



Ministerio  
de Electricidad  
y Energía Renovable



CENTROSUR  
Instituto de Electricidad

2014

# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN



**INDICE**


---

	Página
<b>INDICE .....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
 <b>CAPITULO 1. CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA</b>	
1.1. INTEGRACIÓN DEL CAPITAL.....	8
1.2. INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA .....	8
1.2.1.Junta General de Accionistas .....	8
1.2.2.Directorío .....	9
1.2.3.Ejecutivos .....	9
 <b>CAPITULO 2. PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS</b>	
2.1. PLANEACIÓN ESTRATÉGICA .....	12
2.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD .....	12
2.2.1.Manual de Procesos y Procedimientos.....	12
2.2.2.Sistema de Gestión de Calidad.....	12
2.3. GESTIÓN AMBIENTAL .....	12
2.3.1.Sistema de Gestión Ambiental.....	12
2.3.2.Plan de Manejo Ambiental.....	13
2.3.3.Responsabilidad Social Empresarial.....	13
2.4. PROYECTO SIGDE - CENTROSUR.....	14
2.4.1.Operación.....	14
2.4.2.Comercial .....	14
2.4.3.Tecnologías y Comunicaciones .....	15
2.4.4.Homologación .....	15
2.4.5.Unidad de Implementación Sur (UIS) .....	15
2.5. GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN.....	15
2.5.1.Proyectos SIG CENTROSUR .....	15
2.5.2.Programa FERUM 2012 .....	15
2.5.3.Programa FERUM 2013 .....	16
2.5.4.Programa PMD 2013.....	16
2.5.5.Programa PLANREP 2013 .....	16
2.5.6.FERUM BID II .....	16
2.5.7.PMD 2014 .....	16
2.5.8.Costos de Calidad 2013 .....	17
2.5.9.Costos De Calidad 2014.....	17

2.5.10.	Convenios con Ecuador Estratégico y CELEC EP.....	17
2.5.11.	Automatización de la Distribución.....	18
2.5.12.	Operación y Sistemas de Protección.....	18
2.5.13.	Mejoras en el Sistema de Subtransmisión.....	18
2.5.14.	Alumbrado Público.....	18
2.5.15.	Sistema Eléctrico La Troncal.....	18
2.5.16.	Sistemas Fotovoltaicos - SFV.....	19
2.6.	<b>GESTIÓN COMERCIAL.....</b>	<b>19</b>
2.6.1.	Atención al Cliente.....	19
2.6.2.	Centro de Contacto.....	19
2.6.3.	Plan RENOVA.....	20
2.6.4.	Actualización de Datos de Clientes.....	20
2.6.5.	Recuperación de Pérdidas Comerciales.....	20
2.6.6.	Puntos de Recaudación de Valores.....	20
2.6.7.	Gestión de Cartera.....	20
2.7.	<b>GESTIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA.....</b>	<b>20</b>
2.8.	<b>SISTEMAS DE INFORMACIÓN.....</b>	<b>22</b>
2.8.1.	Desarrollo de Sistemas.....	22
2.8.2.	Gestión de Sistemas de Información.....	22
2.8.3.	Infraestructura de Sistemas.....	23
2.8.4.	Soporte de Infraestructura.....	23
2.9.	<b>SERVICIO DE TELECOMUNICACIONES.....</b>	<b>23</b>
2.9.1.	Proyecto FODETEL.....	23
2.9.2.	Acceso a Internet Internacional.....	23
2.9.3.	Número de Clientes.....	24
2.9.4.	Comunicaciones CENTROSUR.....	24
2.9.5.	RENTSE SIGDE.....	24
2.9.6.	Sistema de Video Conferencia SIGDE.....	25
2.9.7.	Renta de Infraestructura y Uso de Postes.....	25
2.10.	<b>ASESORIA JURÍDICA.....</b>	<b>25</b>
 <b>CAPITULO 3. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA</b>		
3.1.	<b>COMPRA DE ENERGÍA.....</b>	<b>27</b>
3.1.1.	Contratos a Término.....	27
3.1.2.	Resumen Energético.....	27
3.1.3.	Costos de Compra de Energía.....	28
3.2.	<b>CLIENTES NO REGULADOS.....</b>	<b>30</b>

3.2.1.Servicio de Peajes de Distribución.....	30
3.2.2.Facturación de Cargos Adicionales .....	30
<b>CAPITULO 4. EL MERCADO REGULADO</b>	
4.1. CLIENTES.....	32
4.2. ENERGÍA CONSUMIDA .....	32
4.3. FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA .....	34
4.4. DEUDA DE LOS CLIENTES .....	35
<b>CAPITULO 5. EL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	
5.1. ÁREA DE CONCESIÓN .....	37
5.2. DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE.....	38
5.3. BALANCE ENERGÉTICO .....	38
5.4. COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA .....	39
5.5. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	39
5.6. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN .....	40
5.6.1.Calidad del Producto .....	40
5.6.2.Calidad del Servicio Técnico.....	41
5.6.3.Calidad del Servicio Técnico a Nivel de Cabecera de Alimentador.....	42
<b>CAPITULO 6. SITUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA</b>	
6.1. INGRESOS .....	45
6.2. COSTOS Y GASTOS.....	46
6.3. RESULTADOS DEL PERÍODO.....	48
6.4. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INGRESOS Y GASTOS.....	48
6.4.1.Ingresos, costos y gastos .....	48
6.5. BALANCE CONDENSADO .....	49
6.5.1.Activo .....	49
6.5.1.1.Activo Corriente .....	49
6.5.1.2.Activo no Corriente .....	49
6.5.2.Pasivo y Patrimonio .....	50
6.6. LIQUIDACIÓN PRESUPUESTO DE INVERSIONES.....	50
6.7. INDICADORES FINANCIEROS.....	51
6.7.1.Indicadores de Liquidez .....	51
6.7.2.Indicadores de Endeudamiento y Propiedad .....	52
<b>CAPITULO 7. RECURSOS HUMANOS</b>	
7.1. NÚMERO DE TRABAJADORES.....	54

7.2. SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO .....	54
7.3. CAPACITACIÓN .....	55
7.4. SALUD .....	56
7.5. BIENESTAR SOCIAL .....	56
 <b>CAPITULO 8. SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO</b>	
8.1. OBJETIVO INSTITUCIONAL.....	59
8.2. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO.....	59
8.3. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO.....	59
8.4. PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD .....	60
8.5. CONTROL DEL GASTO.....	61
8.6. USO EFICAZ DEL TIEMPO.....	62
8.7. LIDERAZGO .....	62
 <b>CAPITULO 9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
9.1. CONCLUSIONES .....	65
9.2. RECOMENDACIONES .....	68

## INTRODUCCIÓN

---

En cumplimiento de lo establecido en el artículo N° 263, numeral cuatro, de la Ley de Compañías, la Administración de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR) pone a consideración de los señores Miembros del Directorio y con sus recomendaciones, a la Junta General de Accionistas, el informe de resultados y las principales actividades realizadas durante el ejercicio económico del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2014.

Es importante señalar algunos aspectos relevantes que son parte del marco legal que regula el sector eléctrico ecuatoriano:

- La energía producida por cada una de las empresas de generación es repartida entre las distribuidoras, de manera proporcional a sus requerimientos, a través de Contratos Regulados de compra-venta. Este mecanismo tiene el objetivo de lograr que el costo de la energía sea el mismo para todas las distribuidoras.
- La inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación, transmisión y de distribución, por parte de las entidades y empresas públicas, es realizada con cargo al Presupuesto General del Estado y/o a través de recursos propios.
- El pliego tarifario, que se aplica al consumidor final, está concebido con el principio de tarifa única para cada tipo de consumo.
- La Resolución CONELEC No. 064/12 eliminó el concepto de Fondo de Reposición, definió los Costos de Calidad y estableció nuevas pautas para el estudio de costos del servicio eléctrico.
- La Regulación No. CONELEC 005/14, Prestación del Servicio de Alumbrado Público General, establece las condiciones técnicas, económicas y financieras que permitan a las distribuidoras brindar el servicio de alumbrado público general, con calidad, eficiencia y precio justo.
- La Resolución CONELEC 041/14, aprobó y puso en aplicación, a partir de mayo de 2014, un ajuste tarifario de 1 centavo para los clientes residenciales y otros; y, de 2 centavos para los clientes comerciales e Industriales (no se modificó la tarifa para el bombeo de agua).
- La Resolución CONELEC 058/14 modificó el pliego tarifario para incluir la Tarifa Residencial para el Programa PEC, desde agosto de 2014.
- La CENTROSUR, a partir de abril de 2014 gestiona la energía consumida por los usuarios del cantón La Troncal. Al pertenecer a la región costa, el beneficio de la tarifa de la Dignidad considera los consumos residenciales de hasta 130 kWh.

Durante el año 2014 el Estado, a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, ha dado importantes lineamientos enfocados a contribuir al cambio de la matriz energética y mejorar las condiciones del servicio. En el primer caso, se iniciaron acciones para soportar y viabilizar el programa emblemático de eficiencia energética, cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad, en sustitución del GLP, en el sector residencial (PEC). En el segundo caso, se ha entregado a la CENTROSUR el sistema de La Troncal, antes CNEL EP Unidad de Negocio Milagro.

Estos lineamientos se han traducido en acciones desarrolladas en el año 2014, tales como la ejecución de proyectos de expansión, mejora y reducción de pérdidas en el cantón La Troncal, remplazo de los medidores monofásicos por bifásicos y la definición de parámetros para los diseños, incluyendo la incidencia del programa de cocción eficiente.

El desarrollo de la tecnología, la tendencia a adoptar procesos estandarizados y estructuras empresariales más eficientes, impone a la Empresa una dinámica de renovación y adaptación a las nuevas realidades, razón por la cual ha participado activa y decididamente en el desarrollo del programa SIGDE, que lleva adelante el Ministerio de

Electricidad y Energía Renovable. Paralelamente, se ha continuado brindando soporte de los procesos comerciales y el software asociado, implementados en otras distribuidoras.

Otro aspecto, que ha recibido especial atención, es la calidad técnica del servicio que se brinda a los usuarios, lográndose los siguientes resultados:

- Tiempo de interrupción del sistema, en cabeceras de alimentadores: 4,26 horas (con transmisor) y 3,59 horas (sin transmisor), frente a la meta de 5,00 horas.
- Frecuencia de interrupción del sistema, en cabeceras de alimentadores: 4,80 veces (con transmisor) y 4,05 veces (sin transmisor), frente a la meta de 5,00 veces.

Los diferentes programas de inversión 2013 y 2014, coordinados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, con corte a diciembre de 2014 han registrado los siguientes avances físicos:

**Avance ponderado (Físico) – Programas de inversión a Diciembre de 2014**

PROGRAMAS 2013	AVANCE	PROGRAMAS 2014	AVANCE
PLANREP	99,87%	FERUM BID II	35,79%
PMD	99,00%	ECUADOR ESTRATÉGICO	48,99%
FERUM	100,00%	REFORZAMIENTO SND - BID	43,94%
COSTOS DE CALIDAD		CONVENIO CELEC EP	15,00%
<i>Servicio Eléctrico</i>	93,10%	PMD 2014	59,10%
<i>Alumbrado Público</i>	87,76%	COSTOS DE CALIDAD	
<i>Gestión Socio Ambiental</i>	81,83%	<i>Servicio Eléctrico</i>	13,89%
COSTOS DE EXPANSIÓN DE SAPG	95,42%	<i>Alumbrado Público</i>	-
		<i>Gestión Socio Ambiental</i>	-
		COSTOS DE EXPANSIÓN DE SAPG	-

El costo medio de compra de la energía se incrementó en un 2,05 %, en relación con el año 2013, al pasar de 5,29 ¢/kWh a 5,40 ¢/kWh.

El ejercicio económico operativo, del año 2014, refleja un resultado positivo de \$ 36.620.

El déficit tarifario acumulado en el año alcanzó el monto de \$ 6.416.469.

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 2014 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 resaltar que el esfuerzo conjunto y planificado de Accionistas, Miembros del Directorio, Servidores y Obreros, ha permitido a la Administración, desarrollar una gestión en beneficio de la comunidad a la cual servimos.



# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2014

## **CAPÍTULO 1**

# **CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA**

## CAPITULO 1. CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA

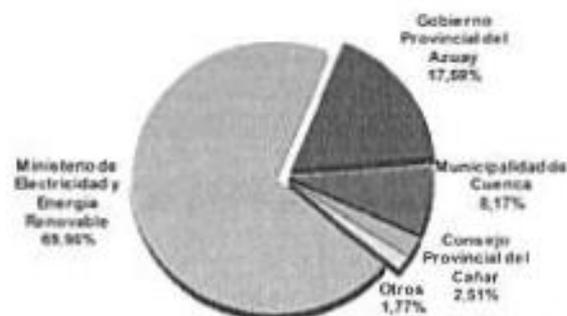
### 1.1. INTEGRACIÓN DEL CAPITAL

La Junta General de Accionistas N° 233, mediante resolución N° 233-705, adoptada el 30 de octubre de 2010, resolvió incrementar el capital suscrito en \$ 2.839.071. La escritura pública de aumento de capital y reforma del Estatuto de la Compañía, como consecuencia de tal acto societario, se otorgó ante el Notario Segundo del Cantón Cuenca, Dr. Rubén Vintimilla B., el 30 de noviembre de 2010; y la respectiva inscripción, en el Registro Mercantil, se realizó el día 27 de diciembre de 2010, con el N° 842.

Con fecha 9 de abril de 2012 se registró en el Libro de Acciones y Accionistas la cesión y transferencia de 1.336.037 acciones, que la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – SENPLADES – poseía en la Empresa, a favor del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, como consecuencia de lo cual el capital quedó integrado de acuerdo al cuadro N° 1.1.

Cuadro N° 1.1 – Integración del capital

ACCIONISTA	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO A 31-DIC-2014 (Dólares)	%
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	108.228.171	99,96%
Gobierno Provincial del Azuay	27.221.090	17,59%
Municipalidad de Cuenca	12.632.784	8,17%
Gobierno Provincial del Cañar	3.885.866	2,51%
Consejo Provincial de Morona Santiago	1.272.305	0,82%
Municipalidad de Sigsig	449.525	0,29%
Municipalidad de Morona	463.598	0,30%
Municipalidad de Santa Isabel	348.504	0,23%
Municipalidad de Biblián	207.778	0,13%
<b>Capital Total</b>	<b>154.709.641</b>	<b>100,00%</b>



Otros: es la suma del capital que no excede el 1% por accionista.

### 1.2. INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

#### 1.2.1. Junta General de Accionistas

La Junta General de Accionistas es el máximo organismo de decisión, 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 2014, la Junta General de Accionistas estuvo integrada por representantes legales de los titulares de las acciones, tal como se indica en la cuadro N° 1.2.1.

Cuadro N° 1.2.1 – Junta general de accionistas

INSTITUCION	REPRESENTANTE LEGAL
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Dr. Esteban Albornoz Vintimilla
GOBIERNO PROVINCIAL DEL AZUAY	Ing. Paúl Carrasco Cerpio
MUNICIPALIDAD DE CUENCA	Ing. Marcelo Cabrera Palacios
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	Dr. Santiago Comea Padrón
CONSEJO PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	Lcd. Felipe Marcelino Chumpi
MUNICIPALIDAD DE SIGSIG	Lcd. Marcelino Granda Granda
MUNICIPALIDAD DE SANTA ISABEL	Prof. Rodrigo Quezada Ramón
MUNICIPALIDAD DE BIBLIÁN	Econ. Guillermo Espinoza Sánchez
MUNICIPALIDAD DE MORONA	Dr. Roberto Villarreal Cambizaca

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2014 se realizaron dos sesiones, en las que se trataron y resolvieron temas fundamentales que se resumen en siete resoluciones que han guiado el accionar de la administración.

### 1.2.2. Directorio

La conformación del Directorio, a diciembre de 2014, fue:

Cuadro N° 1.2.2 – Conformación del directorio

Presidente del Directorio de la Compañía: DR. ESTEBAN ALBORNOZ VINTIMILLA (12 de Septiembre de 2014)

Presidente Ejecutivo: ING. FRANCISCO CARRASCO ASTUDILLO (27 de Octubre de 2014)

ACCIONISTA	PRINCIPAL	FECHA	SUPLENTE	FECHA
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	DR. ESTEBAN ALBORNOZ	12/09/2014	ING. SANTIAGO ARIAS	12/09/2014
	ING. MARCELO NEIRA	12/09/2014	DR. JUAN ASTUDILLO	12/09/2014
	DR. LEONARDO BERREZUETA	12/09/2014	ING. MARCOS ORBE	12/09/2014
	ING. ESTEBAN ORTIZ	12/09/2014	ING. JORGE VERGARA	12/09/2014
	LCDA. SILVANA DUEÑAS	12/09/2014	ING. RAMIRO DIAZ	12/09/2014
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	ING. PAUL CARRASCO	12/09/2014	ECON. RUBÉN BENÍTEZ	12/09/2014
	DRA. CECILIA ALVARADO	12/09/2014	ING. JOSE DELGADO	12/09/2014
ACCIONISTAS MINORITARIOS	ING. MARCELO CABRERA	12/09/2014	ING. IVAN GENOVEZ	12/09/2014
TRABAJADORES	ING. PATRICIO TENESACA	12/09/2014	ING. JOSE MONTERO	12/09/2014

El Directorio mantuvo siete sesiones de trabajo, en el transcurso del año, adoptando sesenta resoluciones.

### 1.2.3. Ejecutivos

La administración de la empresa estuvo integrada de la siguiente manera:

**Cuadro N° 1.2.3 – Ejecutivos – diciembre 2014**

<b>CARGO</b>	<b>FUNCIONARIO</b>
Presidente de la Compañía	Dr. Esteban Albomoz Vintimilla
Presidente Ejecutivo	Ing. Francisco Carrasco Astudillo
Director Administrativo - Financiero (DAF) (Enc.)	Ing. Luis Rojas Iglesias
Director de Asesoría Jurídica (DAJ)	Dr. David Mera Robalino
Director de Comercialización (DICO)	Ing. Galo Segarra Guevara
Director de Distribución (DIDIS)	Ing. Juan Ugalde Delgado
Director de Morona Santiago (DIMS)	Ing. Luis Urdiales Flores
Director de Planificación (DIPLA)	Ing. Heriberto Idrovo Álvarez
Director de Sistemas Informáticos (DISI)	Ing. Juan León Dávila
Director de Talento Humano (DTH)	Ing. Juan Vázquez Abed
Director de Telecomunicaciones (DITEL)	Ing. Michael Cabrera Mejía
Gerente de Proyecto SKIDE-CENTROSUR (Enc.)	Ing. Mario Flor Ambrosi
Coordinador Interno del Proyecto PEC (Enc.)	Ing. Xavier Vintimilla Carrasco
Secretaría General	Dra. Catalina García Jaramillo
Auditor Interno (Enc.)	CPA. Sandra Picon Álvarez
Jefe del Dpto. Administrativo (DAF) (Enc.)	Ing. Oswaldo Guillén Samiento
Jefe del Dpto. de Financiero (DAF)	Econ. Mónica Hurtado Rulova
Jefe del Dpto. de Patrocinio Jurídico y Legal (DAJ)	Dr. Diego Vanegas Ugalde
Jefe del Dpto. de Control de la Medición (DICO) (Enc.)	Ing. Marco Toledo Orsato
Jefe del Dpto. de Lectura y Facturación (DICO) (Enc.)	Ing. Edgar Cherez Aña
Jefe del Dpto. de Mercadeo (DICO)	Ing. Fredy Astudillo Morales
Jefe del Dpto. de Recaudación y Gestión de Cartera (DICO) (Enc.)	Ing. Eduardo Semperlegui Cañizares
Jefe del Dpto. de Servicios al Cliente (DICO) (Enc.)	Ing. Geovany Mecerera Aña
Jefe del Dpto. de Alumbrado Público (DIDIS)	Ing. Santiago Pulla Galindo
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 1 (DIDIS) (Enc.)	Ing. Fernando Durán Contreras
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 2 (DIDIS) (Enc.)	Ing. Enrique Molina Avarado
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 3 (DIDIS)	Ing. Carlos Delgado Garzón
Jefe del Dpto. de Análisis y Sist. Infor. Geográfica - SIGAOE (DIDIS) (Enc.)	Ing. Ramiro Aña Campoverde
Jefe del Dpto. de Obras Civiles (DIDIS) (Enc.)	Ing. Oswaldo Peñaherrera Pecesantez
Jefe del Dpto. de Subtransmisión (DIDIS)	Ing. Enrique Luna León
Jefe del Dpto. de Supervisión y Control (DIDIS)	Ing. Unicio Méndez Tapia
Jefe del Dpto. de Calidad (DIPLA)	Ing. Miguel Arevalo Merchán
Jefe del Dpto. de Estudios Económicos (DIPLA) (Enc.)	Econ. Edwin Vidal Coronel
Jefe del Dpto. de Estudios Técnicos (DIPLA) (Enc.)	Ing. Patricio Quihuisaca Astudillo
Jefe del Dpto. de Gestión Ambiental (DIPLA)	Ing. Juan Vasquez Palacios
Jefe del Dpto. de Responsabilidad Social (DIPLA) (Enc.)	Ing. Juan Merin Zabala
Jefe del Dpto. de Desarrollo de Sistemas (DISI)	Ing. José Miranda Delgado
Jefe del Dpto. de Seguridad, Salud y Bienestar en el Trabajo (DTH)	Ing. Diego Rojas Castro
Jefe del Dpto. de Talento y Desarrollo Organizacional (DTH)	Econ. Bernardo Vázquez Semano
Jefe del Dpto. de Planificación de Telecomunicaciones (DITEL)	Ing. Santiago Contero Ortiz
Jefe del Dpto. de Operación de Telecomunicaciones (DITEL)	Ing. Jaime Hernán Campos
Asistente de Relaciones Públicas (PE)	Lda. Gabriela Santacruz Muncayo



# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2014

## **CAPÍTULO 2**

# **PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS**

## **CAPITULO 2. PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS**

---

### **2.1. PLANEACIÓN ESTRATÉGICA**

El Plan Estratégico ha sido concebido de manera que esté estrechamente relacionado con los objetivos y políticas del Plan Nacional del Buen Vivir, del Ministerio de los Sectores Estratégicos y del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, contribuyendo de esta manera al cambio de las matrices energética y productiva, potenciando el desarrollo de la comunidad a la que servimos y del país en general.

Este Plan constituye una herramienta directriz de gestión institucional, en él se enuncian los conceptos que permiten revelar los propósitos de la institución, en términos de objetivos a corto, mediano y largo plazos, programas de acción y prioridades para la asignación de recursos.

Durante el año 2014 se desarrolló el proceso tendiente a actualizar el Plan Estratégico, para el período 2014 - 2017, considerando las directrices y criterios coordinados con el MEER:

- Alineación al Plan Nacional del Buen Vivir y a las Políticas Públicas Sectoriales.
- Aplicación de la Guía Metodológica de Planificación Institucional, emitida por la SENPLADES.
- Validación del Plan por el MEER, previo aprobación del Directorio.

Atendiendo la resolución de Directorio No. 1248-4079, el 30 de enero del 2015 se llevó a cabo un taller de trabajo para analizar el Plan Estratégico y el 23 de marzo de 2015 fue aprobado.

### **2.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD**

#### **2.2.1. Manual de Procesos y Procedimientos**

Durante el año 2014 se trabajó en el mantenimiento y mejora del manual, así como en la actualización de los procesos, procedimientos e información, a través de la revisión y caracterización del proceso, elaboración/actualización de documentos (procedimientos, información y formularios de registro), diagramación con BPMN (Business Process Modeling Notation).

#### **2.2.2. Sistema de Gestión de Calidad**

Una de las estrategias definida por la empresa fue la implantación del Sistema de Gestión de Calidad, basada en el cumplimiento de los requisitos de la Norma ISO 9001:2008; tiene como objetivo incrementar la satisfacción del cliente y mejorar la calidad en los servicios y procesos de la organización. Se mantiene activado el ciclo PHVA, planificar, hacer, verificar, actuar.

### **2.3. GESTIÓN AMBIENTAL**

El Directorio, en sesión desarrollada el 25 de junio de 2014 eliminó la Dirección de Gestión Ambiental y Responsabilidad Social (DIGARS) y dispuso que los Departamentos de Gestión Ambiental y Responsabilidad Social pasen a depender de la Dirección de Planificación.

#### **2.3.1. Sistema de Gestión Ambiental**

- Se hace una actualización de la política ambiental, en función del Plan Estratégico.
- Se concluye el diagnóstico de cumplimiento de la Norma ISO 14000, dando un resultado de 56%.
- Se continúa trabajando en la incorporación del sistema de gestión ambiental en los diferentes procesos de la Empresa.

- Se obtuvo la licencia ambiental de las instalaciones construidas antes del año 2013.
- Definición, actualización y seguimiento de los planes de acción y de manejo ambiental, (matriz de ejecución) para atender las no conformidades de la Auditoría Ambiental Interna - 2013.
- Capacitación al personal operativo en planes de contingencia.
- Capacitación y socialización del programa de manejo de focos ahorradores a recicladores del cantón Cuenca, actividad coordinada con la EMAC EP.
- Monitoreo de postes de plástico reforzado con fibra de vidrio, efluentes en el edificio principal, ruido en las subestaciones y campos electromagnéticos en líneas y subestaciones.
- Elaboración de Términos de Referencia para la contratación de servicios profesionales para identificar y registrar los equipos que contienen PCB.
- Seguimiento y verificación de los planes manejo ambiental de las subestaciones 08 Turi y 21 Macas.
- Implementación del plan de acción para la recopilación, almacenamiento y tratamiento de focos ahorradores que han cumplido su vida útil.
- Elaboración de términos de referencia para contratar servicios para actualizar el plan de manejo ambiental y realizar estudios ambientales para ampliación y construcción de subestaciones.
- Se obtiene la Licencia Ambiental N° 049/14 para el sistema de subtransmisión y distribución eléctrica.
- Elaboración de fichas ambientales para la regulación ambiental de 14 proyectos del programa BID FERUM II.

### 2.3.2. Plan de Manejo Ambiental

Como resultado de la Auditoría Ambiental Interna 2013 se identificó no conformidades que están siendo levantadas, a través acciones que iniciaron en el mes de octubre de 2014 y cuyo avance, a diciembre, fue del 24,46%, de acuerdo al siguiente resumen:

Cuadro N° 2.3.2 - Avance de planes de acción y medidas ambientales del PMA.

PROGRAMAS	CONFORMIDADES Y NO CONFORMIDADES AUDITORÍA AMBIENTAL 2013				PLANES DE ACCIÓN Y MEDIDAS AMBIENTALES	
	NC-	NC+	C	SUBTOTAL	CANTIDAD	AVANCE
Manejo desechos	1	0	24	25	25	28,97%
Recursos naturales	2	0	14	16	16	19,27%
Gestión ambiental	2	0	7	9	9	36,47%
Participación Ciudadana	0	0	1	1	1	13,14%
<b>TOTAL</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>46</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>24,46%</b>

### 2.3.3. Responsabilidad Social Empresarial

- Se preparó el Informe de Indicadores de Balance Social, el cual valora la responsabilidad tanto interna (recurso humano) como externa (clientes, proveedores, accionistas, sociedad, etc.) y las variables que influyen en las expectativas de cada uno de estos grupos y que inciden en los resultados de la Empresa. La evaluación se realizó para el período comprendido entre julio de 2013 y junio de 2014.
- Se cuenta con una herramienta que permitirá identificar y evaluar los beneficios, a los que accede la población con la electrificación, mediante la valoración de estas variables, basado en criterios múltiples como: inversiones, estrategia corporativa, ambiental, políticas del sector, políticas del PNBV, expansión, rentabilidad financiera, responsabilidad social y otros.

- Se diseñó un proyecto piloto, para la utilización del vidrio reciclado proveniente de los contadores de energía en desuso.
- Se trabajó en la preparación para activar un aplicativo de biblioteca digital, que permite difundir información de interés para los colaboradores de la CENTROSUR. Se tiene un 95% de avance y está pendiente su implantación y difusión interna.

#### 2.4. PROYECTO SIGDE - CENTROSUR

Uno de los objetivos planteados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, es la modernización del sector eléctrico del país. Como una estrategia para lograrlo ha concebido el Proyecto SIGDE "Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica", para lo cual todas las distribuidoras y el MEER firmaron el "Convenio de Cooperación Interinstitucional para el fortalecimiento del Sector de Distribución Eléctrica". Los principales ejes indican en el cuadro N° 2.4.

Cuadro N° 2.4 – Ejes del Proyecto SIGDE

DOMINIO	DESCRIPCIÓN	ALCANCE
Comercial	Gestión de información y relación con el cliente	Proyectos CIS, CRM, MDM, AMI
Estratégico	Gestión estratégica, normativa y regulatoria	Gestión de proyectos, arquitectura empresarial, modelo de gobierno de TICs,
Operativo	Gestión de operación y distribución de la red	Proyectos SCADA, DMS, OMS, Arquitectura SIG Nacional
Administrativo	Gestión Administrativa - Financiera y de Talento Humano	Proyectos ERP, gestión de activos, gestión del talento humano.
Tecnológico	Gestión de Tecnología y apoyo al negocio	Proyectos BPM, ESB, BI, ECM, Centros de Datos Nacionales, Soporte de Servicios de TICs, Portal Corporativo.

##### 2.4.1. Operación

Dentro del proyecto SCADA/DMS/OMS, las principales acciones fueron:

- Configuración del SCADA local para las pruebas FAT, ejecución y revisión de resultados; entrega e instalación de servidores.
- Ejecución de pruebas PRESAT y SAT del sistema Nacional de los módulos OMS (Outage Management Systems) y DMS (Distribution Management Systems), puestos de interfaces, seguridad y desempeño.
- Instalación y configuración de los concentradores de datos en subestaciones.

Infraestructura de Medición Avanzada – AMI: se establecieron los criterios y directrices, se elaboraron los términos de referencia para contratar el AMI y MDM; y, se preparó la información del anteproyecto (requerimientos de equipos, ubicación, etc.). Se registró un avance del 93% de lo planteado para el 2014.

Aspectos relevantes del Sistema de Información Geográfica:

- Contrato de licenciamiento del software ESRI "Enterprise License Agreement" (ELA).
- Determinación de los requerimientos para la consolidación de la información del GIS para el sistema SCADA/OMS-MWM/DMS.
- Implementación de aplicativo para georeferenciación de mensajes de redes sociales y publicación de las solicitudes de cocinas de inducción de CENTROSUR y EEQ.
- Inicio de la primera fase de la consultoría referente a la arquitectura del SIG Nacional.

##### 2.4.2. Comercial

- Se firmó el contrato y se inició la implementación del proyecto del Sistema Único Comercial (CIS/CRM), el cual está a cargo de CENTROSUR.

- Se elaboraron los términos de referencia y los pliegos para la contratación de servicios para el acompañamiento en la ejecución del proyecto CIS/CRM.

#### 2.4.3. Tecnologías y Comunicaciones

- En lo referente al proyecto BI se realizó la carga y validación de información de facturación, recaudación y cartera, desde enero de 2012 hasta diciembre de 2014, así como la capacitación para el uso de la herramienta Analyst Studio.
- Se firmó el contrato para la provisión, instalación y configuración de la solución para la automatización de procesos (BPM) y un bus de servicios empresariales (ESB).
- Se conformó el Subcomité de Gestión Documental, designándole como líder a la CENTROSUR (ECM). Se tiene listos los términos de referencia y pliegos para el proceso de contratación.

#### 2.4.4. Homologación

Se continúa en la homologación de especificaciones técnicas de equipos como transformadores de corriente y potencial, pararrayos, celdas de medio voltaje, postes de hormigón, torres metálicas, bancos de baterías, rectificador/cargador, interruptores, conductores y aisladores.

#### 2.4.5. Unidad de Implementación Sur (UIS)

- Se desarrolló los servicios y se actualizó el SICO para adaptarse al sistema SIPEC, para el PEC.
- Migración de los clientes de la Agencia La Troncal al sistema CENTROSUR.
- Se realizaron los ajustes al sistema comercial para aplicar la Regulación CONELEC 004/14, referente a cambios en el formato de las facturas para incluir información de cocción por inducción y calentadores de agua; y, las Resoluciones CONELEC Nro. 041/14 y 003/14.

### 2.5. GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

#### 2.5.1. Proyectos SIG CENTROSUR

El sistema de Información Geográfica se ha convertido en una importante herramienta para la planificación, operación y toma de decisiones.

Se concluyó una consultoría para el estudio y evaluación de la información de redes del SIG, determinándose que el error está por debajo del porcentaje admisible, aun así se han realizado revisiones en campo para mejorar la información.

Se capacitó a contratistas en el manejo del ArcGis 10 y de la geodatabase con el nuevo modelo nacional.

Se ingresó al SIG los datos de La Troncal y se levantó la cartografía urbana y las redes de baja tensión.

#### 2.5.2. Programa FERUM 2012

El programa FERUM 2012, compuesto por FERUM 2012-BID y FERUM 2012- Recursos Fiscales, fue liquidado en noviembre de 2014, debido a problemas de logística en la construcción del proyecto Mayapís.

Cuadro N° 2.5.2 – Programa FERUM 2012

PROGRAMA	PROVINCIA	PROYECTOS (N°)	MONTO ASIGNADO (\$)	TOTAL ASIGNADO PROGRAMA (\$)
FERUM2012 - BID	Azuay	9	400.601	568.224
	Morona Santiago	20	158.624	
FERUM2012 - Recursos Fiscales	Azuay	3	178.365	431.957
	Morona Santiago	9	253.592	

### 2.5.3. Programa FERUM 2013

Del listado aprobado inicialmente, tres proyectos fueron reemplazados, previa autorización del CONELEC, debido a que ya habían sido construidos. Al 31 de octubre de 2014 se registra un avance del 100 %, cuadro N° 2.5.3.

Cuadro N° 2.5.3 – Programa FERUM 2013

PROVINCIA	CANTÓN	PROYECTOS (N°)	VALOR APROBADO Y COMPROMETIDO POR MEER (\$)	VALOR RECIBIDO DEL MEER (\$)
Azuay	Cuenca	3	106.088	1.304.731
	Nabón	3	206.045	
	Pucará	1	64.767	
Cañar	La Troncal	1	56.925	
	Taisha	4	192.000	
Morona Santiago	Gualaquiza	1	21.727	
	Twintza	5	653.374	
<b>TOTAL</b>		<b>18</b>	<b>1.296.926</b>	

### 2.5.4. Programa PMD 2013

En coordinación con el CONELEC se hizo ajustes al listado inicial, básicamente relacionados con proyectos en La Troncal. El avance, con corte al 31 de diciembre de 2014, fue del 99,05 %.

Cuadro N° 2.5.4 – Programa PMD 2013

PROVINCIA	CANTÓN	PROYECTOS (N°)	VALOR APROBADO Y COMPROMETIDO POR MEER (\$)	VALOR RECIBIDO DEL MEER (\$)
Azuay	Cuenca	6	1.608.399	3.227.924
	Nabón	1	166.782	
Cañar	La Troncal	15	1.253.015	
<b>TOTAL</b>		<b>22</b>	<b>3.228.206</b>	

### 2.5.5. Programa PLANREP 2013

Al listado inicial se adicionaron cinco proyectos para La Troncal. El avance ponderado, con corte al 31 de diciembre, fue del 99,87 %.

Cuadro N° 2.5.5 – Programa PLANREP 2013

PROVINCIA	CANTÓN	PROYECTOS (N°)	VALOR APROBADO Y COMPROMETIDO POR MEER (\$)	VALOR RECIBIDO DEL MEER (\$)
Azuay	Cuenca	2	240.010	1.355.489
	Paute	1	884.667	
Cañar	La Troncal	5	235.306	
<b>TOTAL</b>		<b>8</b>	<b>1.366.982</b>	

### 2.5.6. FERUM BID II

El programa FERUM BID II – 2014, con un presupuesto de \$ 666.630, tuvo un avance del 35,79 %. La contratación sufrió retrasos debido a que los procesos iniciales fueron declarados desiertos y luego, una resolución del SERCOP exigía que estos procesos se lo hagan a través del portal, por lo que se debió reiniciarlos.

### 2.5.7. PMD 2014

Dentro del Plan de Mejora de la Distribución 2014, los programas: Sustitución de Medidores, Repotenciación CAF y Reforzamiento del Sistema de Distribución tienen

como objetivo principal preparar la red de distribución para soportar el incremento de las demandas de potencia y energía, originadas por la implantación del proyecto de sustitución del uso de gas licuado de petróleo, para la cocción de alimentos por cocinas de inducción. Este es un proyecto que lleva adelante el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable que tiene como objetivos el cambio de la matriz energética y el uso eficiente de la energía.

Cuadro N° 2.5.7 – Programa PMD 2014

PMD 2014	VALOR (\$)			AVANCE (%)	
	Presupuestado	Transferido	Saldo	Ponderado	Comprometido
SUSTITUCIÓN DE MEDIDORES CAF	5.264.000,00		5.264.000,00		
PROGRAMA DE REPOTENCIACIÓN CAF	14.877.089,92		14.877.089,92		
REFORZAMIENTO SISTEMA DISTRIBUCIÓN BID	19.380.218,16	10.651.883,11	8.728.335,05	43,94%	86,34%
REEMPLAZO MEDIDORES 1Ø A 2Ø Y OTROS	3.122.870,22	3.122.870,22	0,00	59,10%	59,10%

### 2.5.8. Costos de Calidad 2013

A continuación se muestra un resumen de los programas incluidos en Costos de Calidad del año 2013, con los correspondientes presupuestos y avances.

Cuadro N° 2.5.8 – Costos de calidad 2013

PROGRAMA	PRESUPUESTO APROBADO	AVANCE PONDERADO
<b>COSTOS DE CALIDAD</b>		
Servicio Eléctrico	8.580.090	93,10%
Alumbrado Público	1.035.797	87,78%
Gestión Socio Ambiental	395.400	81,83%
<b>COSTOS DE EXPANSIÓN DE SAPG</b>	1.403.633	95,42%

### 2.5.9. Costos De Calidad 2014

Cuadro N° 2.5.9 – Costos de calidad 2014

PROGRAMA	PRESUPUESTO APROBADO	AVANCE PONDERADO
<b>COSTOS DE CALIDAD</b>		
Servicio Eléctrico	4.810.802	13,80%
Alumbrado Público	910.929	-
Gestión Socio Ambiental	217.000	-
<b>COSTOS DE EXPANSIÓN DE SAPG</b>	1.411.655	-

### 2.5.10. Convenios con Ecuador Estratégico y CELEC EP.

A través de estos convenios, Ecuador Estratégico y CELEC EP se comprometieron a financiar la construcción de obras que tienen el propósito de mejorar las condiciones de vida de la población cercana a los proyectos hidroeléctricos emblemáticos que se construyen dentro del área de concesión de CENTROSUR.

Cuadro N° 2.5.10 – Convenios

PROGRAMAS	VALOR (\$)			AVANCE (%)	
	Presupuestado	Transferido	Saldo	Ponderado	Comprometido
CONVENIO CELEC EP	674.153,34	300.000,00	374.153,34	15,00%	70,00%
ECUADOR ESTRATÉGICO	1.443.926,23	1.227.337,30	216.588,93	48,99%	100,00%

### **2.5.11. Automatización de la Distribución**

Se enmarca en el proyecto nacional SIGDE y en la norma IEC-61968, pudiéndose mencionar las siguientes actividades:

- Elaboración e Implementación del portal de geoinformación.
- Elaboración de aplicaciones web para visualización de: operadoras de telecomunicaciones, gestión de proyectos, mediciones de carga de transformadores, interrupciones, consignaciones, cocinas de inducción.
- Migración de plataforma de Proyecto AVL, de herramienta Tracking Server a Geoevent Processor.

### **2.5.12. Operación y Sistemas de Protección**

- En el año 2014 se han instalado y puesto en operación cuatro reconectores y dos bancos de reguladores.

### **2.5.13. Mejoras en el Sistema de Subtransmisión**

#### **Líneas de Subtransmisión**

- Construcción de una variante, en Las Caleras, de la línea S/E 05 - S/E 14 y fiscalización de la reubicación de la línea S/E 12 - S/E 09 por la ampliación de la vía rápida Cuenca Azogues Biblián.
- Seccionamiento de la línea S/E 12 - S/E 09 para interconectar la subestación Azogues 2 de la Empresa Eléctrica Azogues.

#### **Subestaciones**

- Implementación de señales para el sistema SCADA nacional y montaje de tableros en las subestaciones número 01, 02, 03, 04, 07, 15, 22 y 50.
- Puesta en operación de un transformador 69/22 kV, 10/12,5 MVA en la S/E 06.
- Montaje de tableros de control para los alimentadores: 0421, 0422, 0423 y 0424.
- Montaje de tableros de control para las posiciones de los nuevos transformadores de potencia de las subestaciones número 01 y 02.

### **2.5.14. Alumbrado Público**

- Se firmaron 23 convenios GAD para la ejecución de 49 obras y 7 con moradores, por un monto de \$ 141.691,17.
- Con las utilidades del año 2012, se construyó 62 proyectos, por un monto de \$ 556.571,00.
- Dentro del Convenio Bipartito, entre el GADM de Cuenca y la CENTROSUR, se ejecutó 56 obras por un monto de \$ 148.156,00.
- Con recursos provenientes de costos de calidad y expansión se ejecutó 24 proyectos por \$ 2.499.430,00, de los cuales 22 han sido concluidos y dos se encuentran en construcción.

### **2.5.15. Sistema Eléctrico La Troncal**

A partir de abril, la CENTROSUR gestiona completamente el sistema eléctrico de La Troncal.

#### **Gestión Técnica**

- Se encuentra en ejecución 38 proyectos por un monto de \$ 2.036.678, cuyo avance, al 31 de diciembre, fue del 80 %.

- Se reemplazó el interruptor y equipos de protecciones de la S/E 50 y se realizó el montaje de reconectores en las salidas de los alimentadores y en la barra principal. Esta subestación se ha integrado al sistema SCADA.

#### Gestión Comercial

- Se concluyeron cinco proyectos con una inversión de \$ 235.306.

#### Indicadores FMIK, TTIK

De entre los eventos relevantes se destacan siete interrupciones de la línea de subtransmisión El Triunfo – La Troncal y cuatro por actuación del reconector principal de la subestación. En el cuadro N° 2.5.15 se resume los índices de calidad por alimentador.

Cuadro N° 2.5.15 – Índices de calidad – alimentador

ALIMENTADOR	FMIK (veces)	TTIK (horas)
5011 - CALFORNA	16,00	26,30
5012 - MIRADOR	11,00	10,90
5013 - COCHANCAJ	12,00	12,60
5014 - LA PUNTILLA	12,00	12,50
5015 - PRODUCARGO	12,00	21,70
<b>LIMITE</b>	<b>5,00</b>	<b>10,00</b>

#### 2.5.16. Sistemas Fotovoltaicos - SFV

- En el año 2014 se instaló 432 SFV por un valor de \$ 1.080.000. Con esto, se tienen 2.891 sistemas en servicio en la Amazonía, financiados con los programas FERUM 2008, 2010 y 2013.

### 2.6. GESTIÓN COMERCIAL

#### 2.6.1. Atención al Cliente

- Se formalizó tres contratos para instalaciones de nuevos servicios, para atender el programa PMD 2013. En el 2014 se suspendió el plan de mantenimiento de acometidas y medidores para priorizar la sustitución de medidores dentro del PEC.
- Se realizaron 24.906 inspecciones, 31.545 instalaciones en total.
- Se ejecutaron 252 instalaciones especiales y la revisión y aprobación de 109 diseños eléctricos, con capacidad menor a 10 kVA.
- Diseño y valoración de 374 extensiones de red, de éstas, 142 para su construcción con DIDIS; el aporte para extensiones de red fue de \$ 170.881,10.
- Se realizaron 3.506 instalaciones para servicios eventuales, con una energía facturada de 2.185.618 kWh, (\$ 240.228,81); 0,24% de la energía total disponible.
- El tiempo para inspecciones de nuevos servicios fue de 1,98 días (meta 1,74 días); para instalaciones 7,37 días (meta 4,59 días) y para extensiones de red se lograron 80 inspecciones/mes (meta 35).
- En la matriz se procesó 67.012 solicitudes referentes a diferentes temas.

#### 2.6.2. Centro de Contacto

- En el año 2014, la media del Nivel de Servicio Brindado (NSB) fue del 73,00%, nivel inferior a la meta planteada del 80,00%.

- Se registró un total de 260.485 llamadas que requerían atención personalizada y 283.394 llamadas al sistema automático de consultas (IVR).

#### **2.6.3. Plan RENOVA**

- Se registró 1.224 inscripciones, concretándose la entrega de 1.198 unidades.

#### **2.6.4. Actualización de Datos de Clientes**

- Se realizó 64.010 actualizaciones de datos de usuarios.
- A los clientes que han registrado su número celular se les envía mensajes de texto con el valor de las planillas, avisos de suspensiones programadas del servicio y notificaciones de gestión de cartera.

#### **2.6.5. Recuperación de Pérdidas Comerciales**

- Se realizó 10.543 revisiones en sitio, dando como resultado la incorporación a la facturación de 2.383.885 kWh, por un monto de \$ 282.849.
- En el laboratorio de medidores se calibró 35.685 equipos.

#### **2.6.6. Puntos de Recaudación de Valores**

- Se han incorporado 130 puntos de recaudación en la ciudad de Cuenca, a través de contratos con 19 cooperativas, una entidad financiera, una corporación civil, una empresa pública municipal y cuatro personas naturales. Además, se suscribió tres contratos para el servicio de recaudación a través de la web.
- Se incrementó el número de ventanillas de recaudación en instituciones financieras concesionadas, contando con 516 cajeros habilitados en el área de concesión, 500 tiendas del "Banco del Barrio", 350 de "Mi Vecino", 14 locales de REPORNE S.A., varios puntos del Banco del Pacífico y 21 convenios con diferentes instituciones financieras para débitos recurrentes a sus clientes.

#### **2.6.7. Gestión de Cartera**

- A diciembre 2014, la cartera vencida (deuda mayor a 30 días) fue de \$ 1.943.065, (deudas de 43.340 clientes). La cartera corriente (deuda menor a 30 días) fue \$ 3.032.554, de 101.938 clientes, con un total de \$ 4.975.619. Valores comparables a los del año anterior, a pesar de haber incluido la cartera de la Agencia La Troncal.
- Se ha enviado notificaciones, mediante SMS, a deudores para: cortes, reconexiones y retiros del sistema de medición.
- Se ha suscrito un convenio de pago, por consumo de energía de los escenarios deportivos, con la Federación Deportiva del Azuay, a diciembre de 2014, el valor de la deuda es \$ 359.640,08.
- Se generó 1.958 notificaciones de gestión pre-coactiva, por \$ 153.352,10.
- Se generó 283 Títulos de Crédito por \$ 94.400,70.
- Se emitió 355 Títulos de Crédito, por un valor de \$ 149.593,12, de los cuales se recuperó el 45,59%.

#### **2.7. GESTIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA**

- Se registró un ingreso por remates (materiales y bienes de control) y venta de materiales (nuevos y de bajas) por \$ 724.587,70 (incluye IVA), que corresponde a 385 proformas de venta.
- Se realizó 90 trámites de bajas, desglosado en 45 de bodegas, 31 de grupos y 14 en las agencias.

- Se realizó 312 inventarios, divididos en 134 inventarios de bodegas y 178 inventarios de bienes de control.
- Se procesó 1.947 ingresos de materiales a bodegas (1.744 en la matriz y 203 en DIMS) y 8.086 egresos de materiales de las bodegas (8.007 matriz y 79 DIMS).
- Se registró ingresos por remates (materiales y bienes de control) y venta de materiales por \$ 724.587,70 (incluye IVA), que corresponde a 385 profomas de venta.
- La gestión de contratación pública se resume en la ejecución del PAC.

Cuadro N° 2.7.1 – PAC 2014

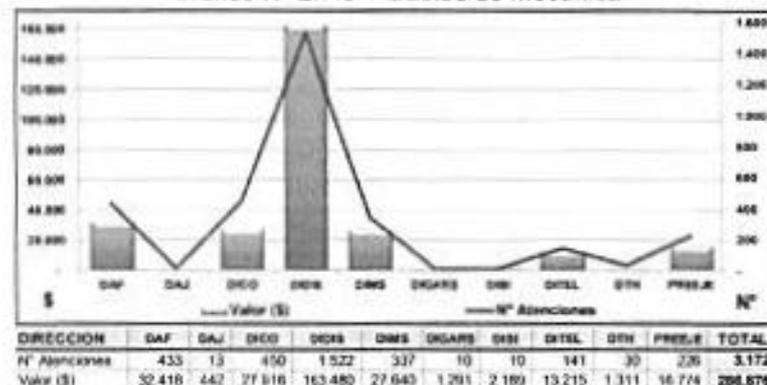
PLAN ANUAL DE CONTRATACIONES - PAC 2014	
Publicado - Portal Compras Públicas	31.160.060,70
• Reforma aprobada	9.007.964,28
PAC 2014 - Definitivo	22.152.096,42
PAC 2014 - Ejecutivo	22.071.622,35
% Ejecución	99,64%
CONTRATACIONES FINANCIADAS POR EL BID	
Plan - Aprobado	20.213.781,17
Plan - Ejecutado	19.813.629,58
% Ejecución	98,02%
RESUMEN GENERAL DE CONTRATACIONES	
Total Presupuesto 2014	42.365.877,59
Ejecutado 2014	41.885.251,93
% Ejecución	98,87%

- El gasto por compra de combustible registró un valor total de \$ 119.310,31, desglosado así: \$ 11.691,25 en diésel, \$ 70.038,27 en gasolina súper y \$ 37.590,79 en gasolina extra.
- En el cuadro N° 2.7.2, se detallan los contratos para transporte de personal.

Cuadro N° 2.7.2 – Contrato de Transporte

N°	ACTIVIDAD	VALOR
7	Transporte de personal	46.220,65
10	Servicio contratado matriz	173.414,03
19	Servicio contratado agencia	325.625,69
<b>Total</b>		<b>545.260,37</b>

Gráfico N° 2.7.3 – Gastos de mecánica



- Por asistencia médica se canceló \$ 137.808,19.
- Por autoseguro de vehículos se gastó \$ 15.115,96.
- En el gráfico N° 2.7.3 se muestra un desglose del número de atenciones por servicio de mecánica y los valores cancelados.

## **2.8. SISTEMAS DE INFORMACIÓN**

### **2.8.1. Desarrollo de Sistemas**

- Soporte de segundo nivel y mantenimiento correctivo a los aplicativos.
- Actualización de versión del servidor de correo a 9.0.1.
- Implementación del servicio de correo mediante Lotus Traveler (Dispositivos inteligentes).
- Puesta en marcha de nueva intranet corporativa.
- Actualización del manejador de contenidos Drupal 7 a sistema operativo Linux Centos en 64 bits.
- Análisis, Desarrollo y puesta en marcha del módulo de Estructura Organizacional.
- Facturación electrónica SITEL y actualización de nuevo formato de factura.
- Mejoras al portal de [www.centronet.net.ec](http://www.centronet.net.ec) que incluya las consultas de documentos digitales del SITEL.
- Elaboración de especificaciones técnicas para la adquisición de soluciones tecnológicas: mesa de ayuda, software de monitoreo, respaldo y servidor de aplicaciones. (Jboss).
- Rediseño y puesta en marcha del módulo de Coactivas.
- Desarrollo y puesta en marcha de un módulo de cálculo de caídas de tensión en redes de distribución de baja tensión.
- Rediseño del aplicativo Control de Desechos.

### **2.8.2. Gestión de Sistemas de Información**

- Con el fin de sistematizar el procedimiento se puso en marcha el sistema de incidentes para receptor requerimientos de servicios generales.
- Se realizó una depuración de la base de datos del Contact Center (DITEL), que almacena información de las llamadas, dejando solamente la información del 2013 en adelante.
- Se brindó soporte y mantenimiento a todas las empresas que tiene el sistema comercial SICO: CENTROSUR, CNEL EP UN EL ORO, CNEL EP UN MANABI, CNEL EP UN LOS RIOS, CNEL EP UN MILAGRO, CNEL EP UN SANTO DOMINGO, EEACA, EERSSA, ELEGALAPAGOS.
- Soporte y asesoramiento durante los procesos de renovación de las autorizaciones del SRI, en las diferentes empresas con el SICO.
- Soporte y asesoramiento para el cambio de estructuración de tarifas SISDAT, solicitado por el CONELEC, modificación de los reportes.
- Desarrollo de nuevos servicios web para débitos recurrentes con diferentes entidades bancarias.
- Implementación del sistema comercial SICO en CNEL EP UN Santo Domingo.
- Configuración y pruebas del sistema GLPI en las empresas que mantienen el sistema comercial SICO, con el fin de tener la trazabilidad de incidencias generadas.
- Implementación del módulo de Facturación Electrónica.

- Nuevos desarrollos y optimizaciones en tiempos de respuesta del módulo de facturación electrónica.
- Migración de clientes de CNEL EP UN Milagro (La Troncal) a CENTROSUR.
- Desarrollo de un módulo web para el registro de clientes que requieran ingresar en el proyecto de cocción eficiente PEC.
- Análisis, pruebas, desarrollo del módulo y procesos para el manejo del proyecto de cocción eficiente en el SICO.

#### **2.8.3. Infraestructura de Sistemas**

- Se instaló un nuevo servidor IBM Power7+ modelo 720, la ampliación del Storage IBM V7000 con discos de 300 GB, velocidad 15 krpm y discos de estado sólido SSD para cache de disco de las particiones iSeries; cambio de las unidades de cinta de respaldo de tecnología LTO5 a LTO6. Estos cambios permitieron disminuir los tiempos requeridos para los cierres de cuatro a una hora y se optimizó el tiempo de respaldo de los servidores de 3:30 a dos horas.
- Se adquirió cuatro cuchillas Blade IBM para dar soporte a los requerimientos de servidores y de escritorios virtuales.
- Reubicación de los equipos de producción principales en el data center de ETAPA, con lo que se pudo implementar y probar el funcionamiento de los sistemas en los servidores de contingencia.
- La implementación del Sistema Quipux Nacional en la Empresa.

#### **2.8.4. Soporte de Infraestructura**

- Elaboración y presentación de indicadores GLPI (Mesa de Ayuda).
- Ampliación del ámbito, servidor DHCP, para soportar nuevo rango de direcciones IP
- Actualización del Modelo Entidad Relación y Diccionario de datos en la base de conocimiento de seguridades.
- Supervisión del sistema de turnos Qmatic, así como el reemplazo con nuevos ejecutables.

### **2.9. SERVICIO DE TELECOMUNICACIONES**

En el año 2014, sobre la base de la decisión del Directorio de la Empresa, respecto de no comercializar el servicio de telecomunicaciones en el cantón Cuenca, en función de un acuerdo con ETAPA EP, bajo el principio que dos empresas públicas no deberían competir en un mismo mercado, se realizó varias acciones y proyectos tendientes al uso de la infraestructura de telecomunicaciones para los fines de mejora del servicio de electricidad.

#### **2.9.1. Proyecto FODETEL**

- Se continuó operando los proyectos FODETEL I y II para la dotación de internet a escuelas.
- Se ha gestionado la liquidación económica del convenio FODETEL I con el MINTEL y se ha insistido sobre la necesidad de que se designe al Administrador para que regule los temas pendientes.

#### **2.9.2. Acceso a Internet Internacional**

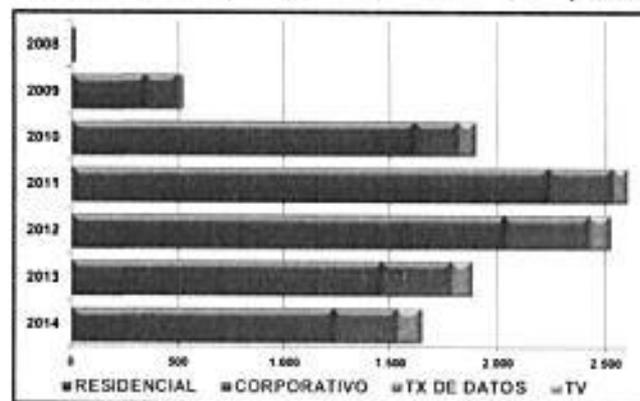
Se mantiene un contrato de servicio con la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT en calidad de proveedor principal del servicio de internet para la reventa; paralelamente se tiene un canal de respaldo con TELCONET.

### 2.9.3. Número de Clientes

El número de clientes disminuye de manera sostenida, como muestra la tabla N° 2.9.3.

Cuadro N° 2.9.3 – Clientes de telecomunicaciones

MES	RESIDENCIAL	CORPORATIVO	TX DE DATOS	TV	TOTAL
2008	1	11	-	-	12
2009	339	149	25	-	513
2010	1.604	207	78	-	1.889
2011	2.225	299	72	-	2.596
2012	2.022	393	97	1	2.513
2013	1.455	323	93	1	1.872
2014	1.225	297	115	1	1.638



### 2.9.4. Comunicaciones CENTROSUR

En función de las restricciones dadas para la prestación del servicio de telecomunicaciones, se volcó el uso de la red para los fines propios del servicio de electricidad:

- Entró en funcionamiento un nuevo sistema de tarificación de llamadas telefónicas internas y externas.
- Entró en funcionamiento un esquema de redundancia de los ramales principales de comunicaciones de la red corporativa y segmentación de la misma para tener un mejor control y seguridad de los datos.
- Se puso en marcha la red de telecomunicaciones del centro de datos principal ubicado en las instalaciones de ETAPA EP (Cebollar), incluye redundancia.
- Entró en funcionamiento el Gateway SMS para el envío de mensajes de texto automáticos en caso de suspensión del servicio de electricidad.
- Instalación de fibra óptica Cuenca – S/E 8 – Estación Simbala.
- Se incorporó sistemas de video conferencia para 8 oficinas: Molleturo, San Fernando, San Gerardo, Pucará, Chaucha, Oña, San Juan Bosco y Sevilla de Oro.
- Entró en funcionamiento la conectividad a las oficinas de Taisha y Tiwintza.
- Se implantó la digitalización, ampliación de cobertura y zonificación del sistema de radiocomunicaciones para mejorar la gestión operativa de los grupos de trabajo.

### 2.9.5. RENTSE SIGDE

- Está operando el equipamiento de conectividad de la red de telecomunicaciones del proyecto SIGDE (RENTSE) para las primeras empresas eléctricas beneficiarias del

sistemas SCADA/VOMS/DMS. Incluye la conectividad hacia los centros de datos de Quito y Guayaquil a nivel de 1Gbps y entre Quito, Guayaquil y Cuenca a 10 Gbps.

#### **2.9.6. Sistema de Video Conferencia SIGDE**

- Se continuó administrando la plataforma de video conferencia del proyecto SIGDE.

#### **2.9.7. Renta de Infraestructura y Uso de Postes**

- Gestión de contratos de uso de postes suscritos con operadores de servicios de telecomunicaciones. Se realizaron intervenciones puntuales en Cuenca, Macas y otros cantones para el ordenamiento de cables.

#### **2.10. ASESORIA JURÍDICA**

La Dirección de Asesoría Jurídica ha brindado su patrocinio a las distintas áreas operativas de la Empresa y particularmente a la Administración y Cuerpos Colegiados, a efectos de lograr alcanzar los distintos objetivos propuestos, en cada una de ellas, gestión que de manera adicional se ha realizado en el sector a través del Comité Legal Nacional; de manera particular se ha intervenido directamente en distintos procesos judiciales, obteniendo en los mismos resultados favorables a los intereses de la institución. Dentro de las actividades relevantes se puede indicar lo siguiente:

- Se suscribieron 446 contratos y 50 convenios de pago.
- Los valores recuperados por gestión de cobro ascienden a \$ 295.566,09, de los cuales \$ 264.243,68 se han recuperado en efectivo y la diferencia en convenios (\$ 31.322,41).



Ministerio  
de Electricidad  
y Energía Renovable



CENTROSUR  
servicio tu energía

# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2014

## **CAPÍTULO 3**

# **PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO MAYORISTA**

## CAPITULO 3. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

### 3.1. COMPRA DE ENERGÍA

#### 3.1.1. Contratos a Término

Durante el año 2014 se negoció y suscribió nuevos contratos con las empresas de generación y autoprodutores:

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

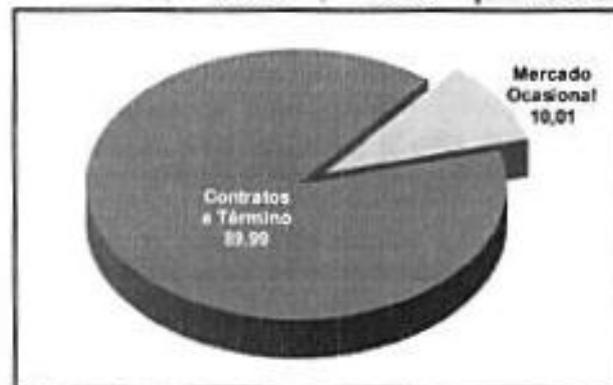
#### 3.1.2. Resumen Energético

Este informe está basado en las liquidaciones mensuales del periodo enero a diciembre de 2014, publicadas y oficializadas por el CENACE. El cuadro N° 3.1.2.1 resume la energía demandada por los clientes regulados de la CENTROSUR, en los puntos de entrega, 1.013,32 GWh, valor que resulta superior en el 8,72 % al del año 2013 (932,02 GWh). El crecimiento en este último año fue mayor al registrado históricamente (en el orden del 5 %), debido a que incorpora la carga del sistema eléctrico La Troncal.

El 89,99 % de la energía (911,92 GWh) fue adquirida en el mercado de contratos y el 10,01 % (101,40 GWh) en el mercado ocasional.

Cuadro N° 3.1.2.1 – Abastecimiento de energía [MWh]

TRIMESTRE	Mercado Ocasional	Contratos a Término	TOTAL
PRIMERO	31.283 13,29%	204.039 86,71%	235.322 100,00%
SEGUNDO	17.586 6,78%	236.986 93,22%	254.572 100,00%
TERCERO	15.335 5,93%	243.304 94,07%	258.639 100,00%
CUARTO	37.398 14,22%	225.594 85,78%	262.991 100,00%
<b>TOTAL 2014</b>	<b>101.402 10,01%</b>	<b>911.923 89,99%</b>	<b>1.013.325 100,00%</b>



Dentro del mercado de contratos regulados, el cuadro N° 3.1.2.2 muestra el detalle de la energía recibida de cada generador; y, el cuadro N° 3.1.2.3 resume la composición del suministro, organizado en función del sector propietario del generador. Se observa que el

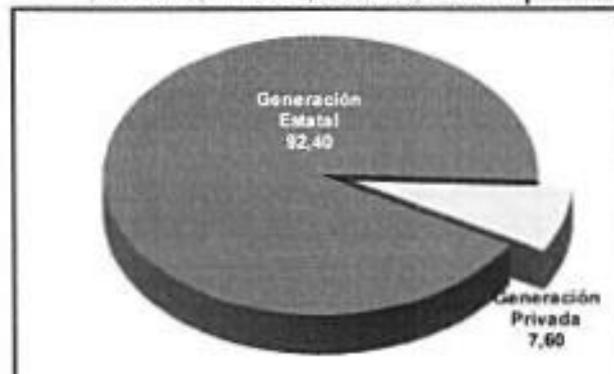
92,40 % corresponde a contratos con empresas de generación de capital estatal y el 7,60 % a contratos con empresas de generación de capital privado.

Cuadro N° 3.1.2.2 – Energía recibida de cada generador [kWh]

GENERADOR	1 TRI	2 TRI	3 TRI	4 TRI	TOTAL	%
TERMOESMERALDAS	24.388.158	22.337.629	22.102.973	18.804.534	87.633.293	9,81%
ELECTROGUAYAS	38.833.715	30.889.588	27.883.246	35.834.520	133.241.068	14,61%
TERMOPICHINCHA	13.934.868	9.900.306	8.472.589	16.122.236	48.429.998	5,31%
IMPORTACIÓN PERÚ	-	-	-	626.715	626.715	0,07%
HIDROPAUTE	42.645.742	98.704.552	93.536.370	67.515.580	302.402.244	33,16%
HIDROAGUAYÁN	25.757.042	26.299.305	41.718.124	32.358.143	126.132.614	13,83%
HIDRONACIÓN	13.501.546	11.208.882	13.160.801	8.388.482	46.259.711	5,07%
TERMOGAS MACHALA	19.035.952	20.995.493	19.503.334	19.752.988	79.287.767	8,69%
<b>EMPRESAS CELEC EP</b>	<b>177.877.823</b>	<b>230.335.754</b>	<b>226.377.436</b>	<b>199.403.197</b>	<b>833.993.410</b>	<b>92,36%</b>
ELECAJUSTRO	3.007.181	3.333.170	3.345.382	3.343.314	13.329.048	1,46%
EPMAPS	747.570	1.389.315	1.847.995	1.298.832	5.284.717	0,58%
<b>CAPITAL ESTADO</b>	<b>4.054.757</b>	<b>4.722.485</b>	<b>5.193.377</b>	<b>4.643.148</b>	<b>18.613.764</b>	<b>2,04%</b>
ELECTROQUIL	3.823.801	2.610.957	1.996.939	4.799.719	13.231.416	1,45%
INTERVISA TRADE	3.915.732	361.630	672.381	3.583.036	8.532.779	0,94%
GENEROCA	1.774.216	1.170.008	1.311.115	2.012.957	6.268.297	0,69%
TERMOGUAYAS	9.707.052	8.368.694	5.151.406	9.456.753	30.683.906	3,35%
HIDROSIMBE	1.331.371	1.482.321	907.900	385.279	4.106.871	0,45%
LAFARGE	71.098	96.452	58.854	208.492	432.896	0,05%
ECOLUZ	269.232	556.675	526.261	257.355	1.609.524	0,18%
ECOLUZ - LORETO	-	-	149.808	187.540	337.348	0,04%
HIDROABANICO	419.122	406.057	549.443	566.580	1.963.201	0,22%
ENERMAX	795.483	875.245	409.139	69.549	2.149.417	0,24%
<b>EMPRESAS PRIVADAS</b>	<b>22.107.108</b>	<b>13.928.040</b>	<b>11.733.246</b>	<b>21.547.260</b>	<b>69.315.654</b>	<b>7,60%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>204.038.888</b>	<b>238.986.279</b>	<b>243.304.060</b>	<b>225.593.602</b>	<b>911.922.828</b>	<b>100,00%</b>

Cuadro N° 3.1.2.3 – Energía de acuerdo al sector del que provino [kWh]

GENERADOR	1 TRI	2 TRI	3 TRI	4 TRI	TOTAL	%
GENERACIÓN ESTATAL	181.831.780	225.058.239	231.570.813	204.046.342	842.507.174	92,40%
GENERACIÓN PRIVADA	22.107.108	13.928.040	11.733.246	21.547.260	69.315.654	7,60%
<b>TOTAL</b>	<b>204.038.888</b>	<b>238.986.279</b>	<b>243.304.060</b>	<b>225.593.602</b>	<b>911.922.828</b>	<b>100,00%</b>



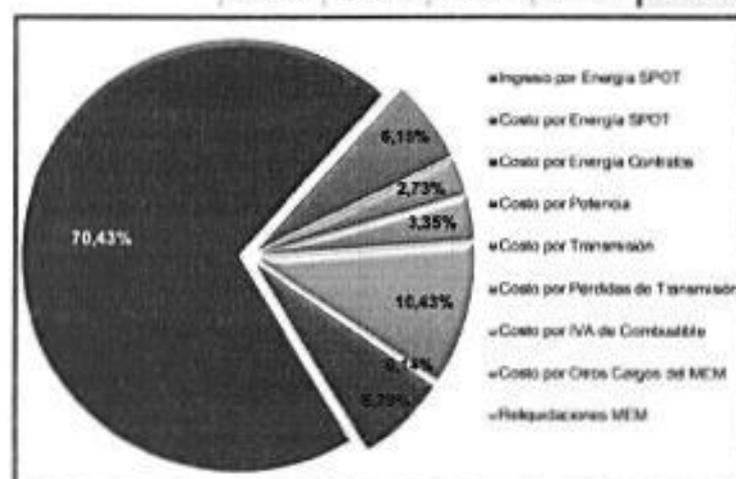
### 3.1.3. Costos de Compra de Energía

El cuadro N° 3.1.3.1 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. El costo de la energía alcanzó la suma de S 54.778.047, superior en un 11,05 % respecto al 2013 (\$ 49.327.645).

Cuadro N° 3.1.3.1 – Resumen de costos [\$]

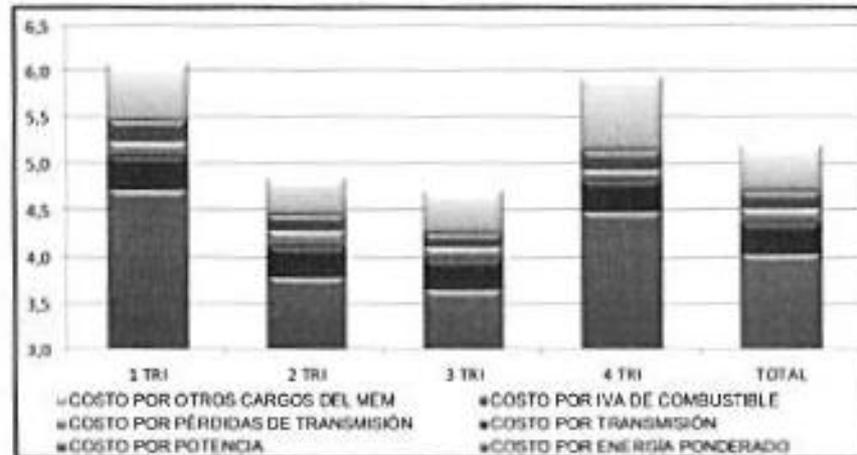
CONCEPTO	1 TR	2 TR	3 TR	4 TR	TOTAL	%
COSTO LIQUIDADADO POR EL CENACE	4.255.740	3.402.337	3.400.790	5.060.576	16.119.443	29,47%
COSTO LIQUIDADADO EN CONTRATOS	10.106.628	9.074.428	8.830.264	10.570.512	36.581.831	70,53%
<b>COSTO TOTAL ENERGÍA</b>	<b>14.362.367</b>	<b>12.476.764</b>	<b>12.231.054</b>	<b>15.631.088</b>	<b>54.701.274</b>	<b>100,00%</b>
RESUMEN CONCEPTOS	1 TR	2 TR	3 TR	4 TR	TOTAL	%
Ingreso por Energía SPOT	0	-2.669	-8.048	-188	-10.904	-0,02%
Costo por Energía SPOT	1.032.847	698.974	893.499	1.296.408	3.721.728	6,79%
Costo por Energía Contratos	10.106.628	9.074.428	8.830.264	10.570.512	36.581.831	70,43%
Costo por Potencia	-550	-704	-928	-903	-3.085	-0,01%
Costo por Transmisión	844.802	829.684	835.690	860.798	3.370.974	6,15%
Costo por Pérdidas de Transmisión	370.038	452.968	347.200	323.079	1.493.315	2,73%
Costo por IVA de Combustible	549.812	413.159	363.870	509.740	1.836.621	3,35%
Costo por Otros Cargos del MEM	1.458.791	1.019.856	1.169.505	2.071.643	5.719.794	10,43%
Requisiciones MEM	0	0	99.717	-22.943	76.774	0,14%
<b>TOTAL</b>	<b>14.362.367</b>	<b>12.476.764</b>	<b>12.330.771</b>	<b>15.608.145</b>	<b>54.778.047</b>	<b>100,00%</b>



El cuadro N° III.1.3.2 muestra los costos unitarios de la energía desglosados en sus diferentes componentes. El costo promedio de compra fue de 5,40 ¢/kWh.

Cuadro N° 3.1.3.2 Costos unitarios de compra [¢/kWh]

CONCEPTO	1 TR	2 TR	3 TR	4 TR	TOTAL	%
INGRESO POR ENERGÍA SPOT	0,00	1,14	0,72	0,20	0,76	
COSTO POR ENERGÍA SPOT	3,30	3,97	4,22	3,46	3,62	
COSTO POR ENERGÍA CONTRATOS	4,95	3,80	3,63	4,69	4,23	
COSTO POR ENERGÍA PONDERADO	4,73	3,81	3,69	4,51	4,17	77,32%
COSTO POR POTENCIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01%
COSTO POR TRANSMISIÓN	0,36	0,32	0,32	0,33	0,33	6,16%
COSTO POR PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	0,16	0,18	0,13	0,12	0,15	2,73%
COSTO POR IVA DE COMBUSTIBLE	0,23	0,15	0,14	0,19	0,18	3,36%
COSTO POR OTROS CARGOS DEL MEM	0,62	0,39	0,45	0,79	0,56	10,44%
<b>COSTO UNITARIO TOTAL 2014</b>	<b>6,10</b>	<b>4,87</b>	<b>4,73</b>	<b>6,94</b>	<b>6,40</b>	<b>100,00%</b>



### 3.2. CLIENTES NO REGULADOS

#### 3.2.1. Servicio de Peajes de Distribución

Los valores facturados por el servicio de peajes de distribución a los consumos propios del autoproducer ENERMAX, le representaron a CENTROSUR un ingreso neto de \$ 70.191, desglosado de acuerdo al cuadro N° 3.2.1.

Cuadro N° 3.2.1 - Facturación por peajes de distribución (\$)

TRIMESTRE	Potencia	Energía	Alumbrado Público	TOTAL
PRIMERO	11.500	819	2.951	15.070
SEGUNDO	11.329	509	3.022	14.859
TERCERO	13.937	541	4.895	19.364
CUARTO	15.286	518	5.114	20.898
<b>TOTAL</b>	<b>52.051</b>	<b>2.187</b>	<b>15.972</b>	<b>70.191</b>

#### 3.2.2. Facturación de Cargos Adicionales

Por concepto de cargos adicionales, a los consumos propios del autoproducer ENERMAX, la Empresa facturó un total de \$ 326,40, correspondiente al cargo de bomberos.



# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2014

## **CAPÍTULO 4**

### **EL MERCADO REGULADO**

## CAPITULO 4. EL MERCADO REGULADO

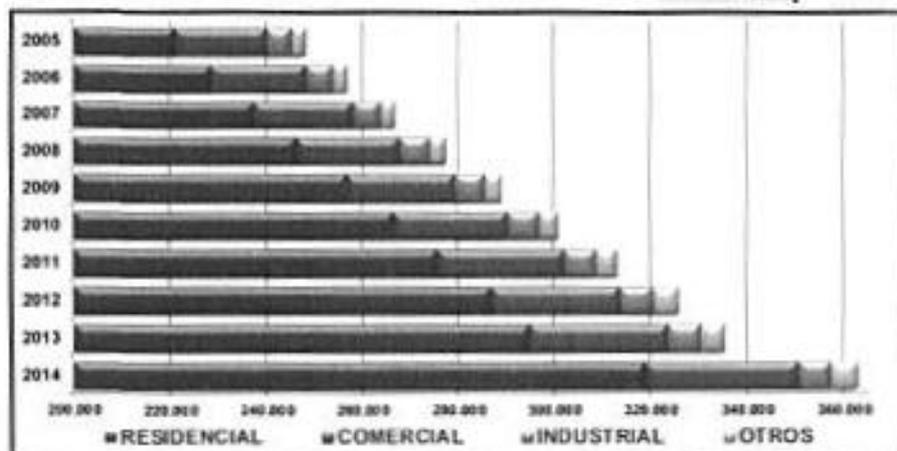
### 4.1. CLIENTES

De acuerdo al informe de facturación, emitido por la Dirección de Comercialización, el número de clientes a diciembre de 2014, fue de 362.406 (ver cuadro N° 4.1), con un incremento del 8,20 % respecto a los que existían en el mes de diciembre de 2013 (334.954). Este crecimiento elevado se debe a la inclusión de los clientes de sistema eléctrico La Troncal, desde abril de 2014, comportamiento que es similar en todos los parámetros del mercado regulado que se analizan más adelante.

Clasificados por categoría, el 87,88 % son residenciales, 8,77 % comerciales, 1,83 % industriales y 1,52 % corresponden a la categoría otros, entre los que se incluyen: entidades oficiales, asistencia social, beneficio público y escenarios deportivos.

Cuadro N° 4.1 – Clientes por tipo de tarifa

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL	Var. Anual
2005	220.602	18.638	5.232	2.956	247.628	2,88%
2006	228.176	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%
2012	286.297	27.049	6.736	5.288	325.370	4,08%
2013	294.554	28.759	6.821	4.820	334.954	2,95%
2014	318.473	31.779	6.630	5.524	362.406	8,20%



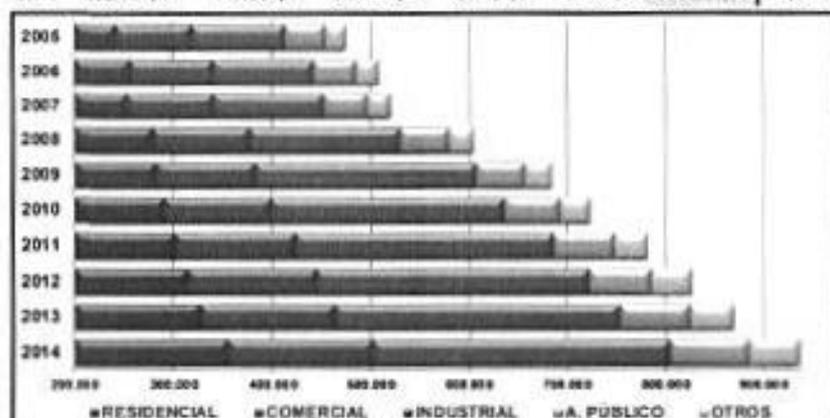
### 4.2. ENERGÍA CONSUMIDA

La energía consumida fue de 935.223,80 MWh (ver cuadro N° 4.2.1), con un incremento del 7,65 % con relación a la energía de 2013 (868.733,24 MWh). Del consumo total, el sector residencial con 352.860,34 MWh (37,73 %) es el de mayor participación, seguido del industrial con 303.357,60 MWh (32,44 %) y luego el comercial con 147.357,44 MWh (15,76 %).

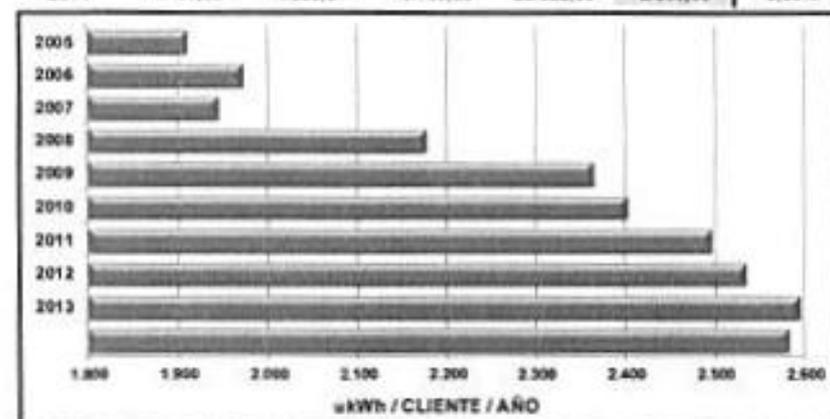
Al relacionar la energía consumida con el número de clientes resulta que, mientras en el año 2013 se tenían 2.593,59 kWh por cliente medio (216,13 kWh/mes), en el año 2014 se pasó a 2.580,60 kWh por cliente (215,05 kWh/mes), con una disminución del 0,50 %, (ver cuadro N° 4.2.2).

**Cuadro N° 4.2.1 – Energía consumida [MWh]**

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	A. PÚBLICO	OTROS	TOTAL	Var. Anual
2005	240.727,55	75.783,72	94.555,00	40.970,88	20.960,06	<b>472.998,20</b>	3,22%
2006	254.702,32	83.552,13	101.249,68	44.160,79	22.048,02	<b>505.732,95</b>	6,92%
2007	252.169,02	87.007,08	110.124,26	45.289,08	23.738,77	<b>518.328,22</b>	2,49%
2008	278.436,24	96.578,53	153.074,29	49.042,02	25.853,76	<b>602.984,83</b>	16,33%
2009	280.521,18	100.287,65	224.703,39	49.622,31	27.802,68	<b>683.027,22</b>	13,27%
2010	289.894,10	106.797,92	237.858,89	56.418,38	30.656,95	<b>721.624,03</b>	5,65%
2011	299.715,40	120.674,40	263.582,29	62.602,40	33.515,46	<b>780.089,95</b>	8,10%
2012	312.785,68	130.431,14	277.885,91	63.298,87	39.916,39	<b>824.317,98</b>	5,67%
2013	325.889,02	136.293,32	290.485,00	70.062,49	45.973,41	<b>868.733,24</b>	5,39%
2014	352.860,34	147.357,44	333.357,60	80.164,02	51.484,40	<b>935.223,80</b>	7,65%


**Cuadro N° 4.2.2 – Energía consumida por cliente [kWh/cliente/año]**

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL	Var. Anual
2005	1.091,23	4.022,92	18.072,63	20.950,92	<b>1.910,12</b>	0,33%
2006	1.116,24	4.231,77	18.571,11	21.572,90	<b>1.972,10</b>	3,24%
2007	1.064,53	4.187,46	19.354,00	22.295,82	<b>1.945,33</b>	-1,36%
2008	1.132,23	4.455,35	25.844,06	20.961,59	<b>2.176,12</b>	11,86%
2009	1.094,74	4.400,51	36.746,26	20.731,48	<b>2.364,33</b>	8,65%
2010	1.088,69	4.472,09	37.570,48	21.817,42	<b>2.401,67</b>	1,58%
2011	1.088,88	4.538,68	39.852,18	23.155,35	<b>2.495,47</b>	3,91%
2012	1.092,52	4.822,03	41.253,85	19.516,77	<b>2.633,48</b>	1,52%
2013	1.106,38	4.739,15	42.586,88	24.090,06	<b>2.693,69</b>	2,37%
2014	1.107,98	4.636,94	45.755,29	23.832,08	<b>2.580,60</b>	-0,50%



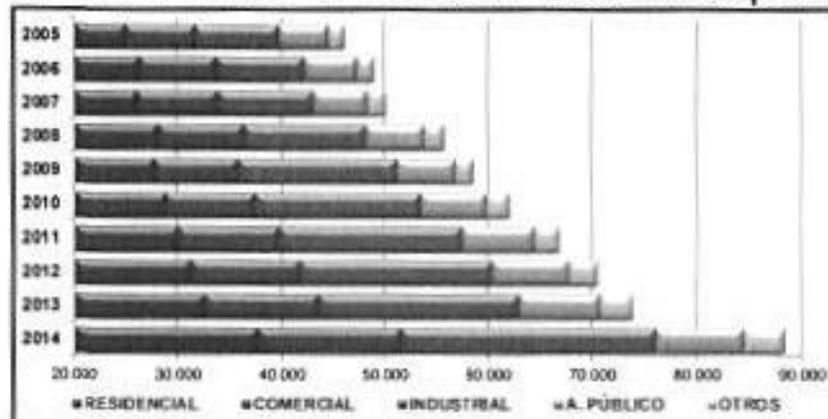
#### 4.3. FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA

La facturación total por venta de energía fue de \$ 88.210.562 (cuadro N° 4.3.1), registrándose un crecimiento del 19,62 % con respecto a la del año anterior, situación que se explica por la incorporación de los consumidores de La Troncal y el incremento en las tarifas aplicadas al cliente final.

Del total, \$ 83.287.153 fueron facturados directamente a los clientes y \$ 4.923.409 registrados en cuentas por cobrar, con cargo al Estado por concepto de subsidios.

Cuadro N° 4.3.1 – Facturación por energía consumida [Miles \$]

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	A. PÚBLICO	OTROS	TOTAL	Var. Anual
2005	24.957,04	6.680,62	7.985,45	4.793,05	1.593,13	<b>46.009,30</b>	2,21%
2006	26.247,23	7.383,04	8.443,38	5.167,82	1.835,87	<b>48.877,33</b>	6,23%
2007	26.029,29	7.710,26	9.150,00	5.300,25	1.792,59	<b>49.882,39</b>	2,20%
2008	28.021,12	8.232,10	11.751,82	5.665,48	1.835,56	<b>55.506,08</b>	11,05%
2009	27.636,76	8.048,11	15.335,52	5.577,70	1.836,32	<b>58.434,41</b>	5,28%
2010	28.778,96	8.604,94	16.053,20	6.363,40	2.102,02	<b>61.902,52</b>	5,94%
2011	29.903,92	9.679,66	17.725,56	7.043,10	2.289,63	<b>66.641,87</b>	7,66%
2012	31.175,23	10.472,81	18.701,32	7.323,64	2.748,89	<b>70.419,68</b>	5,67%
2013	32.515,77	10.886,94	19.471,80	7.715,80	3.153,28	<b>73.743,58</b>	4,72%
2014	37.601,96	13.831,96	24.523,62	8.391,36	3.861,63	<b>88.210,56</b>	19,62%

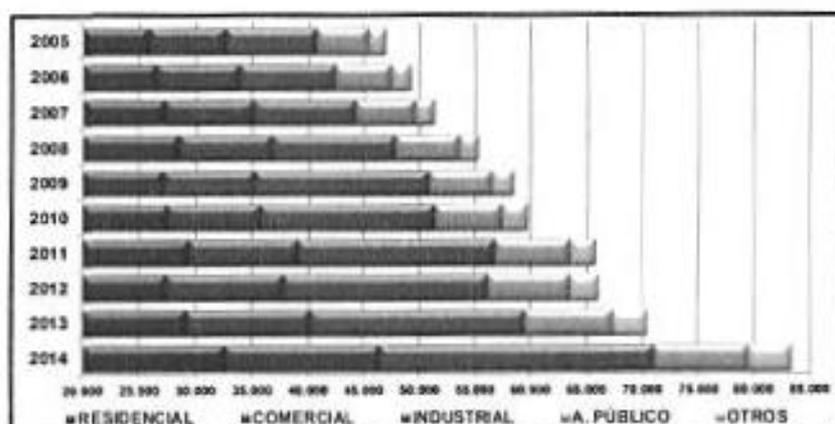


La recaudación, sin considerar los subsidios, fue de \$ 83.227.296 (cuadro N° 4.3.2).

Relacionando la recaudación con la facturación, sin incluir subsidios en los dos casos, resulta un índice de 99,93 %.

Cuadro N° 4.3.2 – Recaudación por energía consumida [Miles \$]

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	A. PÚBLICO	OTROS	TOTAL	Var. Anual
2005	25.718,36	6.701,13	8.108,85	4.715,61	1.584,91	<b>46.828,86</b>	4,35%
2006	26.284,45	7.382,22	8.493,07	5.156,53	1.678,83	<b>48.995,10</b>	4,63%
2007	27.155,62	7.869,66	9.110,72	5.245,94	1.752,17	<b>51.134,12</b>	4,37%
2008	28.388,60	8.199,81	11.106,98	5.644,93	1.805,61	<b>55.146,93</b>	7,85%
2009	27.621,92	8.129,16	15.586,01	5.730,97	1.874,28	<b>58.342,36</b>	5,80%
2010	27.379,14	8.171,04	15.622,85	6.194,11	2.203,65	<b>59.570,78</b>	2,11%
2011	29.311,00	9.546,46	17.760,35	6.800,06	2.215,36	<b>65.633,23</b>	10,18%
2012	27.233,66	10.383,90	18.428,18	7.290,25	2.612,90	<b>65.948,89</b>	0,48%
2013	28.984,44	11.057,00	19.312,16	7.841,99	3.098,63	<b>70.294,21</b>	6,59%
2014	32.475,64	13.777,78	24.671,15	8.411,08	3.891,64	<b>83.227,30</b>	18,40%



En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2011 y 31 de diciembre de 2014, las asignaciones recibidas del Estado, para cubrir los subsidios, ascienden a \$ 10.768.084, de este valor, \$ 10.701.227 corresponde a tarifa de la dignidad y \$ 66.858 a la tarifa de tercera edad. El subsidio por la ley de discapacidad se aplica desde el año 2013. El saldo pendiente de pago suma \$ 5.246.583.

Cuadro N° 4.3.3 – Asignaciones del Estado para cubrir subsidios [\$]

SUBSIDIO	2.011	2.012	2.013	2.014	TOTAL		
					Asignación	Saldo	Causado
TARIFA DIGNIDAD	2.111.529	3.141.845	2.113.111	3.334.641	10.701.227	3.716.543	14.417.769
TERCERA EDAD	66.858	-	-	-	66.858	1.197.465	1.264.323
LEY DE DISCAPACIDAD	-	-	-	-	-	332.575	332.575
<b>TOTAL</b>	<b>2.178.487</b>	<b>3.141.845</b>	<b>2.113.111</b>	<b>3.334.641</b>	<b>10.768.084</b>	<b>5.246.583</b>	<b>16.014.668</b>

#### 4.4. DEUDA DE LOS CLIENTES

La deuda acumulada de los clientes, a diciembre de 2014, fue \$ 4.975.619, mientras que al final del año 2013 fue \$ 4.678.605, lo que significa que hubo un incremento del 6,35 % (\$ 297.013). En el cuadro N° 4.4 se presenta un resumen de la antigüedad de la deuda, clasificada por categoría de consumo.

La cartera vencida, esto es la deuda entre 31 y 360 días, a diciembre de 2014 fue de \$ 1.943.065, en tanto que al mismo mes de 2013, se tenía \$ 1.906.236, dando como resultado un incremento del 1,93 %. El número de deudores en 2014, con respecto al año anterior, también se incrementó en 2,16%.

Cuadro N° 4.4 Resumen general de antigüedad de la deuda por uso de energía [\$]

CATEGORÍA	AL 31/12/2013						AL 31/12/2014						VARIACIÓN	
	Hasta 30 días		Entre 31 y 360 días		Total		Hasta 30 días		Entre 31 y 360 días		Total			
	Cliente	Valor	Cliente	Valor	Cliente	Valor	Cliente	Valor	Cliente	Valor	Cliente	Valor	Cliente	Valor
RESIDENCIAL	86.346	1.713.073	38.341	1.178.735	124.687	2.891.798	89.416	1.894.012	39.383	1.291.679	128.799	3.145.692	3.13%	8.91%
COMERCIAL	8.358	475.865	2.431	182.075	10.807	660.941	6.233	818.260	2.715	186.078	11.788	806.436	8.89%	22.01%
INDUSTRIAL	2.365	440.291	1.518	124.241	3.801	564.531	2.201	385.735	620	108.911	3.121	495.646	-2.23%	-12.20%
ASESORIA SOCIAL	959	35.713	383	8.569	1.342	44.152	853	43.017	150	9.850	1.012	48.847	24.66%	10.70%
LOCALES DEPORTIVOS	24	18.661	19	377.511	43	396.173	15	19.668	22	363.037	37	382.726	-13.90%	-3.39%
ENTIDADES OFICIALES	523	80.465	161	36.219	704	116.684	336	65.163	143	20.584	479	85.747	-31.96%	-26.51%
VARIOS	42	5.301	29	1.071	59	6.376	51	8.579	17	1.732	68	10.326	-1.43%	62.92%
<b>TOTAL</b>	<b>98.631</b>	<b>2.772.378</b>	<b>42.432</b>	<b>1.808.236</b>	<b>141.258</b>	<b>4.678.605</b>	<b>101.838</b>	<b>3.832.564</b>	<b>43.342</b>	<b>1.943.065</b>	<b>165.278</b>	<b>4.975.619</b>	<b>2.87%</b>	<b>6.35%</b>



# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2014

## **CAPÍTULO 5**

### **EL SISTEMA ELÉCTRICO**

## CAPITULO 5. EL SISTEMA ELÉCTRICO

### 5.1. ÁREA DE CONCESIÓN

El área de concesión de la CENTROSUR abarca el 11,79 % del territorio nacional ecuatoriano, según los datos publicados por el CONELEC, (Cuadro N° 5.1.1), comprende las provincias del Azuay, Cañar y Morona Santiago, con excepción de los cantones Azogues y Déleg 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.

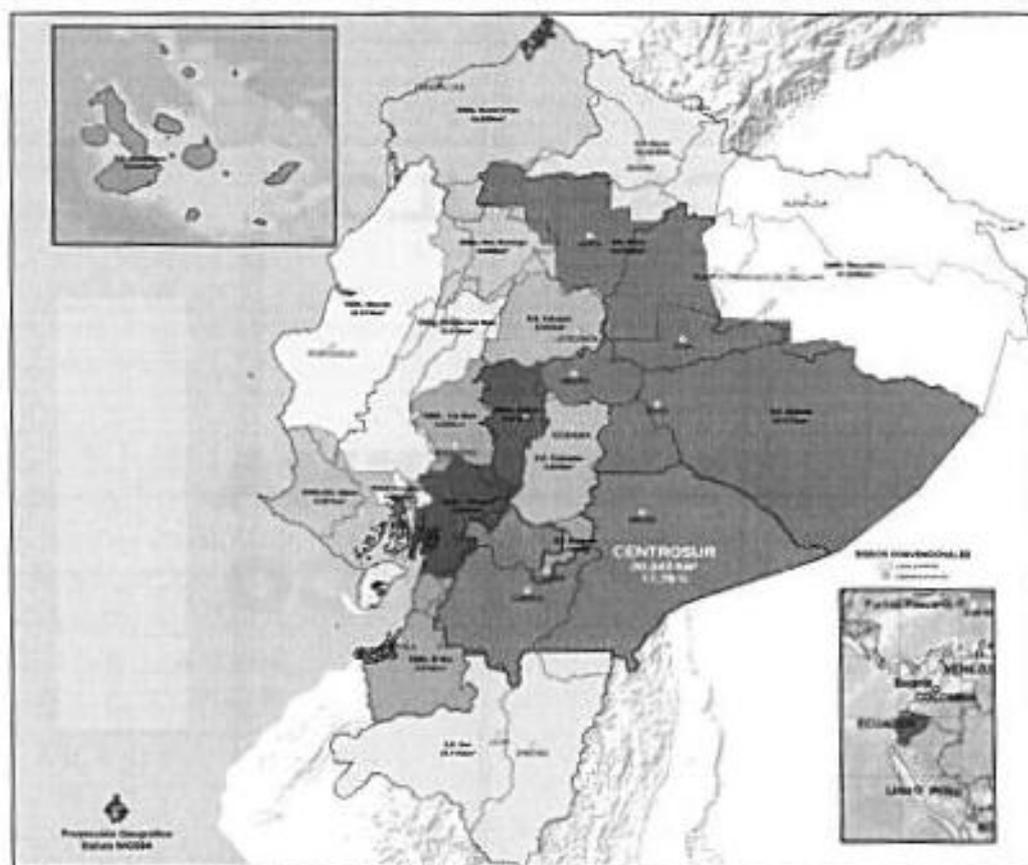
A partir de abril de 2014, CENTROSUR tiene bajo su responsabilidad el sistema eléctrico de La Troncal provincia de Cañar, con una extensión de 560 km<sup>2</sup>. Algunos detalles se muestran en el cuadro N° 5.1.2.

Cuadro N° 5.1.1 – Áreas de concesión de las empresas distribuidoras

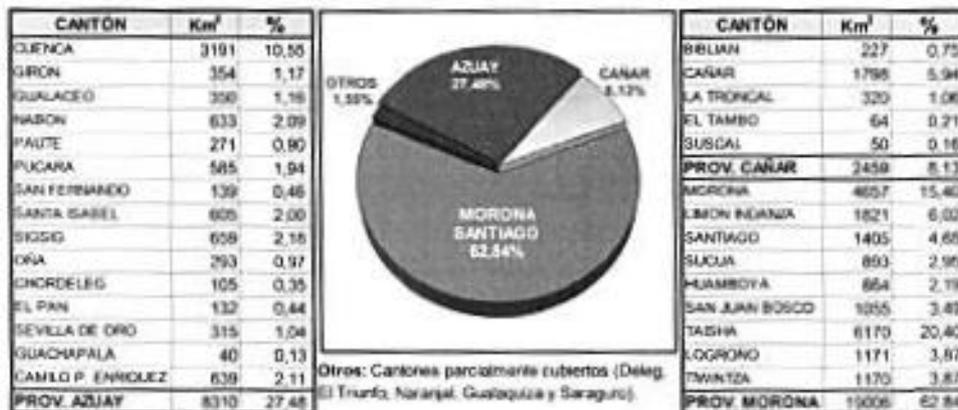
EMPRESA	CNEL									
	Bolívar	El Oro	Esmeraldas	Guayas Los Ríos	Los Ríos	Manabí	Milagro	Sta. Elena	Santo Domingo	Sucumbios
Km <sup>2</sup>	4.071,20	6.672,00	15.027,63	10.515,54	4.921,80	16.678,53	4.994,54	6.587,01	6.658,47	37.990,46
Participación	1,59%	2,60%	5,86%	4,10%	1,57%	6,50%	1,95%	2,57%	2,60%	14,81%

EMPRESA	EMPRESA ELÉCTRICA									
	Ambato	Azogues	Centro Sur	Cotacachi	Gallápagos	Norte	Quito	Riobamba	Sur	Guayaquil
Km <sup>2</sup>	41.116,71	1.150,40	30.243,22	5.645,37	8.224,39	12.420,59	14.725,00	5.934,10	22.716,12	1.054,96
Participación	19,03%	0,45%	11,79%	2,20%	3,21%	4,84%	5,74%	2,31%	8,86%	0,41%



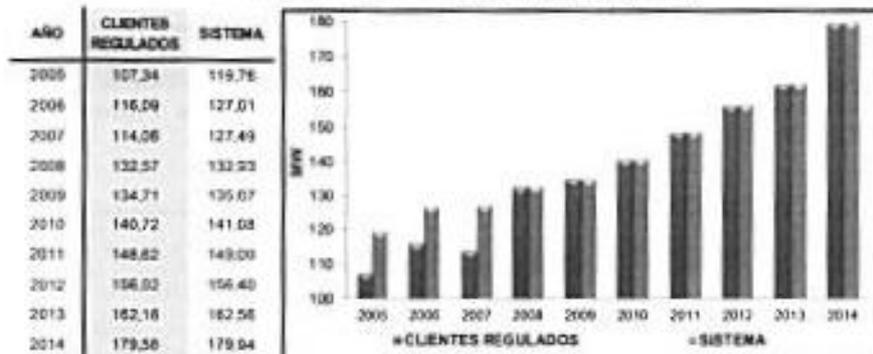
Cuadro N° 5.1.2 – Extensión por cantón



## 5.2. DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE

En el período enero a diciembre de 2014, la potencia máxima coincidente de los clientes regulados, referida a puntos de entrega, fue de 179,56 MW (cuadro N° 5.2); valor ocurrido el día martes 17 de diciembre, a las 19:15. La demanda máxima del sistema CENTROSUR, sumadas las demandas coincidentes de los clientes regulados y del autoprodutor ENERMAX, fue de 179,94 MW.

Cuadro N° 5.2 – Demanda máxima [MW]

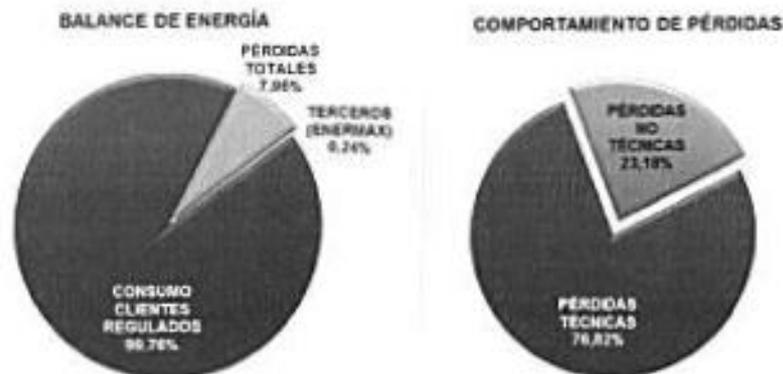


## 5.3. BALANCE ENERGÉTICO

La energía requerida por el sistema eléctrico de CENTROSUR fue de 1.018.609,14 MWh (incluido el sistema eléctrico La Troncal y el autoprodutor ENERMAX), 9,04 % mayor que la disponible en el 2013 (934.137,37 MWh), tal como se indica en el cuadro N° 5.3.

Cuadro N° 5.3 – Balance energético [MWh]

CONCEPTO	2010	2011	2012	2013	2014	VARAC.
Energía Disponible del Sistema - Fuentes	780.189,43	838.975,31	885.981,85	934.137,37	1.018.609,14	9,04%
Recibido del MEM	779.719,30	838.924,98	885.400,62	934.321,64	1.017.337,15	8,99%
Energía no incorporada al MEM	-	50,33	602,78	1.484,72	1.271,98	-14,33%
Vendidos o transferidos a E.E. Distribuidoras	-	-	(2.281,78)	(1.668,78)	-	100,00%
Generación Hidráulica Santiago	390,14	-	-	-	-	-
Energía Distribuida - Usos	723.791,80	782.325,76	829.579,50	871.028,77	937.485,43	7,65%
Tarcomas (ENERMAX)	2.167,27	2.235,81	2.201,52	2.295,52	2.291,63	-1,46%
Consumo clientes regulados	721.624,22	780.089,95	824.317,98	868.733,24	935.223,80	7,65%
Pérdidas Totales	56.397,79	56.549,54	60.402,15	63.108,60	81.123,71	28,55%
% Pérdidas Totales	7,23%	6,75%	6,81%	6,76%	7,96%	17,69%
Pérdidas Técnicas	44.908,86	47.975,79	51.583,90	55.002,17	62.316,37	13,24%
% Pérdidas Técnicas	5,77%	5,72%	5,82%	5,99%	6,12%	3,85%
Pérdidas No Técnicas	11.400,82	8.573,78	8.818,25	8.076,43	18.807,34	132,87%
% Pérdidas No Técnicas	1,46%	1,03%	0,99%	0,86%	1,85%	113,96%



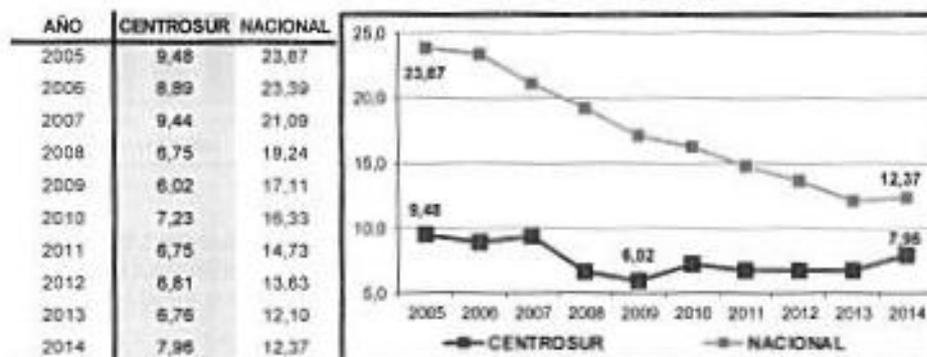
La energía distribuida fue de 937.485,43 MWh, con un incremento del 7,63 % respecto al acumulado al año anterior. Esta energía está compuesta por el 0,24 % del autoprodutor ENERMAX (2.261,63 MWh) y el 99,76% de los clientes regulados (935.223,80 MWh).

#### 5.4. COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía eléctrica, en el valor acumulado anual a diciembre de 2014, fue de 7,96 % de la energía total del sistema (1.018.609,14 MWh) según se muestra en el cuadro N° 5.3; esto representa 81.123,71 MWh, desglosados en pérdidas técnicas, con 62.316,37 y no técnicas con 18.807,34.

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° 5.4 se muestra la evolución de este indicador.

Cuadro N° 5.4 – Pérdidas de energía [%]



Notas: Fuente: El valor de Pérdidas de Energía Nacional, fue tomado de [www.conelec.gob.ec](http://www.conelec.gob.ec)

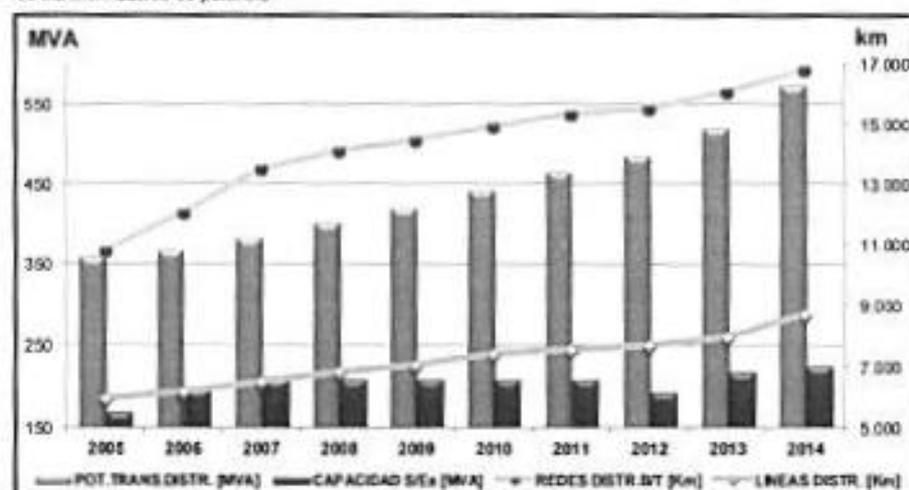
#### 5.5. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Al 31 de diciembre de 2014, el sistema de distribución contaba con una capacidad de transformación, instalada en subestaciones, de 228,50 MVA, 293 km de líneas de subtransmisión, 574,15 MVA instalados en 19.488 transformadores de distribución. En redes primarias de distribución se alcanzaron los 8.698 km, en tanto que en redes secundarias de baja tensión existían 16.823 km, incluyendo acometidas; en alumbrado público, 107.227 luminarias con una potencia de 18,182 MW.

**Cuadro N° 5.5 – Infraestructura eléctrica (total del sistema)**

AÑO	Capacidad Instalada en SfEs de Distribución	Longitud de Líneas de Subtransmisión	Potencia Transformadores Distribución	Número Transformadores Distribución	Longitud Líneas Distribución MT	Longitud Líneas Distribución BT	Potencia Abastecido Público	Número Luminarias A/P Instaladas
	MVA	km	MVA	U	km	km	kW	U
2005	170,50	274	350,43	11275	5942	10765	8949	53145
2006	198,50	274	368,54	12248	6200	12060	9004	54751
2007	211,00	274	385,06	13092	6514	13507	9646	59489
2008	211,00	274	403,89	13895	6813	14118	10902	67444
2009	211,00	274	422,12	14614	7067	14485	12035	73552
2010	211,00	290	444,82	15424	7392	14920	12951	78537
2011	211,00	290	466,26	16002	7543	15330	13663	83190
2012	196,00	336	487,95	16564	7682	15529	14272	86645
2013	220,00	365	520,56	17454	7909	16062	16006	95795
2014	228,50	293	574,15	19488	8695	16823	18182	107227
Varia.	3,86%	-20,54%	16,29%	11,66%	9,18%	4,74%	13,03%	11,93%

La capacidad instalada en subestaciones de distribución, se refiere a la sumatoria de la capacidad nominal de los transformadores de potencia



La información de la infraestructura eléctrica de distribución fue tomada del Sistema de Información Geográfica -GIS, en vigencia desde el año 2006.

Se debe aclarar que la reducción de la longitud de líneas de subtransmisión, en el año 2014, se debe a que la línea que abastece al sistema Morona Santiago fue transferida a TRANSELECTRIC.

## 5.6. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

### 5.6.1. Calidad del Producto

Desde el año 2003, la CENTROSUR trabaja para cumplir con la Regulación CONELEC 004/01, Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución, ya que la calidad del producto es un aspecto relevante que incide en la productividad de los procesos que utilizan energía eléctrica.

Durante el año 2014 se han efectuado 36 mediciones en subestaciones, 344 en transformadores de distribución, 726 en usuarios de media tensión y 528 en usuarios finales, dando un total de 1.634 mediciones.

Como se puede observar en el cuadro N° 5.6.1, de las mediciones realizadas, un alto porcentaje cumplen con los parámetros establecidos en la regulación, por lo que se concluye que la calidad del producto del suministro de electricidad tiene condiciones aceptables, a excepción del factor de potencia (FP), en usuarios de media tensión, en los

que sus carga internas repercuten en el bajo factor de potencia. En los casos en los que se presentan incumplimientos de los parámetros de calidad establecidos, se reportan las novedades a las áreas operativas para que tomen los correctivos del caso.

Cuadro N° 5.6.1 Reporte de mediciones de calidad del producto

ITEM	Subestaciones			Transformadores						Usuarios de Medio y Alto Voltaje			Usuarios Finales			
	DV		Total	DV		FLICKER		THD		Total	FP		Total	DV		Total
	SI	NO		SI	NO	SI	NO	SI	NO		SI	NO		SI	NO	
ENERO	3	0	3	31	0	27	4	31	0	31	21	39	60	47	1	48
FEBRERO	3	0	3	29	0	27	2	29	0	29	15	44	59	45	0	45
MARZO	3	0	3	27	0	23	4	27	0	27	19	44	63	47	1	48
ABRIL	3	0	3	26	1	25	2	26	1	27	23	37	60	40	0	40
MAYO	3	0	3	25	3	27	1	22	6	28	22	36	60	47	0	47
JUNIO	3	0	3	30	0	27	3	30	0	30	19	41	60	44	0	44
JULIO	3	0	3	27	0	26	1	27	0	27	18	42	60	38	0	38
AGOSTO	3	0	3	31	0	28	3	23	8	31	15	40	62	49	0	49
SEPTIEMBRE	3	0	3	28	0	27	1	28	0	28	22	39	61	48	0	48
OCTUBRE	3	0	3	31	0	31	0	24	7	31	14	47	61	39	3	42
NOVIEMBRE	3	0	3	29	0	27	2	29	0	29	19	40	59	45	0	45
DICIEMBRE	3	0	3	26	0	22	4	26	0	26	19	41	60	34	0	34
<b>TOTAL</b>	<b>36</b>	<b>0</b>	<b>36</b>	<b>340</b>	<b>4</b>	<b>317</b>	<b>27</b>	<b>322</b>	<b>22</b>	<b>344</b>	<b>228</b>	<b>408</b>	<b>726</b>	<b>623</b>	<b>5</b>	<b>628</b>
%CUMPLIMIENTO	100,00%			98,84%		92,15%		93,60%			31,40%			99,05%		

### 5.6.2. Calidad del Servicio Técnico

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

Los índices registrados en el 2014 para la frecuencia de interrupción (FMIK) y el tiempo de duración (TTIK) fueron 7,8049 veces y 10,9074 horas, respectivamente. Los gráficos 5.6.2.1 y 5.6.2.2 resumen los índices mensuales, el valor acumulado del año y su comparación con la meta establecida en la Regulación CONELEC 004-01.

Gráfico N° 5.6.2.1 – Frecuencia media de interrupción (FMIK) – Año 2014

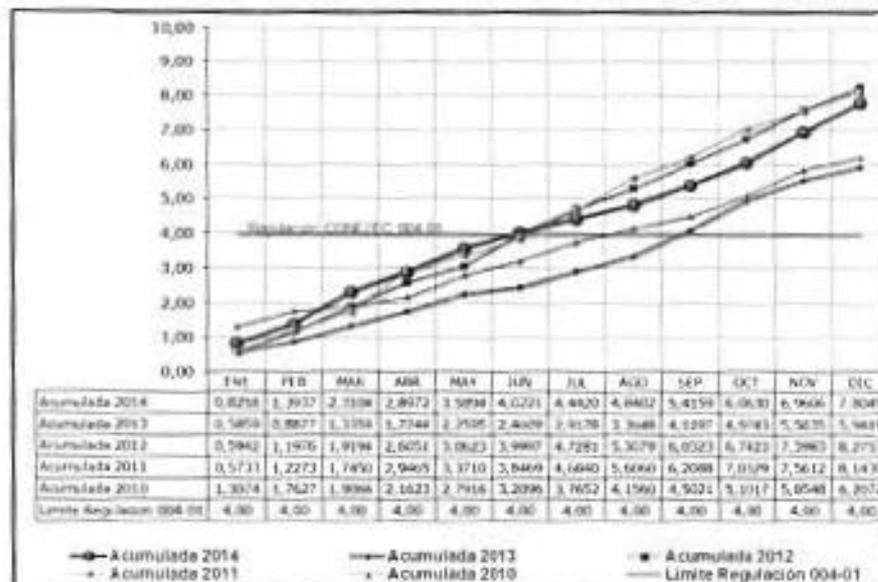
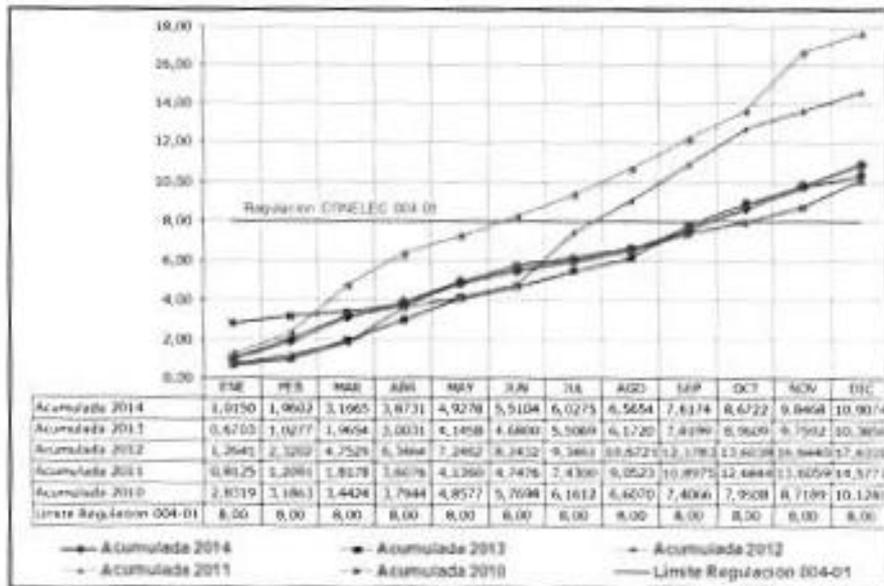


Gráfico N° 5.6.2.2 – Tiempo Medio de Interrupción (TTIK) – Año 2014

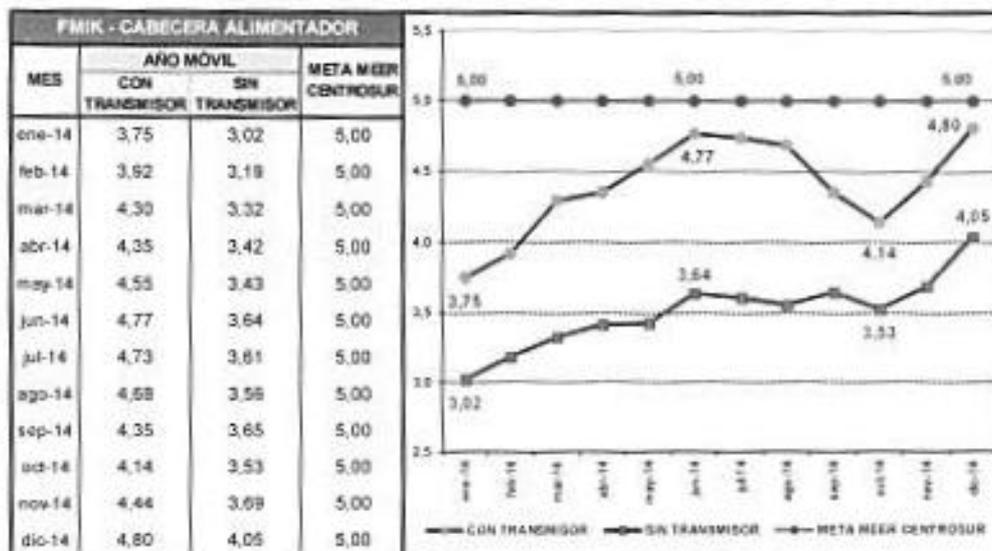


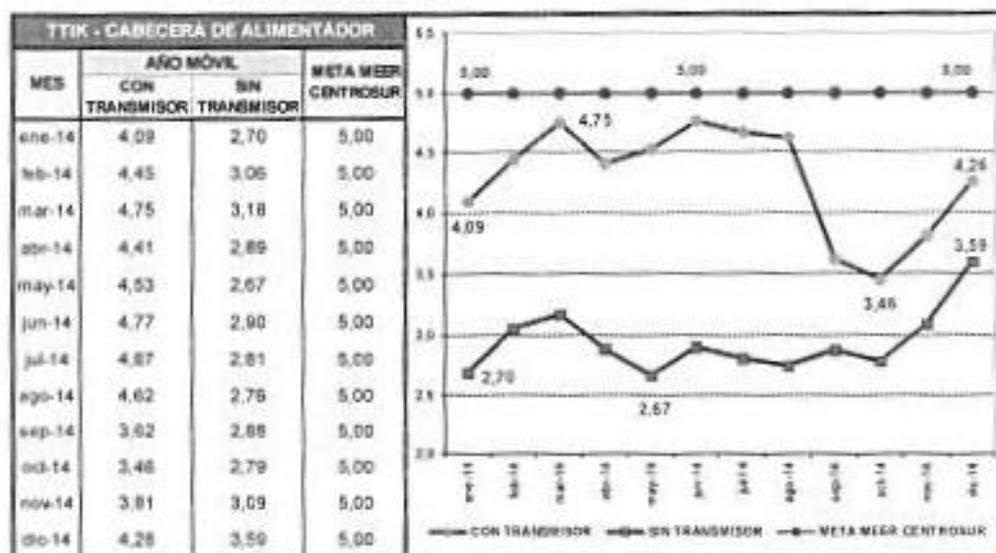
### 5.6.3. Calidad del Servicio Técnico a Nivel de Cabecera de Alimentador

Debido a la falta de información, o la poca confiabilidad de la misma, en algunas distribuidoras, el MEER resolvió que se evalúen los indicadores FMIK y TTIK a nivel de cabecera de alimentador, reportando los resultados mensualmente a la Subsecretaría de Distribución y Comercialización.

Sobre esta base, los resultados alcanzados por la Empresa, 4,80 veces para el FMIK y 4,26 horas para el TTIK, se resumen en los siguientes gráficos.

Gráfico N° 5.6.3.1 FMIK en cabecera de alimentador



**Gráfico N° 5.6.3.2 TTIK en cabecera de alimentador**




# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2014

## **CAPÍTULO 6**

### **SITUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA**

## CAPITULO 6. SITUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA

### 6.1. INGRESOS

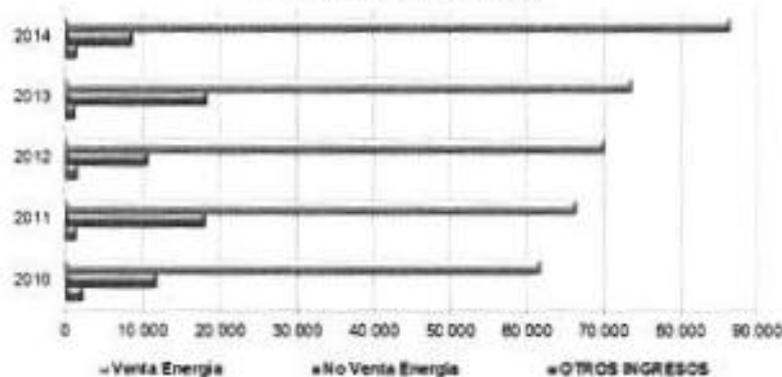
Para el análisis, los ingresos totales, cuadro N°6.1.1, se han dividido en ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos. Dentro de los primeros se registran los valores facturados por venta de energía (que resultan de la aplicación de los cargos tarifarios, para los diferentes segmentos de consumo), los no relacionados con la venta de energía (tales como venta de materiales) y otros ingresos por servicios prestados (déficit tarifario, peajes, arriendo de postes, penalizaciones, honorarios, etc.); y, finalmente los provenientes de la comercialización de servicios de telecomunicaciones.

Los otros ingresos son aquellos ajenos a la operación, tales como intereses percibidos, multas a contratistas, valores recibidos en recompensa a daños en propiedades, servicios a terceros, diferencia en inventarios recuperados, entre otros.

Cuadro N° 6.1.1 – Ingresos (Mil \$)

AÑO	ACTIVIDADES ORDINARIAS			TOTAL	OTROS INGRESOS	TOTALES
	Venta Energía	No Venta Energía	Telecomunicaciones			
2010	61.603,74	11.734,66	974,09	74.402,49	2.360,60	76.763,09
2011	66.440,65	16.079,27	1.267,91	83.887,83	1.270,88	87.258,71
2012	70.100,20	10.659,45	2.017,43	82.777,10	1.564,08	84.341,18
2013	73.577,43	18.233,75	1.571,58	93.382,76	1.334,71	94.717,47
2014	86.413,76	8.647,87	903,22	95.964,85	1.488,38	97.453,23
Variación	17,45%	-52,57%	-42,53%	2,77%	11,51%	2,89%
PORCENT.	88,87%	8,87%	0,93%	98,47%	1,53%	100,00%

INGRESOS TOTALES (Miles)



Los ingresos totales sumaron \$ 97.453,23, reflejando un incremento del 2,89 % con relación al 2.013, de los cuales, el 98,47 % (\$ 95.964,85) corresponden a ingresos por actividades ordinarias y el 1,53 % (\$ 1.488,38) a otros ingresos ajenos a la operación. Al desglosar los ingresos ordinarios y compararlos con los obtenidos en el año anterior se concluye que el rubro por venta de energía (\$ 86.413,76) creció en un 17,45 %; los que no corresponden a venta de energía (\$ 8.647,87) se redujeron en el 52,57%, debido a que el déficit tarifario causado en el 2.014 fue significativamente menor (resultado del ajuste tarifario en 1 ¢kWh para el sector residencial y otros, y 2 ¢kWh para los sectores comercial e industrial); y, finalmente, los asociados a los servicios de transporte de datos e Internet (\$ 903,22) disminuyeron en el 42,53 %, a causa de que la Empresa ha dejado de comercializar servicios de internet y telecomunicaciones. Los otros ingresos (\$1.488,38) crecieron en el orden del 11,51 %.

Respecto del déficit tarifario cabe señalar 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 definido para la distribuidora, dieron como resultado \$ 6.416.469, monto del cual se recibieron transferencias por \$ 3.107.233, quedando un saldo de \$ 3.309.236, que sumado al de los años anteriores totaliza \$ 28.827.029. A continuación se muestra un resumen de los valores calculados, los recibidos y los pendientes de pago en el cuadro N° 6.1.2.

Cuadro N° 6.1.2 – Déficit tarifario [\$]

AÑO	DÉFICIT TARIFARIO CENTROSUR	ASIGNACIONES MEER	[%]	SALDO
2011	14.278.346	7.966.875	55,80%	6.311.471
2012	6.481.519	-	-	6.481.519
2013	13.968.992	1.244.189	8,91%	12.724.804
2014	6.416.469	3.107.233	48,43%	3.309.236
<b>TOTAL</b>	<b>41.145.326</b>	<b>12.318.297</b>	<b>29,94%</b>	<b>28.827.029</b>

## 6.2. COSTOS Y GASTOS

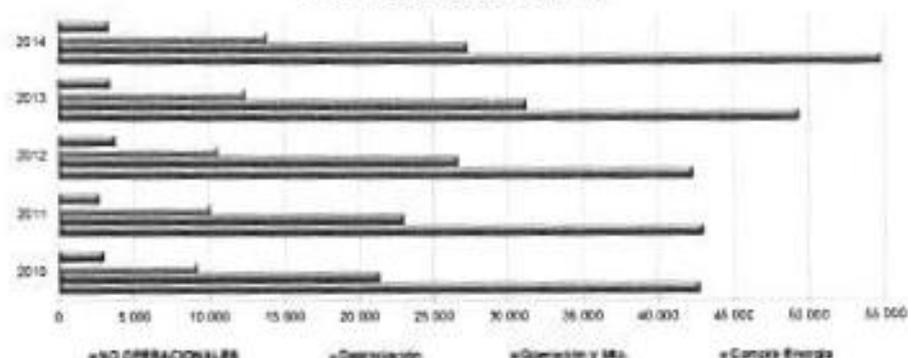
Los costos y gastos totales, cuadro N° 6.2.1, sumaron \$ 99.808.25, con un incremento del 3,01 % respecto de los del año 2013; se los ha organizado en:

- Operacionales que representan el 96,66 % (Mil\$ 96.471.05), consideran las compras de energía y servicios de telecomunicaciones, operación y mantenimiento y depreciación.
- No operacionales, que representan el 3,34 % (Mil\$ 3.337.20).

Cuadro N° 6.2.1 – Costos y gastos totales [Mil \$]

	OPERACIONALES				SUBTOTAL	NO OPERACIONALES		SUBTOTAL	TOTAL
	Compra Energía	Telecom. y materiales	Operación y Mto.	Depreciación		Gastos Administrativos	Gastos Financieros		
2010	42.779,57	232,56	21.373,08	9.166,47	73.551,68	2.951,32	34,52	76.537,52	
2011	43.014,48	274,40	23.019,90	10.076,78	76.385,56	2.675,53	40,85	79.101,91	
2012	42.296,56	423,87	26.602,61	10.534,89	79.857,92	3.714,69	59,87	83.632,48	
2013	49.372,57	466,82	31.262,70	12.281,39	93.483,48	3.296,50	35,04	96.815,02	
2014	54.769,36	613,48	27.252,60	13.835,60	96.471,05	3.312,22	24,98	99.808,25	
Variación	10,93%	37,92%	-12,83%	11,74%	3,22%	-2,48%	-38,72%	-2,73%	3,01%
PORCENT.	56,77%	0,64%	28,28%	14,34%	96,66%	3,32%	0,03%	3,34%	100,00%

COSTOS Y GASTOS TOTALES (Miles)



Dentro de los costos de operación, la compra de energía representa el 56,77 % (Mil\$ 54.769.36) y registra un incremento del 10,93 %; los asociados al servicio de telecomunicaciones, con un peso del 0,64 % (Mil\$ 613,48), se incrementaron en el

37,92%; los de operación y mantenimiento, con un peso del 28,25 % (Mil\$ 27.252,80), disminuyeron en un 12,83 % (Mil\$ 4.009.903); y, el gasto por depreciación, con un peso del 14,34 % (Mil\$ 13.835.40), registra un incremento del 11,74 % (Mil\$ 1.454,01).

Los gastos no operacionales (Mil\$ 3.337.20) registran una disminución del 2,75 % con relación al año 2013.

En el cuadro N° 6.2.2 se muestra la composición de costos y gastos, detallado en función de sus principales conceptos, pudiéndose observar algunas variaciones importantes con respecto al año anterior, las que se deben mayoritariamente a:

- El incremento del rubro compra de energía del servicio eléctrico (10,26 %), responde al costo de la energía en el mercado y al incremento en la demanda.
- El incremento del rubro costo del servicio de alumbrado público (18,63 %), obedece a los costos de la energía en el mercado y también a la expansión del servicio.
- El incremento del rubro costo de materiales (46,49 %), obedece a que se incluyó el mantenimiento en el sistema La Troncal.
- La mano de obra, incluyendo las obligaciones de ley, representa el 17,99 % (\$ 17.951.565) del total de costos y gastos, rubro que registra una disminución del 16,87 % (\$ 3.642.758), debido a que se incrementó del 8 % al 15 % en valor de la mano que se cargaron a las obras en construcción.
- Los gastos en materiales y servicios, muestran incrementos del 2,71 % y 3,58 % respectivamente, cifras comparables con la inflación.
- Los gastos relacionados a los servicios de comercialización representan el 2,22 % (\$2.211.325) del total de costos y gastos, registran un incremento del 12,93 % debido a que en los contratos para lecturas, cortes y recuperación de cartera se incluyó el cantón La Troncal.
- Los gastos por depreciación pesan el 13,86 % (\$ 13.835.402) del total de costos y gastos y registran un incremento del 11,74 %, debido al incremento del activo depreciable, fruto de la liquidación de obras que estaban en construcción.

Dentro de la estructura de costos de la CENTROSUR, los tres componentes que más peso tienen son: compra de energía con 54,88 % (servicio eléctrico y alumbrado público general), mano de obra con el 17,99 % y depreciación con el 13,86 %.

Cuadro N° 6.2.2 – Composición del gasto

CONCEPTO	Año 2013		Año 2014		Variac.
	(\$)	(%)	(\$)	(%)	
COSTOS TOTALES	50.248.546	51,86%	56.081.979	56,19%	11,51%
COMPRA DE ENERGÍA	45.430.300	46,89%	50.092.293	50,19%	10,26%
COSTO DE ALUMBRADO PÚBLICO	3.942.671	4,07%	4.677.069	4,69%	18,63%
COSTOS POR TELECOMUNICACIONES	444.825	0,46%	613.485	0,61%	37,92%
COSTOS DE MATERIALES	412.469	0,43%	604.223	0,61%	46,49%
COSTOS DE GENERACION	18.282	0,02%	94.909	0,10%	419,15%
GASTOS DE VENTAS	43.213.337	44,80%	40.389.067	40,47%	-6,54%
MANO DE OBRA	21.594.324	22,29%	17.951.565	17,99%	-16,87%
SERVICIOS	4.092.117	4,22%	3.571.788	3,58%	-12,72%
MATERIALES	3.101.596	3,20%	2.707.074	2,71%	-12,72%
GASTO SERVICIOS DE COMERCIALIZACIÓN	1.858.154	2,92%	2.211.325	2,22%	12,93%
GASTO DEPRECIACIÓN PLANTA Y EQUIPO	12.381.388	12,78%	13.835.402	13,06%	11,74%
OTROS GASTOS	85.760	0,09%	111.813	0,11%	30,50%
GASTOS ADMINISTRATIVOS	3.398.496	3,51%	3.312.224	3,32%	-2,48%
GASTOS FINANCIEROS	35.040	0,04%	24.977	0,03%	-29,72%
<b>TOTAL</b>	<b>96.893.419</b>	<b>100,00%</b>	<b>99.808.248</b>	<b>100,00%</b>	<b>3,01%</b>

### 6.3. RESULTADOS DEL PERÍODO

Al hacer la diferencia entre los ingresos y el total de costos y gastos de administración, operación, mantenimiento y depreciación, se obtiene un resultado operativo positivo de \$ 36.620. Cuadro N° 6.3.1.

Cuadro N° 6.3.1 – Estado de resultados anual

CONCEPTO	2013	2014	Variación	
	[\$]	[\$]	[\$]	[%]
Ingresos Ordinarios	78.987.077	91.753.833	12.766.757	16,16%
Costo de Ventas	50.248.548	56.061.978	5.833.433	11,61%
<b>Margen Bruto</b>	<b>28.738.531</b>	<b>35.671.855</b>	<b>6.933.324</b>	<b>24,13%</b>
Mano de obra	16.321.903	15.562.014	-759.888	-4,66%
Materiales	3.101.596	2.707.074	-394.522	-12,72%
Otros gastos	9.487.210	9.230.142	-237.068	-2,50%
<b>Resultado operacional</b>	<b>-152.177</b>	<b>8.172.625</b>	<b>8.324.802</b>	<b>5470,49%</b>
Otros ingresos	15.730.395	5.699.397	-10.030.998	-63,77%
<b>Resultado antes de dep. y prov.</b>	<b>15.578.218</b>	<b>13.872.022</b>	<b>-1.706.197</b>	<b>-10,95%</b>
Depreciaciones	12.361.388	13.835.402	1.464.015	11,74%
<b>Resultado antes de provisiones</b>	<b>3.196.831</b>	<b>36.620</b>	<b>-3.160.211</b>	<b>-98,85%</b>
Provisión (jub. patronal, desahucio, bono retiro)	5.372.778	2.391.638	-2.981.142	-55,49%
<b>Resultado del Ejercicio</b>	<b>-2.175.947</b>	<b>-2.355.016</b>	<b>-179.069</b>	<b>-8,23%</b>

### 6.4. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INGRESOS Y GASTOS

El cuadro N° 6.4 relaciona los ingresos y gastos efectivamente ejecutados (estado de resultados) con los presupuestados para el año 2014.

#### 6.4.1. Ingresos, costos y gastos

- Los ingresos ordinarios tuvieron un cumplimiento del 106,4 %; es decir, superiores en \$ 5.479.930 a los presupuestados, debido a que en el presupuesto no se consideró el ajuste tarifario. De igual forma, el costo de ventas, cuyo rubro principal es la compra de energía, tanto del servicio eléctrico como de alumbrado público, también presenta una subestimación presupuestaria, pues el costo real ejecutado fue superior en \$ 6.804.789. El margen bruto por su parte, que es la diferencia entre los ingresos ordinarios y el costo de ventas se cumplió al 96,42 % del valor presupuestado, al ser el valor ejecutado inferior en \$ 1.324.859.
- Los costos de mano de obra registran una sobre estimación presupuestaria en el orden del \$ 8.068.507, rubro que se ejecutó al 65,9 %; diferencia que, como ya se indicó, se debe al incremento en el porcentaje de asignación de mano de obra al costo de los proyectos de inversión.
- El rubro materiales se ejecutó al 69,6 % del presupuestado, es decir una ejecución inferior en \$ 1.182.558.
- Los otros gastos muestran un nivel de cumplimiento del 68,4 % respecto del presupuesto, esto es una diferencia de \$ 4.256.332.
- El resultado antes de depreciación asciende a \$ 13.872.022 el cual se ejecutó al 101,1 % respecto del presupuesto.
- Al incluir los valores registrados por concepto de depreciación obtenemos un resultado positivo de \$ 36.620, pues presupuestariamente no se registran las provisiones por jubilación patronal, desahucio y bono por retiro, debido a que no representan desembolsos de efectivo en el corto plazo.

Cuadro N° 6.4 – Comparación presupuesto versus estado de resultados [Mil \$]

CONCEPTO	Presupuesto	Estado de	Variación	
	[\$]	Resultados [\$]	[\$]	[%]
Ingresos Ordinarios	86.273.804	91.753.833	5.479.930	106,4%
Costo de Ventas	49.277.190	56.081.979	6.804.789	113,8%
Margen Bruto	36.996.714	35.671.855	-1.324.859	96,4%
Mano de obra	23.630.521	15.562.014	-8.068.507	65,9%
Materiales	3.889.583	2.707.074	-1.182.510	69,6%
Otros gastos	13.486.473	9.230.142	-4.256.332	68,4%
Resultado operacional	-4.009.864	8.172.625	12.182.489	-203,8%
Otros ingresos	17.736.601	5.689.397	-12.037.204	32,1%
Resultado antes de depreciación	13.726.736	13.872.022	145.285	101,1%
Depreciaciones	13.700.000	13.635.402	135.402	101,0%
<b>Resultado antes de provisiones</b>	<b>26.736</b>	<b>36.620</b>	<b>9.883</b>	<b>137,0%</b>
Provisión (sub. patronal, desahucio, bono retiro)	-	2.391.636	2.391.636	-
Resultado del Ejercicio	26.736	-2.355.016	-2.381.753	-8808,3%

## 6.5. BALANCE CONDENSADO

### 6.5.1. Activo

El activo total, a diciembre 2014 (cuadro N° 6.5.1), sumó \$ 276'900.322, con un incremento del 9,46 % con respecto al 2013.

#### 6.5.1.1. Activo Corriente

- El efectivo y equivalentes (disponible) representa el 5,22 % (\$ 14.460.305) con un incremento del 37,95 %.
- Los activos financieros (cuentas por cobrar a abonados, entidades oficiales, entre otros) representa el 4,80 % (\$13.288.928), con una disminución del 44,68 %, siendo el déficit tarifario el rubro de mayor influencia.
- El activo realizable (bodegas), representa el 7,59 % (\$ 21.016.957), con un decremento del 10,90 %.
- Los gastos pagados por anticipado (valores e inventarios por liquidar) representan el 0,03 % (\$ 95.675), rubro que registra una disminución del 80,34 %.

#### 6.5.1.2. Activo no Corriente

- El activo fijo neto representa el 82,25 % (\$ 228.038.457), con un crecimiento del 17,31%, debido al conjunto de proyectos en construcción que fueron liquidados durante el 2014.

Cuadro N° 6.5.1 – Balance general – Activos [Mil \$]

AÑO	ACTIVOS CORRIENTES					Total Corrientes	NO CORRIENTES Propiedad, planta y equipo, financieros y otros	TOTAL
	Efectivo y equivalentes	Financieros	Inventarios	Gastos pagados por anticipado				
2010	31.495	9.364	21.264	643	62.766	141.063	204.328	
2011	45.103	17.348	17.579	432	80.262	148.591	228.850	
2012	30.740	25.266	18.837	397	75.340	151.991	237.331	
2013	10.483	24.024	23.568	487	58.561	194.396	252.977	
2014	14.460	13.289	21.017	95	48.862	228.038	276.900	
Variación	37,95%	-44,68%	-10,90%	-80,34%	-16,59%	17,31%	9,46%	
PARTICIP.	5,22%	4,80%	7,59%	0,03%	17,85%	82,35%	100,00%	

### 6.5.2. Pasivo y Patrimonio

El pasivo total (cuadro N° 6.5.2) sumó \$ 62.921.591, con un incremento del 31,39 % con respecto al 2013.

Cuadro N° 6.5.2 – Balance general – pasivo y patrimonio [Mil \$]

AÑO	PASIVO		TOTAL PASIVO	TOTAL PATRIMONIO	TOTAL PASIVO + PATRIMONIO
	Corriente	No Corriente y Otros			
2009	17.399	11.267	28.667	154.882	183.549
2010	11.862	13.287	25.150	179.176	204.328
2011	10.823	27.063	37.885	190.965	228.850
2012	10.614	29.386	40.000	197.331	237.331
2013	17.118	30.771	47.889	205.088	252.977
2014	26.919	36.002	62.922	213.979	276.900
Variación	57,26%	17,00%	31,39%	4,33%	9,46%
PARTICIP.	42,78%	57,22%	22,72%	77,28%	100,00%

- Las deudas de corto plazo (pasivo corriente) representan el 42,78 % (\$ 26.919.186) del total del pasivo y resulta superior en un 57,26 % (\$ 9.801.228) con respecto al período anterior. Los rubros por concepto de compra de energía, valores de terceros por recaudar y recaudados y pasivos diferidos son los de mayor representatividad dentro del pasivo corriente.
- El pasivo no corriente y otros (\$ 36.002.404) representa el 57,22 % del total del pasivo, mostrando un incremento del 17,00 % (\$ 5.231.610), el cual está conformado por las provisiones (por desahucio, jubilación patronal y bono por retiro voluntario), cuentas y documentos por pagar, depósitos en garantía, entre las principales.
- El patrimonio de los accionistas, al 31 de diciembre de 2014, alcanzó la suma de \$ 213.978.732, superior en el 4,33 % al de diciembre de 2013.
- Con estos resultados, la posición financiera de la Empresa indica que, el 77,28 % de sus activos han sido financiados por los Accionistas y el 22,72 % por terceros.

### 6.6. LIQUIDACIÓN PRESUPUESTO DE INVERSIONES

Mediante resolución N° 250-762, en sesión efectuada el 5 de diciembre de 2013, la Junta General de Accionistas aprobó la Proforma del Presupuesto de Inversiones para el año 2014, por un valor de \$ 35.980.133.

Posteriormente, se concretaron asignaciones para el programa PMD, orientadas al reforzamientos de la red para viabilizar el proyecto PEC, financiadas por el Estado y organismos como el BID y la CAF, con lo que el presupuesto se incrementó a \$ 60.453.398. Es así que, considerando esta nueva base presupuestaria, el nivel de ejecución ascendió al 43,51 %.

Cabe señalar que los proyectos financiados por el BID y la CAF debieron ser contratados aplicando la metodología de llave en mano y los pliegos por ellos definidos, razón por la cual los procesos se dilataron, debiendo reiniciarlos. Sin embargo, al final del año, prácticamente se logró cerrar todos los procesos para que se ejecuten masivamente en el 2015.

El Cuadro N° 6.6.1 resume la liquidación del presupuesto de inversiones del año 2014.

**Cuadro N° 6.6.1 – Liquidación presupuestaria [S]**

ETAPA	PRESUPUESTO	EJECUTADO A DIC/2014		SALDO	
	2014	[S]	[%]	[S]	[%]
ESTUDIOS Y PROYECTOS	4,939,644	1,858,859	37.63%	3,080,785	62.37%
LÍNEAS Y SUBEST. DE SUBTRANSMISIÓN	4,251,700	1,205,300	28.35%	3,046,400	71.65%
ALIMENTA, REDES Y TRAFOS DE DISTRIB.	28,857,441	12,130,533	42.04%	16,726,908	57.96%
ALUMBRADO PÚBLICO	12,791,012	5,355,246	41.87%	7,435,765	58.13%
INSTALACIONES GENERALES	1,879,000	660,794	35.17%	1,218,206	64.83%
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	2,323,503	1,671,718		651,785	
TERRENOS, EDIFICIOS Y SERVIDUMBRES	85,000	81,436	95.81%	3,564	4.19%
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	380,000	155,885	40.97%	224,115	59.03%
EQUIPO DE TRANSPORTE	298,000	154,829	51.95%	143,171	48.05%
EQUIPO DE LABORATORIO E INGENIERÍA	214,000	11,301	5.28%	202,699	94.72%
EQUIPO DE COMUNICACIONES	1,703,721	755,154	44.32%	948,567	55.68%
EQUIPO DE SEGURIDAD Y HERRAMIENTAS	695,500	539,462	77.56%	156,038	22.44%
LA TRONCAL	2,034,878	1,723,576	84.70%	311,302	15.30%
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>60,453,398</b>	<b>26,303,884</b>	<b>43.51%</b>	<b>34,149,515</b>	<b>56.49%</b>

En el Cuadro N° 6.6.2 se pueden observar los valores comprometidos y transferidos para los programas de inversión

**Cuadro N° 6.6.2 – Programas de inversión [S]**

PROGRAMAS	MONTO COMPROMETIDO	MONTO TRANSFERIDO	SALDO
<b>PMD 2014</b>			
SUSTITUCIÓN DE MEDIDORES	5,264,000	0	5,264,000
PROGRAMA REPOTENCIACIÓN	14,877,090	0	14,877,090
REFORZAMIENTO SISTEMA DISTRIBUCIÓN BD	19,380,218	10,651,883	8,728,335
REEMPLAZO MEDIDORES 10 A 20 Y OTROS	3,122,870	3,122,870	0
CONVENIO CELEC EP - CENTROSUR	674,153	300,000	374,153
ECUADOR ESTRATÉGICO	1,443,926	1,227,337	216,589
FERUM-BID II	696,166	327,138	369,028
<b>TOTAL</b>	<b>45,458,423</b>	<b>15,629,229</b>	<b>29,829,195</b>

## 6.7. INDICADORES FINANCIEROS

En el Cuadro N° 6.7.1 se presentan los resultados de los índices de gestión financiera para el período 2010 a 2014 y su variación porcentual al 31 de diciembre de 2014.

### 6.7.1. Indicadores de Liquidez

- Razón Circulante.- Indica que la Empresa cuenta con \$ 1,82 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo; presentando una disminución del 46,96 % con respecto al registrado en el 2013.
- Prueba Ácida.- Muestra la capacidad financiera para hacer frente a las obligaciones de corto plazo; observándose que la Empresa cuenta con \$ 1,03 en activos disponibles y exigibles (sin recurrir a los inventarios) para cubrir cada dólar adeudado de corto plazo.
- Liquidez Financiera Inmediata.- La Empresa cuenta con \$ 0,54, en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de cada dólar de sus obligaciones de corto plazo, registra un decremento del 12,28 % respecto al 2013.
- Capital de trabajo.- Cuantifica los recursos con los que cuenta la empresa para operar al pagarse todos los pasivos a corto plazo, presentando una disminución del 47,08 %.

- Capital Promedio Invertido.- En el 2014 llegó a 219,60 millones de dólares; superior en un 11,90 % al del año 2013, situación que obedece principalmente al incremento en el activo fijo.

Cuadro N° 6.7.1 – Indicadores financieros

INDICADOR	2010	2011	2012	2013	2014	Variación
<b>LIQUIDEZ</b>						
Razón circulante						
LC = (Disponible + Exigible + Realizable) / Pasivo Corriente	5,29	7,42	7,10	3,42	1,82	-48,96%
Prueba Acida (Solvencia Financiera)						
SA = (Disponible + Exigible) / Pasivo Corriente	3,85	5,93	5,77	2,49	1,03	-58,33%
Liquidez Financiera Inmediata						
LI = Disponibilidades / Pasivo Corriente	2,66	4,17	2,90	0,61	0,54	-12,28%
Capital de Trabajo						
CT = (Disponible + Exigible + Realizable) - Pasivo Corriente	50,80	69,44	64,73	41,46	21,94	-47,08%
Capital Promedio Invertido						
CM = [(Ac. Fijo + CT) + (Ac. Fijo + CT) ...] / 2	173,11	192,78	200,05	196,24	219,60	11,90%
<b>ENDEUDAMIENTO Y PROPIEDAD</b>						
Factor de Endeudamiento						
FE = Pasivo Total / Activo Total	12,31%	16,55%	16,85%	18,93%	22,72%	20,04%
Concentración del Endeudamiento						
CE = Pasivo Corriente / Pasivo Total	47,17%	28,57%	26,54%	35,75%	42,78%	19,69%
Propiedad de los Accionistas						
PA = Patrimonio / Activo Total	87,69%	83,45%	83,15%	81,07%	77,28%	-4,68%
Capacidad de Pago de los Accionistas						
RA = Patrimonio / Pasivo Total	7,12	5,04	4,93	4,28	3,40	-20,59%
<b>RENTABILIDAD</b>						
Margen Bruto sobre Ventas						
MBE = Superávit de Explotación / Ingresos de Explotación	0,40%	8,10%	-0,71%	-3,74%	-4,01%	6,97%
Rentabilidad de la Explotación						
RE = Superávit de Explotación / Capital Promedio Invertido	0,18%	3,61%	-0,29%	-1,78%	-1,75%	-1,76%
Margen de Beneficios						
ME = Superávit Total del Ejercicio / Ingresos de Explotación	0,29%	9,50%	0,88%	-2,33%	-2,45%	5,32%
Rentabilidad de Patrimonio						
RP = Superávit Total del Ejercicio / Patrimonio	0,12%	4,27%	0,36%	-1,08%	-1,10%	3,73%
Rentabilidad sobre Activos						
RA = Superávit Total del Ejercicio / Activo Fijo Neto	0,17%	6,15%	0,53%	-1,42%	-1,19%	-15,01%

### 6.7.2. Indicadores de Endeudamiento y Propiedad

- Factor de Endeudamiento.- Indica que el 22,72 % de los activos de la Empresa son financiados por terceros, índice que se ha incrementado en un 20,04 %, por el incremento de los pasivos en mayor proporción que los activos.
- Concentración del Endeudamiento.- De la deuda total, el 42,78 % es de obligación de pago en el corto plazo. Este índice muestra un incremento del 19,69 %, debido al incremento registrado en el pasivo corriente.
- Propiedad de los Accionistas.- El resultado indica que del total de activos el 77,28 % es de propiedad de los accionistas. Este índice muestra una disminución del 4,68 %, con respecto al año 2013.
- 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 3,40 veces el total de obligaciones adquiridas con terceros.



# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2014

## **CAPÍTULO 7**

# **LOS RECURSOS HUMANOS**

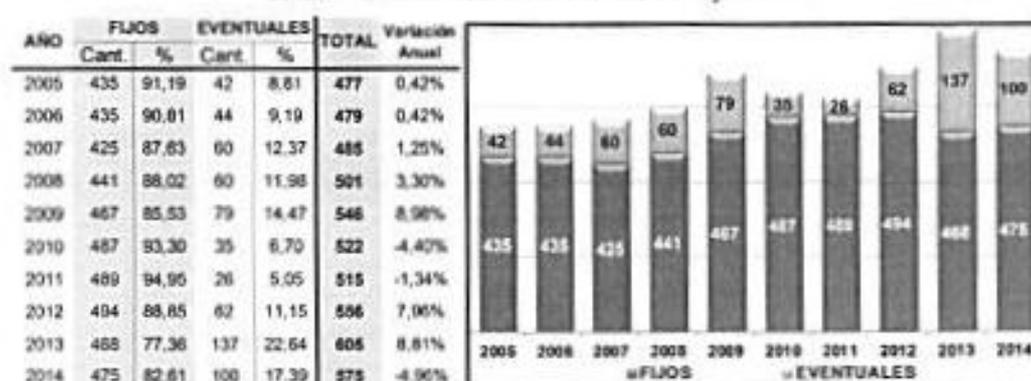
## CAPITULO 7. RECURSOS HUMANOS

### 7.1. NÚMERO DE TRABAJADORES

La estructura organizacional de la CENTROSUR, a diciembre de 2014, contaba con 575 trabajadores, de los cuales 475 eran fijos y 100 eventuales, reflejando una disminución del 4,96 % (30 trabajadores) con respecto al total de trabajadores del año 2013.

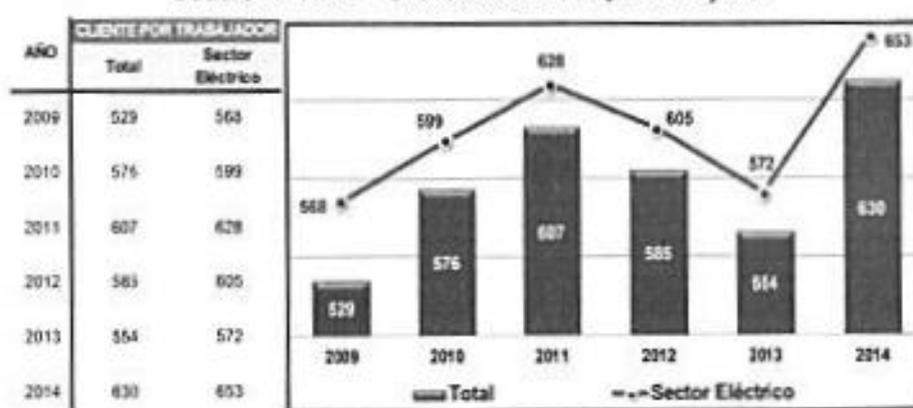
El Directorio, mediante resolución N° 1246-4061, eliminó la Dirección de Gestión Ambiental y Responsabilidad Social, pasando sus departamentos a formar parte de la Dirección de Planificación desde el mes de agosto.

Cuadro N° 7.1. – Número total de trabajadores



En el cuadro N° 7.1.2 se ilustra el comportamiento del índice "Clientes Atendidos por Trabajador", resultando 630 para el total de la Empresa y 653 clientes atendidos por trabajador para el servicio eléctrico.

Cuadro N° 7.1.2 – Clientes atendidos por trabajador

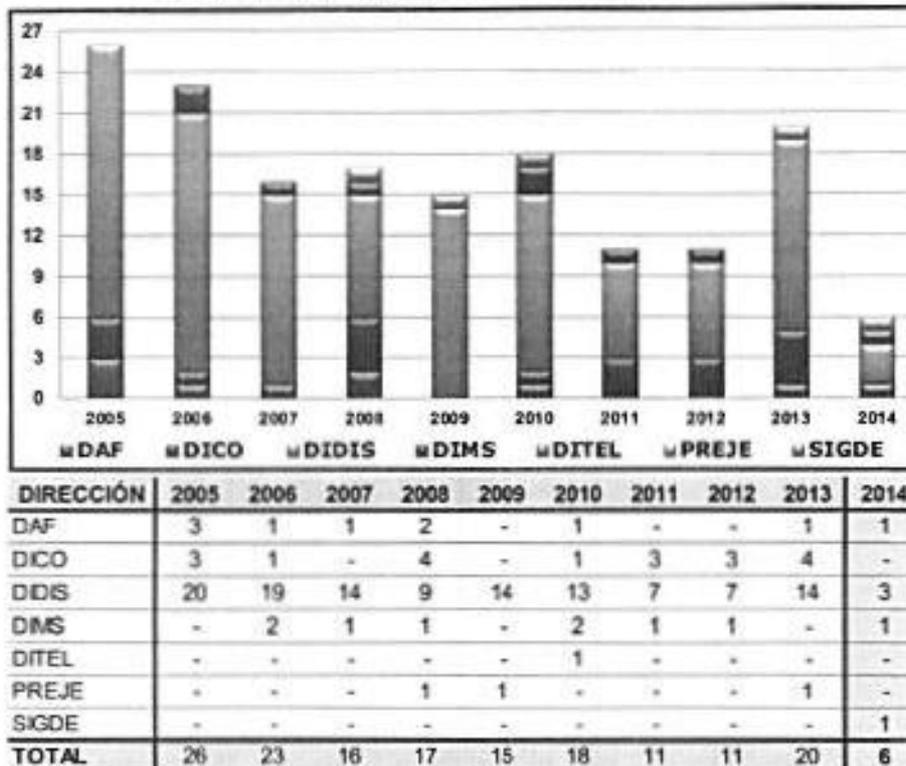


### 7.2. SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

En el año 2014 se firmó un convenio con el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (IESS) para trabajar conjuntamente en la implementación del Sistema de Gestión de Riesgos (SART) y de esta forma cumplir lo exigido por la Legislación Ecuatoriana. Al término de la segunda auditoría efectuada y registrada en el sistema nacional del IESS, en septiembre de 2014, se demuestra un avance del 60,51 %.

Se registraron 6 accidentes, de acuerdo al detalle mostrado en el cuadro N° 7.2, siendo este año el de menor accidentabilidad en el periodo 2005 – 2014.

Cuadro N° 7.2 – Número de accidentes por dirección



### 7.3. CAPACITACIÓN

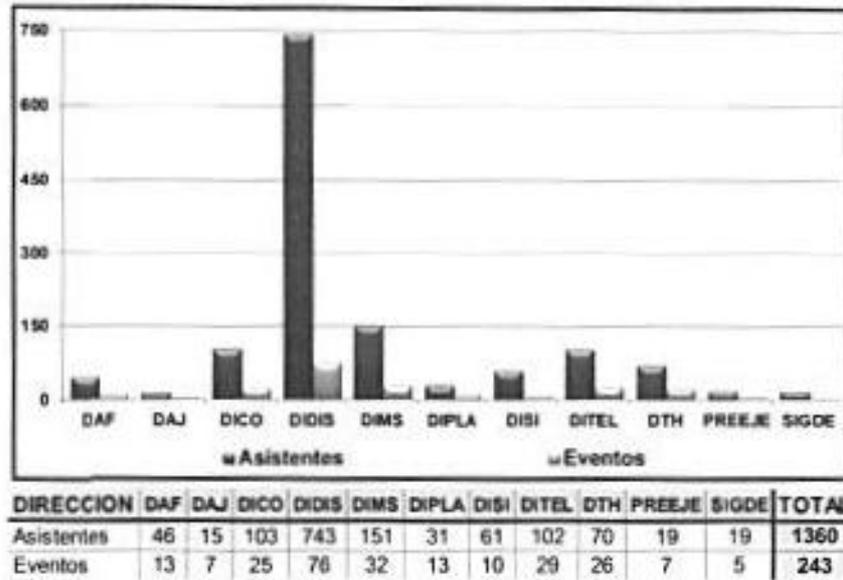
En cumplimiento de lo exigido en el acuerdo 13 "Reglamento de Seguridad del Trabajo contra Riesgos en Instalaciones de Energía Eléctrica", se realizó la certificación de electricistas a 214 colaboradores, pertenecientes a las direcciones de Comercialización, Distribución, Telecomunicaciones, Talento Humano y Morona Santiago; con una duración de 60 horas de capacitación para cada uno de los asistentes. La certificación tiene una vigencia de cuatro años.

En coordinación con el Departamento de Salud, Seguridad y Bienestar Integral se realizaron 32 jornadas de capacitación en primeros auxilios, además, se ejecutaron los siguientes eventos de capacitación:

- Fundamentos en Prevención de Riesgos del Trabajo.
- Integración con Cuerdas al Aire Libre: Trabajo en Equipo.
- Prueba de Transformadores.
- Comunicación, Trabajo en Equipo y Liderazgo.
- XXIX Seminario Nacional Del Sector Eléctrico.
- Alumbrado Público y Mediciones de Calidad y Energía.
- Características técnicas del Equipamiento de Subestaciones de Distribución.
- Derecho Constitucional, Procesal Constitucional y Derechos Fundamentales.
- Formación de Auditores SART

En el Gráfico N° 7.3, se muestra la distribución de asistentes y eventos realizados por cada Dirección:

Gráfico N° 7.3 – Capacitación por áreas [%]



#### 7.4. SALUD

Con un nuevo enfoque de salud ocupacional se han efectuado las siguientes actividades:

- Control médico anual al personal, Cuadro N° 7.4.

Cuadro N° 7.4. Resumen del control médico anual

DESCRIPCIÓN	CANT.
Ejecutados	559
No Ejecutados (Personal Nuevo)	20
Comisión y otros	16
<b>Total Trabajadores</b>	<b>595</b>

- Visitas médicas a Agencias, para el control médico anual y para la inducción en salud ocupacional.
- Control médico anual del personal jubilado.
- Atención médica de trabajadores, cargas familiares y jubilados.
- Inspecciones al proveedor de alimentos.
- Valorización preocupacional del personal candidato a ingresar.

#### 7.5. BIENESTAR SOCIAL

Dentro de las actividades encaminadas a promover la participación, bienestar e integración del trabajador y su familia, se realizaron las siguientes actividades:

- Taller socio-educativo para personal femenino.
- Talleres socio-educativos para niños y adolescentes.
- Seguimiento a casos críticos por adicciones, problemas intrafamiliares, etc.
- Visitas domiciliarias de seguimiento y para levantamiento del perfil socio-económico de candidatos en concursos.
- Trámites de calamidades, certificados médicos, guardería y cobro de subsidios. Cuadro N° 7.5.

Cuadro N° 7.5. Eventos relacionados con el bienestar social

MES	CALAMIDAD		CERTIFICADOS		GUARDERÍA		SUBSIDIOS	
	N°	Días	N°	Días	N°	Valor	N°	Valor
Enero	17	83	33	186	25	2545,00	11	7807,12
Febrero	6	30	32	191	25	2105,00	43	29602,23
Marzo	10	52	37	227	20	2887,00	13	23666,52
Abril	18	87	40	171	31	2410,00	10	7516,94
Mayo	16	74	40	253	27	1967,00	10	8614,68
Junio	9	33	38	203	28	1901,00	9	4561,36
Julio	9	40	61	297	22	1770,00	10	7402,01
Agosto	10	49	46	356	8	640,00	4	3585,81
Septiembre	17	62	47	219	20	1303,00	12	6569,03
Octubre	16	105	30	79	35	3312,00	9	7656,18
Noviembre	11	59	26	85	25	2058,00	6	2021,28
Diciembre	14	40	33	288	36	3206,25	3	1301,20
<b>TOTAL</b>	<b>153</b>	<b>714</b>	<b>463</b>	<b>2.555</b>	<b>302</b>	<b>28.104,25</b>	<b>140</b>	<b>110.084,36</b>



# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2014

## **CAPÍTULO 8**

### **SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO**

## CAPITULO 8. SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

La Empresa 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 fin de maximizar sus resultados, a través de la evaluación de sus colaboradores, en cada una de las siete disciplinas que conforman el sistema y cuyo resultado incide en la remuneración variable.

### 8.1. 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 calculó los indicadores para el Objetivo Institucional, considerando las políticas de aplicación establecidas por la administración, cuyos resultados se presentan en el cuadro N° 8.1.

Cuadro N° 8.1 – Indicadores de objetivo institucional

INDICADOR	2014											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PÉRDIDAS DE ENERGÍA	100,99	104,96	102,35	102,06	101,62	101,76	100,99	100,99	100,88	100,15	99,26	96,18
FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN	123,49	124,96	120,69	118,70	121,13	121,80	121,58	124,08	125,04	129,53	130,49	128,13
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN	91,13	109,39	93,38	104,87	100,69	99,47	89,26	105,80	96,40	102,13	99,05	97,04
EFICIENCIA EN LA RECAUDACIÓN	118,92	116,22	112,45	106,01	103,92	100,98	98,60	99,72	100,14	103,27	107,41	103,36
FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN - CABECERA DE ALIM	129,63	114,97	111,11	102,49	101,38	100,45	97,28	99,09	100,00	108,62	115,65	100,53
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN - CABECERA DE ALIM	129,80	118,20	111,00	109,00	111,80	115,80	112,40	114,80	115,80	136,60	141,40	135,60
<b>VALOR PONDERADO</b>	<b>107,23</b>	<b>109,05</b>	<b>102,75</b>	<b>101,71</b>	<b>101,81</b>	<b>102,06</b>	<b>98,27</b>	<b>102,39</b>	<b>100,91</b>	<b>107,38</b>	<b>109,75</b>	<b>106,61</b>

### 8.2. 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° 8.2).

Cuadro N° 8.2 – Indicador cliente externo – Encuestas

Año 2014	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
NIVEL SATISFACCIÓN	82,18	82,18	82,18	80,93	80,93	83,05	83,05	83,05	83,05	83,05	83,05	83,05
META	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67
CALIFICACIÓN	98,22%	98,22%	98,22%	96,73%	96,73%	99,26%	99,26%	99,26%	99,26%	99,26%	99,26%	99,26%
Año 2013	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
NIVEL SATISFACCIÓN	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,49	81,16	81,16	80,81	80,81	83,01	83,01

### 8.3. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO

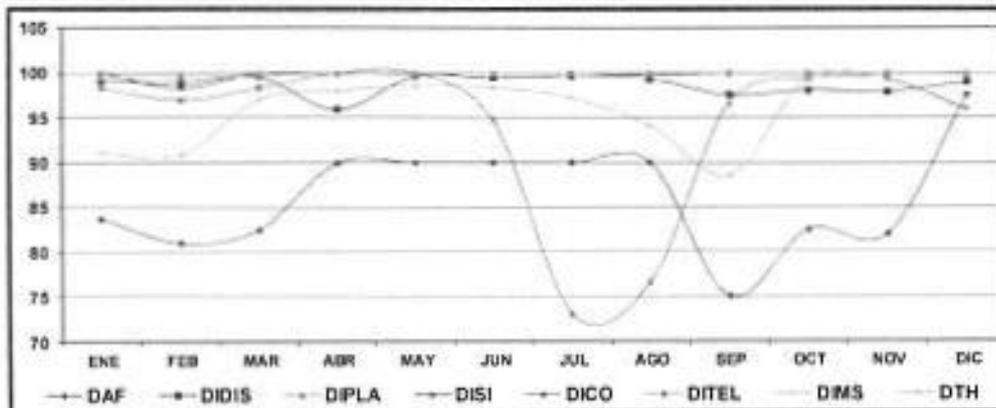
Para lograr la satisfacción de los clientes externos, es necesario contar con robustas cadenas internas de producción de valor hacia el cliente, cadenas definidas a través de matrices unidireccionales cliente interno - proveedor, en donde, la exigencia ejercida por el cliente externo, a través de la segunda disciplina, 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 están en el cuadro N° 8.3.

**Cuadro N° 8.3 – Indicador cliente interno**

PROVEEDOR	CLIENTE	2014											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	DPLA	80,00	80,00	80,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	80,00	80,00	80,00	100,00
	PE	87,50	82,00	85,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	70,00	85,00	84,00	95,00
	Prom.	<b>83,75</b>	<b>81,00</b>	<b>82,50</b>	<b>90,00</b>	<b>90,00</b>	<b>90,00</b>	<b>90,00</b>	<b>90,00</b>	<b>74,00</b>	<b>82,50</b>	<b>82,00</b>	<b>97,50</b>
DIDIS	DICO	98,75	95,36	98,19	98,95	96,40	97,63	98,59	97,33	98,29	98,28	94,32	95,99
	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	85,00	100,00	100,00	100,00	100,00	93,87	97,08	97,52	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.	<b>99,20</b>	<b>98,84</b>	<b>99,55</b>	<b>95,39</b>	<b>99,62</b>	<b>99,41</b>	<b>99,65</b>	<b>98,33</b>	<b>97,84</b>	<b>98,09</b>	<b>97,96</b>	<b>99,20</b>	
DIPLA	PE	<b>100,00</b>											
DISI	DICO	100,00	99,97	99,97	100,00	100,00	99,98	99,90	99,37	99,98	100,00	100,00	100,00
	DAF	100,00	95,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	PE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom.	<b>100,00</b>	<b>98,32</b>	<b>99,99</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>99,99</b>	<b>99,97</b>	<b>99,79</b>	<b>99,99</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>
DICO	DIPLA	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	88,00
	DAF	95,00	95,00	95,00	100,00	100,00	85,00	20,00	30,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	PE	100,00	96,00	100,00	100,00	100,00	99,00	99,00	100,00	96,00	98,00	98,00	100,00
	Prom.	<b>98,33</b>	<b>97,00</b>	<b>98,33</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>94,67</b>	<b>73,00</b>	<b>76,67</b>	<b>96,67</b>	<b>99,33</b>	<b>99,33</b>	<b>96,00</b>
DITEL	DIMS	97,88	97,88	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,65
	DICO	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	
	DIDIS	99,99	99,66	99,14	100,00	99,25	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,99	99,62
	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.	<b>99,47</b>	<b>99,39</b>	<b>99,79</b>	<b>100,00</b>	<b>99,81</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>99,82</b>	
DIMS	DICO	82,12	91,72	94,06	96,08	97,17	96,84	94,51	88,27	77,32	98,61	98,48	91,68
	PE	100,00	80,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom.	<b>91,06</b>	<b>80,86</b>	<b>97,03</b>	<b>98,04</b>	<b>98,59</b>	<b>98,42</b>	<b>97,26</b>	<b>94,14</b>	<b>88,66</b>	<b>99,41</b>	<b>99,24</b>	<b>95,84</b>
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.	<b>100,00</b>											



#### 8.4. 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, de manera que la suma de los esfuerzos individuales y de equipos de trabajo, permiten lograr los resultados globales.

Los indicadores de esta Disciplina han sido determinados sobre la base de lo establecido 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, debiéndose señalar que estos indicadores se orientan al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la Empresa.

Se considera una gestión positiva, cuando se obtiene un cien por ciento de cumplimiento. En el cuadro N° 8.4 se presenta la evolución de los indicadores (%) de productividad por Dirección.

Cuadro N° 8.4 – Indicador de productividad

VARIABLES		2014											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAS	Cumplimiento de Control Presupuestario	No se calcula											
	Cumplimiento de Provisiones Económicas	No se calcula											
	Índice de Elaboración Comprobante - Cheque												
	Cumplimiento Obligaciones Tributarias	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	125,2	112,4
	Inconsistencias en la Información para el SRI												
DICO	Gestión de Recaudación	99,5	99,2	100,1	99,9	101,0	101,1	100,8	100,7	100,7	100,5	100,3	100,7
	Contratación de Medidores en Laboratorio	93,3	95,9	98,6	98,8	100,0	100,8	101,1	101,6	101,4	103,2	104,1	105,2
	Número de kWh recuperados mes	111,9	138,1	135,2	135,6	133,1	128,4	128,0	128,3	125,8	124,0	121,0	118,0
	Número de revisiones realizadas mes												
	Tiempo entre Pago e Instalaciones	91,8	98,0	107,7	89,1	81,6	53,7	82,3	85,2	88,5	87,8	87,8	88,9
	Número de Instalaciones												
	Calidad de Facturación (Energía)	102,6	99,5	98,2	81,8	101,2	103,9	88,4	80,7	88,7	85,6	95,1	103,0
	Calidad de Facturación (Telecomunicaciones)	128,6	128,6	150,4	150,4	150,4	150,4	150,4	29,5	91,4	137,1	91,4	130,4
	Atención Llamadas Telefónicas	95,6	93,8	94,8	94,6	94,6	93,6	93,7	95,8	89,6	93,7	83,4	87,3
	Atención al Cliente	100,8	102,9	103,8	101,1	102,2	101,9	89,0	84,1	97,0	99,5	99,5	100,4
	Tiempo de Inspección Pago a Registro												
	Número de Inspecciones	99,5	102,3	102,7	99,1	109,1	109,2	107,8	109,7	111,0	115,7	107,8	104,2
	Número de Inspecciones Exenciones de Red												
DIDIS	Análisis y Sistemas Geográficos de Distribución	105,0	105,2	100,8	102,2	104,7	104,9	102,2	103,7	103,2	105,1	101,4	100,3
	Zona 1	116,5	116,0	104,2	97,6	99,5	86,5	95,2	95,0	96,8	103,2	96,4	96,3
	Zona 2	118,1	108,6	93,5	99,4	103,7	87,2	97,1	95,1	97,7	112,3	99,0	99,6
	Zona 3	92,3	92,5	105,7	102,6	104,7	93,1	98,8	97,8	99,5	100,1	95,1	96,8
	Subtransmisión y Subestaciones	115,9	104,8	99,7	108,4	115,4	97,2	100,3	100,4	101,1	103,3	104,4	102,2
	Supervisión y Control	110,2	99,9	94,4	101,5	101,2	100,8	101,9	109,8	101,6	103,9	102,3	101,5
	Departamento de Alumbrado Público	113,1	118,3	112,1	104,6	109,8	122,5	118,0	122,6	120,1	123,3	122,3	123,3
	Obras Civiles	97,1	107,8	108,3	101,8	110,0	95,2	95,6	100,2	99,6	99,1	96,4	106,0
	Superintendencia de Distribución Zona "A"	89,6	89,8	87,2	88,9	71,3	79,1	81,8	82,5	108,8	111,3	110,3	112,8
	Superintendencia de Distribución Zona "B"	73,5	71,6	65,9	75,9	78,3	79,1	81,8	84,5	110,5	113,8	110,3	112,7
DIMS	Superintendencia de Subtransmisión	73,5	71,6	65,9	75,9	78,3	79,1	81,8	84,5	110,5	118,0	118,5	112,7
	Superintendencia de Comercialización	89,2	79,9	90,1	91,5	90,7	94,8	86,3	89,4	99,0	99,6	101,0	103,0
	Índice de Responsabilidad Social	103,2	103,6	101,6	102,1	99,9	100,0	125,2	99,4	100,5	100,3	100,5	99,8
	Plan de Manejo Ambiental	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
DIPSA	Cumplimiento de Labores Dpto. Estudios Técnicos	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Cumplimiento de Labores Dpto. Calidad	97,7	97,8	98,2	97,9	99,4	97,2	98,9	98,0	98,0	96,4	96,4	95,6
DITEL	Cumplimiento de Labores Dpto. Estudios Económicos	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Departamento de Planificación de Telecomunicaciones	-	150,4	146,6	145,2	145,0	112,8	140,4	143,2	143,1	124,6	124,7	115,9
DITH	Departamento de Operación de Telecomunicaciones	85,3	92,7	88,9	89,9	89,3	90,6	102,1	113,7	110,3	100,5	100,4	99,1
	Cumplimiento del Plan de Capacitación												
	Grado de satisfacción del personal (Capacitación)												
	Cumplimiento en el pago de haberes al personal	98,9	99,8	101,4	110,7	99,8	100,2	101,0	99,8	100,2	100,8	101,0	100,8
SISDI	Cumplimiento del Plan de Trabajo Seguridad Industrial												
	Índice de Eficiencia en la Atención de Incidencias	143,7	142,7	114,0	137,1	150,4	114,9	109,8	120,3	149,5	149,7	150,0	150,2
	Índice de Efectividad en la Atención de Incidencias	99,2	97,4	97,3	98,2	99,8	98,2	99,1	94,1	97,3	98,8	98,0	101,8
SISDI	Cumplimiento en la ejecución de proyectos	101,5	99,8	99,8	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
	Índice de atención de incidentes del SICO	85,3	85,4	85,8	85,4	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	102,7	103,0	103,2

## 8.5. CONTROL DEL GASTO

Relaciona el gasto efectuado con el presupuestado con el fin de determinar las desviaciones producidas, las cuales además servirán de base para la toma de decisiones y para evaluar el cumplimiento de los objetivos planteados por la Empresa.

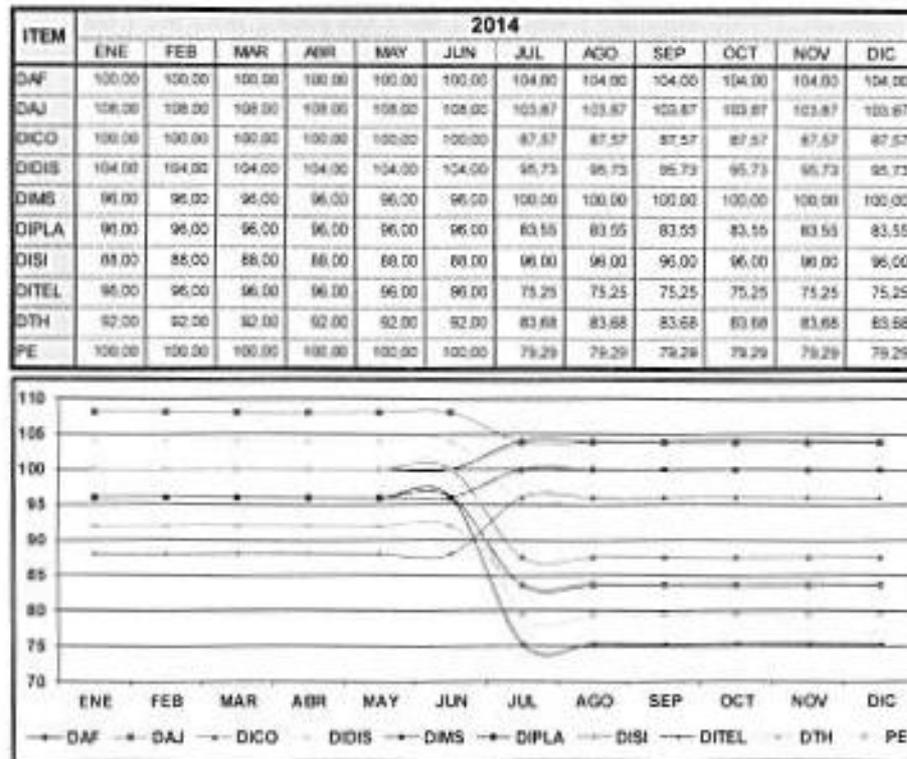
Para la valoración se utilizan los parámetros que se muestran en el cuadro N° 8.5.1.

Cuadro N° 8.5.1 – Relación control del gasto

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 está aplicando, en una primera etapa, a nivel de direcciones y sus resultados se resumen en el cuadro N° 8.5.2.

Cuadro N° 8.5.2 – Control del gasto



### 8.6. USO EFICAZ DEL TIEMPO

El tiempo es un parámetro importante en una empresa de servicios, ya que introduce una actitud positiva con relación a la disciplina y puntualidad. No se cuenta con una metodología que permita su aplicación por lo que, al momento, se trabaja en la definición de las variables y mecanismos de evaluación del uso adecuado del tiempo.

### 8.7. LIDERAZGO

Se trata de un sistema de expresión mensual, en el que los subalternos evalúan el comportamiento de su respectivo líder, en torno a aspectos críticos que se han

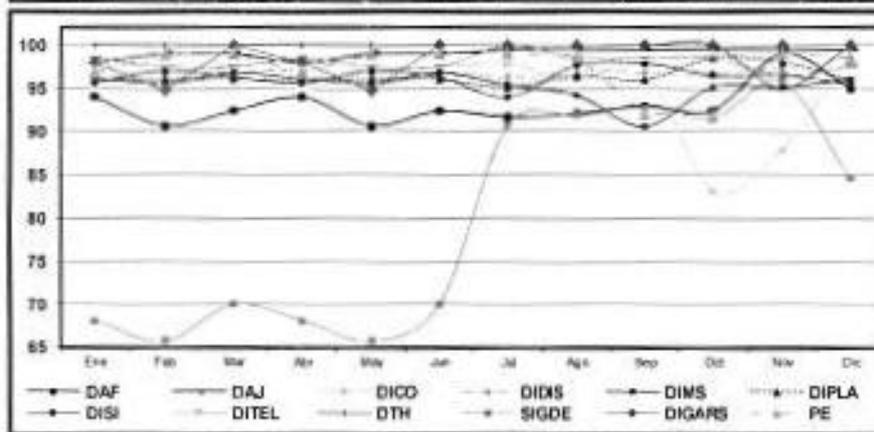
identificado para ser evaluados. La disciplina de liderazgo busca fomentar una mejora continua en el estilo de conducción de la Institución y, sobre la base de la retroalimentación objetiva de los resultados, contribuir a mejorar el ambiente de trabajo de cada equipo.

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 8.7 se presenta un histórico de las calificaciones obtenidas por cada líder de área, durante el último año.

Cuadro N° 8.7 – Indicadores de liderazgo

ITEM	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
DAF	94,0	90,7	92,3	94,0	90,7	92,3	91,7	92,0	93,0	92,5	99,0	95,0
DAJ	95,0	99,0	99,0	98,0	99,0	99,0	99,5	99,5	99,5	99,5	98,5	99,5
DICO	98,3	96,3	97,5	98,3	96,3	97,5	97,8	96,0	97,0	83,3	88,0	98,3
DIDIS	97,0	95,3	96,9	97,0	95,3	96,9	96,3	96,8	96,8	96,5	97,3	96,0
DIMS	96,1	95,8	96,8	96,1	95,8	96,8	95,4	94,2	90,8	95,2	95,2	96,1
DIPLA	96,0	96,0	95,0	96,0	96,0	96,0	95,2	96,4	96,0	98,5	98,0	96,0
DISI	95,8	97,0	95,3	95,8	97,0	96,3	94,0	97,6	97,9	98,5	96,5	85,5
DITEL	98,5	97,5	97,5	98,5	97,5	97,5	100,0	98,5	98,5	98,5	98,5	97,5
DTH	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	95,0	100,0
SIGDE	68,2	65,7	70,0	68,2	65,7	70,0	90,8	91,8	92,8	91,8	95,8	84,6
DIGARS	98,0	94,7	100,0	98,0	94,7	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
PE	97,0	99,1	99,1	97,0	99,1	99,1	99,1	98,7	92,1	92,1	99,2	98,8





# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2014

## **CAPÍTULO 9**

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **CAPITULO 9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

---

### **9.1. CONCLUSIONES**

Los principales aspectos, a destacar, de la gestión desarrollada durante el año 2014, por la CENTROSUR, son:

1. Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre la Junta General de Accionistas sesionó dos veces, adoptando siete resoluciones.
2. El Directorio mantuvo siete sesiones en el transcurso del año, adoptando setenta resoluciones.
3. El Plan Estratégico constituye una 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.
4. Se ha trabajado para fortalecer el enfoque en procesos y la mejora continua.
5. Como resultado de la Auditoría Ambiental Interna 2013 se identificaron no conformidades que están siendo levantadas, a través acciones que iniciaron en el mes de octubre de 2014 y cuyo avance, a diciembre, fue del 24,46 %.
6. Se preparó el Informe de Indicadores de Balance Social, el cual valora la responsabilidad tanto interna (recurso humano) como externa (clientes, proveedores, accionistas, sociedad, etc.).
7. Se instalaron 432 SFV por un valor de \$ 1.080.000. Con esto, se tienen 2.891 sistemas en servicio en la Amazonía
8. A partir de abril se incorporó a la CENTROSUR el sistema eléctrico de La Troncal.
9. Se realizaron: las configuraciones del SCADA local para las pruebas FAT, las pruebas PRESAT y SAT de los módulos OMS y DMS y la instalación y configuración de los concentradores de datos en subestaciones.
10. Firma del contrato e inicio de la implementación del Sistema Único Comercial (CIS/CRM).
11. Se firmó el contrato para la provisión, instalación y configuración de la solución para la automatización de procesos (BPM) y un bus de servicios empresariales (ESB).
12. Se construye el proyecto Mayapils, concluyéndose el programa FERUM 2012.
13. El programa FERUM 2013, que comprende 18 proyectos, con un presupuesto total de \$ 1.298.925,83, fue concluido.
14. El Programa de Mejoramiento del Sistema de Distribución 2013 (PMD), que consta de 22 proyectos, por un monto de \$ 3.228.205, registró un avance del 99,05 %.
15. El Plan de Reducción de Pérdidas 2013 (PLANREP), contempla 8 proyectos por un monto de \$ 1.365.982, alcanzó un avance ponderado del 99,87 %.
16. Costos de Calidad del servicio eléctrico 2013, con un presupuesto de \$ 8.580.090 alcanzó un avance del 93,10 %.
17. El programa FERUM BID II – 2014, con un presupuesto de \$ 666.630, tuvo un avance del 35,79 %.
18. Los convenios con Ecuador Estratégico y CELEC EP registraron avances del 48,99 % y 15,00 %, respectivamente.
19. El programa para el Reforzamiento de la Distribución – BID 2014, consta de 82 proyectos con un presupuesto \$ 19.380.218,16 y registró un avance del 43,94 %.
20. El programa PMD – Reemplazo de Medidores, cuenta con un presupuesto de \$ 3.122.870,22, con un avance ponderado de 59,10 %.
21. Se realizó el seccionamiento de la línea S/E 12 - S/E 09 para interconectar la subestación Azogues 2.
22. Implementación de señales para el sistema SCADA nacional y montaje de tableros en las subestaciones número 01, 02, 03, 04, 07, 15, 22, 50.
23. Puesta en operación de un transformador, 69/22 kV, 10/12,5 MVA en la S/E 06.
24. Montaje de tableros de control para las posiciones de los nuevos transformadores de potencia de las subestaciones número 01 y 02.

25. 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.
26. El tiempo para inspecciones de nuevos servicios fue de 1,98 días; para instalaciones 7,37 días y para extensiones de red se logró 80 inspecciones por mes.
27. El Nivel de Servicio Brindado (NSB) en el call center fue del 73,00 %.
28. En el Plan Renova se registró 1.224 inscripciones, concretándose la entrega de 1.198 refrigeradoras.
29. Se realizó 10.543 revisiones en sitio de sistemas de medición, dando como resultado la incorporación a la facturación de 2.383.885 kWh, por \$ 282.849.
30. Se dio soporte y mantenimiento a los sistemas informáticos, internos y externos, actualización del servidor de correo, nueva intranet corporativa, cambios en los direccionamientos IP, facturación electrónica SITEL, sistema de incidentes, etc.
31. De manera continua se brindó soporte y mantenimiento al sistema comercial y a los módulos SRI, SISDAT, GLPI, facturación electrónica, PEC, etc. De manera similar se lo hizo con las distribuidoras que cuentan con el SICO.
32. Se concretó la migración de los clientes de La Troncal al sistema CENTROSUR.
33. Se puso en servicio un nuevo servidor IBM Power7+ modelo 720 y se amplió la capacidad de almacenamiento, con lo que se redujeron los tiempos para los cierres y los respaldos.
34. Se reubicaron los equipos de producción principales en el data center de ETAPA, con lo que se pudo implementar y probar el funcionamiento de los sistemas en los servidores de contingencia.
35. Se implementó el sistema de gestión documental Quipux.
36. Existen 1.638 clientes que aun reciben servicios de telecomunicaciones.
37. Se continuó operando los proyectos FODETEL I y II para la dotación de internet a escuelas.
38. Está operando el equipamiento de conectividad de la red de telecomunicaciones del proyecto SIGDE (RENTSE) para las primeras empresas eléctricas beneficiarias del sistemas SCADA/OMS/DMS.
39. La energía adquirida (1.013.325 GWh) creció en un 8,72 %, con respecto al año 2013 (932.025 GWh). Esta energía provino, en un 89,99 % (911,92 GWh) del mercado de contratos y en 10,01 % (101,40 GWh) del mercado ocasional.
40. El costo de la energía alcanzó la suma de \$ 54.778.047, superior en 11,05 % al del año 2013 (\$ 49.327.645). El costo unitario de compra de energía se situó en 5,40 ¢/kWh, valor que es 2,05 % mayor al año 2013 (5,29 ¢/kWh).
41. El número de clientes, a diciembre de 2014, fue de 362.406, con un incremento del 8,20 % respecto a los que se tenían al final de 2013 (334.954). El 87,88 % son residenciales, 8,77 % comerciales, 1,83 % industriales y 1,52 % corresponden a la categoría otros.
42. La energía consumida fue de 935.223,80 MWh, esto es, 7,65 % más que en el 2013 (868.733,24 MWh). El sector residencial consumió el 37,73 %; el industrial el 15,76 %; y el comercial el 32,44 %.
43. La facturación total, por venta de energía, fue de \$ 88.210.562, con un crecimiento del 19,62 %, dividida en \$ 83.284.832 a los clientes y \$ 4.925.730 al Estado por subsidios. La recaudación, sin considerar los subsidios, fue de \$ 83.227.296. Relacionando la recaudación con la facturación, sin incluir subsidios en los dos casos, resulta un índice de 99,93 %.
44. La deuda general de los clientes, a diciembre de 2014, fue de \$ 4.975.619, mientras que a finales del año 2013 registró \$ 4.678.605, es decir \$ 297.013 más, (6,35 %).
45. La cartera vencida, entre 31 y 360 días, fue \$ 1.943.065, mientras que en el 2013 registró \$ 1.906.236, representando un incremento del 1,93 %.
46. La potencia máxima coincidente, incluida la del autoprodutor ENERMAX, fue de 179,94 MW, mientras que en 2013 fue 162,56 MW, con un incremento del 10,69 %.

47. La energía disponible fue de 1.018.609,14 MWh, esto es 9,04 % mayor que la del 2013 (934.137,37 MWh).
48. Del balance de energía, se concluye que las pérdidas fueron 81.123,71 MWh (incluyendo a La Troncal), las que, referidas a la energía total disponible del sistema, representan el 7,96 %; se dividen en técnicas 6,12 % y no técnicas 1,85 %.
49. Los valores registrados para FMIK y TTIK, a nivel de cabecera de alimentador, 4,80 veces y 4,26 horas, respectivamente, están dentro de las metas dadas por el MEER para el 2014 (5,00 en los dos casos).
50. Los ingresos sumaron \$ 97.453,23, reflejando un incremento del 2,89 % con respecto al 2013. Dentro de éstos, el rubro más representativo fue el de venta de energía, con \$ 86.413.76 y un incremento del 17,45 %.
51. El Déficit Tarifario 2014, de acuerdo a los cálculos reportados al CONELEC, sumó \$6.416.469, de los cuales se ha recibido \$ 3.107.233, quedando un saldo pendiente de \$ 3.309.236. Incluyendo los años anteriores, el total asciende a \$ 28.827.029.
52. Los costos y gastos totales sumaron Mil \$ 99.808,25, con un incremento del 3,01 %, con relación al 2013; de los cuales, el 96,66 % corresponde a los operacionales y el 3,34 % a los no operacionales.
53. Al hacer la diferencia entre los ingresos y el total de costos y gastos de administración, operación, mantenimiento y depreciación, se obtiene un resultado operativo positivo de \$ 36.620.
54. El activo totalizó \$ 276.900.322, con un incremento del 9,46 % con respecto al 2013; mientras que el pasivo total, sumó \$ 62.921.591 con un incremento del 31,39 %.
55. El patrimonio de los accionistas, alcanzó la suma de \$ 213.978.732, superior en el 4,33 % al registrado el año anterior.
56. La posición financiera de la Empresa indica que, el 77,28 % de sus activos han sido financiados por los Accionistas y el 22,72 % por terceros.
57. Analizando la razón circulante se puede concluir que, al 31 de diciembre de 2014, la Empresa tenía \$ 1,82 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo.
58. El indicador de prueba ácida muestra que la Empresa cuenta con \$ 1,03 en activos de fácil liquidez (sin recurrir a los inventarios), para cubrir cada dólar adeudado de corto plazo.
59. El indicador de liquidez financiera inmediata demuestra que la Empresa cuenta con \$0,54, en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de cada dólar de sus obligaciones de corto plazo.
60. El capital promedio invertido llegó a 219,60 millones de dólares; superior en un 11,90 % al del año 2013.
61. La razón financiera concentración del endeudamiento, indica que de la deuda total, el 42,78 % es de obligación de pago en el corto plazo.
62. El índice "clientes atendidos por trabajador" fue de 630 para el total de la empresa y 653 clientes atendidos por trabajador para el servicio eléctrico.
63. Se registraron 6 accidentes de trabajo, siendo este año el de menor accidentabilidad en el período 2005 a 2014.
64. Como parte del Plan de Capacitación 2014, se realizó la certificación de electricistas a 214 colaboradores; además se realizó 32 jornadas de capacitación en primeros auxilios.
65. Se ejecutaron actividades encaminadas a mejorar la salud y la calidad de vida de los colaboradores, a través de programas como el control médico anual y bienestar social.

## 9.2. RECOMENDACIONES

1. Monitorear la evolución y cumplimiento de las metas de los Índices de Desempeño que han sido establecidos, y los que se adicionen, para la evaluación y obtención de la mejora continua en las actividades técnicas y administrativas.
2. Cumplir con los lineamientos del Plan de Manejo Ambiental y Social (PMA), convirtiéndolo en un instrumento de la gestión ambiental que permita planificar, definir y facilitar la aplicación de medidas ambientales y sociales destinadas a prevenir, mitigar o controlar los impactos ambientales y sociales generados por las actividades propias de la CENTROSUR.
3. Continuar con el proceso de establecimiento de políticas y acciones tendientes a lograr la optimización de la operación y mantenimiento del sistema de distribución.
4. Continuar con el proceso de automatización de la operación de la distribución, así como de los estudios de diseño y planificación de la expansión del sistema.
5. Continuar con la política de racionalidad en el uso de los recursos financieros, a través de la elaboración de un presupuesto de explotación que incluya aquellos requerimientos que garanticen la operación y prestación de servicios de la Empresa.
6. Mantener y optimizar la política de gestión de cartera.
7. Procurar un elevado cumplimiento del plan y procesos de capacitación, sobre la base de las necesidades detectadas.
8. Desarrollar proyectos de uso de energías renovables, en diferentes sectores de su área de concesión, principalmente en donde, debido a diferentes circunstancias, no es posible la electrificación mediante redes de distribución.
9. Mantener el grado de participación alcanzado en los organismos del sector, con la finalidad de que en los mismos se acojan los criterios y experiencias de la Empresa.
10. El Estado, con el objetivo de favorecer el desarrollo de determinados sectores de la población, ha implementado subsidios, cuyo financiamiento proviene del presupuesto general. Lamentablemente, esos recursos sufren retrasos en la entrega, lo que a su vez implica un desajuste en los flujos de dinero y retrasos en la ejecución de las obras. En estas circunstancias requerimos de la ayuda del Directorio para gestionar y conseguir esos valores oportunamente.
11. El contar con una Planeación Estratégica y Sistemas de Gestión en la Empresa nos permite ser más competitivos y por ende dar un servicio de energía eléctrica que satisfaga a nuestros clientes, por lo que es recomendable continuar potenciando los mismos.
12. Se recomienda que la visión estratégica del negocio, así como los logros conseguidos por la organización sean conocidos por todos los funcionarios de la Empresa.

**Francisco Carrasco Astudillo**  
PRESIDENTE EJECUTIVO

