



energía para el buen vivir

SEGUIMIENTO DE RESOLUCIONES Y RECOMENDACIONES DE: JUNTA GENERAL X  
DIRECTORIO

RESOLUCION No: 005-2013

SESION: 2013-08-12

AREA RESPONSABLE: DIRECCIÓN FINANCIERA

FUNCIONARIO RESPONSABLE: ECO. PATRICIO LUZURIAGA

Agradeceré a usted atender el cumplimiento de la resolución y/o recomendación de la referencia e informar la acción tomada, utilizando la parte inferior de este formulario, en el plazo de OCHO DIAS.

**PRIMER PUNTO DEL ORDEN DEL DIA.- Conocimiento y aprobación del informe del Administrador de la Empresa sobre el Ejercicio Económico 2011.**

**La Junta General Ordinaria resuelve:**  
**Resolución No. 005-2013**

La Junta General de Accionistas, en uso de las atribuciones y facultades determinadas en el Estatuto Social, y con base en la recomendación emitida por el Directorio mediante Resolución No. 008-2013 del 7 de agosto de 2013, resuelve: aprobar el Informe del Administrador correspondiente al ejercicio económico 2011, dejando de responsabilidad de la Administración la veracidad, legalidad y confiabilidad de los datos y cifras presentadas.

CONJUNTAMENTE CON: D. PLANIFICACIÓN Y PRESIDENCIA.

Fecha de elaboración: 2013-08-12



PRESIDENTE EJECUTIVO

NOTA: DEVOLVER EL ORIGINAL A LA PRESIDENCIA Y MANTENER COPIA EN EL AREA

**INFORME DE CUMPLIMIENTO**

A: Presidente Ejecutivo ELEPCO S.A.

Fecha respuesta:.....

DE:

Cúmpleme informarle sobre las acciones cumplidas de la resolución y/o recomendación

De..... No.....

(EXPLICAR EN DETALLE LA SITUACION DE LOS TRABAJOS REALIZADOS Y/O EVENTUALES RECOMENDACIONES)

.....  
DIRECTOR RESPONSABLE



# INFORME DE GESTIÓN

## PRESIDENCIA EJECUTIVA

### EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.

AÑO 2011

## INFORME DE GESTIÓN

### PRESIDENCIA EJECUTIVA

#### EJERCICIO 2011

#### ÍNDICE

#### INTRODUCCIÓN

<b>CAP. 1</b>	<b>ASPECTOS ADMINISTRATIVOS</b>
<b>CAP. 2</b>	<b>ASPECTOS DE PLANIFICACIÓN</b>
<b>CAP. 3</b>	<b>ASPECTOS COMERCIALES</b>
<b>CAP. 4</b>	<b>ASPECTOS TÉCNICOS</b>
<b>CAP. 5</b>	<b>ASPECTOS ECONÓMICOS-FINANCIEROS</b>
<b>CAP. 6</b>	<b>ASPECTOS LABORALES</b>
<b>CAP. 7</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>
	<b>- ANEXOS</b>
	<b>- GRÁFICOS ESTADÍSTICOS</b>



energía para el buen vivir

Señores

**MIEMBROS DEL DIRECTORIO Y DE LA JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS DE ELEPCO S.A.**

Presente

De mi consideración:

De acuerdo a lo que dispone la Ley de Compañías en el Art. 305, numeral 4, me permito presentar a vuestra consideración la Memoria de Gestión del Ejercicio Económico del año 2011.

### **INTRODUCCION**

La escritura de conformación de ELEPCO S.A. tiene como objetivo la prestación del servicio de energía eléctrica en su área de concesión de la provincia de Cotopaxi, de acuerdo con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, sus reformas, reglamentos, regulaciones y demás leyes de la República.

En función de lo señalado, quienes formamos parte de la Empresa dirigimos nuestros esfuerzos a obtener una expansión racional del sistema, en las mejores condiciones técnicas de confiabilidad y estabilidad. Se brindó atención preferente a los clientes industriales, por cuanto nos proveyeron el 46.5 % de nuestros ingresos, pero sin descuidar al resto de clientes, especialmente a los rurales y urbano marginales, a quienes se les financia sus obras de electrificación.

Nuestro objetivo, no solo fue obtener rentabilidad económica, sino fundamentalmente el obtener una rentabilidad social, porque nuestro interés es llevar el servicio eléctrico a quienes no lo tienen, para integrarlos a los beneficios del mundo moderno.

Nuestra preocupación fue mejorar el servicio de acuerdo a los estándares de calidad establecidos por el CONELEC.

La eficiente gestión empresarial de los últimos años, nos permitió obtener resultados positivos en los indicadores de gestión como balances económicos, disminución continua en pérdidas de energía, recuperación de cartera, entre otros índices de calidad.

### **1. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS**

La Junta General de Accionistas y el Directorio de ELEPCO S.A. participaron y trabajaron coordinadamente con los funcionarios de la Empresa y emitieron acertadas políticas y resoluciones que permitieron resolver diversos hechos.

Se realizaron 3 sesiones de Junta General de Accionistas, en las que se emitieron 9 Resoluciones, de las cuales todas están cumplidas. También se efectuaron 9 sesiones de Directorio, en las que se emitieron 9 resoluciones de las cuales 8 están cumplidas y 1 en proceso (plan POA).

Auditoria Interna emitió un informe de cumplimiento de resoluciones.



energía para el buen vivir

**AUDITORIA INTERNA.-** Presentará directamente su informe anual a Junta General de Accionistas, de acuerdo al Reglamento vigente. Se destacan los siguientes exámenes especiales:

- Seguimiento de resoluciones de la Junta General de Accionistas, Directorio, Auditoría Externa, Auditoría Tributaria, Comisario Revisor y de Auditoría Interna.
- Examen especial sobre Auditoría Informática para la revisión del software de clientes especiales.
- Examen especial a las facturas de pre-factibilidad, factibilidad y precontractual de la subasta inversa electrónica SIF-ELEPCO-196-2010.
- Fiscalización al contrato de Auditoría de cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental.
- Examen especial a las construcciones de extensión de red por administración directa realizadas en el cantón Latacunga.
- Examen al proceso de registro de asistencia, de horas extraordinarias, suplementarias y nocturnas.
- Se emitió varios criterios sobre horas suplementarias, presupuesto y convenios cooperativas.

**CENTRO DE CÓMPUTO.-** Los trabajos más importantes son:

- Mantenimiento preventivo y correctivo del Sistema Integrado de Información Gerencial y también de los programas de gestión de personal.
- Elaboración de procesos y procedimientos para el inventario al 31 de diciembre de 2011 de cartera, facturación, recaudación.
- Ajustes funcionales en los sistemas de comercialización en la facturación e implementación de nuevos formatos de facturas.
- Ajustes funcionales en el sistema de bodegas para aplicación del VNR.
- Aplicación del SAR- Sistema de Atención de Reclamos en el área técnica.
- Actualización del módulo para elaboración de reportes para el SRI y del Anexo Transaccional.
- Modificación del sistema de carga de catastro y datos del sector eléctrico para el SISDAT del CONELEC

**ASESORÍA JURÍDICA.-** Se dio atención a los procesos contractuales para adquisición de bienes y provisión de servicios, así como de nuevas obras de electrificación, sujetándose estrictamente a lo establecido en la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública. De igual manera, se realizaron las gestiones necesarias en defensa legal de la Empresa.



energía para el buen vivir

Observando lo que dispone la Ley de Defensa del Consumidor, se solucionó todos los reclamos presentados ante la Defensoría de Pueblo.

**SECRETARÍA GENERAL.-** Se actualizaron las normas para trámite de documentos y se puso en vigencia el programa de control de documentos, con lo cual se centralizó todo el archivo y se realiza en forma diaria el trámite, control y despacho de las comunicaciones internas y externas, facilitándose su seguimiento.

## **2. ASPECTOS DE PLANIFICACION**

La Empresa se encuentra en un dinámico proceso de expansión en toda su área de concesión, para lo cual se están utilizando los recursos del Gobierno Nacional, PED, FERUM, de los accionistas y propios de la Empresa, lo que permitió ir ampliando la electrificación de manera eficiente.

Actualización del programa de expansión y el cronograma de inversiones para el período 2011-2023

Informes de gestión y de avance de obra necesarios para evaluar el cumplimiento y la gestión que realiza la Empresa.

Reforma presupuestaria del año 2011 y Proforma presupuestaria para el 2012, con sus respectivos programas de inversiones.

Estudios de proyección económica, técnica y de demanda en los aspectos de: generación, compra y facturación de potencia y energía; para lo cual se actualizó y centralizó el banco de datos estadísticos de todas las áreas.

Elaboración del programa de electrificación rural para el año 2012.

Procesamiento de información en el estudio del VAD 2012.

Estudio de la demanda eléctrica de ELEPCO S.A. en el período 2011 – 2023.

Elaboración del Plan Anual de Adquisiciones para el 2012, según la nueva normativa del INCOP (Instituto Nacional de Compras Públicas).

Estudios mensuales para que el CONELEC establezca el déficit tarifario.

Inspecciones y presupuestos para la construcción de nuevas redes de distribución.

Centralización y proceso de toda la información estadística de la Empresa.

## **3. COMERCIALIZACIÓN**

La facturación de energía en KWH tuvo un incremento del 18,0 % con relación al año 2010. Se facturó 345'968.000 KWH, por un valor de USD. 27'004.316,64, lo que corresponde a un incremento del 13,7 % con respecto al 2010; siendo la causa básica del incremento, el ingreso del gran consumidor NOVACERO, como cliente regulado de la Empresa.



energía para el buen vivir

El número de clientes está en constante aumento y es así que, a diciembre de 2011, se llegó a tener 105.965 abonados; es decir se incrementaron 4.808 (4,8 %) abonados con respecto al 2010 (Ver Anexo No. 1 página No. 3), lo que equivale a tener servidos al 95 % de la población del área de nuestra influencia, es decir a 359.401 habitantes.

El tiempo promedio de facturación es de 8 días, luego de terminadas las lecturas; a los clientes especiales se les factura en la primera semana de cada mes.

Las pérdidas totales de energía en el año 2010 fueron de 9,98 % y en el año 2011 alcanzaron a 8,35 % (Ver Anexo No. 1 Página 4). Como referencia se debe indicar que el promedio nacional de pérdidas totales es del 16,00 %, según informe del CONELEC. Este decremento porcentual de las pérdidas se debe a que ingresó el Gran Consumidor NOVACERO y además a que ELEPCO S.A. tiene gran preocupación por este aspecto y ha adoptado las siguientes medidas: a) Instalación de cable antihurto en sectores de alto nivel de robo de energía. b) Adecuado trabajo del Departamento de Control de Energía.

El consumo promedio mensual por abonado regulado creció, ya que en el 2010 se tenía KWH 241,52 mensuales por abonado, en el 2011 se incrementó a 272,08 KWH mensuales por abonado; este incremento se debe al ingreso del gran consumidor NOVACERO.

Debe resaltarse que solo a los abonados industriales se les facturó por 204'365.000 KWH la cantidad de USD 12'556.044,27 lo que corresponde al 46,50 % del total de ingresos, a los demás abonados se les facturó por 141'603.101 KWH la cantidad de USD 14'448.272,37 que equivale al 53,50% del total de ingresos.

Como el CENACE penaliza a la Empresa el uso de potencia reactiva, se continúa controlando el factor de potencia en las industrias, con lo cual la Empresa tuvo un factor de potencia de 0,95.

De acuerdo al decreto de Gobierno, denominado Tarifa de la Dignidad, desde julio/07, todos los abonados de tipo residencial que consumen hasta 110 KWH/mes tuvieron subsidio.

Hasta mayo del 2011, las lecturas de medidores se las tomó con la compañía ANDELEC, luego de lo cual se continuó con el personal de planta hasta el mes de octubre y luego se siguió con el contrato con la compañía MARSED.

Por medio de la jefatura de Control de Energía se recuperó 1'284.904 KWh por el valor de USD 121.626,94, esta energía corresponde a la que ha sido sustraída por los usuarios.

Se instalaron 6.293 medidores para usuarios nuevos y antiguos. Se atendió un promedio mensual de 475 reclamos de facturación, lo que representa el 0,46 % del total de clientes.

#### **4. ASPECTOS TECNICOS**

##### **a) AREA DE OPERACION Y MANTENIMIENTO**

La demanda disponible o total de energía del área de concesión ascendió a: 377'505.000 KWH, de los cuales el 97,18 % o sea 366'854.000 KWH fue comprado mediante contratos y mercado



energía para el buen vivir

ocasional, y el resto se cubrió con la generación de centrales occidentales aisladas 10'651.000 KWH, que corresponde al 2,82 %.

La demanda máxima se situó en 60.520 KW, el día 27 de diciembre/11 a las 10h00.

El factor de carga anual en 2010 fue de 0,64 y en el año 2011 fue 0,71; la razón para el aumento es el ingreso del grande consumidor NOVACERO. Es importante mantener valores superiores al 0,60.

La capacidad de los transformadores de distribución se elevó a 144.240 KVA, obteniéndose un incremento de 2.340 KVA con respecto al año 2010.

Todos los datos de los 3 párrafos anteriores pueden verse en el Anexo No. 1 página 4.

Para disminuir fallas que afectan a los electrodomésticos, se continúa con la campaña para que todos los usuarios tengan una protección de puesta a tierra.

Respecto a las labores de operación y mantenimiento, de subtransmisión, distribución y alumbrado público, se puede indicar que se las han llevado en base a programas elaborados previamente y que han permitido tener confiabilidad y continuidad en el fluido eléctrico. Esta área cuenta con equipos para medir todos los parámetros de una red, incluido los que causan problemas a los usuarios como armónicos, flicker, variación de tensión, etc., disminuyendo el índice de fallas y obteniendo valores dentro de las normas del CONELEC.

#### b) AREA SUBTRANSMISION Y SUBESTACIONES

Se mantiene la Unidad de Diagnóstico Técnico, Comercial y Administrativo, en la cual se efectúan actividades encaminadas a cumplir con las exigencias del CONELEC en lo referente a la calidad del servicio eléctrico de distribución, reportándose ante el ente regulador entre otros lo siguiente: Calidad del Servicio Técnico (fallas en el sistema); calidad del producto en Subestaciones ( voltaje, factor de potencia, energía, flicker, armónicos); calidad del producto en transformadores de distribución y calidad del producto en usuario final.

Se destaca la entrada en servicio de la línea de 69 KV y subestación de La Maná, desde el año 2010, con lo cual se mejoró la calidad de servicio de la zona occidental de Cotopaxi y se dio apertura para continuar con la expansión de las redes de distribución en los cantones La Maná y Pangua. De esta manera la capacidad de subestaciones llega a 93,95 MVA

La construcción de la línea y subestación para Pujilí está en proceso y se espera solucionar algunos problemas de tipo ambiental y derechos de paso para concluirlo.

#### c) AREA DE INGENIERIA Y CONSTRUCCION

Referente a las redes de distribución a 13,8/7,62 KV entraron en servicio 154,01 Km. de red nueva, con lo que se llegó a totalizar 2.560 Km. de redes a este voltaje.

Con la finalidad de brindar un buen servicio de alumbrado público a los usuarios, se instalaron 5.024 luminarias de varios tipos incluidas las ornamentales de iglesias, monumentos y piletas. Se continuó con el programa de cambio de luminarias de mercurio a sodio, con lo que se obtiene ahorro de energía con igual iluminación.



Se construyeron 257 órdenes de trabajo para construcción, remodelación de redes de distribución y alumbrado público con un costo total de USD 4'896.467,00 que fueron financiados con Presupuesto General del Estado, fondos propios de la Empresa, abonados, FERUM y accionistas.

Se elaboraron todos los pliegos para contratación de proyectos en la modalidad "llave en mano".

Se está ejecutando el proyecto de georeferenciación de todas las instalaciones eléctricas, para poder utilizar el software CYMDIST, con el cual se analizan redes eléctricas, reducción de pérdidas y se actualizan inventarios.

Con la finalidad de contribuir con la reducción de pérdidas técnicas y negras se continuó con la instalación de redes aéreas antihurto, tanto para obras nuevas y como para remodelaciones, dándose prioridad a los sectores suburbanos, donde es más acentuado el robo de energía; de esta manera los usuarios ya no pueden perforar los cables de acometida para sustraerse la energía, ni podrán "colgarse" mediante alambres a las redes aéreas desnudas.

## 5. ASPECTOS DE GENERACIÓN

ELEPCO S.A. genera energía eléctrica en su mayor parte por las centrales hidroeléctricas de Illuchi, que tienen una capacidad nominal de 10.400 KW. La generación fue óptima ya que se utilizó toda la capacidad mientras que el agua disponible lo permitía. Las centrales de occidente: Estado, Catazación y Angamarca tienen una potencia nominal de 2.800 KW.

Las centrales Illuchi generaron en el 2011 50'053.000 KWH, mientras que el 2010 generaron 39'219.000 KWH; el aumento se debe a que ocurrieron pocas suspensiones, por efecto de los deslaves en la zona de los canales de aducción de agua. La producción de las centrales Illuchi es totalmente vendida al Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo a las regulaciones del CONELEC. Además, con las centrales occidentales aisladas se generó 10'651.000 KWH.

Las centrales propias fueron bien operadas, ya que se controlaron las elevaciones del "pico de potencia" y el flujo de potencia reactiva del Sistema Nacional; el factor de potencia promedio en horas de demanda máxima durante el año fue siempre superior a 0,95. Se ha exigido a las industrias bancos de capacitores para mejorar el factor de potencia.

### PRINCIPALES OBRAS EN CENTRALES DE GENERACIÓN

1.1 Mejoramiento Centrales Illuchi y Occidente
1.5 Readecuación campamentos y edificios de centrales
1.6 Rectificación, revestimien. dique-tanque No1 Cent. Illuchi 4ta. Etapa
1.9 Reparación generadores central Illuchi I
1.17 Rehabilitaciones mecánicas Centrales occidentales

### CENTRALES OCCIDENTALES

Se realizó mantenimiento de los canales en las centrales occidentales y también revisiones de rodetes, reguladores de velocidad y se arreglaron colectores de grupos y bovinas de disparo.

## 6. ASPECTOS ECONOMICO - FINANCIEROS

Los resultados financieros del año 2011, se lo hicieron de acuerdo a las Normas NIIF y para explicarlos los presentamos en el siguiente cuadro.

### INGRESOS - EGRESOS Y RESULTADOS DE ELEPCO S.A. VALORES EN DÓLARES

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
INGRESOS (EXPLOTACIÓN Y AJENOS)	19.992.940,46	22.096.549,64	25.106.024,70	24.073.030,93	25.377.362,66	31.115.686,17	34.737.446,39
EGRESOS (EXPLOTACIÓN Y AJENOS)	19.546.922,91	20.546.595,38	24.395.121,26	23.691.495,52	24.637.148,23	29.743.008,24	34.538.695,78
- OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	5.904.170,94	6.662.844,46	4.371.439,67	8.174.945,81	8.271.037,53	10.335.326,01	9.452.818,82
- COMPRA DE ENERGÍA	10.582.196,48	11.050.916,61	14.006.040,72	12.693.270,65	13.810.445,62	16.812.304,21	19.109.052,18
- GASTO DE DEPRECIACIÓN ( APLICACIÓN NIIF)	2.533.606,20	2.444.586,30	2.431.091,68	2.499.894,94	2.509.293,95	2.595.378,02	5.316.011,72
- AJENOS A EXPLOTACIÓN, PERDIDAS EXTRAORDINARIAS, GASTOS FINANCIEROS Y GASTOS DIFERENCIA IVA POR CREDITO TRIBUTARIO S.R.I.	526.949,29	388.248,01	586.549,94	323.384,12	246.371,13	126.788,77	660.813,06
RESULTADOS FINANCIEROS (Utilidad/Déficit)	446.017,55	1.549.954,26	710.903,44	381.535,41	540.214,43	1.245.889,16	198.750,61

En el año 2011, con respecto a los ingresos y gastos de explotación (operación), se tuvo un déficit operacional de USD. -5'131.864,79.

Respecto a los resultados de ingresos y gastos ajenos a la explotación se obtuvo un superávit de USD. 5'330.615,40.

Con los resultados parciales anteriores, se obtiene un superávit total de la Empresa que asciende a USD 198.750,61.

Al hacer un análisis del porque del superávit, se desprende que el costo promedio anual del KWH fue de USD 0,091492 y el de venta a los abonados fue de USD 0,092017, es decir se tuvo una diferencia a favor de USD 0,00053 por KWH vendido.

El monto de los activos fijos revalorizados del balance del 2011 tiene un valor de USD 203'630.936,94. El activo fijo del año 2011 considera la inserción contable del levantamiento de inventarios efectuado por las firmas LEVIN e INELIN; el avalúo efectuado por la firma AVALUAC y la aplicación de las NIIF, lo que también influyó en que el patrimonio aumente de USD 55'486.622,11 a 90'206.385,65, por efecto de resultados acumulados por la aplicación de estas Normas.

Las planillas emitidas por el CENACE, TRANSELECTRIC y las generadoras en el 2010 fueron de USD 17'100.511.39 y en el 2011 nos planillaron USD 18'748.173,77.

Con referencia al presupuesto general de inversiones para el 2011 se debe indicar que se planificó invertir la cantidad de USD 16'187.790,00, habiéndose tenido un avance de USD 10'874.138,00 que corresponde al 67,17 %. En el Anexo No. 2 se detalla un cuadro de las inversiones realizadas por cada proyecto.

Siendo las principales las siguientes:

OBRA	COSTO USD
1.1 <i>Mejoramiento Centrales Illuchi y Occidente</i>	124.000
1.5 <i>Readecuación campamentos y edificios de centrales</i>	77.500
1.6 <i>Rectificación, revestimien. dique-tanque No1 Cent. Illuchi 4ta. Etapa</i>	105.178
1.9 <i>Reparación generadores central Illuchi I</i>	191.905
1.17 <i>Rehabilitaciones mecánicas Centrales occidentales</i>	93.500
2.1 <i>Readecuaciones civiles en las S/E</i>	242.321
2.6 <i>S/E Pujili 5 MVA 69/13,8 Estudios, 3 Switchg. patio 69 KV</i>	252.712
Programa FERUM 2011	1.178.768
Terminación del Programa FERUM 2009-2010	1.685.713
Acometidas y medidores	503.403
PLANREP- <i>Plan de Reducción de Pérdidas 2011</i>	314.300
PMD- <i>Plan de Mejoramiento de Distribución 2011</i>	1.732.863

La cartera total en ventanilla al 31 de diciembre del 2011, alcanzó a USD 6'565.480,17 con una facturación mensual promedio de USD 2'250.359,72, mientras que a diciembre del 2010 se obtuvo una cartera de USD 5'540.529,59, con una facturación mensual promedio de USD. 1'978.766,80.

Durante el año 2011, la recaudación de venta de energía alcanzó el 95,01 %, lo que implica que la recaudación fue exitosa.

En la constatación física de la bodega y sub-bodegas se estableció la existencia de materiales por un valor de USD 3'992.259,44, sin ningún valor faltante. En general, se puede decir que existió un buen manejo y control de las ventanillas y bodegas.

La Dirección de Finanzas, en coordinación con la Dirección de Planificación, elaboraron la Reforma Presupuestaria del 2011, la Liquidación Presupuestaria del 2010 y la Proforma Presupuestaria del 2012.

Durante el año 2011, las adquisiciones se realizaron mediante 181 procesos de contratación, 23 adquisiciones por catálogo electrónico y 193 procesos de ínfima cuantía, los cuales fueron aprobados por los organismos pertinentes de acuerdo a los reglamentos vigentes y a la Ley orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública.

Los trámites de egresos que la empresa realiza a través de ordenes de pago se los efectúa observando estrictamente las normas de control interno, y además cumpliendo las normas



tributarias que rigen en el país. Por ser ELEPCO S.A. agente de retención se ha calculado y cobrado los impuestos y se los ha depositado oportunamente en el fisco.

En las bodegas se ha logrado mantener un stock adecuado de los materiales, cuyo número de ítems es de 5.550.

La Dirección Financiera, controló la administración del FIDEICOMISO con Fondos del Pichincha.

Otros índices de carácter económico se los puede mirar en el Anexo No. 1 página 1 y 2; de carácter comercial página 2 y 3; de carácter técnico y generales en páginas 3 y 4 del mismo anexo. Además también se adjunta un anexo de gráficos de varios indicadores importantes.

## **7. ASPECTOS LABORALES, DE PERSONAL Y DE SERVICIOS**

Dando estricto cumplimiento del Contrato Colectivo, se pudo mantener una buena relación obrero-empleador, con lo cual ELEPCO S.A. pudo tener rentabilidad y convertirse en una Empresa competitiva, pero proporcionando a los trabajadores y empleados beneficios de orden laboral razonables. Con lo que se logró un equilibrio empresarial justo y equitativo, lo que posibilitó que se alcance varios objetivos y estrategias en las relaciones laborales.

Actualmente, el personal de planta asciende al número de 199, y a plazo fijo 175 trabajadores, aquí se incluye 16 personas discapacitadas, para dar cumplimiento a la Ley.

El Departamento Médico atendió 1226 consultas médicas del personal de la Empresa, siendo las patologías más frecuentes las del tracto respiratorio, las gastrointestinales y las músculo-esqueléticas; también se realizó el control preventivo anual a los empleados y trabajadores.

En seguridad industrial se realizaron las investigaciones de 13 accidentes ocurridos: 4 por contacto eléctrico, 1 atropellamiento, 1 caída en diferente nivel, 4 accidentes de tránsito, dos por resbalón y 1 por caída de objeto.

Se efectuaron capacitaciones a los grupos de trabajos en materia de prevención de riesgos laborales, equipos de protección personal, protección ambiental y obligaciones que debe cumplir la Empresa de acuerdo a las leyes vigentes. También se dio capacitación sobre primeros auxilios, motivación para el cambio, calidad de energía y calidad total, reingeniería humana, seguridad e higiene industrial, aspectos técnicos, eléctricos, etc.

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Analizando el ejercicio del año 2011, se puede concluir que ELEPCO S.A., ha continuado cumpliendo su principal objetivo de dar servicio eléctrico a la totalidad de sus usuarios, tanto industriales, comerciales como residenciales, siempre con una política de ayuda al campesino, para integrarlo a las comodidades que brinda la civilización actual; haciendo lo posible para que prevalezca el criterio técnico y poder tener una expansión racional del sistema y mejorando el servicio existente para que tenga los factores de calidad establecidos por el CONELEC.



energía para el buen vivir

Nuestro accionar fue direccionado a colaborar en la elevación del nivel de vida de nuestros clientes, por esto se ha cumplido exactamente con las regulaciones y normativas que permiten subsidiar el costo de la energía a un vasto sector de la población de escasos recursos económicos y a la vez brindándoles un buen servicio eléctrico. Estamos muy concientes que en nuestra labor debe prevalecer la obtención de utilidad social en beneficio de la mayoría de la gente, por sobre toda las cosas; además de cumplir con este precepto, la Empresa ha logrado también cumplir con los accionistas al obtener utilidad en nuestros Estados Financieros.

Los fondos estatales para financiar los Programas FERUM, PMD y PLANREP, fueron enviados en forma oportuna y de acuerdo al avance del programa.

La presente administración se permite establecer las siguientes conclusiones y recomendaciones a Directorio y Junta General de Accionistas:

1. Un asunto importante que hay que resaltar es que el costo promedio anual del KWH fue de USD 0,091492 y el de venta a los abonados fue de USD 0,092019, es decir se ganó USD 0,00053 por KWH vendido, lo que determinó que tengamos un superávit total de USD 198.750,61.
2. Se logró disminuir las pérdidas totales de energía de 9,98 % que se tenía en el año 2010 a 8,35 % en el año 2011, factor mucho menor que el promedio nacional que es de 16 %. Es necesario mantener el personal técnico para la sección de control de pérdidas, a fin de contrarrestar la sustracción de energía que cometen los usuarios residenciales especialmente, pues el trabajo de control debe ser constante a fin de disminuir más los niveles de pérdidas de energía no técnicas. Además es necesario continuar con la remodelación de las redes de distribución, instalando cables antihurto.
3. En el año 2011 se obtuvieron los siguientes índices de gestión:

INDICADOR	Año 2010	Año 2011
- Abonados/ Trabajador	281.77	284.40
Nos indica que el número de usuarios crece en mayor proporción que el número de trabajadores.		
- Factor de Carga	0.64	0.71
Indica que se está mejorando el consumo de la energía con respecto a la infraestructura existente. En sistemas eléctricos es razonable tener por lo menos un factor de 0.60		
- Energía facturada/ Trabajador MWH año/ trabajador	816.64	925.05
El consumo de energía crece en mayor proporción que el número de usuarios.		

4. Otro logro importante es que durante el año 2011 la recaudación alcanzó un promedio del 95,01 %, lo que significa que fue hecha con mucha responsabilidad y eficiencia.
5. El haber logrado utilidades en el Balance Económico, el tener un buen manejo del Mercado Eléctrico de Energía, el haber conseguido un bajo índice de pérdidas y un alto porcentaje de recaudación, constituye un éxito que ubica a ELEPCO S.A. entre las primeras empresas distribuidoras del país.



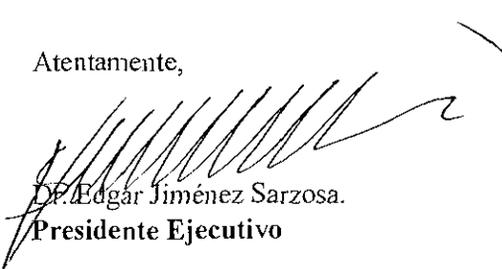
energía para el buen vivir

6. Se concluyó el Programa FERUM 2009-2010 Integrado y se construyeron los Programas FERUM, PLANREP y PMD 2011, para dar servicio a 6.423 usuarios antiguos y nuevos, es decir hasta diciembre de 2011, se invirtió la cantidad de USD 4'911.644.
7. Se puede concluir que ELEPCO S.A., en general, está mejorando en su accionar y obteniendo más eficiencia de su personal.
8. Se recomienda a los accionistas de la Empresa que paguen sus deudas en forma oportuna a nuestra Institución, con el fin de poder realizar las inversiones programadas dentro de los cronogramas previstos y evitar así varias distorsiones económicas provocadas por el escalamiento de costos.
9. Es urgente y prioritario reforzar y capacitar permanentemente al personal técnico a nivel superior y medio de tal manera que se pueda sustentar el correcto desarrollo de la infraestructura de la Empresa y se pueda concienciar a todo el personal para enfrentar el cambio y los retos que presentan la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reglamentos.
10. Es primordial que el Directorio y Junta General de Accionistas sigan apoyando a la Empresa en la consecución de sus metas en bien de nuestra provincia y del sector eléctrico del país.

Para concluir, se debe indicar que se han alcanzado muchas metas y objetivos en favor de la Empresa y de sus clientes, por lo cual presento mi agradecimiento a los señores miembros de la Junta General de Accionistas y del Directorio, por sus criterios y resoluciones acertadas, expreso también mi gratitud a todos y cada uno de los funcionarios, empleados y trabajadores, que colaboraron para llevar a ELEPCO S.A. adelante, hacia el cumplimiento de su fundamental objetivo de proveer energía eléctrica y contribuir al desarrollo socio-económico de la provincia de Cotopaxi.

Latacunga julio 08, 2013

Atentamente,



Dr. Edgar Jiménez Sarzosa.

Presidente Ejecutivo

RVA/Salomé E.



## ANEXO No. 1

## DATOS DE GESTIÓN

**EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.**  
**DATOS DE GESTIÓN AÑO 2011**

ANEXO No. 1

FORM: DG - 2

HOJA 1 DE 4

ITEM	CONCEPTO	UNID.	AÑO ANTERIOR 2010	AÑO ACTUAL 2011	VARIACIONES		OBSERVACIONES
					VALOR	%	
	<b><u>ECONÓMICOS FINANCIEROS</u></b>				0,00	0,0	
1.	<b><u>CAPITAL SOCIAL</u></b>				0,00	0,0	
1.1.	Capital Suscrito original en escritura de conform.	USD	17.184,00	17.184,00	0,00	0,0	
1.1.1.	INECEL-Fondo de Solidaridad	"	10.720,00	10.720,00	0,00	0,0	
1.1.2.	Otros Accionistas	"	6.464,00	6.464,00	0,00	0,0	
1.2.	Capital Pagado	"	32.523.535,00	32.523.535,00	0,00	0,0	Cuenta 301 "Acciones Ordinarias" Total del Balance
1.2.1.	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	"	20.949.785,00	20.949.785,00	0,00	0,0	Cuenta 301 "Acciones Ordinarias" Incluyen Minist. Electricid
1.2.2.	Otros Accionistas	"	11.573.750,00	11.573.750,00	0,00	0,0	Cuenta 301 Inel. valores de Munic.-C. Provi. sin Minist. Elect
1.3.	Aportes Futura Capitalización (Acumulado)	"	9.944.351,40	13.224.585,39	3.280.233,99	33,0	Cuenta 311 "Aportes para Futura Capitalización"
1.3.1.	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	"	9.195.803,20	12.153.439,03	2.957.635,83	32,2	Cta. 311 los valores del Ministerio de Electricidad
1.3.2.	Otros Accionistas	"	748.548,20	1.071.146,36	322.598,16	43,1	Cta. 311 aportes fut. capit. excepto los valores de Minist. Elect
2.	<b><u>ACTIVO FIJO</u></b>				106.692.693,55	110,1	
2.1.	Total Activo Fijo sin Revalorización (Histórico)	USD	47.570.322,86				Anexo Cuenta 141 (Histórico)
2.2.	Total Revalorización de Activo Fijo	"	49.367.920,53				Anexo Cuenta 141 (Revalorización)
	Total activo Fijo (Avalúo de activo fijo y aplicación NIIF)		96.938.243,39	203.630.936,94	106.692.693,55	110,1	NOTA: El activo fijo del año 2011 considera la inserción contable del levantamiento de inventarios efectuado por las firmas LEVIN e INELIN, el avalúo efectuado por la firma AVALUAC y la aplicación de las NIIF.
3.	<b><u>INGRESOS DE EXPLOTACIÓN (OPERACIÓN)</u></b>	USD	25.445.481,24	28.746.017,93	3.300.536,69	13,0	TOTAL CUENTAS 401 + 409
3.1.	Por Venta de Energía	"	24.936.649,03	28.154.756,28	3.218.107,25	12,9	Cuenta 401 "Ingresos - Explotación por venta Energía"
3.2.	Que no son por Venta de Energía	"	508.832,21	591.261,65	82.429,44	16,2	Cuenta 409 "Ingres. Explotación que no son venta Energ
					0,00	0,0	
4.	<b><u>GASTOS DE EXPLOTACIÓN (OPERACIÓN)</u></b>	USD	29.743.008,24	33.877.882,72	4.134.874,48	13,9	Cuenta 501 "GASTOS DE OPERACIÓN" Total
4.1.	Mano de Obra	"	6.842.127,76	6.732.939,87	109.187,89	-1,6	Cuentas desde 501.00 a la 501.29
4.2.	Compra de Energía	"	16.812.304,21	19.109.052,18	2.296.747,97	13,7	Cta 501010154 Energía Comprada para la Reventa
4.3.	Combustible para Generación	"	2.718,24	3.304,43	586,19	21,6	Cuenta 5011103.48
4.4.	Materiales	"	616.016,01	702.716,61	86.700,60	14,1	Cuentas de la 501.41 a la 501.49
4.5.	Otros Gastos	"	2.874.464,00	2.013.857,91	860.606,09	-29,9	Cuentas de 501.51 a la 501.89
4.6.	Depreciación	"	2.124.207,82			-100,0	Cta 503+513 Gas deprec. Bienes, instal. servic. y en arrien.
4.7.	Reposición	"	471.170,20			-100,0	Cta 504+514 "gast Repos. bienes, instal. servic. y en arrien."
	Gastos de depreciación (Aplicación NIIF)		2.595.378,02	5.316.011,72	2.720.633,70	104,8	
5.	<b><u>SUPERAVIT (DEFICIT) EXPLOT.-OPERAC.3-4</u></b>	USD	-4.297.527,00	-5.131.864,79	834.337,79	19,4	Diferencia de Ingresos y Gastos Operac. Superavit o Deficit
6.	<b><u>INGRESOS AJENOS A LA EXPLOTACIÓN Y EXTRAORDINARIOS</u></b>	USD	5.670.204,93	5.991.428,46	321.223,53	5,7	Cuentas 421+422 Ingresos ajenos a explotación y extraor.
7.	<b><u>GASTOS AJENOS A LA EXPLOTACIÓN Y EXTRAORDINARIOS</u></b>	USD	126.788,77	660.813,06	534.024,29	421,2	Cuentas 491+492+495?
7.1.	Resultado por Exposición a la Inflación	"	0,00	0,00	0,00	0,0	Cuenta 526
7.2.	Otros Gastos Ajenos a la Explotación	"	126.788,77	660.813,06	534.024,29	421,2	Cuenta 521+ 523+522
					0,00	0,0	
8.	<b><u>SUPERAVIT (DEFICIT) AJENO A LA EXPLOTACIÓN (6) - (7)</u></b>	USD	5.543.416,16	5.330.615,40	212.800,76	-3,8	
9.	<b><u>SUPERAVIT (DEFICIT) TOTAL: (5)+(8)</u></b>	USD	1.245.889,16	198.750,61	1.047.138,55	-84,0	
10.	<b><u>PRECIO MEDIO VENTA KWH (3.1.)/(30.)</u></b>	USD	0,095539	0,092019	0,00	-3,7	
11.	<b><u>COSTO MEDIO DEL KWH (4.1)/(30.)</u></b>	USD	0,091714	0,091492	0,00	-0,2	

**EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.**  
**DATOS DE GESTION AÑO 2011**

ANEXO No. 1

FORM: DG - 2

HOJA 2 DE 4

ITEM	CONCEPTO	UNID.	AÑO		VARIACIONES		OBSERVACIONES
			ANTERIOR 2.010	ACTUAL 2.011	VALOR	%	
12.	<u>UTILIDAD (PERDIDA) POR KWII (10-11.)</u>	USD	0,003825	0,000526	0,00330	(86,2)	
13.	<u>DEUDAS DE LA EMPRESA</u>	USD	5.171.969,90	4.534.939,32	637.030,58	(12,3)	
13.1.	Por compra de energía	"	4.605.023,06	1.288.351,96	3.316.671,10	(72,0)	Ver cuenta 202
13.2.	Por transporte de energía	"	185.681,98	209.931,11	24.249,13	13,1	Ver cuenta 202
13.3.	Varios Proveedores	"	381.264,86	3.036.656,25	2.655.391,39	696,5	Cuenta 202 diferencia menos compra y trans de energía
13.4.	Por Préstamos Externos a largo plazo	"	0,00	0,00	0,00	-	
13.5.		"			0,00	-	Ver cuenta 202
14.	<u>CUOTAS VENCIDAS</u>	USD			0,00	-	
14.1.	Cuotas vencidas por préstamos internos a largo plazo.	"	0,00	0,00	0,00	-	
14.2.	Cuotas vencidas por préstamos externos a largo plazo	"	0,00	0,00	0,00	-	
15.	<u>APORTES DE CAPITAL</u>	USD	0,00	0,00	0,00	-	
15.1.	Valores Entregados por Fondo de Solidaridad	"	0,00	0,00	0,00	-	
15.2.	Valores Entregados Otros Accionistas	"	0,00	0,00	0,00	-	
16.	<u>INVERSIONES PROGRAMADAS Y REALIZAD.</u>				0,00	-	
16.1.	Valor Presupuestado	USD	14.018.771,00	16.187.790,00	2.169.019,00	15,5	
16.2.	Valor Realizado	"	6.390.551,00	10.874.138,00	4.483.587,00	70,2	
16.3.	Porcentaje de cumplimiento %		45,59	67,17	21,59	47,4	
	<u>FINANCIAMIENTO INVERSION REALIZADA 16.2</u>	USD	6.390.551,00	10.874.138,00	4.483.587,00	70,2	
17.							
17.1.	Recursos Propios Empresa	"	1.902.060,00	4.489.672,00	2.587.672,00	136,1	
17.2.	PRESUPUESTO GENERAL ESTADO	"	417.212,00	3.320.581,00	2.903.369,00	695,9	
17.3.	Otros Accionistas	"	120.908,00	114.204,00	6.704,00	(5,5)	
17.4.	Préstamos	"	0,00	0,00	0,00	-	
17.5.	Depósitos y Contribución Abonados	"		85.200,00	85.200,00	-	
17.6.	FERUM - PRESUP. GRAL. ESTAD	"	3.950.431,00	2.864.481,00	1.085.950,00	(27,5)	
17.7.	Otros	"			0,00	-	
					0,00	-	
	<u>COMERCIALIZACION</u>				0	-	
18.	<u>ENERGIA FACTURADA</u>	Mwh	293.173	345.958	52.795	18,0	
18.1.	Residencial	"	69.906	74.877	4.971	7,1	
18.2.	Comercial	"	20.821	23.178	2.357	11,3	
18.3.	Industrial	"	161.383	204.365	42.982	26,6	
18.4.	Entidades Oficiales	"	3.037	3.290	253	8,3	
18.4.1.	Entidades Gobierno Central	"			0	-	
18.4.2.	Entidades Seccionales	"			0	-	
18.5.	Venta para la reventa	"			0	-	
18.6.	Alumbrado Público	"	19.103	20.829	1.726	9,0	
18.7.	Bombas de Agua	"	12.096	12.273	177	1,5	
18.8.	Otros, Beneficio Público, Asistencia, S. Comunal	"	5.553	5.872	317	5,7	
18.9.	Autocconsumo	"	1.272	1.284	12	0,9	

EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN

**EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.**  
**DATOS DE GESTION AÑO 2011**

ANEXO No. 1

FORM: DG - 2

HUOJA 3 DE 4

ITEM	CONCEPTO	UNID.	AÑO ACTUAL 2.010	AÑO ACTUAL 2.011	VARIACIONES		OBSERVACIONES
					VALOR	%	
19.	<b>VALOR FACTURADO TOTAL</b>	USD	23.745.201,57	27.004.316,64	3.259.115,07	13,7	
19.1.	Residencial	"	7.323.018,23	7.916.190,54	593.172,31	8,1	
19.2.	Comercial	"	1.730.634,45	1.925.659,07	195.024,62	11,3	
19.3.	Industrial	"	10.332.757,22	12.556.044,27	2.223.287,05	21,5	
19.4.	Entidades Oficiales	"	271.357,99	278.330,36	6.972,37	2,6	
19.4.1.	Entidades Gobierno Central	"			0,00	-	
19.4.2.	Entidades Seccionales	"			0,00	-	
19.5.	Venta para la reventa	"			0,00	-	
19.6.	Alumbrado Público	"	2.697.503,82	2.882.799,16	185.295,34	6,9	
19.7.	Bombas de Agua	"	919.853,33	958.633,01	38.779,68	4,2	
19.8.	Otros, Benef. Publ, Asistencia, S Comunal	"	365.009,33	380.769,23	15.759,90	4,3	
19.9.	Autoconsumo	"	105.067,20	105.891,00	823,80	0,8	
					0,00	-	
20.	<b>CUENTA ABONADOS (Consumo + Impuestos)</b>				0,00	-	
20.1.	Saldo del año anterior	USD	5.209.738,16	5.540.529,59	330.791,43	6,3	Cuenta abon. 112 año anterior
20.2.	Facturación año actual	"	23.745.201,57	27.004.316,64	3.259.115,07	13,7	Con rectificaciones
20.3.	Recaudación del año	"	23.414.410,14	25.979.366,06	2.564.955,92	11,0	Con rectificaciones
20.4.	Saldo Final	"	5.540.529,59	6.565.480,17	1.024.950,58	18,5	Saldo de cuenta abonados 112 Nota Impuestos( Extraer de Cuenta 249)
21.	<b>VALOR DE LA CARTERA TOTAL</b>	USD	5.540.529,59	6.565.480,17	1.024.950,58	18,5	
21.1.		USD			0,00	-	
21.1.1		"			0,00	-	
21.1.2		"			0,00	-	
21.1.3		"			0,00	-	
21.1.4		"			0,00	-	
21.2.		"			0,00	-	
					0,00	-	
22.	<b>NÚMERO TOTAL DE ABONADOS</b>	Abonados	101.157	105.965	4.808	4,8	
22.1.	Residencial	"	88.744	92.629	3.885	4,4	
22.2.	Comercial	"	6.011	6.616	605	10,1	
22.3.	Industrial	"	4.269	4.611	342	8,0	
22.4.	Entidades Oficiales	"	191	201	10	5,2	
22.4.1.	Entidades Gobierno Central	"			0	-	
22.4.2.	Entidades Seccionales	"			0	-	
22.5.	Venta para la reventa	"			0	-	
22.6.	Alumbrado Público	"			0	-	
22.7.	Bombas de Agua	"	243	219	24	(9,9)	
22.8.	Otros, Benef. Publ, Asistencia, S Comunal	"	1.699	1.689	10	(0,6)	
22.9.	Autoconsumo	"			0	-	
					0	-	
	<b>TECNICOS</b>				0	-	
23.	<b>POTENCIA INSTALADA TOTAL</b>	Kw	63.282	63.282	0	-	
23.1.	Hidráulica: Iluchi	"	10.400	10.400	0	-	
23.2.	Occidente: El Estado, Catazación, Angamarca	"	2.800	2.800	0	-	
23.3.	Contratada	"	50.082	50.082	0	-	

EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN

**EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.**  
**DATOS DE GESTION AÑO 2011**

ANEXO No. 1  
FORM: DG - 2

HOJA 4 DE 4

ITEM	CONCEPTO	UNID.	AÑO ACTUAL 2.010	AÑO ACTUAL 2.011	VARIACIONES		OBSERVACIONES
					VALOR	%	
24.	<b>POTENCIA EFECTIVA TOTAL</b>	Kw	58 052	60 520	2 468	4,3	
24.1	Hidráulica Illuchi	"	6 400	8 900	2 500	39,1	
24.2	Occidente - El Estado, Catazaco, Angamarca	"	1 900	1 783	117	(6,2)	
24.3	Contratada	"	49 752	49 837	85	0,2	
25.	<b>DEMANDA MAXIMA</b>	Kw	58 052	60 520	2 468	4,3	27 de Dic/11 10H00 sin terceros
26.	<b>RESERVA (DEFICIT)</b>	Kw	0	0	0	-	
27.	<b>CAPACIDAD EN SUBESTACIONES FA</b>	KVA	93 950	93 950	0	-	
28.	<b>CAPACIDAD TRANSFORMADORES DISTRIBUCION</b>	KVA	141 900	144 240	2 340	1,6	
28.1	Numero transformadores distribucion	#	6 263	6 389	126	2,0	
29.	<b>TOTAL LINEAS SUBTRANS. Y DISTRIB.</b>	Km.	2 516	2 671	155	6,2	
29.1	69 KV	"	100	101	1	1,0	
29.2.	22 KV	"	10	10	0	-	
29.3.	13.8 KV	"	2 406	2 560	154	6,4	
29.4.	6.3 KV	"	0	0	0	-	
30.	<b>GENERACIÓN ILLUCHI</b>	Mwh	39 219	50 053	10 834	27,6	
31.	<b>ENERGIA DISPONIBLE</b>	Mwh	325 685	377 505	51 820	15,9	
31.1.	Decidente - El Estado - Catazaco	"	12 764	10 651	2 113	(16,6)	
31.2.	Comprada	"	312 921	366 854	53 933	17,2	
32.	<b>PERDIDAS DE ENERGIA</b>				0	-	
32.1.	Pérdidas en MW-H (30.)/(18 )	Mwh	32 512	31 537	975	(3,0)	
32.2.	% Pérdidas (31.1)/(30)	%	9,98	8,35	1,63	(16,3)	
33.	<b>FACTOR DE CARGA</b>		0,64	0,71	0,07	11,2	
34.	<b>FACTDR DE POTENCIA</b>	367	0,95	0,95	-	-	
	<b>OTROS INDICADORES</b>				0	-	
35.	<b>NUMERO DE TRABAJADORES</b>	Trabajad	359	374	15	4,2	
35.1.	Permanentes	"	201	199	2	(1,0)	
35.2.	Ocasionales y tercerizados	"	158	175	17	10,8	
36.	<b>POBLACION TDTAL DEL AREA SERVIDA</b>	Habitan	370 113	383 437	13 324	3,6	
37.	<b>ABDNADOS/TRABAJADOR (22.)/(34)</b>	Ab/Tb	281,77	283,33	2	0,6	
38.	<b>ENERGIA FACTURAD/TRABAJ(19.)/(34)</b>	Mwh/Tb	816,64	925,05	108	13,3	
39.	<b>POTENCIA/HABITANTE (23.)/(35.)</b>	wat/Hab	170,98	165,04	5,94	(3,5)	
40.	<b>POBLACION SERVIDA (22.1) x 4.55 Habit.</b>	#	344 827	359 401	15 074	4,4	
41.	<b>POBLACION SERVIDA / POBLACION TDTAL (39)/(35)</b>	Habitan	0,93	0,94	0,01	0,8	



## ANEXO No. 2

## AVANCE DE OBRAS

AVANCE DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2011 (USD)

Información al 31 de diciembre del 2011

DESCRIPCION DE LA OBRA	COSTO TOTAL OBRA	AVANCE FISICO %				INVERSIONES				OBSERVACIONES
		ACUMUL	PROGRA	REALIZ	ACUMUL	ACUMUL.	PROGRAM.	REALIZADO	ACUMULADO	
		2010	2011	2011	2011	2010	2011	2011	2011	
		-	-	-	-				-	
<b>1. GENERACION</b>		-	-	-	-				-	
1.1 Mejoramiento Centrales Illuchi y Occidente	200.000	-	100	62	62		200.000	124.000	124.000	
1.2 Cerramiento reservorio tanque 2 y ampliación reservorio tanque 1	160.000	-	1	-	-		1.000		-	
1.3 Rectificación revestimiento Canal Retamales 6, 7 Etapa	240.000	-	44	-	-		105.000		-	
1.4 Canales y represa Rayo Fijo	200.000	-	1	-	-		2.000		-	
1.5 Readequación campamentos y edificios de centrales	200.000	-	100	39	39		200.000	77.500	77.500	
1.6 Rectificación, revestimiento dique-tanque No1 Cent. Illuchi 4ta. Etapa	160.000	-	100	65	65		160.000	105.178	105.178	
1.7 Revestimiento vía rápida tanque central Illuchi 1 1ra, 2da y 3ra Etapa	160.000	-	1	-	-		1.000		-	
1.8 Reparación Hidromec. rodetes, agujas, tuberías, anillos, eje, Illuchi 1	362.980	-	100	3	3		362.980	12.000	12.000	
1.9 Reparación generadores central Illuchi 1	350.000	-	55	55	55		192.000	191.905	191.905	
1.10 Overhaul eléctrico centrales Illuchi	300.000	-	1	-	-		2.000		-	
1.11 Overhaul eléctrico centrales occidentales	150.000	-	1	-	-		2.000		-	
1.12 Disyuntores en vacío 4,16 KV El Estado	100.000	-	1	-	-		800		-	
1.13 Obras civiles Central El Estado	300.000	-	47	3	3		142.320	7.996	7.996	
1.14 Obras civiles Central Catazaca, azud captación, bocatoma	300.000	-	46	-	-		139.000		-	
1.15 Obras civiles Central Angamarca	80.000	-	6	-	-		5.000		-	
1.16 Rectificación y Revestimiento Canal Dragones 3 Etapa	240.000	-	25	-	-		61.000		-	
1.17 Rehabilitaciones mecánicas Centrales occidentales	260.000	-	58	36	36		150.000	93.500	93.500	
1.18 Equipos electromecánicos Centrales Occidentales	200.000	-	40	-	-		79.500		-	
1.19 Reparación Generadores y rodetes centrales occidentales	365.000	-	8	-	-		30.000		-	
1.20 Cambio compuerta tanque de presión central Illuchi 1 y 2	100.000	-	1	-	-		1.000		-	
1.21 Estudios para fuentes alternativas de generación	30.000	-	3	-	-		1.000		-	
1.22 Impacto Ambiental obras de atenuación	150.000	-	33	9	9		50.000	14.080	14.080	
1.23 Válvulas, compuertas Illuchi	200.000	-	1	-	-		1.000		-	
1.24 Elevación muro represa de Piscacocha	160.000	-	1	-	-		1.000		-	
1.25 Sistema Scada Central Illuchi No. 1	160.000	-	1	-	-		1.000		-	
1.26 Sistema Scada Central Illuchi No. 2	160.000	-	1	-	-		1.000		-	
1.27 Regulador de Velocidad Central Illuchi 1	400.000	-	13	-	-		50.000		-	
1.28 Regulador de Velocidad Central Illuchi 2	800.000	-	51	-	-		406.000		-	
1.29 Reparación tubería de presión Illuchi No. 2	200.000	-	100	9	9		200.000	18.000	18.000	
1.30 Puente grúa 25 toneladas Central Illuchi 1	100.000	-	2	-	-		2.000		-	
1.31 Estudios para repotenciar centrales del occidente	110.000	-	100	100	100		110.000	110.000	110.000	
1.32 Rodete nuevo para central Illuchi 1 Grupo de 1.750 KW No.1	400.000	-	1	-	-		2.000		-	
1.33 Rodete nuevo para central Illuchi 2	450.000	-	100	56	56		450.000	252.000	252.000	
1.34 Cambio Sistema de excitación de central Illuchi	600.000	-	-	-	-		1.000		-	
1.35 Ampliación y limpieza de reservorios de central Illuchi	400.000	-	3	-	-		10.000		-	
1.36 Reparación Hidromecánica centrales de generación	409.912	-	100	98	98		409.912	401.505	401.505	
1.37 Polo de disyuntor de grupos G3 y G4 Illuchi No. 1	50.000	-	2	-	-		1.000		-	
1.38 Disyuntor de 2,5 KV Centrales Illuchi	50.000	-	2	-	-		1.000		-	
1.39 Iluminación de emergencia centrales Illuchi	20.000	-	100	-	-		20.000		-	
1.40 Iluminación de emergencia centrales Occidentales	15.000	-	100	-	-		15.000		-	
1.41 Ampliación de las Centrales Illuchi 9,5 MW	17.004.249	-	-	-	-		20.000		-	
		-	-	-	-				-	
<b>TOTAL GENERACION 2011</b>	<b>26.297.141</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>3.589.512</b>	<b>1.407.664</b>	<b>1.407.664</b>	

AVANCE DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2011 (USD)

Información al 31 de diciembre del 2011

DESCRIPCIÓN DE LA OBRA	COSTO TOTAL OBRA	AVANCE FISICO %				INVERSIONES				OBSERVACIONES
		ACUMUL	PROGRA	REALIZ	ACUMUL	ACUMUL.	PROGRAM.	REALIZADO	ACUMULADO	
		2010	2011	2011	2011	2010	2011	2011	2011	
		-	-	-	-				-	
		-	-	-	-				-	
<b>2. SUBTRANSMISION</b>		-	-	-	-				-	
2.1 Readecuaciones civiles en las S/E	230.000	-	100	105	105		230.000	242.321	242.321	
2.2 Accesorios eléctricos y varios de Subestaciones	100.000	-	100	-	-		100.000		-	
2.3 Patio de 69 KV S/E Salcedo	15.000	-	100	-	-		15.000		-	
2.4 Software modem comunica. PCS Reles Calvario, La Cocha	25.000	-	4	-	-		1.000		-	
2.5 Línea de 69Kv San Rafael - Pujilí 10 Km.	680.000	-	33	-	-		225.000	3.075	3.075	
2.6 S/E Pujilí 5 MVA 69/13,8 Estudios, 3 Switchg, patio 69 KV	577.775	-	44	44	44		255.000	252.712	252.712	
2.7 Sistema SCADA Automatizar Subestaciones y Centro de Control	550.000	-	100	-	-		550.000		-	
2.8 Disyuntores de 69 KV, en S/E Sigchos.	92.000	-	1	-	-		1.000		-	
2.9 Interruptor 69 KV Subestación Salcedo	170.000	-	1	-	-		1.000		-	
2.10 Línea 69 KV. Panzaleo-Locoa (Estudios-Inicio) 13 Km	780.000	-	-	-	-		1.000		-	
2.11 S/E Locoá 69/13,8 KV 10 MVA (Terreno, obras civiles)	780.000	-	-	-	-		1.000		-	
2.12 Estudio de protecciones, estabilidad S / E	20.000	-	100	-	-		20.000		-	
2.13 Switchgear 13,8 KV 2.500Amp, obra civil, diseño S/E San Rafael	218.500	-	100	102	102		218.500	222.365	222.365	
2.14 Bancos de capacitores Subestaciones (6)	50.000	-	2	-	-		1.000		-	
2.15 Posición de 69 KV S/E San Rafael, salida a Pujilí	315.000	-	68	67	67		214.000	209.964	209.964	
2.16 Interruptores (6) INTELIGENT RUPTER Trifásico 13,8 KV	282.240	-	-	-	-		1.000		-	
2.17 Reconectador (25) TRIP SAVER monofásico 7.62 KV	64.400	-	2	-	-		1.000		-	
2.18 Relés Multifunciones para Subestaciones	20.000	-	3	-	-		500		-	
2.19 Indemnización franja seguridad línea 69 KV San Rafael-Pujilí	110.000	-	100	-	-		110.000		-	
2.23 Reconectador Trifásico (3)	100.000	-	100	88	88		100.000	88.020	88.020	
2.24 Seccionizador monofásico (20)	20.000	-	100	-	-		20.000		-	
2.25 Comunicaciones de reconectadores con centro operaciones	31.000	-	100	-	-		31.000		-	
2.26 Unidad terminal remota (RTUS) (3)	45.000	-	100	-	-		45.000		-	
		-	-	-	-		-		-	
<b>SUBTOTAL SUBTRANSMISION</b>	<b>5.275.915</b>	-	<b>41</b>	<b>19</b>	<b>19</b>		<b>2.142.000</b>	<b>1.018.457</b>	<b>1.018.457</b>	
		-	-	-	-		-		-	
		-	-	-	-		-		-	
<b>3. DISTRIBUCION</b>		-	-	-	-		-		-	
		-	-	-	-		-		-	
<b>3.1 LINEAS A 13,8 KV</b>		-	-	-	-		-		-	
		-	-	-	-		-		-	
1 Alimentador Monofásico al Putzelagua	30.000	-	2	-	-		500		-	
2 Remodelación cámaras subterráneas de Latacunga	120.000	-	-	-	-		500		-	
3 Enlace Trifásico S/E Salcedo con alimentador Anchilivi	30.000	-	2	-	-		500		-	
4 Reguladores de voltaje 13,8 KV ( 3 ) y Analizadores de carga	50.000	-	1	-	-		500		-	
5 Reubicación alimentador trifásico La Maná - El Estado	22.410	-	100	-	-		22.410		-	
		-	-	-	-		-		-	
<b>SUBTOTAL 3.1</b>	<b>252.410</b>	-	<b>10</b>	-	-		<b>24.410</b>		-	

AVANCE DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2011 (USD)

Información al 31 de diciembre del 2011

DESCRIPCION DE LA OBRA	COSTO TOTAL OBRA	AVANCE FISICO %				INVERSIONES				OBSERVACIONES
		ACUMUL	PROGRA	REALIZ	ACUMUL	ACUMUL.	PROGRAM.	REALIZADO	ACUMULADO	
		2010	2011	2011	2011	2010	2011	2011	2011	
3.2 PROGRAMA FERUM 2011 (937 Clientes)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. Bomba de agua Samana	18.580	-	100	95	95	-	18.580	17.651	17.651	-
3. Salache Grande - Latacunga	86.849	-	100	95	95	-	86.849	82.507	82.507	-
4. Sarapamba - Latacunga	191.847	-	79	95	95	-	151.370	182.255	182.255	-
9. San Antonio de Limache - Latacunga	28.169	-	100	95	95	-	28.169	26.761	26.761	-
11. Ortuño - Latacunga	30.849	-	100	95	95	-	30.849	29.307	29.307	-
12. Llano Chico - Latacunga	45.240	-	100	95	95	-	45.240	42.978	42.978	-
14. Santa Ana Bajo - Latacunga	160.987	-	88	95	95	-	140.987	152.938	152.938	-
15. La Calera de Toacaso - Latacunga	8.941	-	100	95	95	-	8.941	8.494	8.494	-
16. Yugsiche Alto - Latacunga	140.026	-	100	95	95	-	140.026	133.025	133.025	-
17. Guapara Damnificados - Pangua	17.906	-	100	95	95	-	17.906	17.011	17.011	-
19. Nuñourco - Pujilí	40.343	-	100	95	95	-	40.343	38.326	38.326	-
20. Iracunga - Pujilí	25.009	-	100	95	95	-	25.009	23.759	23.759	-
24. Talatac - Pujilí	21.548	-	100	95	95	-	21.548	20.471	20.471	-
25. Safatillín - Salcedo	123.477	-	92	95	95	-	114.046	117.303	117.303	-
26. Taxcloma - Salcedo	96.464	-	100	95	95	-	96.464	91.641	91.641	-
27. Ulivi Sur - Salcedo	36.837	-	100	95	95	-	36.837	34.995	34.995	-
28. Guanilín San Pedro - Salcedo	115.623	-	100	95	95	-	115.623	109.842	109.842	-
29. La Argentina entrada a Rivatorio - Salcedo	12.154	-	100	95	95	-	12.154	11.546	11.546	-
31. Maca Chico - Saquisilí	12.488	-	100	95	95	-	12.488	11.864	11.864	-
32. Quilagpamba - Sigchos	27.467	-	100	95	95	-	27.467	26.094	26.094	-
36. DISEÑO: Remodelación y Ampliación de redes Cantones	96.000	-	100	-	-	-	96.000	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL 3.2 PROGRAMA FERUM 2011	1.336.804	-	95	88	88	-	1.266.896	1.178.768	1.178.768	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.3 PROGRAMA FERUM 2010 Consolidado (4.720 Clientes)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FERUM 2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1. Estero Churuyacu - La Maná	16.218	-	3	3	3	-	412	411	411	-
3. 11 de Noviembre - Latacunga	129.916	-	42	42	42	-	54.578	54.571	54.571	-
4. Cristo Rey - Latacunga	58.644	-	22	22	22	-	13.052	13.053	13.053	-
5. La Unión en 11 de Noviembre - Latacunga	45.763	-	41	41	41	-	18.576	18.576	18.576	-
6. Taniafó - 11 de Noviembre - Latacunga	31.913	-	49	49	49	-	15.710	15.711	15.711	-
7. Chitán Alaquez - Latacunga	168.538	-	47	47	47	-	79.103	79.103	79.103	-
8. Crusillí Alaquez - Latacunga	23.488	-	66	66	66	-	15.461	15.460	15.460	-
9. Chavispamba Belisano Quevedo	67.273	-	51	51	51	-	34.136	34.136	34.136	-
10. La Cangahua - Latacunga	32.161	-	60	60	60	-	19.209	19.208	19.208	-
13. San José de Pichul - Eloy Alfaro	14.658	-	29	29	29	-	4.203	4.203	4.203	-
14. Libertad de Guaytacama - Latacunga	8.416	-	32	32	32	-	2.658	2.659	2.659	-
15. Santa Inés de Guaytacama	17.635	-	56	56	56	-	9.915	9.915	9.915	-
16. Culaguango - Latacunga	9.412	-	30	30	30	-	2.824	2.824	2.824	-
19. Loco las Vertientes - Latacunga	72.159	-	49	49	49	-	35.258	35.257	35.257	-

AVANCE DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2011 (USD)

Información al 31 de diciembre del 2011

DESCRIPCION DE LA OBRA	COSTO TOTAL OBRA	AVANCE FISICO %				INVERSIONES				OBSERVACIONES
		ACUMUL	PROGRA	REALIZ	ACUMUL	ACUMUL.	PROGRAM.	REALIZADO	ACUMULADO	
		2010	2011	2011	2011	2010	2011	2011	2011	
20. Noelanda - Juan Montalvo	24.192	-	30	30	30		7.258	7.257	7.257	
21. Macaló Chico Mulalo	101.115	-	49	49	49		49.575	49.573	49.573	
22. Mulaló - Remodelación	97.193	-	45	45	45		44.216	44.216	44.216	
23. San Agustín de Callo - Mulaló	191.024	-	53	53	53		102.000	102.000	102.000	
24. San Ramón - Mulaló	107.329	-	49	49	49		52.423	52.421	52.421	
25. San Ramón Alto - Mulaló	82.651	-	57	57	57		46.972	45.970	46.970	
26. Miró San Antonio - Pastocalle	127.346	-	49	49	49		62.000	62.000	62.000	
27. Poalo - Remodelación	68.406	-	32	32	32		22.000	22.000	22.000	
28. Bellavista - San Buenaventura	124.582	-	52	52	52		64.701	64.700	64.700	
29. La Libertad - San Buenaventura	49.910	-	13	13	13		6.347	6.342	6.347	
30. Monjas San Buenaventura	60.429	-	61	61	61		37.108	37.107	37.107	
31. Santa Rita - Pastocalle	91.650	-	65	65	65		59.484	59.480	59.480	
32. El Calvario - Tanicuchi	62.105	-	52	52	52		32.602	32.602	32.602	
33. Góleras 5 de junio - Tanicuchi	142.414	-	51	51	51		73.215	73.215	73.215	
34. La Floresta - Tanicuchi	35.668	-	50	50	50		17.933	17.932	17.932	
35. San José Sur - Tanicuchi	35.596	-	45	45	45		15.901	15.901	15.901	
36. San José Tanicuchi	49.961	-	53	53	53		26.276	26.276	26.276	
37. Chilla Buena Esperanza - Toacazo	86.506	-	55	55	55		48.000	48.005	48.005	
38. Razuyacu El Corazon - Toacazo	50.472	-	52	52	52		26.000	26.001	26.001	
39. Toacaso	112.300	-	43	43	43		48.670	48.668	48.668	
41. El Palmar Asociación Maca Grande - Pujilí	30.534	-	34	34	34		10.446	10.446	10.446	
42. Jesús del Gran Poder - Tingo - Pujilí	94.860	-	3	3	3		2.660	2.661	2.661	
44. Jatunpamba - Guangaje	32.637	-	12	12	12		3.856	3.856	3.856	
45. Pucará - Guangaje	26.511	-	35	35	35		9.240	9.240	9.240	
46. El Calvario - La Victoria	65.057	-	51	51	51		32.865	32.864	32.864	
47. El Paraíso - La Victoria	49.124	-	66	66	66		32.368	32.367	32.367	
48. El Tejar - La Victoria	67.445	-	62	62	62		41.648	41.648	41.648	
50. Cachi Alto - Pujilí	49.603	-	45	45	45		22.498	22.498	22.498	
51. Chimbe - Pujilí	28.379	-	19	19	19		5.531	5.530	5.530	
52. Santa Bárbara - Pujilí	27.056	-	27	27	27		7.238	7.258	7.238	
54. Pataín Centro - Salcedo	58.498	-	13	13	13		7.415	7.414	7.414	
56. Chipisoló - Salcedo	43.430	-	16	16	16		6.791	6.792	6.792	
59. Yanayacu Centro - Salcedo	64.984	-	15	15	15		9.472	9.472	9.472	
60. Yanayacu Oriente - Salcedo	59.080	-	26	26	26		15.124	15.124	15.124	
61. Yachil - Salcedo	75.349	-	28	28	28		21.032	21.033	21.033	
62. Cruz Loma - Saquisilí	48.109	-	38	38	38		18.215	18.218	18.218	
63. Tomaloma - Saquisilí	104.420	-	9	9	9		9.714	9.716	9.716	
64. Chilapata Catera - Saquisilí	33.004	-	29	29	29		9.642	9.642	9.642	
65. Mulitimi - Saquisilí	31.970	-	29	29	29		9.174	9.172	9.172	
66. El Tejar - Saquisilí	21.411	-	26	26	26		18.500	18.505	18.505	
67. Guasin Mollepamba los Martínez - Saquisilí	30.125	-	30	30	30		9.120	9.122	9.122	
68. La Libertad - Santa Rosa - Saquisilí	42.421	-	34	34	34		14.380	14.380	14.380	
69. Chiquinquira - Sigchos	23.063	-	30	30	30		6.960	6.960	6.960	
70. Dos Ríos - Sigchos	113.965	-	17	17	17		19.835	19.834	19.834	
71. Alimentador Sigchos - Sigchos	130.498	-	50	50	50		65.533	65.533	65.533	

AVANCE DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2011 (USD)

Información al 31 de diciembre del 2011

DESCRIPCION DE LA OBRA	COSTO TOTAL OBRA	AVANCE FISICO %				INVERSIONES				OBSERVACIONES
		ACUMUL	PROGRA	REALIZ	ACUMUL	ACUMUL	PROGRAM.	REALIZADO	ACUMULADO	
		2010	2011	2011	2011	2010	2011	2011	2011	
72. Cutacusic - Sigchos	35.743	-	40	40	40	-	14.196	14.195	14.195	
73. Guarumal de Sigchos	31.681	-	56	56	56	-	17.762	17.762	17.762	
74. Guarumal II Etapa - Sigchos	39.917	-	57	57	57	-	22.902	22.903	22.903	
75. San Juan de Aguilla - Cutzuato (Sigchos)	102.341	-	17	17	17	-	17.168	17.170	17.170	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>FERUM 2010</b>										
5. Leyvisa - Salcedo	30.446	-	28	29	29	-	8.675	8.678	8.678	
6. Colinas de Dios - Pangua	96.762	-	20	20	20	-	19.150	19.155	19.155	
7. Cocha Vaqueria - Pujili	16.332	-	20	20	20	-	3.342	3.340	3.340	
8. Sanlana - El Palmar - Tingo	26.425	-	36	36	36	-	9.549	9.547	9.547	
9. Cashapamba via Guapulo - Pujili	10.002	-	30	30	30	-	2.972	2.972	2.972	
11. Tiobamba - Latacunga	8.553	-	57	57	57	-	4.895	4.898	4.898	
12. El Huerto - Pitao	32.135	-	25	25	25	-	8.018	8.020	8.020	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>SUBTOTAL 3.3 FERUM 2010</b>	<b>4.228.913</b>	-	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	-	<b>1.685.712</b>	<b>1.685.713</b>	<b>1.685.713</b>	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>3.4 MEJORAS DISTRIBUCION - UTILIDADES MEER</b>										
		-	-	-	-	-	-	-	-	
3.4.1 Zumbalica Sur	68.095	-	100	-	-	-	68.095	-	-	
3.4.2 Guápulo	82.082	-	100	-	-	-	82.082	-	-	
3.4.3 Sigsicalte Sur sector Humboll	21.957	-	100	-	-	-	21.957	-	-	
3.4.4 San Fernando Mulalillo (Salcedo)	45.482	-	100	-	-	-	45.482	-	-	
3.4.5 Bomba de agua Sarapamba	20.136	-	100	-	-	-	20.136	-	-	
3.4.6 Santán Grande	91.648	-	100	-	-	-	91.648	-	-	
3.4.7 Salomé - Latacunga	11.726	-	100	-	-	-	11.726	-	-	
3.4.8 Otras obras pequeñas	4.618	-	100	-	-	-	4.618	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>SUBTOTAL 3.4 MEJORA DISTRIB.UTILID. MEER 2010</b>	<b>345.744</b>	-	<b>100</b>	-	-	-	<b>345.744</b>	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>3.5 OTRAS LINEAS Y REDES 150 Clientes</b>	<b>125.529</b>	-	<b>100</b>	<b>111</b>	<b>111</b>	-	<b>125.529</b>	<b>139.930</b>	<b>139.930</b>	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>3.6 UTILIDAD 2010 CONSEJO PROVINCIAL Y SALDO: Bomba Saraugsha, Bomba Agua La Floresta; Belisario Quevedo, Yanaturo, Colegio Sara Bustillos.</b>	<b>132.343</b>	-	<b>100</b>	<b>73</b>	<b>73</b>	-	<b>132.343</b>	<b>96.236</b>	<b>96.236</b>	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>3.7 MEJORA ILUMINACION - UTILID. MUN. LATACUN 2010</b>										
		-	-	-	-	-	-	-	-	
1. Iluminación Parque San Francisco - Latacunga - Entrada sur	36.876	-	100	-	-	-	36.876	-	-	
2. Iluminación Parque Nautico La Laguna - Latacunga - Entrada sur	59.089	-	100	-	-	-	59.089	-	-	
3. Iluminación entrada sur Av. Unidad Nacional - Latacunga - Entrada sur	27.491	-	100	-	-	-	27.491	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>SUBTOTAL 3.7 Iluminación Entrada Sur</b>	<b>123.456</b>	-	<b>100</b>	-	-	-	<b>123.456</b>	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>3.8 INSTALACIONES SERVICIO DE ABONADOS</b>										
		-	-	-	-	-	-	-	-	
1. Acometidas y Medidores (1.667 clientes)	1.200.000	-	50	42	42	-	598.000	503.403	503.403	
2. Acometidas y Medidor FERUM-2009-2010 Consolid. (4.903 Clientes)	902.260	-	12	12	12	-	107.357	107.356	107.356	

AVANCE DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2011 (USO)

Información al 31 de diciembre del 2011

DESCRIPCION DE LA OBRA	COSTO TOTAL OBRA	AVANCE FISICO %				INVERSIONES				OBSERVACIONES
		ACUMUL 2010	PROGRA 2011	REALIZ 2011	ACUMUL 2011	ACUMUL 2010	PROGRAM. 2011	REALIZADO 2011	ACUMULADO 2011	
5. Sistemas de telemedición con software	1.770.000	-	-	-	-	-	1.000	-	-	
6. Mesa de constratación de 20 medidores simultáneos	122.200	-	100	96	96	122.200	117.555	117.555		
7. Mesa contrastación portátil de medidores	45.000	-	2	58	58	1.000	26.000	26.000		
8. Equipos de Medición para bajantes de Transformadores	50.000	-	2	-	-	1.000	-	-		
9. Iluminación Latacunga	105.312	-	100	100	100	105.312	105.308	105.308		
10. Iluminación Pujilí	80.000	-	63	66	66	50.000	52.456	52.456		
11. Iluminación Salcedo	70.000	-	57	59	59	40.000	41.151	41.151		
12. Iluminación Saquisilí	50.000	-	60	60	60	30.000	30.028	30.026		
13. Iluminación La Maná	53.000	-	38	40	40	20.000	21.011	21.011		
14. Iluminación Pangua	53.000	-	100	99	99	53.000	52.658	52.658		
15. Iluminación Sigchos	40.000	-	50	50	50	20.000	20.000	20.000		
16. Iluminación Pública varios sectores	120.000	-	100	111	111	120.000	133.655	133.655		
17. Iluminación Pujilí - Parque ecológico	10.812	-	100	-	-	10.812	-	-		
18. Cambio Ilumin. ciudadelas Fuentes, Nevados, Estupiñán	64.392	-	100	-	-	64.392	-	-		
19. Iluminación Chugchilán - Eloy Alfaro	1.752	-	100	-	-	1.752	-	-		
20. Iluminación Pasaje plaza Terminal Terrestre - Latacunga	1.968	-	100	-	-	1.968	-	-		
21. Iluminación Escuela Rosa Zárate - Salcedo	4.680	-	100	-	-	4.680	-	-		
22. Iluminación sectores Canchagua - Saquisilí	8.250	-	100	-	-	8.250	-	-		
23. Iluminación Loma Grande San Felipe	1.000	-	100	-	-	1.000	-	-		
24. Iluminación entrada principal Lasso	3.120	-	100	-	-	3.120	-	-		
25. Iluminación Barrio Luis F. Vivero - Pujilí	2.880	-	100	-	-	2.880	-	-		
26. Iluminación Nueva Esperanza Río Blanco Alto - Latacunga	2.160	-	100	-	-	2.160	-	-		
27. Iluminación Inchapo Alto - Pujilí	429	-	100	-	-	429	-	-		
28. Iluminación Vía a Isimbo 2 - Latacunga	9.480	-	100	-	-	9.480	-	-		
29. Iluminación Proyectos FERUM 2009-2010	190.461	-	1	-	-	1.000	-	-		
30. Iluminación San Miguel Pamba (Salcedo)	1.400	-	100	135	135	1.400	1.891	1.891		
31. Iluminación Zumbalica Norte (Eloy Alfaro) (Hacer junto a remodelación)	17.000	-	100	176	176	17.000	29.836	29.836		
32. Iluminación calle principal barrio San Gerardo (11 Nov)	7.800	-	100	-	-	7.800	-	-		
33. Telemedición Grandes Clientes	100.000	-	100	90	90	100.000	90.200	90.200		
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>SUBTOTAL 3.8</b>	<b>5.088.356</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>-</b>	<b>1.506.992</b>	<b>1.332.508</b>	<b>1.332.508</b>	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>3.9 REHABILITACIÓN REDES Y DISMINUC. PERIODAS</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
1. Remodelación redes Latacunga Urbano y Rural	636.000	-	11	13	13	72.000	80.056	80.056		
2. Remodelación Redes Salcedo	320.000	-	13	-	-	40.000	-	-		
3. Remodelación Redes Pujilí	320.000	-	13	15	15	40.000	46.860	46.860		
4. Remodelación Redes Saquisilí	265.000	-	11	10	10	30.000	26.074	26.074		
5. Remodelación Redes Sigchos	210.000	-	10	-	-	20.000	-	-		
6. Remodelación redes Pangua	260.000	-	8	7	7	20.000	19.027	19.027		
7. Remodelación redes La Maná	209.800	-	14	14	14	30.000	29.986	29.986		
8. Remodelación redes Zumbalica Norte (Eloy Alfaro)	29.000	-	3	-	-	1.000	-	-		
9. PLANREP Reducción de pérdidas, Analizadores, Verificadores, etc	1.533.698	-	20	20	20	314.300	314.300	314.300		
10. Reubicación de contadores de energía	110.000	-	1	-	-	1.000	-	-		
11. Control de PNT con medidores patrón (Pérdidas Negras y Técnicas)	31.902	-	3	-	-	1.000	-	-		
12. Control de PNT con publicidad (Pérdidas Negras y Técnicas)	50.754	-	2	-	-	1.000	-	-		



AVANCE DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2011 (USD)

Información al 31 de diciembre del 2011

DESCRIPCION DE LA DBRA	COSTO TOTAL	AVANCE FISICO %				INVERSIONES				OBSERVACIONES
		ACUMUL OBRA	ACUMUL 2010	PROGRA 2011	REALIZ 2011	ACUMUL 2011	ACUMUL 2010	PROGRAM 2011	REALIZADD 2011	
SUBTOTAL 3.12	214.000	-	-	75	-	-	-	160.000	-	-
3.13 PLAN MEJORAMIENTO DISTRIBUCION-PMO (766 Clientes)		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1. Instalación de luminarias en la provincia de Cotopaxi	75.000	-	-	100	95	95	75.000	71.250	71.250	
2. Bomba Agua Cristo Rey - Latacunga	31.552	-	-	100	95	95	31.552	29.974	29.974	
3. Santa Rosa - Latacunga	52.483	-	-	100	95	95	52.483	49.859	49.859	
4. El Calvario San Felipe - Latacunga	13.969	-	-	100	95	95	13.969	13.271	13.271	
5. El Panecillo - Latacunga	14.023	-	-	100	95	95	14.023	13.322	13.322	
6. Zumbalica Norte 2 Parte - Latacunga	5.650	-	-	100	95	95	5.650	5.368	5.368	
7. Santán Chico - Latacunga	9.339	-	-	100	95	95	9.339	8.872	8.872	
8. Tiobamba - Latacunga	8.059	-	-	100	95	95	8.059	7.656	7.656	
9. Cundualo - Latacunga	12.536	-	-	100	95	95	12.536	11.909	11.909	
10. DISEÑO SISTEMA 69 KV ORIENTE DE LATACUNGA: S/E Locoá 13B/69/13,8 20MVA, 10MVA; DISEÑO Línea 69KV S/E Iluchi2-S/E Iluchi1-S/E Locoá-S/E La Cocha 14 Km. DISEÑO: Posición de salida S/E La Cocha, Posición de entrada y salida S/E Locoá, Posición de entrada y salida de S/E Iluchi1, S/E Iluchi1 15 MVA, Posición de llegada a S/E Iluchi2 y S/E Iluchi2 12MVA.	80.000	-	-	100	-	-	80.000	-	-	
11. Iglagua - Latacunga	3.350	-	-	100	95	95	3.350	3.183	3.183	
12. Isimbo 2 - Latacunga	10.713	-	-	100	95	95	10.713	10.177	10.177	
13. Juan Pablo II - Latacunga	23.071	-	-	100	95	95	23.071	21.917	21.917	
14. San Martín La Alzacia - Latacunga	37.838	-	-	100	95	95	37.838	35.946	35.946	
15. Alimentador trifásico San Agustín de Callo - Latacunga	63.340	-	-	100	95	95	63.340	60.173	60.173	
16. Bomba Agua Mulaló y Remodelación - Latacunga	55.982	-	-	100	95	95	55.982	53.183	53.183	
17. Gualaya - Latacunga	31.827	-	-	100	95	95	31.827	30.236	30.236	
18. Alimentador trifásico El Boliche - Latacunga	79.441	-	-	100	95	95	79.441	75.469	75.469	
19. Antigua entrada San Buenaventura - Latacunga	7.000	-	-	100	95	95	7.000	6.650	6.650	
20. Alimentador trifásico Salcedo - Cusubamba	95.570	-	-	100	95	95	95.570	90.792	90.792	
21. Los Pinos - Salcedo	74.875	-	-	100	95	95	74.875	71.131	71.131	
22. San Nicolás El Galpón - Salcedo	30.511	-	-	100	95	95	30.511	28.985	28.985	
23. Asociación Musuk Yuyay - Salcedo	19.988	-	-	100	95	95	19.988	18.989	18.989	
24. Jacho Norte - Salcedo	29.103	-	-	100	95	95	29.103	27.648	27.648	
25. Rumipamba de la Universidad - Salcedo	6.622	-	-	100	95	95	6.622	6.291	6.291	
26. Rumipamba El Molino - Salcedo	5.756	-	-	100	95	95	5.756	5.468	5.468	
27. Tiodosin - Pujilí	29.506	-	-	100	95	95	29.506	28.031	28.031	
28. Agricultores Aguallaca - Pujilí	20.689	-	-	100	95	95	20.689	19.655	19.655	
29. Sinchaguasín - Pujilí	25.757	-	-	100	95	95	25.757	24.469	24.469	
30. Sumaío	12.904	-	-	100	95	95	12.904	12.259	12.259	
31. Bomba Agua Quiagungo - Pujilí	64.920	-	-	100	95	95	64.920	61.674	61.674	
32. Caucho - Pujilí	32.071	-	-	100	95	95	32.071	30.467	30.467	
33. DISEÑO S/E Saquisilí 69/13,8KV, 5MVA; Línea 69KV S/E Laigua-S/E Saquisilí	35.000	-	-	100	-	-	35.000	-	-	
34. Panamericana entrada a Saquisilí	73.647	-	-	100	95	95	73.647	69.965	69.965	
35. Alimentador trifásico Cruz Blanca - Calquí (Saquisilí)	53.848	-	-	100	95	95	53.848	51.156	51.156	
36. Yanayacu Saraguasi - Sigchos	16.585	-	-	100	95	95	16.585	15.756	15.756	
37. Miraflores del Valle - Sigchos	149.623	-	-	100	95	95	149.623	142.142	142.142	



AVANCE DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES 2011 (USD)

Información al 31 de diciembre del 2011

DESCRIPCION DE LA OBRA	COSTO TOTAL OBRA	AVANCE FISICO %				INVERSIONES				OBSERVACIONES
		ACUMUL 2010	PRDGRA 2011	REALIZ 2011	ACUMUL 2011	ACUMUL 2010	PROGRAM. 2011	REALIZADO 2011	ACUMULADO 2011	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
GENERACION	26.297.141	-	14	5	5	-	3.589.512	1.407.664	1.407.664	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
SUBTRANSMISION	5.275.915	-	41	19	19	-	2.142.000	1.018.457	1.018.457	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
DISTRIBUCION	18.970.348	-	46	38	38	-	8.713.278	7.141.914	7.141.914	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
INVERSIONES GENERALES	2.064.100	-	84	63	63	-	1.743.000	1.306.103	1.306.103	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>TOTAL INVERSIONES AÑO 2011</b>	<b>52.607.504</b>	<b>-</b>	<b>31</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>-</b>	<b>16.187.790</b>	<b>10.874.138</b>	<b>10.874.138</b>	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
AVANCE DE LO EJECUTADO CON RESPECTO A LO PROGRAMADO		-	-	-	-	-	-	-	-	
AL 31 DE DIC DEL 2011		-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>67,17%</b>		-	-	-	-	-	-	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	
		-	-	-	-	-	-	-	-	



energía para el buen vivir

## GRÁFICOS

## ESTADÍSTICOS



energía para el buen vivir

## **INDICE DE GRAFICOS**

**GRAFICO No. 1 CAPITAL SOCIAL**

**GRAFICO No. 2 CAPITAL PAGADO**

**GRAFICO No. 2a CAPITAL ACCIONARIO**

**GRAFICO No. 3 GASTOS DE EXPLOTACION**

**GRAFICO No. 4 ENERGIA FACTURADA EN MWH**

**GRAFICO No. 5 ENERGIA FACTURADA EN DOLARES**

**GRAFICO No. 6 NUMERO DE ABONADOS**

**GRAFICO No. 7 UTILIDAD DEFICIT**

**GRAFICO No. 8 FACTORES DE PERDIDAS**

**GRAFICO No. 9 FACTORES DE CARGA**

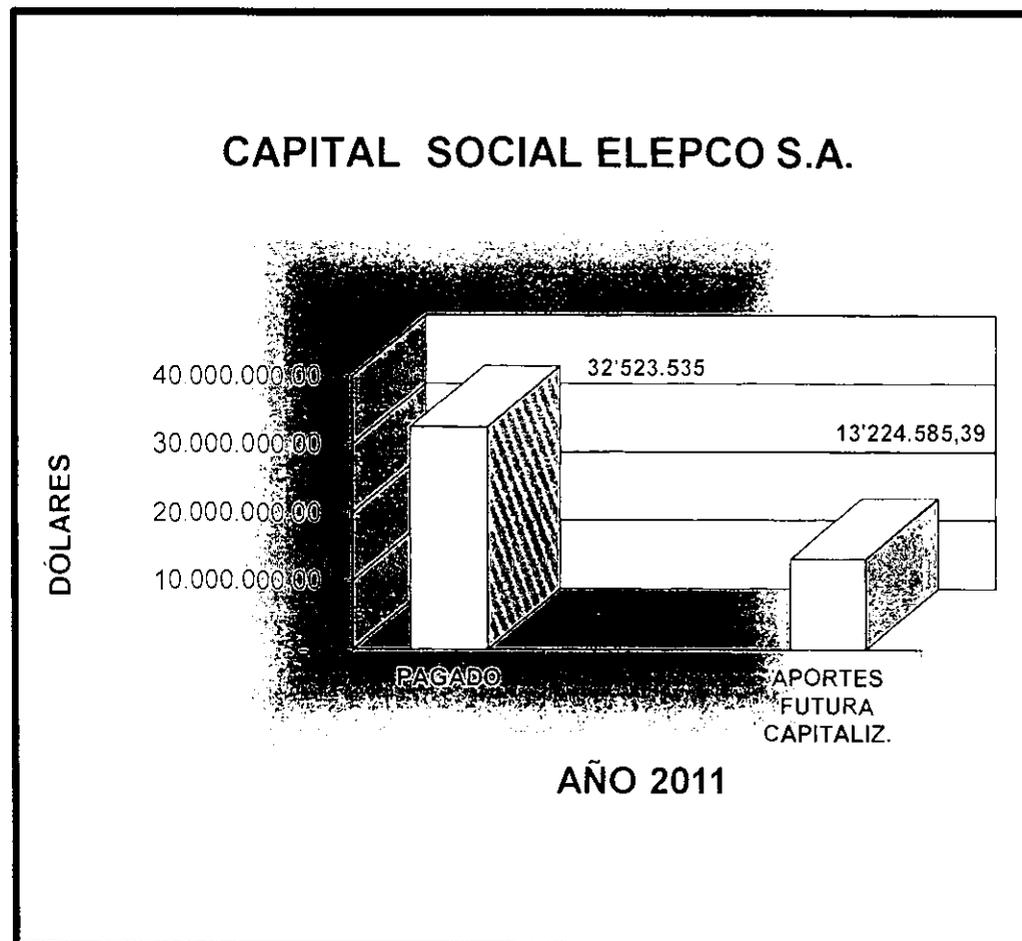
**GRAFICO No. 10 ENERGIA DISPONIBLE Y FACTURADA**

**GRAFICO No. 11 EVOLUCION DEL NUMERO DE  
CLIENTES**

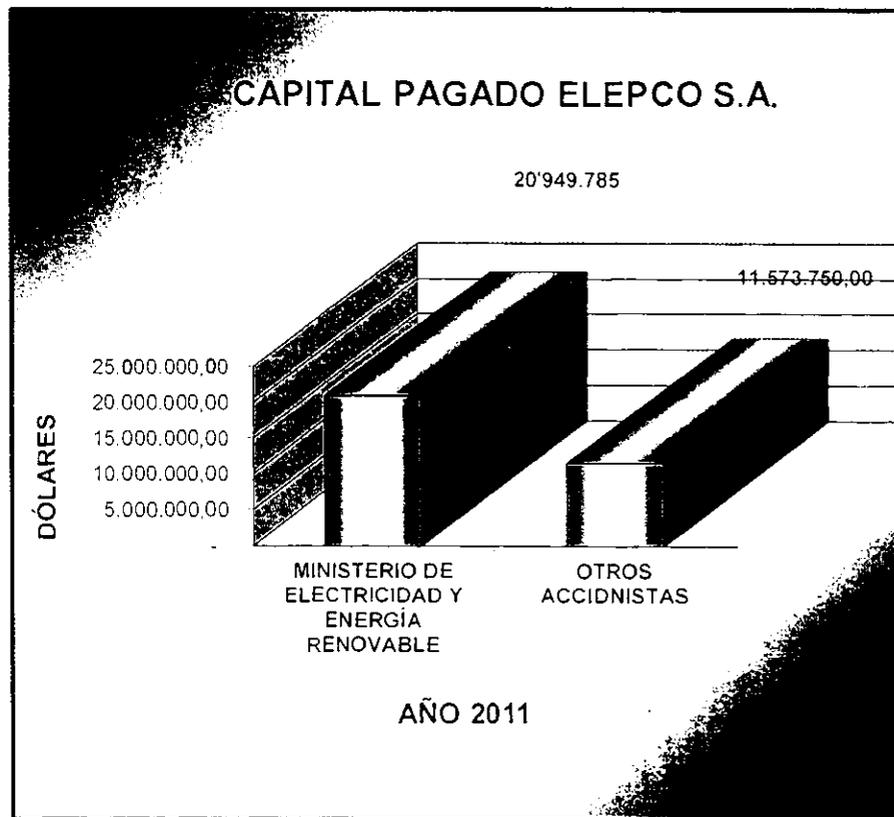
**GRAFICO No. 12 CURVA DE CARGA TOTAL**

GRAFICO No. 1

CAPITAL SOCIAL 2011	
PAGADO	32.523.535,00
APORTES FUTURA CAPITALIZ.	13.224.585,39



CAPITAL PAGADO		2011
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE		20.949.785,00
OTROS ACCIONISTAS		11.573.750,00
<b>TOTAL</b>		<b>32.523.535,00</b>



**CAPITAL ACCIONARIO 2011**  
(DÓLARES)

GRAFICO No. 2-A

ACCIONISTAS	CAPITAL	PORCENTAJES
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	20.949.785,00	64
MUNICIPIO DE LATACUNGA	4.068.576,00	13
CONSEJO PROVINCIAL DE COTOPAXI	3.340.269,00	10
OTROS	4.164.905,00	13
<b>TOTAL</b>	<b>32.523.535,00</b>	<b>100</b>

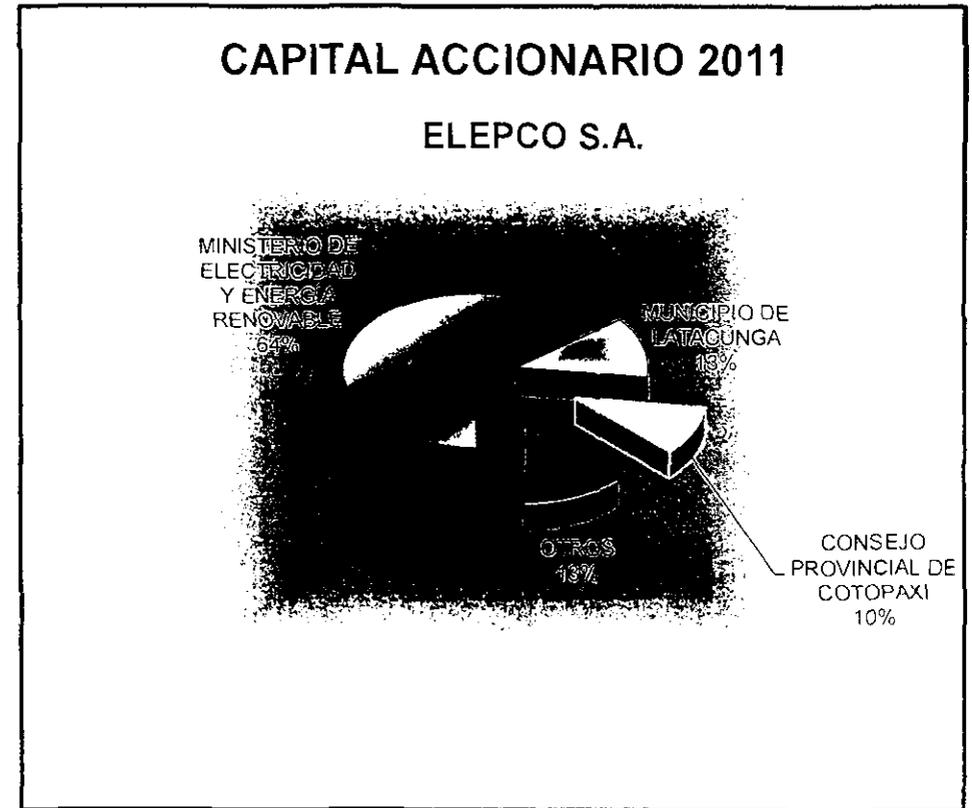


GRAFICO No. 4

ENERGIA FACTURADA 2011	
MWH	
RESIDENCIAL	74.877
COMERCIAL	23.178
INDUSTRIAL	204.365
ENT. OFICIALES	3.290
ALUMBR. PUB.	20.829
BOMBAS DE AGUA	12.273
OTROS	5.872
AUTOCONSUMO	1.284
<b>SUMA</b>	<b>345.968</b>

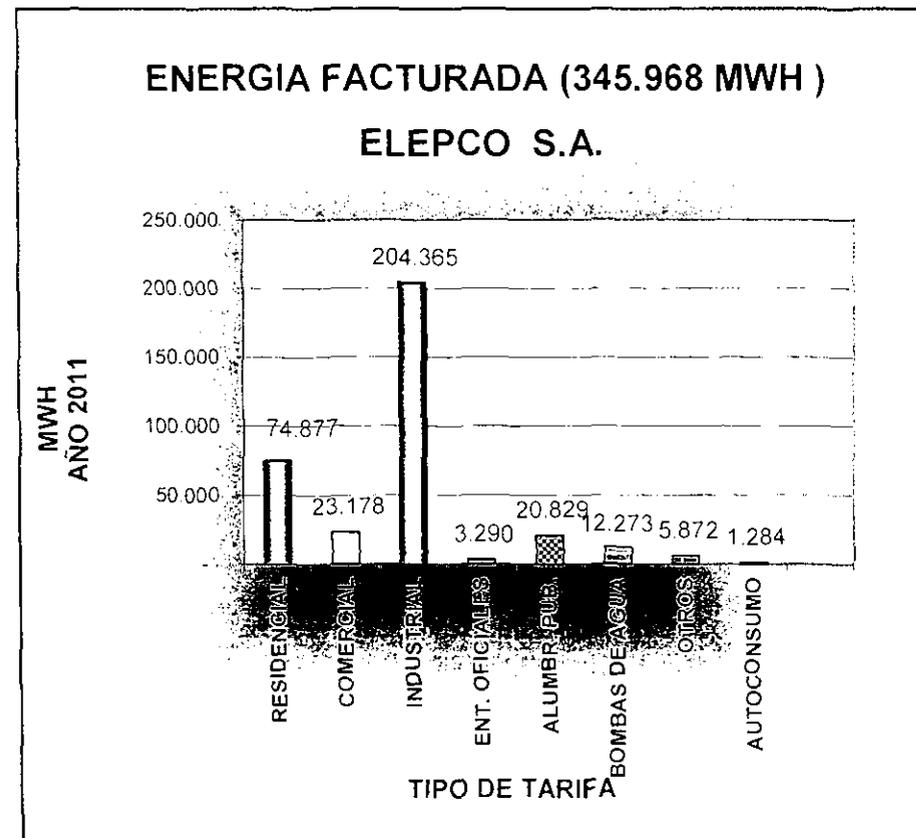
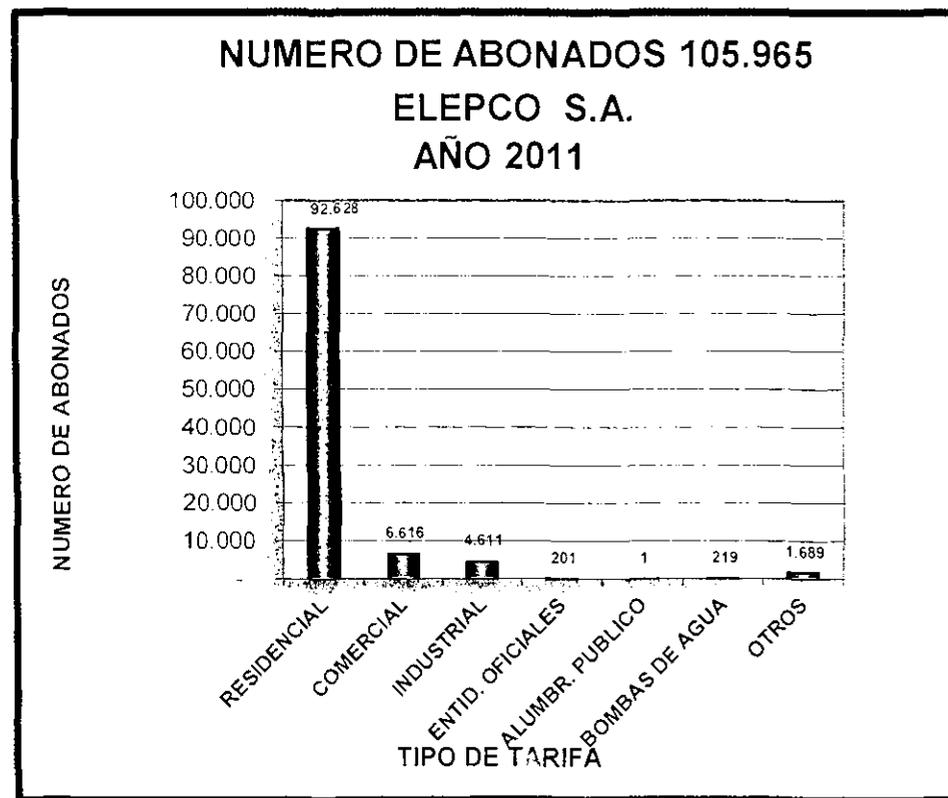


GRAFICO No. 6

NUMERO DE ABONADOS 2011	
RESIDENCIAL	92.628
COMERCIAL	6.616
INDUSTRIAL	4.611
ENTID. OFICIALES	201
ALUMBR. PUBLICO	1
BOMBAS DE AGUA	219
OTROS	1.689
<b>SUMA</b>	<b>105.965</b>



DÓLARES FACTURADOS 2011	
RESIDENCIAL	7.916.190,54
COMERCIAL	1.925.659,07
INDUSTRIAL	12.556.044,27
ENT. OFICIALES	278.330,36
ALUMBR. PUB.	2.882.799,16
BOMBAS DE AGUA	958.633,01
OTROS	380.769,23
AUTOCONSUMO	105.891,00
<b>SUMA</b>	<b>27.004.316,64</b>

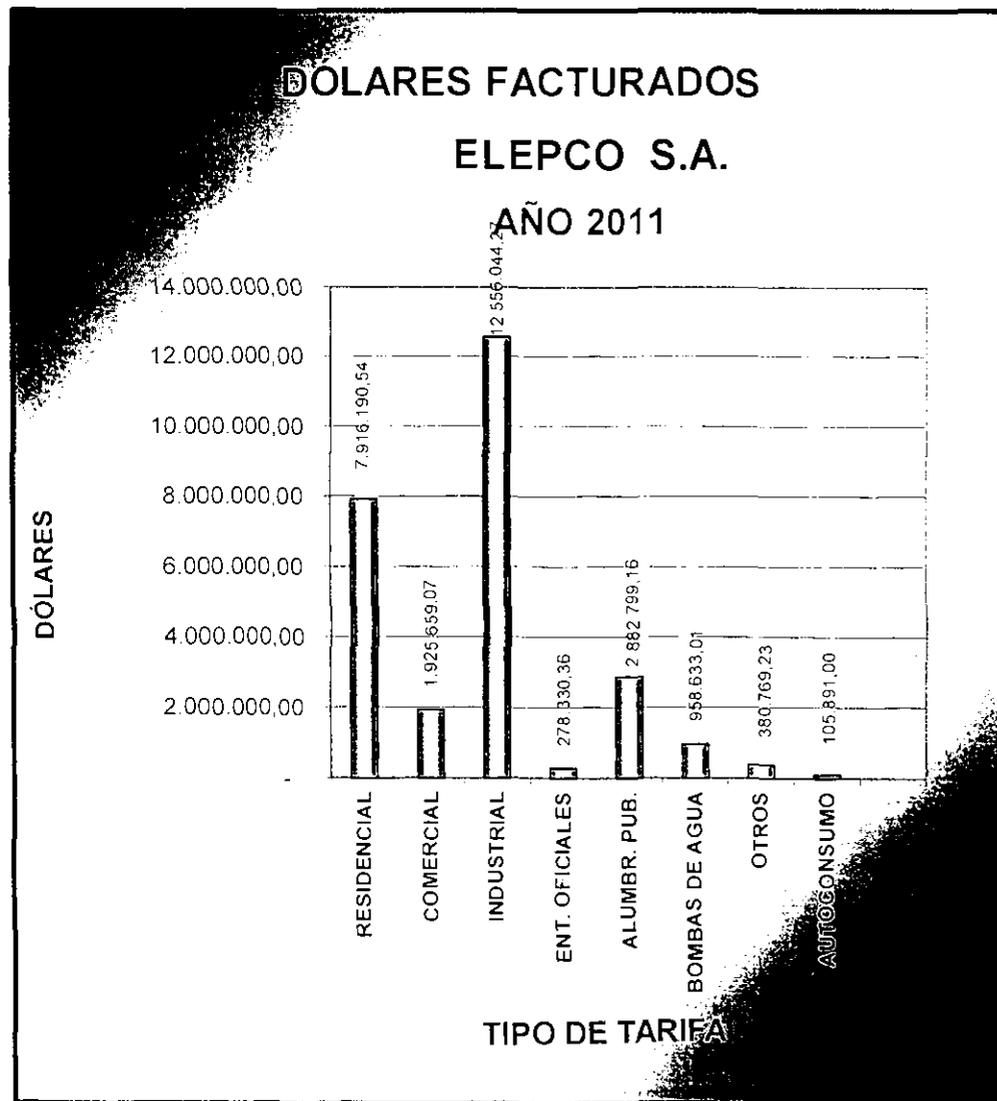


GRAFICO No. 3

GASTOS DE EXPLOTACION 2011		PORCENTAJE
MANO DE OBRA	6.732.939,87	20
COMPRA ENERGIA	19.109.052,18	56
OTROS	2.719.878,95	8
GASTOS DE DEPRECIACIÓN	5.316.011,72	16
<b>SUMA</b>	<b>33.877.882,72</b>	<b>100</b>

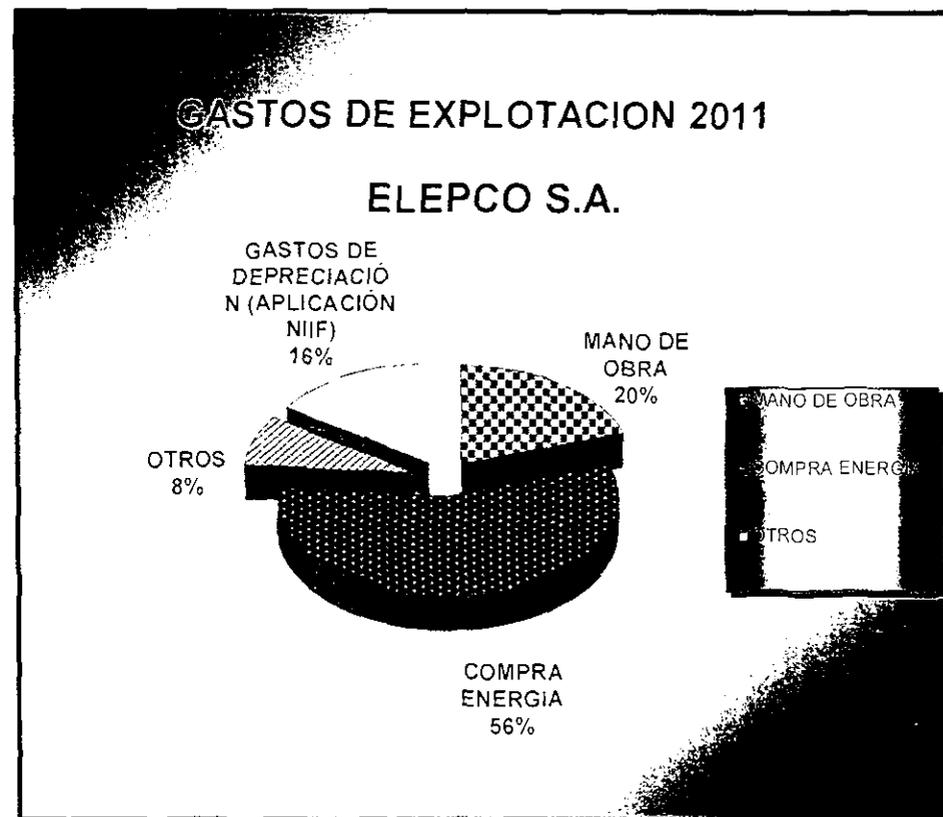
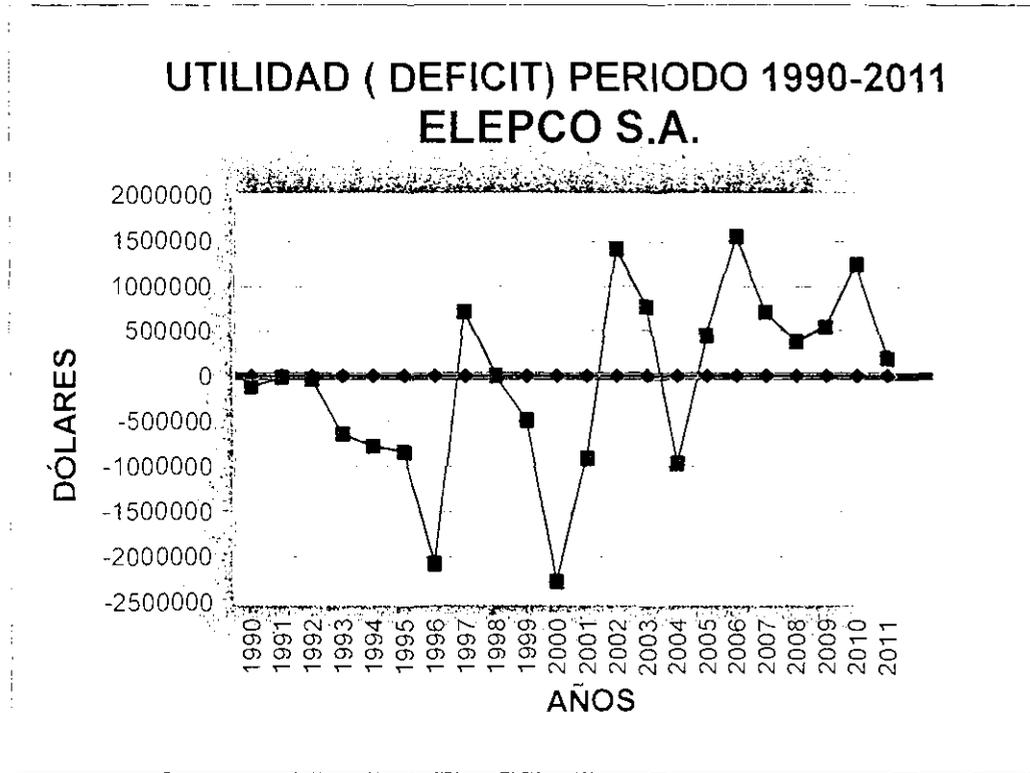


GRAFICO No. 7

ANO	DÓLARES
1990	(119.084,54)
1991	(13.003,85)
1992	(37.077,42)
1993	(641.803,41)
1994	(774.021,74)
1995	(840.484,69)
1996	(2.071.672,81)
1997	722.740,51
1998	2.910,45
1999	(490.600,00)
2000	(2.266.927,00)
2001	(910.944,00)
2002	1.415.895,00
2003	774.519,00
2004	(969.771,38)
2005	446.017,55
2006	1.549.954,26
2007	710.903,44
2008	381.535,41
2009	540.214,43
2010	1.245.889,16
2011	198.750,61



NOTA. Los valores en sucres fueron transformados a dólares con la cotización del dólar al 31 de diciembre de su respectivo año

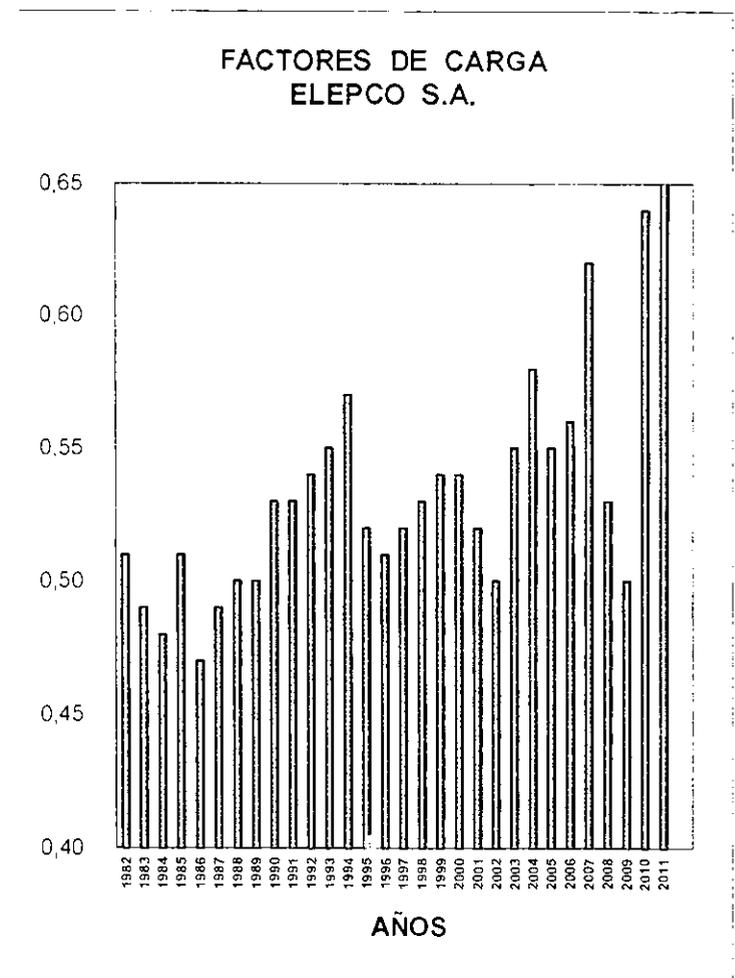
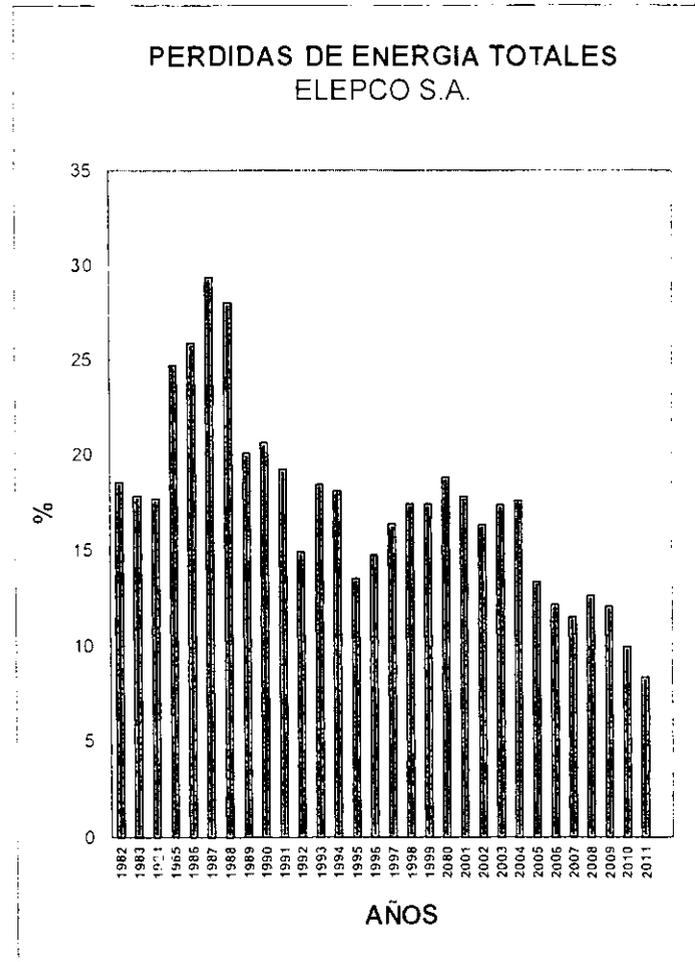
**FACTORES DE PERDIDAS Y DE CARGA  
PERIODO 1982 - 2011**

GRAFICO No. 8

GRAFICO No. 9

AÑOS	FACTORES DE	
	PERDIDAS %	CARGA
1982	18,56	0,51
1983	17,87	0,49
1984	17,71	0,48
1985	24,71	0,51
1986	25,87	0,47
1987	29,37	0,49
1988	28,01	0,50
1989	20,09	0,50
1990	20,65	0,53
1991	19,24	0,53
1992	14,94	0,54
1993	18,44	0,55
1994	18,11	0,57
1995	13,50	0,52
1996	14,78	0,51
1997	16,38	0,52
1998	17,42	0,53
1999	17,41	0,54
2000	18,81	0,54
2001	17,82	0,52
2002	16,35	0,50
2003	17,37	0,55
2004	17,60	0,58
2005	13,34	0,55
2006	12,17	0,56
2007	11,48	0,62
2008	12,60	0,53
2009	12,06	0,50
2010	9,98	0,64
2011	8,35	0,71

DIRECCION DE PLANIFICACION

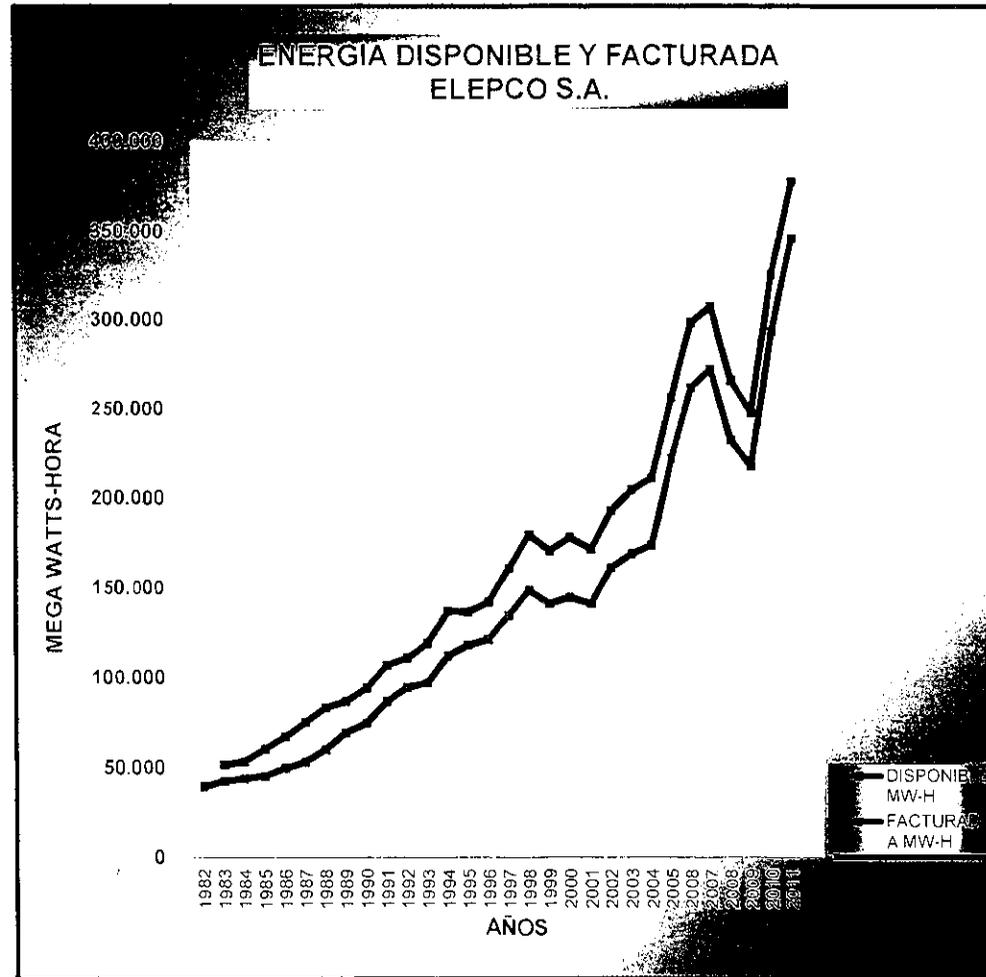


ENERGIA DISPONIBLE Y FACTURADA  
PERIODO 1982 - 2011

GRAFICO No. 10

AÑOS	DISPONIBLE MW-H	FACTURADA MW-H
1982		39.457
1983	51.748	42.503
1984	53.279	43.842
1985	60.279	45.397
1986	67.071	49.718
1987	75.149	53.074
1988	83.249	59.928
1989	86.787	69.355
1990	94.066	74.640
1991	106.962	86.394
1992	110.937	94.365
1993	119.057	97.102
1994	136.916	112.127
1995	136.459	118.041
1996	142.057	121.062
1997	160.907	134.545
1998	179.502	148.240
1999	170.834	141.089
2000	177.972	144.487
2001	171.607	141.025
2002	192.828	161.294
2003	204.542	169.007
2004	210.947	173.824
2005	256.360	222.155
2006	298.243	261.875
2007	307.208	271.933
2008	265.953	232.432
2009	247.705	217.825
2010	325.685	293.173
2011	377.505	345.968

DIRECCION DE PLANIFICACION ELEPCO S.A.

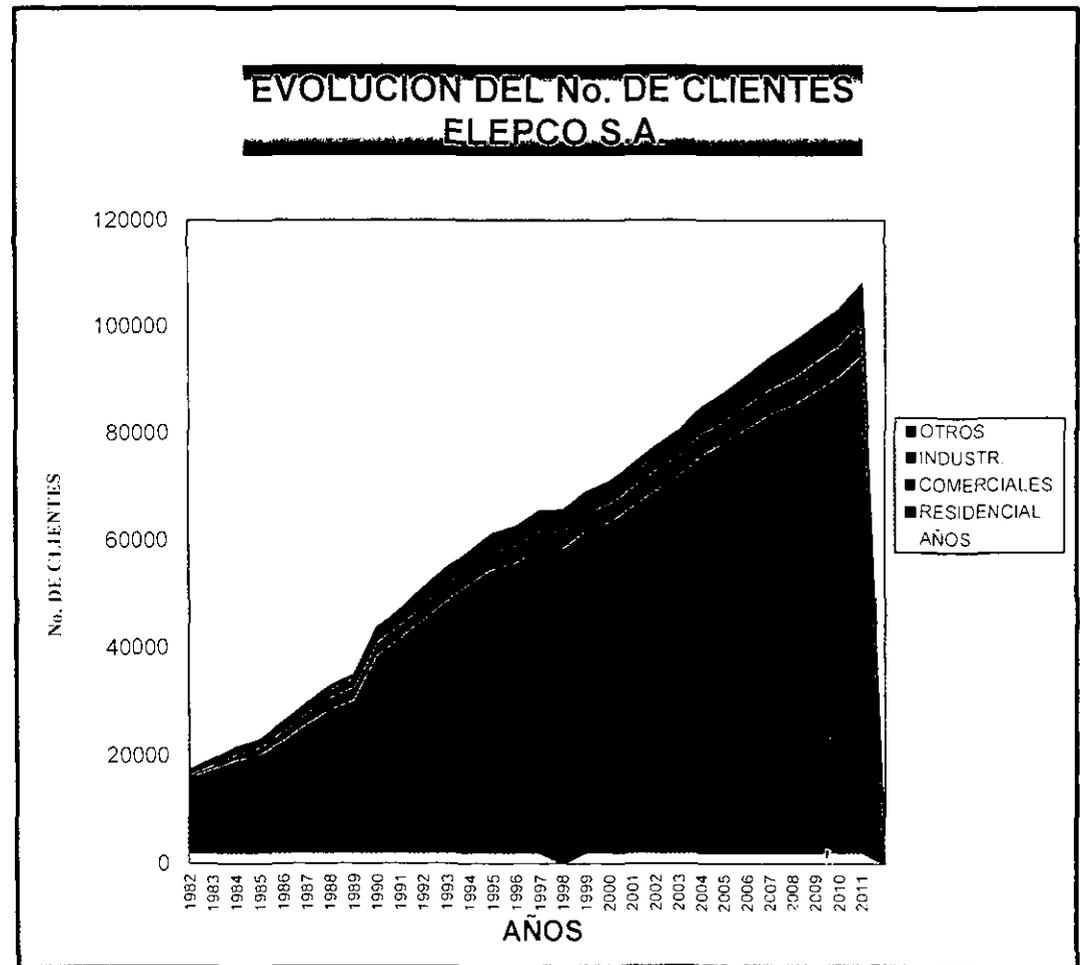


EVOLUCION DEL NUMERO DE CLIENTES  
PERIODO 1982 - 2011

AÑOS	RESIDENCIAL	COMERCIALES	INDUSTR.	OTROS	TOTAL
1982	13.873	890	556	103	15 422
1983	15.496	1.009	750	126	17.381
1984	17.207	1 300	896	152	19.555
1985	18.224	1.542	980	186	20.932
1986	20.663	2 056	1 264	237	24 220
1987	23.857	2 096	1.339	312	27 604
1988	26.419	2 522	1 499	363	30.803
1989	28.209	2.574	1.652	465	32.900
1990	36.505	2 646	1.760	677	41 588
1991	39.740	2.758	1 841	794	45.133
1992	43.204	2 901	1 929	882	48 916
1993	46.696	3 213	1 928	957	52.794
1994	49.765	3.204	1.938	1.007	55.914
1995	52.638	3.410	2.105	1.121	59.274
1996	53.881	3.479	2.069	1.153	60.582
1997	56.547	3 506	2.183	1 241	63 477
1998	58.477	3 548	2.281	1.284	65 590
1999	59.703	3 610	2.308	1 334	66 955
2000	61.383	3 711	2 371	1 379	68.844
2001	64.094	3 814	2 578	1.402	71 888
2002	67.100	4 009	2.782	1.456	75 347
2003	69.662	4.142	2.928	1.504	78.236
2004	73.715	4.306	3.258	1.531	82.810
2005	76.140	4.447	3.413	1.532	85 532
2006	78.896	4 688	3 618	1.597	88.799
2007	81.607	4.965	3.851	1.642	92 065
2008	83 210	5 487	4 007	2.157	94.861
2009	85.921	5.822	4.225	2.158	98.126
2010	88.744	6 011	4.269	2.133	101.157
2011	92.629	6 616	4.611	2.109	105.965

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN DE ELEPCO S.A.

GRAFICO No. 11



CURVA DE CARGA TOTAL SIN TERCEROS AÑO DE 2011	
HORAS	KW
01H00	45.636
02H00	48.731
03H00	48.595
04H00	46.955
05H00	46.288
06H00	50.753
07H00	49.922
08H00	55.583
09H00	54.369
<b>10H00</b>	<b>60.520</b>
11H00	55.429
12H00	60.416
13H00	53.504
14H00	58.076
15H00	53.702
16H00	59.370
17H00	52.232
18H00	56.090
19H00	52.590
19H30	52.595
20H00	53.892
21H00	52.645
22H00	46.006
23H00	50.157
24H00	46.604

