tarifario.
- Los índices "Rentabilidad del Patrimonio" y "Rentabilidad sobre Activos" registran cifras del 4,27% y 6,15%, respectivamente, resultados que demuestran la existencia de un superávit financiero.
- El índice "Clientes Atendidos por Trabajador" fue de 607, debiéndose anotar que esa relación está integrada por dos componentes: clientes atendidos por trabajador para el servicio eléctrico (628) y clientes atendidos por trabajador para el servicio de telecomunicaciones (153).
- Se realizaron 109 inspecciones a grupos de trabajo de las diferentes direcciones operativas.
- En el 2011 se registraron 11 accidentes de trabajo y 25 incidentes. El 68% de los incidentes están relacionados con tránsito.
- Se invirtieron \$192.390 en alrededor de 16.300 horas-hombre para capacitación, abordándose temas como Contratación Pública o Tributación, Seguridad e Higiene Industrial, Aseguramiento de la Calidad, Energías Renovables, Gestión Ambiental, Gestión por Procesos, Diseño de Bases de Datos SQL, JAVA, Smart Grid, Creatividad en el Servicio al Cliente.

  
Carlos Delgado Garzón  
**PRESIDENTE EJECUTIVO**

