

6009



Oficio No. 149-EEAG
Azogues, 5 de junio de 2006



6 JUN 2006

Doctor
Eduardo Maldonado Seade
INTENDENTE DE COMPAÑÍAS
Cuenca.-

De mi consideración:

La Junta General Extraordinaria de Accionistas celebrada el de junio de 2006, aprobó los Informes de Gerencia, Comisario y los Estados Financieros por el Ejercicio Económico del 2005; así como dio por conocido el Informe de Auditoria Externa presentado por CONSULTORES MORAN CEDILLO CIA. LTDA., disponiendo a la Administración dé el trámite correspondiente ante la Superintendencia de Compañías.

En esta virtud cúmpleme hacerle llegar la Memoria Gerencial, Informes de Comisario y de Auditoria Externa y los Estados Financieros de dicho ejercicio económico.

Atentamente,

Dr. Patricio Crespo Regalado
GERENTE

PCR/rid'a
Adj: lo citado

BOLIVAR Y AURELIO JARAMILLO (ESQ.)
CONMUTADOR: (593 7) 2 240-377
FAX: (593 7) 2 240-942
CASILLA: 03-01-784
E-mail: emelazog@easynet.net.ec

6009

MEMORIA ANUAL DE LA GERENCIA POR EL EJERCICIO ECONOMICO DEL 2005

1. INTRODUCCION:

En sujeción a lo constante en el artículo 263, numeral 4 de la Ley de Compañías, me permito poner a consideración de los Organismos Superiores de la Compañía la Memoria Gerencial, orientada al período comprendido entre el primero de enero al treinta y uno de diciembre del dos mil cinco, que refleja las diferentes actividades cumplidas en la Empresa durante dicho lapso, de acuerdo a la información que se resume.

2. ASPECTOS GENERALES:

2.1. Conformación Legal de la Empresa

2.1.1. Fecha.-

La Empresa Eléctrica Azogues C.A. se constituyó de acuerdo a lo que estipulan las leyes pertinentes, el día 27 de febrero de 1972.

2.1.2. Objetivo.-

La Compañía tiene por objeto:

Proporcionar el servicio público de electricidad en su área de concesión, mediante la compra, intercambio, distribución y comercialización de energía, de conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y demás leyes de la República.

Brindar un servicio eléctrico, en las mejores condiciones técnicas y económicas.

Satisfacer los requerimientos de la demanda, incorporando al servicio eléctrico, nuevos abonados, de acuerdo a los programas establecidos y a la disponibilidad de recursos.

Realizar toda clase de actividades civiles, industriales y mercantiles relacionadas con su objetivo principal.

2.1.3. Accionistas.-

Son cuatro instituciones las que ostentan la calidad de accionistas de la Compañía:



HONORABLE CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR
FONDO DE SOLIDARIDAD
MUNICIPIO DE AZOGUES
CREA

2.1.4. Fecha de la última reforma estatutaria y aumento de capital.-

El último aumento de capital y suscripción de acciones de la Compañía fue resuelto en la Junta General Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 24 de noviembre de 1997 en la suma de US\$ 1,149,586.80, cuya legalización se realizó a través de la escritura pública otorgada ante el señor Notario Tercero del Cantón Azogues el 27 de enero de 1998.

2.1.5. Area de Servicio.-

El área de servicio de la Compañía, tiene una extensión de 1.187 Km² y se concreta a los cantones Azogues, Déleg y centro parroquial de Sageo del cantón Biblián.

2.2. Integración actual de los Organismos Directivos y de Control de la Compañía.

2.2.1. Junta General de Accionistas.-

La Junta General de Accionistas la integraron:

Ing. Diego Ormaza Andrade
Ing. Vicente Alarcón

Dr. Víctor Molina Encalada
Ing. Fernando Valencia

Prefecto Provincial del Cañar
Gerente General del Fondo de
Solidaridad
Alcalde de Azogues
Director Ejecutivo del CREA

2.2.2. Directorio.-

El Directorio estuvo integrado por los siguientes miembros principales:

Ing. Víctor Orejuela
Arq. Fabián Mogrovejo
Dr. Germán Vélez
Dr. Oswaldo Coraisaca
Agr. Gerardo Alvarado
Dr. Víctor Molina Encalada
Ing. Roberto Molina

Fondo de Solidaridad
Fondo de Solidaridad
Fondo de Solidaridad
CREA
Consejo Provincial del Cañar
Municipio de Azogues
Trabajadores

2.2.3. Comisarios.-

Como Comisario se desempeñó AUDITORES DEL AUSTRO CIA. LTDA.



2.3. Sesiones de Junta de Accionistas y grado de cumplimiento de las resoluciones.

Durante el año 2005 se llevaron a cabo cinco (5) Juntas de Accionistas, en las que se tomaron 26 resoluciones, las que han sido cumplidas en el 100%.

2.4. Sesiones de Directorio y grado de cumplimiento de las resoluciones.

Durante el año 2005 se realizaron ocho (8) sesiones de Directorio. Se tomaron 42 resoluciones, de las cuales 39 están cumplidas y 3 en proceso.

3. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

3.1. Organización Estructural y Funcional de la Empresa.-

La Empresa Eléctrica Azogues C.A. se encuentra estructurada de la siguiente manera:

1.	Nivel Directivo	Junta General de Accionistas Directorio
2.	Nivel de Control	Comisario Auditoria Interna
3.	Nivel Ejecutivo	Gerencia
4.	Nivel de Asesoría y Coordinación	Comité de Coordinación Administrativa Asesoría Jurídica Planificación
5.	Nivel de Apoyo	Personal y Servicios Secretaría General Centro de Cómputo
6.	Nivel Operativo	
6.1.	Dirección Técnica	Ingeniería y Construcción Operación y Mantenimiento Inventarios y Avalúos
6.2.	Dirección de Comercialización	Clientes Acometidas y Medidores Recaudación y Agencias Control Pérdidas de Energía
6.3.	Dirección de Finanzas	Contabilidad y Presupuesto



Tesorería
Compras
Bodega

Las funciones que cumplen todos y cada uno de los niveles, se encuentran definidas en el Reglamento Orgánico Funcional.

3.2. Situación Laboral.-

Ultimo Contrato Colectivo

El 27 de septiembre de 2005 el Tribunal de Conciliación y Arbitraje en sentencia aprobó el Décimo Quinto Contrato Colectivo, en virtud de un trámite obligatorio al que fue sometido por iniciativa del sector laboral.

Incidencia Económica del último contrato colectivo

La incidencia económica del Contrato Colectivo fue de US\$ 142,967.06 que representa el 12.08% con relación al 2004.

3.3. Número de Trabajadores.-

La Empresa al 31 de diciembre de 2005 contó con 113 trabajadores, de los cuales 93 son trabajadores de planta y 20 eventuales.

4. ASPECTOS ECONOMICO-FINANCIERO.

4.1. ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y ANÁLISIS DE LAS VARIACIONES.

4.1.1. CAPITAL SUSCRITO

El último aumento de capital y suscripción de acciones de la Compañía fue resuelto en la Junta General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 24 de noviembre de 1997 en la suma de US \$ 1,149,586.80, este aumento fue aprobado por la Intendencia de Compañías de la ciudad de Cuenca el 26 de enero de 1998 mediante Resolución No 98-3-1-1-119, cuya legalización se realizó a través de la escritura pública otorgada ante el Sr. Efraín Domínguez Calvo, Notario Tercero del Cantón Azogues, el 27 de enero de 1998, el detalle del aumento de capital para cada Accionista se muestra en el siguiente cuadro:



ACCIONES SUSCRITAS EN DOLARES				
NOMBRE DEL ACCIONISTA	CAPITAL SOCIAL 31-XII-97	VALORES CAPITALIZADOS 31-XII-98	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO 31-XII-2005	
			VALOR	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	20.979,20	431.811,20	452.790,40	37,94
CONSEJO PROV. DEL CAÑAR	16.656,40	602.786,80	619.443,20	51,90
I. MUNICIPIO DE AZOGUES	4.774,80	88.292,40	93.067,20	7,80
CREA	1.478,40	26.696,40	28.174,80	2,36
SUMAN	43.888,80	1.149.586,80	1.193.475,60	100,00

4.1.2. CAPITAL PAGADO

La totalidad del capital suscrito se encuentra íntegramente pagado, lo cual nos permite destacar el valioso apoyo económico que vienen brindando las Entidades Accionistas de la Compañía con aportes significativos para el desarrollo de la misma. Cabe señalar que el valor de cada acción es de \$ 0.40. El capital suscrito y pagado se detalla a continuación:

CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO			
NOMBRE DEL ACCIONISTA	Nº ACCIONES	TOTAL	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	1.131.976	452.790,40	37,94
CONSEJO PROV. DEL CAÑAR	1.548.608	619.443,20	51,90
I. MUNICIPIO DE AZOGUES	232.668	93.067,20	7,80
CREA	70.437	28.174,80	2,36
SUMAN:	2.983.689	1.193.475,60	100,00

4.1.2. APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION

Los aportes para futura capitalización han constituido la fuente de financiamiento que otorgan las Entidades Accionistas, a fin de que la Compañía puede llevar adelante importantes proyectos de electrificación. Los aportes realizados hasta el 31 de diciembre del 2005 son los siguientes:



APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN EN DOLARES				
NOMBRE DEL ACCIONISTA	AÑO 2004	AÑO 2005	VARIACION	
			VALOR	%
FONDO DE SOLIDARIDAD	1.149.159,90	1.354.088,84	204.928,94	17,83
CONSEJO PROV. DEL CAÑAR	164.776,78	169.876,78	5.100,00	2,43
I. MUNICIPIO DE AZOGUES	43.994,55	43.994,55	0,00	0,00
CREA	-	-	-	-
SUMAN	1.357.931,23	1.567.960,17	210.028,94	15,47

Como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización se han incrementado en el año 2005 en la suma de US \$ 210,028.94 que equivale al 15,47% con relación al año anterior. Es oportuno informar que se han efectuado las actas de conciliación de las inversiones con cada una de las Entidades Accionistas de la Compañía, en donde se ratifican los valores que se encuentran reflejados en los Estados Financieros al 31 de diciembre del 2005.

4.2. RESULTADOS DEL PERIODO

4.2.1. ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LOS RESULTADOS PRESUPUESTADOS Y LOS OBTENIDOS EN EL PERIODO (VARIACIONES).

Del análisis de los Estados Financieros, por el período terminado al 31 de diciembre del 2005, los resultados económicos obtenidos y comparados con los presupuestados del mismo período, muestran los siguientes valores:

EN DOLARES AMERICANOS				
INGRESOS	VALOR	VALOR REAL	VARIACION	
	PRESUPUESTADO		VALOR	%
De operación	6.510.857,85	6.501.771,94	-9.085,91	-0,14
Ajenos a la Operación	315.900,00	244.504,94	-71.395,06	-22,60
TOTAL DE INGRESOS	6.826.757,85	6.746.276,88	-80.480,97	-1,18
GASTOS				
De operación	6.490.097,76	6.217.418,88	-272.678,88	-4,20
Depreciación	680.401,10	693.668,44	13.267,34	1,95
SUMAN	7.170.498,86	6.911.087,32	-259.411,54	-3,62
Ajenos a la Operación	16.500,00	88.315,98	71.815,98	435,25
TOTAL DE GASTOS	7.186.998,86	6.999.403,30	-187.595,56	-2,61
Resultados del Ejercicio				
DEFICIT	-360.241,01	-253.126,42	107.114,59	-29,73

La variación de lo presupuestado con los resultados reales, partiendo de su estructura, es decir, Ingresos y Gastos, fueron los siguientes: en cuanto a los Ingresos de Operación se obtuvieron US \$ 9,085.91 menos a lo presupuestado equivalente al 0,14%; los Ingresos

Ajenos a la Operación también se obtuvieron menos a lo previsto en la suma de US \$ 71,395.06, debido a la devaluación monetaria del YEN JAPONES frente al DÓLAR AMERICANO por la deuda que mantenemos con TRANSELECTRIC por la Subestación Azogues.

Los Gastos de Operación, clasificados por centros funcionales de operación, muestran las siguientes cifras

EN DOLARES AMERICANOS		
GASTOS	VALOR	%
Subtransmisión	62.138,25	0,58
Distribución	491.301,44	13,98
Instalación servicio consumidores	157.436,58	1,34
Comercialización	251.495,24	2,72
Administración General	794.502,36	8,36
SUBTOTAL	1.756.873,87	26,98
Compra de energía	4.460.545,01	63,82
SUMAN	6.217.418,88	90,80
Depreciación	693.668,44	8,00
SUMAN	6.911.087,32	98,80
Gastos Ajenos a la Operación	88.315,98	1,20
TOTAL DE GASTOS:	6.999.403,30	100,00

4.2.2. ANALISIS DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL KWH FRENTE AL COSTO MEDIO DEL KWH DURANTE EL AÑO 2005.

Los 26.156 abonados consumieron una energía eléctrica equivalente a 77'404.666 KWH que relacionados con el valor facturado de US \$ 6,441.709.28, obtenemos el promedio de venta del KWH durante el año 2005 de US \$ 0.0832 por cada KWH.

Ingresos por Venta de Energía	\$ 6,441,709.28
Energía Facturada (KWH)	77'404.666
Precio Medio de Venta KWH	\$ 0.0832

Es importante relacionar estas cifras con el año 2004, cuyo comportamiento fue el siguiente:

CONCEPTO	2004	2005	VARIACION	%
INGRESOS VENTA ENERGIA	6.509.739,75	6.441.709,28	-68.030,47	-1,05
ENERGIA FACTURADA	75.973.123,00	77.404.666,00	1.431.543,00	1,88
PRECIO MEDIO DE VENTA	0,0857	0,0832	-0,0025	-2,88

Se presenta un decremento en los ingresos por venta de energía entre los años 2004 y 2005, debido al menor precio de venta del KWH convenido con el Gran Consumidor Empresa Industrias Guapán, y además por el subsidio otorgado a los abonados de la tercera edad con tarifa residencial.

Durante el período del 2005 para atender el servicio a los usuarios, la energía disponible para la venta fue la siguiente:

BALANCE ENERGETICO		
	KWH	%
COMPRA DE ENERGIA	82.390.746	
GENERACION TERMICA	-	
TOTAL DEISPONIBLE	82.390.746	
ENERGIA FACTURADA	77.404.666	
PERDIDA DE ENERGIA	4.986.080	6,05

El costo de la energía, puesta a disposición de nuestros abonados detallado en los Gastos de Operación que son de US \$ 6,911,087.32, cuyo valor relacionado con el total de la energía facturada que es de 77'404.666 KWH, obtenemos un costo medio de US \$ 0.0892 cada KWH y detallados en la siguiente forma:

Gastos de operación	\$ 6,911,087.32
Total de energía facturada (KWH)	77'404.666
Costo de venta KWH	\$ 0.0892

Del análisis de la estructura y composición de los Ingresos y Gastos, se puede concluir que el KWH, durante el año 2005, tuvo los siguientes precios y costos:

Precio promedio de venta	\$ 0.0832 c/kwh
Costo promedio de compra	\$ 0.0892 c/kwh
Déficit	\$ (0.0060) c/kwh

Al comparar el precio medio de venta del KWH que es de US \$ 0.0832, frente al costo medio del KWH que es de US \$ 0.0892, se establece el déficit de US \$ 0.0060 por KWH; debido a las pérdidas de energía que son una de las causas principales que afecta directamente a los resultados económicos de la Empresa. Las pérdidas de energía son del orden del 6.05%

4.3.2. OBLIGACIONES A LARGO PLAZO

Corresponde a las acreencias a favor de TRANSELECTRIC S.A. por la entrega de los equipos de la Subestación Azogues cuyo valor realizado la conversión de Yenes a Dólares Americanos alcanza a suma US \$ 1.646,108.99, el mismo que deberá ser cancelado en treinta años plazo más cinco de gracia previo a la suscripción de un convenio de pago a celebrarse en el transcurso de los próximos días.

Los Depósitos de Abonados que realizan los usuarios que se incorporan al servicio de energía eléctrica cuyo valores son depositados en calidad de garantía por acometida y medidor y por consumo, el monto alcanza a la suma de US \$ 721.154,28, estos valores muy esporádicamente son devueltos a los usuarios, por lo tanto se mantiene en esta cuenta como un respaldo del valor del activo fijo que en este caso es el medidor y la acometida.

Finalmente, tenemos la provisión por Jubilación Patronal de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 219 del Código de Trabajo en vigencia, la Empresa tiene la obligación de crear un fondo de jubilación patronal para sus trabajadores, a fin de que a futuro tenga las reservas suficientes para cubrir los costos que demanden la jubilación de todos y cada uno de los trabajadores que cumplan más de 25 años de servicio en la Empresa, cuyo valor acumulado alcanza a la suma de US \$ 348.770.73. A continuación se hace un detalle de las acreencias a largo plazo:

Préstamos por pagar a Transelectric S.A.	\$ 1,646,108.99
Depósito en Garantía	\$ 721,154.28
Jubilación Patronal	\$ 348,770.93
SUMAN:	\$ 2,716,034.20

4.3.3. POR PRESTAMOS EXTERNOS

La Empresa Eléctrica Azogues C. A. no tiene préstamos externos de contratación directa.

4.4. INDICADORES FINANCIEROS

Para lograr una adecuada evaluación de la gestión financiera de la Empresa, es importante analizar ciertos indicadores que nos permitan medir la solvencia, la vulnerabilidad o los rendimientos obtenidos al término del ejercicio económico.

Solvencia Financiera.- Está dado por la siguiente relación:

Activo Corriente-Inventarios	2,367,243.40		
-----	=	-----	= 1.21
Pasivos Corrientes		1,955,750.36	



Este índice nos demuestra la capacidad de pago que la Compañía tiene para hacer frente a las obligaciones corrientes, es decir con vencimiento inferior a un año, se dispone de US\$ 1.21 para cubrir un dólar de deuda. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **MUY BUENO**.

Liquidez Financiera.- Como factor básico para atender programas y proyectos, sean estos de inversión o para atender los gastos operativos, se miden más rigurosamente por la siguiente relación:

$$\frac{\text{Disponibilidades}}{\text{Pasivos Corrientes}} = \frac{1,524,948.30}{1,955,750.36} = 0.78$$

Este índice demuestra la cantidad de recursos en efectivo que la Empresa dispone para atender sus compromisos corrientes en forma inmediata, es decir disponemos de US \$ 0.78 para hacer frente a cada dólar de deuda. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **BUENO**.

Capital de Trabajo.- Se entiende así a la diferencia entre el Activo Corriente menos el Pasivo Corriente. Indica el valor que dispondría la empresa para atender las operaciones normales de su actividad, ejemplo pago de sueldos, adquisición de materiales para operación y mantenimiento y otros gastos de operación. Está dado por la siguiente expresión:

$$\text{Activo Corriente} - \text{Pasivo Corriente} = 3,020,512.39 - 1,955,750.36 = 1,064,762.03$$

De acuerdo al resultado alcanzado el capital de trabajo es de US \$ 1,064,762.03, por lo que se puede manifestar que la Compañía en este ejercicio económico tiene un capital de trabajo positivo, considerándose este indicador financiero como **BUENO**.

Rentabilidad.- Para determinar el rendimiento que nos ha generado la inversión durante el ejercicio económico nos valemos de los índices de Rentabilidad, los mismos que son los siguientes:

- a) Rentabilidad del Patrimonio
- b) Margen de Beneficio

$$\text{Rentabilidad del Patrimonio} = \frac{\text{Déficit del Ejercicio}}{\text{Patrimonio-Déficit Ejercicio}} = \frac{(253,126.42)}{8,575,405.59} = (2.95\%)$$

La Empresa obtuvo un déficit de US \$ 253,126.42 equivalente al 2.95% con relación al patrimonio, lo cual significa que la Compañía se descapitalizó en ese porcentaje, este resultado se presenta debido básicamente al pliego tarifario que se maneja en el sector



eléctrico entre la compra-venta de energía eléctrica. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **MALO**.

Margen de Beneficio.- Mide la utilidad obtenida en el ejercicio, con relación a los ingresos por venta de energía, luego de cubrir los gastos operativos; y se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{Margen de Beneficio} = \frac{\text{Déficit del Ejercicio}}{\text{Ingresos por Venta de Energía}} = \frac{(253,126.42)}{6,441,709.28} = (3.92\%)$$

Este índice significa que los Ingresos por Venta de Energía no son suficientes para cubrir los Gastos Operativos, de acuerdo al resultado alcanzado en el ejercicio económico del 2005, necesitamos ingresos adicionales por venta de energía en la suma de US \$ 253,126.42, para llegar al punto de equilibrio. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **MALO**.

Independencia Financiera.- Determina la adecuada utilización de los capitales de la Entidad y permite prever, en forma oportuna, la necesidad de reforzar el patrimonio y está dado por la siguiente relación:

$$\text{Independencia Financiera} = \frac{\text{Patrimonio}}{\text{Activo Total-Disponibilidades}} = \frac{8,575,405.59}{11,722,241.85} = 73,15\%$$

Los activos de la Compañía están financiados el 73.15% con el patrimonio, se cuenta con una estructura financiera adecuada, por lo tanto no se requiere por el momento reforzar el patrimonio. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **BUENO**.

El Nivel de Endeudamiento.- Este indicador establece el porcentaje de participación de los acreedores dentro de la Empresa, la relación es la siguiente:

$$\text{Nivel de Endeudamiento} = \frac{\text{Total de Pasivos con Terceros}}{\text{Total del Activo}} = \frac{4,671,784.56}{13,247,190.15} = 35,27\%$$

El porcentaje de endeudamiento con relación al activo total es del 35,27%; los pasivos básicamente están representados por las acreencias por la compra de energía, por la adquisición de materiales y por la Subestación Azogues entregada por Transelectric S.A. De acuerdo al resultado obtenido el índice es **MUY BUENO**.

5. ASPECTOS COMERCIALES



5.1. MERCADO

AREA DE CONCESION.-

La Empresa Eléctrica Azogues C. A., tiene como área de concesión 1.187 Km², de los cuales hasta diciembre de 2005 sirve en alrededor del 26.33% igual a 312.498 Km², beneficiando a los cantones Azogues y Déleg con todas sus parroquias y a un sector de la parroquia Sageo del cantón Biblián, de la provincia de Cañar y al sector de Guangras de la provincia del Chimborazo, de acuerdo al siguiente detalle:

Provincia del Cañar.-

Cantón Azogues con las parroquias: Azogues, San Francisco, Bayas, Borrero, Guapán, Rivera, Taday, Pindilig, Luis Cordero, San Miguel, Javier Loyola y Cojitambo.

Cantón Déleg con las parroquias. Déleg y Solano.

Cantón Biblián con parte de la parroquia Sageo.

Provincia del Chimborazo.-

Sector de Guangras.

CLIENTES.-

Para el mes de diciembre del año 2005, se registran 26.156 clientes, que comparando el mismo mes del año 2004 que fue de 25.540, se incrementan 616 que equivale al 2.41%, es decir 51 menos que en el año 2004 que fueron 667, detallados así:

SERVICIO	AÑO 2004	AÑO 2005	INCREMENTO
RESIDENCIAL	601	533	-68
COMERCIAL	31	29	-2
INDUSTRIAL	27	26	-1
OTROS	8	28	20
TOTAL	667	616	-51

De lo que se desprende que es el sector residencial con 533 clientes igual al 86.53% el servicio que tiene mayor incremento, siguiéndole el sector comercial con 29, otros con 28 (entidades oficiales y beneficio público) e industrial con 26 con los porcentajes de 4.71%, 4.55% y 4.22% en su orden.

El comportamiento de los clientes por tipo de servicio en forma anual por el período 2001-2005 es el siguiente:



**NUMERO DE CLIENTES POR TIPO DE SERVICIO
PERIODO 2001-2005**

A Ñ O S

SERVICIO	2001	2002	2003	2004	2005
RESIDENCIAL	21.354	21.951	22.619	23,220	23.753
COMERCIAL	1.444	1.481	1.535	1,566	1.595
INDUSTRIAL	270	276	272	299	325
OTROS	443	450	447	455	483
TOTAL	23.511	24.158	24.873	25,540	26.156

Lo que en porcentajes significa:

2 0 0 5

% CRECIMIENTO

SERVICIO	NUMERO	%	2004-2005	2001-2005
RESIDENCIAL	23.753	90.81	2.30	2.70
COMERCIAL	1.595	6.10	1.85	2.52
INDUSTRIAL	325	1.24	8.70	4.85
OTROS	483	1.85	6.15	2.21
TOTAL	26.156	100.00	2.41	2.70

El número de clientes por provincias y cantones a diciembre del 2005 es el siguiente:

PROVINCIA CAÑAR	CLIENTES	%
CANTONES		
AZOGUES	23,390	89.42
DELEG	2,481	9.49
BIBLIAN	165	0.63
PROVINCIA CHIMBORAZO		
SECTOR GUANGRAS	120	0.46
TOTAL	26,156	100.00

ENERGIA FACTURADA (KWH).-

En el año 2005 se facturaron 77'404,666 KWH, que significa 1'431,543 KWH más que en el año 2004, que fueron 75'973,123 KWH, es decir 1.88% más. El mayor número de KWH



facturados se encuentra en el sector industrial con 45'234.999 KWH que es igual al 58.44% de la facturación total, influenciado significativamente por el Gran Consumidor Guapán que en el año 2005 utilizó 43'403.338 KWH valor que representa el 56.07% de la facturación total, cantidad un tanto inferior al año anterior en el que se facturaron 43'709.220 KWH es decir 305.882 KWH menos con respecto al año 2004 que representa una disminución del 0.70%. En orden descendente de los KWH facturados, le siguen los residenciales, comerciales, alumbrado público y otros con 20'982.039 KWH, 4'815.910 KWH, 4'514.894 y 1'856.825 KWH que equivalen al 27.11%, 6.22%, 5.83% y 2.40% en su orden.

El comportamiento de la venta de energía en KWH en forma anual, durante el período 2001-2005 es el siguiente:

**ENERGIA FACTURADA POR TIPO DE SERVICIO EN KWH
PERIODO 2001-2005**

A Ñ O S

SERVICIO	2001	2002	2003	2004	2005
RESIDENCIAL	16'742.311	17'876.271	18'880.825	19'851.450	20'982.039
COMERCIAL	3'526.816	4'033.456	4'241.400	4'684.881	4'815.910
INDUSTRIAL	27'854.816	40'983.494	43'888.816	45'275.759	45'234.999
AL. PUBLICO	3'696.754	3'683.657	4'000.620	4'358.050	4'514.894
OTROS	1'268.635	1'425.621	1'564.476	1'802.980	1'856.825
TOTAL	53'089.332	68'002.499	72'576.137	75'973.123	77'404.666

En porcentaje se tienen los siguientes valores:

2005

% CRECIMIENTO

SERVICIO	KWH	%	2004-2005	2001-2005
RESIDENCIAL	20'982.039	27.11	5.70	5.81
COMERCIAL	4'815.910	6.22	2.80	8.19
INDUSTRIAL	45'234.999	58.44	-0.09	14.32
AL. PUBLICO	4'514.894	5.83	3.60	5.20
OTROS	1'856.825	2.40	2.99	10.09
TOTAL	77'404.666	100.00	1.88	10.35

INGRESOS POR ENERGIA FACTURADA.-



En el año 2005, se facturaron US\$ 6'382,862.58, que comparando con lo que se facturó en el año 2004 que fue de US\$ 6'509,074.10, significa un decremento de US\$ 126,211.52 que es igual a - 1.94%, valores con resultados negativos a pesar de que existe el incremento de clientes y de KWH con los mismos cargos tarifarios de acuerdo a la Resolución No. 056/04 del Directorio del CONELEC en sesión del 31 de marzo de 2004, que entró en vigencia a partir de 1 de abril de 2004, pero que obedece al menor precio promedio del KWH al cliente no regulado Gran Consumidor Guapán, que se ve disminuido en US\$ 269,831.70 y al subsidio de la tarifa residencial a los beneficiarios de la tercera edad que también disminuyen en alrededor de US\$ 56,000.00.

El incremento porcentual por tipo de servicio con relación al año anterior en forma decreciente es en primer lugar el sector residencial, le siguen otros (asistencia social, beneficio público, etc.), alumbrado público, comercial e industrial, con los porcentajes de 3.73 %, 3.59%, 0.84%, 0.74% y - 8.26% respectivamente.

El comportamiento que presentan las facturaciones en US\$ por tipo de servicio en forma anual en el período 2001-2005, es el siguiente:

**INGRESOS FACTURADOS POR TIPO DE SERVICIO EN US\$
PERIODO 2001-2005**

SERVICIO	A Ñ O S				
	2001	2002	2003	2004	2005
RESIDENCIAL	1'122,358	1'846,044	2'216,534	2'332,748	2'419,698
COMERCIAL	234,492	367,485	412,061	456,885	460,265
INDUSTRIAL	1'607,204	2'468,983	2'756,049	2'772,438	2'543,488
AL. PUBLICO	447,515	632,139	738,162	785,130	791,719
OTROS	78,622	118,697	140,327	161,874	167,692
TOTAL	3'490,191	5'433,347	6'263,133	6'509,074	6'382,863

Que en porcentajes significa:

SERVICIO	2005		% CRECIMIENTO	
	US\$	%	2004-2005	2001-2005
RESIDENCIAL	2'419,698	37.91	3.73	23.38
COMERCIAL	460,265	7.21	0.74	20.12
INDUSTRIAL	2'543,488	39.85	-8.26	14.40
AL. PUBLICO	791,719	12.40	0.84	16.31
OTROS	167,692	2.63	3.59	22.04
TOTAL	6'382,863	100.00	-1.94	18.23



PARTICIPACION PORCENTUAL POR TIPO DE CONSUMIDOR

SERVICIO	CLIENTES		KWH		US\$	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005
RESIDENCIAL	90.92	90.81	26.13	27.11	35.84	37.91
COMERCIAL	6.13	6.10	6.17	6.22	7.02	7.21
INDUSTRIAL	1.17	1.24	59.59	58.44	42.59	39.85
AL. PUBLICO	0.00	0.00	5.74	5.83	12.06	12.40
OTROS	1.78	1.84	2.37	2.40	2.49	2.63
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

La participación porcentual por tipo de servicio en cada uno de los conceptos analizados tanto para el año 2004 como para el año 2005, es similar no existiendo por tanto variaciones sustanciales, no así los porcentajes de un concepto frente a los demás en los que sí existen diferencias, así pues vemos que el mayor porcentaje de clientes que corresponden a la tarifa residencial con el 90.81%, consume el 27.11% de KWH que generan el 37.91% de US\$ y el 1.24% de clientes que son los industriales, consumen el 58.44% de KWH (que en gran medida está influenciado por el Gran Consumidor Guapán) y se facturan el 39.85% de US\$, así también el alumbrado público que es un solo cliente expresado como el 0.00% consume 5.83% de KWH y genera el 12.40% de US\$, mientras que en las tarifas comercial y otros no existen diferencias significativas entre conceptos.

La atención de servicio al cliente es satisfactoria pues, normalmente la Empresa dispone de las planillas de consumo el primer día laborable de cada mes y corresponden al consumo del mes inmediato anterior, lo que en la medida de lo posible se cumple debido a que las actividades de lecturas se mantienen en contratos con terceros. Los servicios de atención de reclamos por lecturas erradas, refacturaciones etc., son atendidos en forma inmediata. La atención de servicios nuevos se cumple dentro de los límites establecidos por el CONELEC. Las lecturas de los contadores de energía del área de concesión se realizan de acuerdo al cronograma previamente planificado. La actualización de la información en la base de datos sobre los clientes y sus medidores es permanente.

ACOMETIDAS Y MEDIDORES.-

La Jefatura de Acometidas y Medidores, durante el año 2005, ha ejecutado las siguientes actividades:

A) Construcciones:



Servicios nuevos:	697
B) Mantenimiento:	
Cambios de acometidas, cambios de medidores, reclamos técnicos:	1.115
C) Reubicación de equipos de medición:	731

RECAUDACION.-

Durante el año 2005 se realizaron 12 emisiones mensuales de enero a diciembre, que corresponden a los consumos de diciembre del año 2004 hasta noviembre del año 2005, por la suma total de US\$ 7'737.228.39, en el que se encuentra incluido energía y adicionales como Bomberos, Seguro Contra Incendios, FERUM, Tasa de Recolección de Basura, Créditos, etc., recaudándose en el periodo enero - diciembre de 2005 la suma de US\$ 7'706.563.73, que significa el 99.60% del total facturado.

CARTERA.-

El control de cartera es una de las prioridades de la Empresa, esto es recuperar en forma ágil y oportuna los valores facturados a través de las planillas de consumo, procurando disciplinar a los consumidores para que adquieran una cultura de pago dentro de los plazos establecidos por la Compañía, brindándoles las mayores facilidades para el pago de las mismas, es así que para el efecto se dispone de: Dos ventanillas de recaudación en las oficinas centrales ubicadas en la calle Bolívar y Aurelio Jaramillo en donde se recaudan tanto planillas de consumo como facturas por conceptos que no son venta de energía, una ventanilla para cobro de planillas de consumo en un sector más central de la ciudad, ventanillas que atienden de lunes a viernes en horarios laborables, ventanillas para recaudación de planillas de consumo en bancos, localizadas en Pacífico, M.M. Jaramillo Arteaga y Los Andes que atienden en sus horarios habituales de lunes a sábado y por fin una ventanilla en el cantón Déleg para recaudación de planillas de consumo que atiende de jueves a domingo en la ciudad de Déleg y los lunes en la parroquia Solano del mismo cantón.

Dentro de las acciones efectuadas con el fin de recuperar la cartera detallamos las siguientes:

- Tercerización de las actividades de cortes y reconexiones por mora en el pago de las planillas de consumo.
- Programa permanente de suspensión de servicio por mora en el pago de planillas de consumo.
- Fijación de plazos para la cancelación de las planillas de consumo y no ser sujetos de suspensión de servicio.



- Publicidad por los medios de comunicación local haciendo conocer a la ciudadanía las planillas que se están cobrando, plazos para su cancelación y fechas de cortes.
- Notificaciones mediante comunicaciones individuales a Entidades del Sector Público y Clientes especiales, sobre los valores que deben cancelar y el plazo, llamadas telefónicas y visitas personales de ser necesario.
- Depuración de cartera, retirando los equipos de medición para su liquidación de todos los Consumidores que persisten en el no pago a pesar de estar cortados el servicio.
- Cobro a través de Bancos, mediante el sistema de débito de las cuentas bancarias de los consumidores que así lo soliciten.
- Cancelación de planillas del personal de la Empresa mediante el descuento en roles de pago.
- Cobro a las comunidades rurales en bloques a través de sus representantes.

Las actividades antes descritas han permitido que al 31 de diciembre del 2005 se tenga una cartera total de US\$ 88,098.06, de acuerdo al siguiente detalle:

SALDO DE CARTERA CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2005

SERVICIO	CARTERA ACTIVA		CARTERA VENCIDA		CARTERA TOTAL	
	US\$	%	US\$	%	US\$	%
SECT. PUBL.						
ENTID. PUBL.	4,269.88	7.96	288.26	0.84	4,558.14	5.17
TOTAL S. PUB.	4,269.88	7.96	288.26	0.84	4,558.14	5.17
SECT. PRIVA.						
RESIDENCIAL	41,595.30	77.51	29,708.08	86.28	71,303.38	80.94
COMERCIAL	5,586.73	10.41	3,450.72	10.02	9,037.45	10.26
INDUSTRIAL	2,213.05	4.12	986.04	2.86	3,199.09	3.63
TOT. SEC. PRI.	49,395.08	92.04	34,144.84	99.16	83,539.92	94.83
TOTAL GENE.	53,664.96	100.00	34,433.10	100.00	88,098.16	100.00

El cuadro precedente se ha elaborado tomando como referencia el formato dispuesto por el CONELEC para la determinación de cartera vencida, considerando para ello la cartera activa hasta por sesenta días y para la cartera vencida el valor total de consumidores que adeudan



más de sesenta días, es decir no se tiene desglosado exclusivamente por antigüedad de saldos, debido a que el programa del sistema informático no lo permite por no estar concluido

Los valores así concebidos nos dan la suma de US\$ 53,664.96 para cartera activa, US\$ 34,433.10 para cartera vencida y US\$ 88,098.16 de cartera total.

Del análisis se desprende que los montos del sector público tanto en la cartera activa, cartera vencida y cartera total es 7.96%, 0.84% y 5.17% en su orden, son más bajos que los del sector privado que se encuentran en el 92.04%, 99.16% y 94.83% respectivamente. En el sector privado el porcentaje más elevado es el residencial, le sigue el comercial e industrial, que para referencia tomamos los de la cartera total que están en el 80.94%, 10.26% y 3.63% en el mismo orden.

A continuación presentamos un cuadro comparativo de los saldos de cartera frente al consumo promedio mensual (US\$ 664,769.03) y al total (US\$ 7'737,228.39) de las facturaciones emitidas en el año 2005.

PORCENTAJES DE CARTERA FRENTE A FACTURACIONES AÑO 2005

CONCEPTO	VALOR EN US\$	% PROMEDIO EMISIONES MENSUALES	% EMISIONES DEL AÑO
CARTERA ACTIVA	53,664.96	8.32	0.69
CARTERA VENCIDA	34,433.10	5.34	0.45
CARTERA TOTAL	88,098.06	13.66	1.14

Cuadro en el que vemos que la cartera activa US\$ 53,664.96 constituye el 8.32% del promedio de una facturación mensual y el 0.69% de lo facturado en las emisiones del año 2005, la cartera vencida US\$ 34,433.10 es el 5.34% del promedio mensual y el 0.45% del año, y la cartera total US\$ 88,098.06 es el 13% del promedio mensual y el 1.14 del año, valores en los que se encuentran incluidos la energía y otros conceptos como FERUM, Bomberos, intereses por mora, Seguros Contra Incendios, créditos, Tasa de Recolección de Basura, etc., porcentajes de cartera que son los más bajos de las empresas similares del País.

ANALISIS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA.-

En el año 2005 la Empresa Eléctrica Azogues C. A. tuvo una energía disponible de 82'390,746 KWH, facturándose a los consumidores finales 77'404.666 KWH, con una diferencia no facturada de 4'986.080 KWH que significa el 6.05%.

A continuación presentamos en detalle el comportamiento de las pérdidas de energía durante los últimos cinco años:

**RESUMEN ANUAL DE PERDIDAS DE ENERGIA
PERIODO 2001-2005**

ENERGIA EN KWH PERDIDAS

AÑO	COMPRA	VENTA	PERDIDAS	%
2001	58'998.988	53'089.332	5'909.656	10.02
2002	73'422,323	68'002,499	5'419.824	7.38
2003	77'992,490	72'576,138	5'416.352	6.94
2004	81'707,634	75'973,123	5'734,511	7.02
2005	82'390,746	77'404,666	4'986,080	6.05

De acuerdo al cuadro precedente, información proporcionada por la Jefatura de Planificación, el comportamiento de las pérdidas de energía durante el último quinquenio considerando inclusive el año que nos ocupa, se ve que en el año 2001, cuyas pérdidas en el sistema alcanzan al 10.02%, para el año 2002 baja al 7.38 es decir el 2.64%, para el año 2003 baja al 6.94 o sea el 0.44%, en el 2004 sube al 7.02% es decir se incrementa el 0.08% y para el 2005 baja al 6.05 o sea el 0.97%, pérdidas totales del sistema que son evaluadas en barras de carga de la Subestación Cuenca (barras de 69 KV).

Del total de pérdidas del sistema 6.05%, 3.74% corresponden a pérdidas técnicas y 2.31% a pérdidas comerciales. Como dato referencial debemos indicar que las pérdidas en distribución a nivel de barras de 22KV alcanzan el 11.21%, de las cuales 6.24% corresponden a pérdidas técnicas y 4.96% a pérdidas comerciales.

INFORME DEL CONTROL Y REDUCCION DE PERDIDAS DE ENERGIA COMERCIALES

Siguiendo el Plan de Trabajo programado para el año 2005 por el Departamento de Control de Pérdidas Comerciales de la Compañía, a continuación se pone en conocimiento en el presente informe, las acciones y los resultados de la gestión realizada para la reducción y control de pérdidas de energía comerciales durante el año 2005.

ACCIONES Y RESULTADOS

Medidores calibrados.- En este período se han revisado 7,330 equipos de medición, de los cuales 1.237 son para servicios nuevos; de los 6,093 medidores que fueron calibrados de acuerdo al programa de revisión por sectores, se detectaron 393 equipos alterados, que representa el 6.45% del total revisado.

Además se procedió a cambiar 346 equipos de medición que se encontraron en mal estado.



Cuadro No. 1

MEDIDORES CONTRASTADOS PARA SERVICIOS NUEVOS (U)	1,237
CAMBIO DE MEDIDORES (U)	346

MEDIDORES CONTRASTADOS DE ACUERDO AL PROGRAMA

EN NORMAL FUNCIONAMIENTO	
1.- Sellado tapa principal y bornera (U)	3,891
2.- Sin sellos en la tapa principal y bornera (U)	370
3.- Sin sellos en la tapa principal (U)	63
4.- Sin sellos en la bornera (U)	725
5.- Menos un sello en la tapa principal (U)	275
6.- Menos un sello en la tapa principal y sin sello en la bornera (U)	376
TOTAL EN NORMAL FUNCIONAMIENTO	5,700
CON OBSERVACION (U)	393

TOTAL DE MEDIDORES CONTRASTADOS (U)	6,093
PORCENTAJE DE MEDIDORES CON OBSERVACION (%)	6.45

Del cuadro No.1, se desprende que el 68.26% de los medidores revisados que se encontraron en normal funcionamiento, estuvieron debidamente sellados; el 6.49% no tenían sellos en la tapa principal ni en la bornera; el 1.11% no tenían sellos en la tapa principal; el 12.72% sin sellos en la bornera; el 4.82% menos un sello en la tapa principal; y, el 6.6% menos un sello en la tapa principal y sin sello en la bornera. A los equipos que no se encontraron debidamente sellados se les realiza un seguimiento para analizar los consumos futuros y tomar las acciones pertinentes.

En el cuadro No. 2 se detallan los 393 equipos que se encontraron con observación, predominando: medidores descalibrados con 18% (equipos que han cumplido con su vida útil), conexiones directas con 16.8% (se tiene control del contador y empiezan a manipular el conductor de la acometida); y, cojinetes manipulados con el 11% (principal contravención en el contador, en nuestra área de concesión).

Cuadro N° 2

MEDIDORES CONTRASTADOS CON OBSERVACION	CANTIDAD
1.- Medidores descalibrados (U)	71
2.- Cojinetes manipulados (U)	43
3.- Cojinete desgastado (U)	28
4.- Objetos extraños dentro del medidor (U)	26
5.- Bobina de tensión quemada (U)	30
6.- Bornera recalentada (U)	9
7.- Manipulación mecanismos de medidor (U)	11



8.- Placa caída (U)	1
9.- Medidor mal instalado (U)	4
10.- Medidor sin datos en la pantalla (U)	1
11.- Engranaje torcido (U)	7
12.- Tapa principal levantada (U)	4
13.- Engranaje roto (U)	32
14.- Medidor inclinado (U)	6
15.- Medidor en línea incompatible (U)	1
16.- Disco torcido (U)	11
17.- Eje torcido (U)	1
18.- Roto cristal de tapa principal (U)	12
19.- Marcador de lectura zafado (U)	21
20.- Puente desconectado (U)	5
21.- Menos una fase en monofásico trifilares (U)	3
22.- Conexión directa (U)	66
TOTAL (U)	393

Integrando las observaciones, se desprende que el 45.8% de los medidores con observaciones son manipulados por el consumidor, y el 54.2% restante se deben a fallas no imputables al consumidor.

Recuperación energética y financiera por medidores calibrados.- En el cuadro N° 3, se indica la recuperación energética y financiera resultado de la revisión de los equipos de medición durante el año 2005.

Cuadro No. 3

RECUPERACION ENERGETICA Y FINANCIERA	VALORES
RESULTADO DE REVISION DE MEDIDORES	
Recuperación energética mensual (KWH)	33,542
Recuperación energética anual (KWH)	402,404
Recuperación financiera mensual (U.S.D.)	4,839.35
Recuperación financiera anual (U.S.D.)	58,072.20

La recuperación energética mensual fue de 33,542 KWH (402,404 KWH anual), lo que representa una recuperación financiera mensual de US\$ 4,839.35 (US\$ 58,072.20 anuales).

Reliquidación por consumo no registrado. De los 351 consumidores que se procedió a la reliquidación por consumo no registrado, porque se encontraron los equipos de medición manipulados y conexiones directas, se obtiene una recuperación de 362,634 KWH, lo que representa un ingreso recuperado de US\$ 59,108.30, como se indica en el siguiente cuadro.



Cuadro No. 4

RELIQUIDACION POR CONSUMO NO REGISTRADO	VALORES
Consumidores refacturados (U)	351
Energía facturada (KWH)	362,634
Recuperación económica por energía refacturada (USD)	59,108.30

Servicios ocasionales. Con la finalidad de evitar las conexiones clandestinas a las redes de la empresa, se ha logrado concienciar a los consumidores para que no realicen este tipo de instalaciones, mediante el proceso de servicios ocasionales.

Como se detalla en el cuadro No. 5, en el año 2005 se procedió a la instalación de 1,332 servicios ocasionales que demandaron un total de 192,961 KWH y representó un ingreso de US\$ 33,897.25

Cuadro No. 5

SUMINISTROS OCASIONALES	VALORES
Total de clientes que solicitaron (U)	1,332
Total de clientes que pagaron (U)	1,332
Porcentaje de los pagados en relación a solicitados (%)	100.00
Total facturado (KWH)	192,961
Total facturado (USD)	33,879.25

Resumen de la recuperación energética - financiera. En el cuadro No. 6, se detalla la recuperación energética-financiera por calibración de medidores; y, por servicios ocasionales. El valor integrado de estas acciones da un resultado global de recuperación anual de 957,999 KWH y US\$ 151,059.75.

Cuadro Nº 6

CONCEPTO	KWH	USD
Medidores calibrados	402,404	58,072.20
Liquidación por consumo no registrado	362,634	59,108.30
TOTAL POR CALIBRACION DE MEDIDORES	765,038	117,180.50
Suministros ocasionales	192,961	33,879.25
TOTAL CALIBRACION DE MEDIDORES Y SUM. OCASIONALES	957,999	151,059.75

CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS.

En el cuadro No. 7, se detallan los valores planificados, alcanzados; y, el porcentaje de cumplimiento del número de medidores revisados, de la recuperación energética y



financiera; teniendo porcentajes de cumplimiento del 88.31%, 95.63% y 97.65% respectivamente, sobre lo planificado durante el año 2005.

Cuadro No. 7

CONCEPTO	PLANIFICADO	REALIZADO	PORCENTAJE CUMPLIDO
Número de medidores revisados (U)	6,900	6.093	88.31
Recuperación energética (KWH)	800,000	765,038	95.63
Recuperación financiera (USD)	120,000	117,181	97.65

6. ASPECTOS TECNICOS

6.1. EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELECTRICO

6.1.1. ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGÍA:

La demanda de potencia y energía fue abastecida desde la Subestación Cuenca de propiedad de Transelectric S.A., en este punto eléctrico se realiza las transacciones comerciales de energía con el Mercado Eléctrico Mayorista, el mismo que nos proporcionó 82'390.750 KWH valor que comparado con la energía requerida en el año 2004 que fue 81'499.444 KWH, representa un incremento del 0,83%.

El abastecimiento de energía se realiza mediante compra con Contratos a Término con las Empresas Generadoras del Fondo de Solidaridad y se complementa con requerimientos al Mercado Ocasional, llamado también SPOT. Para el año 2005 el aporte de las Generadoras del Fondo de Solidaridad y Mercado Ocasional es el siguiente:

- Hidroagoyán (Contrato AG01-Segundo Adenda): 53'753.230 KWH
- Hidropaute (Contrato de Junio 02): 13'437.610 KWH
- Hidroagoyán (Contrato de Junio 02): 2'927.730 KWH
- Electroguayas (Contrato de Junio 02): 4'212.384 KWH
- Termoesmeraldas (Contrato de Junio 02): 2'289.109 KWH
- Termopichincha (Contrato de Junio 02): 529.042 KWH
- Mercado Ocasional: 6'251.783 KWH

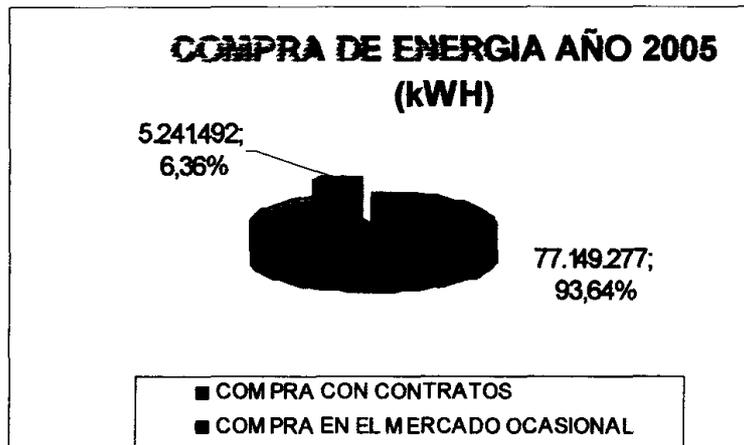
En función de la disponibilidad de energía contratada y el requerimiento de la curva de carga de la Empresa, en determinadas condiciones se vende energía al Mercado Ocasional (SPOT), en efecto durante el año 2005 esta operación comercial fue de 1'010.291 KWH.

Las transacciones energéticas en el Mercado Eléctrico Mayorista se pueden resumir a los siguientes términos:

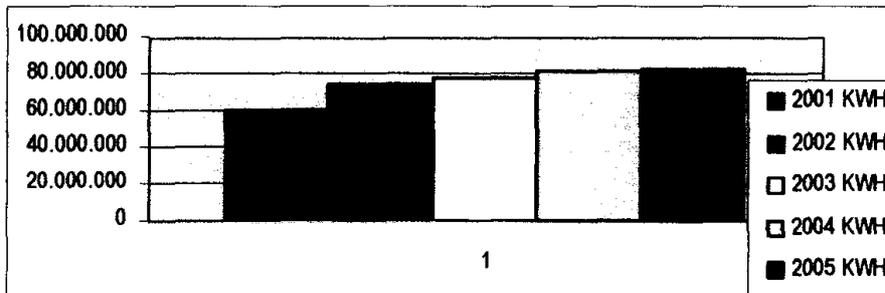
- Abastecimiento mediante Contratos a Término: 77'149.277 KWH (93,64%)
- Requerimientos del Mercado Ocasional (SPOT): 6'251.783 KWH
- Venta en el Mercado Ocasional (SPOT): 1'010.291 KWH

- Energía total del Mercado Ocasional: 5'241.492 KWH (6,36%)

A continuación se presenta una gráfica de la distribución de la compra de energía para el abastecimiento de la demanda:



El siguiente cuadro estadístico presenta el crecimiento de la demanda de energía, en barra de la subestación Cuenca a partir del año 2001.



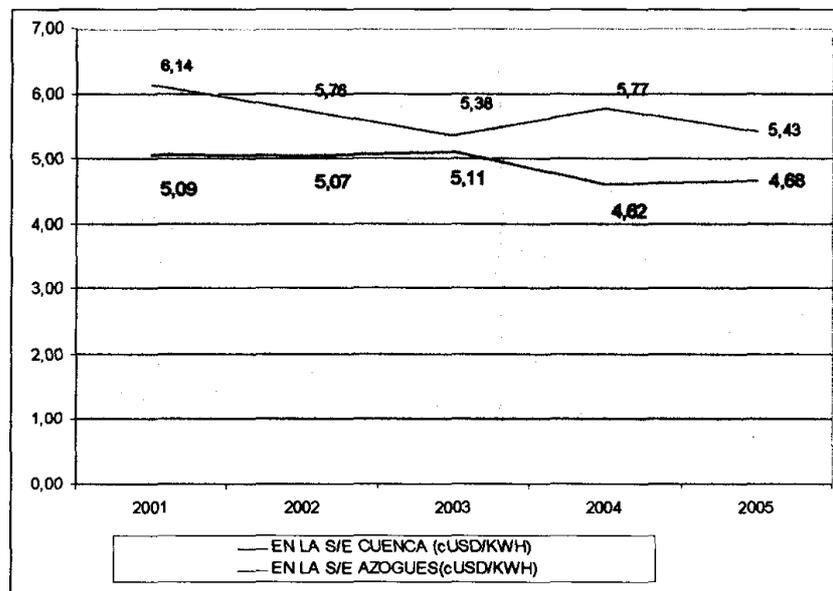
6.1.2. PRECIOS MENOS DE COMPRA DE ENERGIA EN LOS DIFERENTES NIVELES:

En el año 2005 los precios de compra de energía fueron: cUSD 4,68 y cUSD 5,43 por KWH, en la Subestación Cuenca y la Subestación Azogues respectivamente. En el siguiente cuadro se presentan los precios de compra de energía del período 2001-2005.

AÑO	EN LA S/E CUENCA (cUSD/KWH)	EN LA S/E AZOGUES (cUSD/KWH)
2001	5.09	6.14

2002	5.07	5.76
2003	5.11	5.38
2004	4.62	5.77
2005	4.68	5.43

El gráfico siguiente, presenta el comportamiento de precios de compra de energía tanto en la Subestación Cuenca como a nivel de la Subestación Azogues, para el período 2001-2005:



6.2. ATENCION DE LA DEMANDA ELECTRICA:

El abastecimiento de la demanda en términos de confiabilidad y calidad se realiza dentro de condiciones normales de operación, complementariamente se ejecutan obras importantes para actuar con previsión a la demanda. La inversión ejecutada en el sistema eléctrico es el valor de US\$ 1'003.064 con un avance físico-financiero del 80% del valor programado que fue US\$ 1'254.956.

A continuación se detallan las obras más significativas por etapa funcional:

6.2.1. SUPERTRANSMISION:



El 20 de febrero del año 2005 entró en operación la línea de 69 KV S/E Cuenca-S/E Azogues, con la que el sistema eléctrico de la Empresa, se incorporó eléctricamente al Sistema Nacional Interconectado.

La inversión total en esta etapa funcional es de US\$ 240.971.00 que comparada con el presupuesto programado de US\$ 329.392.00 representa un avance físico-financiero del 73% debido a que no realizaron avances significativos en la ejecución de la nueva Subestación Azogues No. 2

6.2.2. DISTRIBUCION:

El avance físico financiero de esta etapa funcional es del 82% que corresponde a la realización de trabajos en diferentes componentes que se describen a continuación:

6.2.3. ELECTRIFICACION URBANA:

Este componente que tenía programada una inversión de US\$ 140.000 presenta un avance físico financiero del 46% debido a la postergación para ejecución en el año 2007 del Proyecto "Equipamiento del sistema de distribución, automatización y mapeo digital".

La inversión en este componente alcanza el valor de US\$ 64.000

6.2.4. ELECTRIFICACION URBANA-MARGINAL:

Presenta un avance físico financiero del 89% que corresponde a US\$ 547.749 del presupuesto programado que fue US\$ 618.054.

La obra más significativa de este componente es la Línea Tabacay Rivera, con una inversión de US\$ 343.687 financiada con recursos FERUM año 2004.

En extensiones de red de alta y baja tensión para atender el crecimiento de la demanda se invirtieron US\$ 152.688 que corresponde al 88,26% del valor programado US\$ 172.993.

Con recursos FERUM 2005 se ejecuta el Proyecto Bellavista de la Parroquia Borrero, con una inversión total de US\$ 51.374

6.2.5. ALUMBRADO PUBLICO:

Importantes obras de iluminación pública como el Parque Central y Ampliaciones en sectores urbanos, marginales y rurales fueron ejecutadas por un valor de US\$ 150.345 que comparado con el presupuesto programado que fue US\$ 177.510 representa un avance físico-financiero del 90%.

6.3. LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO:

Se continúa ejecutando acciones importantes, para mejorar la calidad del servicio técnico. Esperamos que la realización de las diferentes actividades programadas, permitan a la



Empresa suministrar un servicio con la calidad exigida por el CONELEC, a partir del año 2008.

Las actividades más significativas que se realizaron en el año 2005 en cada etapa funcional fueron:

6.3.1. SUBTRANSMISION:

En la Línea de 69KV Ricaurte-Azogues, se cumplió con las actividades de mantenimiento de la franja de servidumbre.

6.3.2. DISTRIBUCION:

En lo que respecta al sistema de distribución de 22 KV se realizó el cambio de componentes y el programa de mantenimiento.

Los Índices de Continuidad del servicio como son la FRECUENCIA DE INTERRUPCION Y TIEMPO DE INTERRUPCION, alcanzaron los siguientes valores a nivel de sistema:

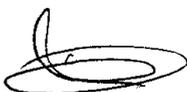
- Índice de Frecuencia de Interrupción(FMIK): 8,205
- Índice de Tiempo de Interrupción (TTIK):16,59

Es importante manifestar que el valor de los índices a nivel de Sistema de Distribución, son el doble de los valores exigidos por la regulación CONELEC 04/01 debido a desconexiones programadas en el mes de Febrero del año 2005, para la conexión del Sistema Azogues con el Sistema Nacional Interconectado, así como por la interconexión y cambio de topología de alimentadores de 22 KV en los meses de febrero y marzo. Complementariamente se debe informar que en los meses de Mayo, Junio y Diciembre se suscitaron desconexiones importantes por descargas atmosféricas.

El sistema de distribución está constituido por cuatro alimentadores, identificados como 121; 122; 123 y 124. De estos alimentadores, el 121 presenta los mayores índices de interrupción debido a que la zona de influencia del alimentador incluye a las parroquias Orientales, que se vieron afectas en la continuidad del servicio por la construcción del nuevo alimentador que sirve a la zona indicada.

El alimentador 124 que sirve al centro urbano de la ciudad, tiene los menores índices de interrupción del sistema, los mismos que están por debajo de los valores exigidos por la regulación CONELEC 04/001.

Para una mejor ilustración a continuación se presenta el comportamiento de los Índices de Interrupción por mes para cada alimentador, durante el año 2005.

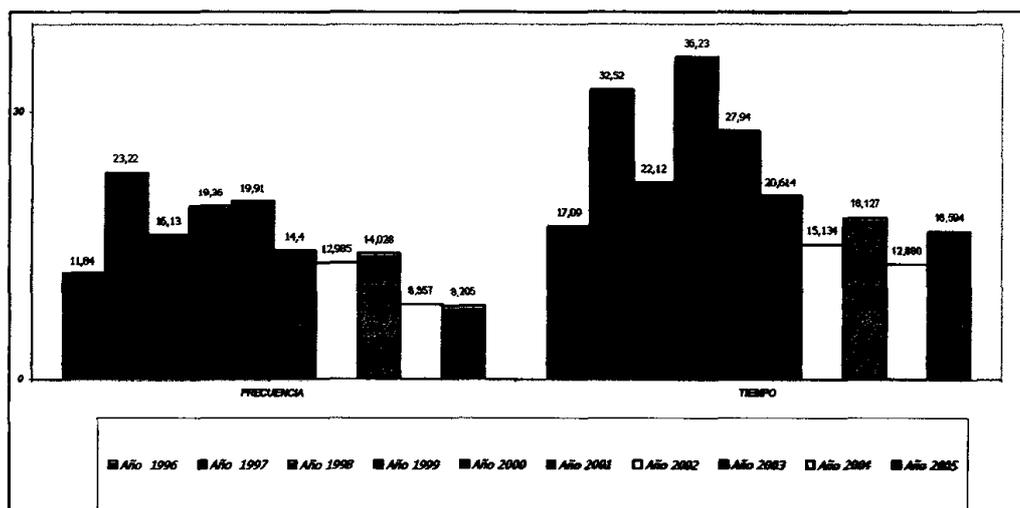


INDICES DE INTERRUPCION DURANTE EL AÑO 2005

PARTE DEL SISTEMA	SISTEMA DE DISTRIBUCION		ALIMENTADOR 121		ALIMENTADOR 122		ALIMENTADOR 123		ALIMENTADOR 124	
	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo
Enero	0,609	1,06	1,549	2,839	0,195	0,324	0,179	0,226	0,417	0,624
Febrero	0,850	2,703	0,402	3,184	0,551	0,744	0,271	0,44	0,536	0,155
Marzo	0,965	1,603	1,25	2,051	1,289	2,142	0,697	1,483	0,242	0,2
Abril	0,677	2,548	1,899	8,561	0,328	0,441	0,187	0,285	0,059	0,056
Mayo	0,947	2,632	2,117	8,114	0,326	0,646	0,611	0,708	0,756	0,399
Junio	1,005	1,137	1,338	1,109	1,29	1,394	0,804	2,007	0,234	0,119
Julio	0,283	0,442	0,106	0,146	0,577	0,972	0,174	0,252	0,078	0,044
Agosto	0,461	0,747	1,071	1,719	0,274	0,208	0,38	1,21	0,06	0,105
Septiembre	0,398	0,479	0,879	0,582	0,191	0,411	0,487	0,918	0,074	0,157
Octubre	0,589	1,301	0,648	1,573	0,58	1,204	0,896	2,751	0,312	0,216
Noviembre	0,390	0,507	0,766	0,841	0,182	0,379	0,645	0,715	0,081	0,150
Diciembre	1,031	1,435	0,761	1,015	1,000	1,450	1,219	2,158	1,299	1,441
TOTAL	8,21	18,59	12,79	31,73	6,78	10,32	6,55	13,15	4,15	3,67
Límites	4,00	8,00	6,00	18,00	5,00	10,00	6,00	18,00	5,00	10,00

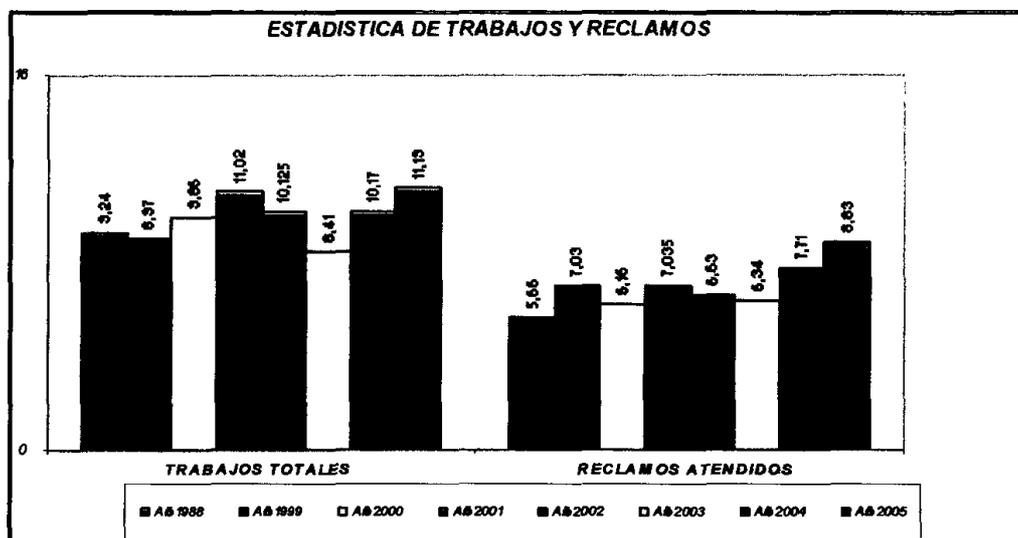
En la siguiente presentación estadística, se proporciona la información histórica de los índices de interrupción desde el año 1996, en este se puede observar que el índice de la frecuencia de interrupción del año 2005 es el valor menor de todos; mientras que el índice del tiempo de interrupción es superior en 3,71 con respecto al menor valor histórico que se presentó en el año 2004 y que fue de 12,890.

ESTADISTICA DE LOS INDICES DE INTERRUPCION



El desempeño de atención a los reclamos que los usuarios presentan por desperfectos o ausencia del servicio, se evalúa mediante el indicador de TRABAJOS REALIZADOS y RECLAMOS ATENDIDOS que miden la actividad diaria promedio del personal operativo. Los TRABAJOS REALIZADOS alcanza un valor de 11,19 y RECLAMOS ATENDIDOS es de 8,83.

Estos índices tienen una tendencia incremental que mide el grado de actividad y trabajos del personal de mantenimiento que cumplan turnos para atención a los usuarios, por la falta del servicio. El siguiente cuadro, muestra el comportamiento de los indicadores de Trabajos y Reclamos, desde el año 1998.



5.4. LA CALIDAD DEL PRODUCTO:

La calidad de producto en el servicio eléctrico, expresa las condiciones técnicas con las que se brinda el servicio, principalmente se consideran el nivel de voltaje, las armónicas y flicker. En este campo, la Gestión se orientó, primordialmente al análisis de los tres parámetros antes indicados, contando para el efecto con dos equipos de registro y medición TOPAZ 1000 y tres equipos MEMOBOX. En el año 2005 se realizaron mediciones de nivel de voltaje, armónicos, flicker, factor de potencia en 50 transformadores de distribución y en 100 usuarios tipo residencial, comercial o industrial, escogidos de manera aleatoria y representativa como lo establece la Regulación No. CONELEC 044 01

Los bases de datos, que se obtienen de los equipos antes referidos, han sido debidamente analizados y en los casos en que los parámetros estuvieron fuera de los valores límites fijados en la Regulación CONELEC 04/001, se tomaron las acciones correctivas necesarias.

6.5. EL SERVICIO DE ILUMINACION PUBLICA:

La potencia instalada en alumbrado público al término del año 2005 es de 1.090,772 KW distribuida en 7.505 equipos de iluminación.

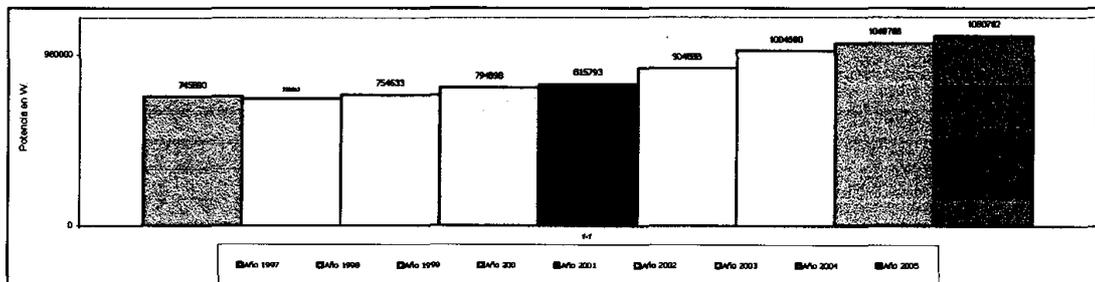
La ejecución de los programas de mantenimiento e inversiones permitieron el mejoramiento del servicio de alumbrado público tanto en el área urbana como en el área rural. La actividad general se orientó a sustituir los elementos averiados y al recambio de luminarias de vapor mercurio por luminarias de vapor de sodio que tiene mejor eficiencia energética.

Para una mayor ilustración a continuación se presenta una estadística del crecimiento de la carga instalada en alumbrado público desde el año 1997.

DETALLE DE LA ARQUITECTURA INTERNA PARA EL SISTEMA DE SUSCRIPCIONES A TUBERIAS DEL 2006

TIPO LUMINARIA	MERCURIO					SODIO					MIXTO	INCANDESCENTE			FLUORESCENTE		REFLECTORES						TOTAL	
	125	150	175	250	400	70	100	150	250	400		160	50	100	150	20	34	100	150	200	400	500		1000
CANTIDAD	40	12	222	64	9	2829	76	2171	1387	17	1	54	6	1	199	88	8	64	11	202	15	23	4	
POTENCIA	5.000	1.800	38.820	16.000	3.600	198.000	7.800	325.620	346.720	6.800	160	2.700	600	150	3.960	2.962	800	9.600	2.200	80.800	7.500	23.000	6.000	
TOTAL	347					6482					1	61			287		327						7886	
POTENCIA TOTAL	65.250					885.030					160	3.450			6.972		129.900						1.090.782	

Estadística del Alumbrado Público Instalado



En el año 2005 considerando el incremento de potencia de alumbrado público y el retiro por el cambio de mercurio por las de sodio, se tiene como resultado que la potencia total incorporada con respecto al año 2004, es de 71.476 KW.

7. EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO:

7.1. LONGITUD EN LINEAS DE SUPERTRANSMISION:



Con la incorporación de la línea de 69 KV S/E Cuenca-Ricaurte, el sistema cuenta con 26,8 Km. de línea de 69KV en operación. El incremento es de 24,70%.

7.2. LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCION:

A diciembre del 2005 se disponen de 550,01 KM de red de 22KV, con un incremento del 2,11% con respecto al año 2004 que fue 538,64 KM. La longitud total, se encuentra conformada de la siguiente manera:

Monofásica: 435,09 Km.
Bifásica: 1,4 Km.
Trifásica: 113,52 Km.

7.3. CAPACIDAD Y NUMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION:

La capacidad instalada es de 22.588,0 KVA, que con respecto a la del año 2004, se incrementa en el 1,08%. En lo que tiene que ver con el número de unidades en operación, al término de este ejercicio económico, se cuenta con 1091 transformadores.

7.4. LONGITUD DE REDES DE BAJA TENSION:

A diciembre del año 2005, los kilómetros en redes de baja tensión alcanzan a 956,02 Km. que representa un incremento del 2,30% con respecto a la longitud del año 2004 que fue de 934,50 KM. La conformación de la longitud total de red secundaria, es:

Monofásica: 821,89 Km.
Bifásica: 85,13 Km.
Trifásica: 49 Km.

7.5. CARGA INSTALADA EN ALUMBRADO PUBLICO:

Durante el año 2005 la carga total en alumbrado público se incrementó a 1.090,76 KW, presentando un incremento del 3,90% en relación a la carga del año 2004 que fue, 1.049,78 KW.

8. DESCRIPCION DEL PROGRAMA EJECUTADO:

A continuación nos permitimos describir las actividades más significativas, que ejecutadas por las Jefaturas de Ingeniería y Construcción y, Operación y Mantenimiento, las mismas que se realizaron de acuerdo al Plan de Actividades 2005 y Presupuesto de Inversiones.

8.1. GESTION INGENIERIA Y CONSTRUCCION:

Consideró la dirección, coordinación, supervisión, fiscalización y liquidación del programa de obras del Presupuesto de Inversiones año 2005, la supervisión y fiscalización de las obras financiadas exclusivamente por clientes.



Las actividades de construcción de obras implican una serie de procedimientos desde la actualización de diseños, replanteos, elaboración de bases para la adquisición de materiales, administración de contratos de materiales y mano de obra, hasta la puesta en operación y liquidación de cada una de las obras.

En el año 2005 obtuvimos un avance físico y financiero del 80% del programa de inversión en obras para el sistema eléctrico, ejecutándose US\$ 1'003.064 del valor programado que fue de US\$ 1'254.956.

En subtransmisión el avance fue del 73%, mientras que distribución se logró el 82 %.

8.2. GESTION OPERACION Y MANTENIMIENTO:

Consideró la planificación, organización, ejecución, supervisión y fiscalización de las actividades de operación y mantenimiento de los sistemas de subtransmisión, distribución y subestaciones. Para cada una de las etapas, se realizó el mantenimiento preventivo, correctivo programado y correctivo forzado. Los trabajos desarrollados se ejecutaron de acuerdo al Programa respectivo.

Es necesario destacar que esta Jefatura se encuentra a cargo de las diferentes actividades para el cumplimiento de la Regulación CONELEC No. 04-01 relacionada con la calidad de producto y servicio eléctricos.

8.3. GESTION INVENTARIOS Y AVALUOS:

Las principales actividades desarrolladas fueron:

- Inventario del año 2004
- Valoraciones para venta de materiales
- Levantamiento georeferenciado de la línea de 69 kV S/E Cuenca-Guapán
- Inventario de postes que se arriendan a Pacifictel y Compañías que dan servicio de televisión por cable.
- Levantamiento con G.P.S el alimentador 123.
- Procesamiento de información del alimentador 123
- Levantamiento con G.P.S el alimentador 122
- Formulación del Proyecto SIG (Sistema de información geográfica)
- Línea Base y términos de referencia para el Proyecto SCADA.

9. CONCLUSIONES

Las acciones ejecutadas durante el año 2005 por el personal del área comercial como parte integrante de la Compañía, han permitido que los resultados sean positivos de acuerdo al análisis que hemos realizado, en especial en la reducción de pérdidas, calibrando medidores, reliquidando consumos no registrados, con el control de cartera con operativos permanentes de suspensión y reconexión de servicio por mora en el pago de las planillas de



consumo de energía, implementación de puntos de recaudación suficientes para el pago de planillas, con la instalación de servicios nuevos, reubicaciones, cambios de domicilio, mantenimiento de los equipos de medición, solución de problemas de facturas erróneas o daños comerciales en forma inmediata, entre otros, logrando obtener los indicadores comerciales tanto en cartera cuanto en pérdidas de energía que son los porcentajes más bajos de las empresas distribuidores del País.

Las inversiones en el sistema eléctrico fueron de USD 1'063.064 que representan el 80% del valor programado con un avance físico del 80%.

Los índices de calidad del servicio técnico, presentan el siguiente comportamiento: La frecuencia de interrupción disminuye a 8,20 con respecto al año 2004 que presentó un valor de 8,35; mientras el tiempo de interrupción se incrementa a 16,59 con respecto al del año 2004 que fue de 12,88. Las causas se indicaron en el análisis particular presentado anteriormente.

Con respecto al año 2004 los precios medios de compra de energía tienen el siguiente comportamiento:

- A nivel de la Subestación Cuenca se incrementa de 4,62 a 4,68 cUS\$/KWH.
- A nivel de la Subestación Azogues se reduce de 5,77 a 5,43 cUSD/KWH.

10. RECOMENDACIONES

- Es indispensable continuar con una política de austeridad en el gasto, tratando de que toda adquisición o autorización de pago sea analizado previamente para su aprobación.
- De acuerdo con la liquidez con que cuenta la Compañía, puede continuar efectuando inversiones a corto plazo, a fin de obtener rentabilidad y mejorar los ingresos.
- De manera permanente se debe solicitar a los organismos del Estado, regulen adecuadamente las tarifas de compra-venta de energía, a fin de evitar que a futuro se continúe presentando déficit tarifarios.
- Realizar la reestructuración de la Compañía con apego a las nuevas disposiciones legales vigentes, a fin de modernizarla, y así poder incursionar en el mercado competitivo de la energía eléctrica.
- Se debe propender a continuar promocionando la venta de energía en la industria, pequeña industria y agroindustria, para de esta manera mejorar los Ingresos de Operación, lo que nos permitirá cubrir en su totalidad los Gastos Operativos incluido el VAD, y de esta manera equilibrar las finanzas de la Compañía.
- Ejecutar proyectos de inversión, previo el análisis costo-beneficio, a fin de que la Compañía pueda contar con una tasa interna de retorno.

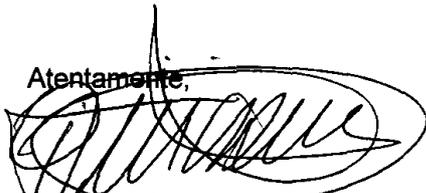


- Es necesario agilizar las acciones para ampliar la capacidad de transformación de 69/22 KV pues el transformador que sirve actualmente para el año 2007 debido al crecimiento de la demanda, operará con ventilación forzada.
- Se requiere continuar apoyando todos los trabajos y acciones tendientes a la reducción de pérdidas técnicas de energía, acometiendo actividades en alumbrado público, que permitan la optimización y mejoramiento del sistema, mediante la instalación y recambio de luminarias de vapor de mercurio por las de sodio, ya que en cuanto a reducción de pérdidas técnicas de energía, es el componente más rentable.
- Es importante fortalecer las actividades operativas tendientes al cumplimiento de la Regulación CONELEC 04/01-Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, pues la asignación del Recurso Humano, como es el caso del Programador, y de los equipos, permitirán cumplir oportunamente las exigencias de la referida Regulación.
- Es de fundamental importancia el disponer de información digitalizada con referencia geográfica, que permita gestionar de mejor manera las diferentes etapas del suministro y servicio a los clientes, utilizando para ello herramientas informáticas que se complementen con el plan de automatización del sistema de distribución de la Compañía.
- Para mejorar la gestión de Ingeniería, Construcción, Operación y Mantenimiento, se continúe apoyando la adquisición de software para cada una de las áreas.
- Para reducir los tiempos de suspensión del servicio en distribución y alcanzar los índices de tiempo y frecuencia de interrupción exigidos en la Regulación CONELEC 04/01, se deben realizar trabajos en líneas energizadas; por lo que es necesario constituir el grupo de trabajo para estas actividades operativas.
- Implementar un plan de motivación y capacitación al personal administrativo, técnico y operativo para lograr una cultura participativa que permita conformar equipos de trabajo orientados hacia la calidad.
- Analizar y aplicar un programa de Reingeniería que permitirá actualizar y mejorar los procesos administrativos orientándolos hacia la cadena de valor de la Empresa.
- Mediante alianzas estratégicas, incorporar proyectos de servicios de Valor Agregado como Servicio de Internet, Servicio Telefónico, TV y otros.
- Continuar la gestión de compra de energía mediante contratos a plazo, para reducir el costo medio de compra.



- Es necesario, que la Empresa disponga de un Plan Estratégico, que le permita actuar en el corto, mediano y largo plazo.

Atentamente,



Dr. Patricio Crespo Regalado
GERENTE

PCR/rid'a
4-IV-06

EMPRESA: Azogues
14 Energía Comprada: ENERGÍA MENSUAL COMPRADA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - MEM (MERCADO OCASIONAL MAS MERCADO DE CONTRATOS)

Año Mes (1) (2)	Transacción (3)	Energía Comprada (MWh) (4)	Energía (US\$) (5)	Potencia a Remunerar (MW) (6)	Valores por Potencia (US\$) (7)	Potencia Reactiva (MVAR) (8)	Potencia Reactiva (US\$) (9)	Energía Reactiva (MVARh) (10)	Energía Reactiva (US\$) (11)	Inflexibilidades o Generación Obligatoria (US\$) (12)	Transmisión (US\$) (15)	Otros (US\$) (16)	Total (US\$) (17)	Valor Pagado (US\$) (18)	Observaciones (19)
2005 Ene	M. Ocasional	902,04	82,743.21	5.13	29,241.27				236.31	1,642.06	71,442.64	41,949.72	227,266.21	86,453.29	La columna OTROS (16) corresponde a los rubros de:
Ene	M. Ocasional(VE)	-18.97	-2,077.38						-2,077.38				36,087.20	21,827.37	[Combustible (+) Cargos por Inter-
Ene	Hidrogoyán	613.00	36,087.20										136,071.94	120,387.35	conexión (-) Pago por generación
Ene	Hidrogoyán	4,974.42	136,071.94										14,859.43	39,242.56	no convencional]
Ene	Hidrogoyán	565.02	14,859.43										15,430.28	15,176.85	
Ene	Termosmeraldas	294.87	15,430.28										5,756.20	6,928.05	
Ene	Termopichincha	73.96	5,756.20										181,863.43	118,372.27	
Feb	M. Ocasional	495.36	37,870.24	5.59	31,882.02				409.49	4,536.40	49,711.95	27,083.33	181,863.43	118,372.27	La columna OTROS (16) corresponde a los rubros de:
Feb	M. Ocasional(VE)	-53.13	-688.16						-688.16				21,853.15	36,087.12	
Feb	Electrogoyán	330.46	21,853.15										116,053.12	136,071.94	[Combustible (+) Cargos por Inter-
Feb	Hidrogoyán	4,233.18	116,053.12										28,481.51	14,859.43	conexión (-) Rentas de Congestión]
Feb	Hidrogoyán	1,121.32	28,481.51										11,410.07	15,430.28	
Feb	Termosmeraldas	214.93	11,410.07										3,835.13	5,756.23	
Feb	Termopichincha	48.30	3,835.13										166,823.06	96,111.92	
Mar	M. Ocasional	205.69	16,789.89	4.97	28,332.42				398.69	6,218.28	44,565.50	7,198.28	166,823.06	96,111.92	La columna OTROS (16) corresponde a los rubros de:
Mar	M. Ocasional(VE)	-13.43	-727.52						-727.52				15,989.27	21,853.15	
Mar	Electrogoyán	228.65	15,989.27										133,448.84	116,053.12	[Combustible (+) Cargos por Inter-
Mar	Hidrogoyán	4,886.24	133,448.84										39,342.75	28,481.51	conexión (-) Rentas de Congestión]
Mar	Hidrogoyán	1,548.93	39,342.75										9,687.92	11,410.07	
Mar	Termosmeraldas	182.14	9,687.92										2,493.70	3,835.12	
Mar	Termopichincha	31.03	2,493.70										82,068.42	97,911.21	Reajustación de potencia
Abril	M. Ocasional	237.16	6,673.53	4.42	25,207.94				409.62	15,078.52	36,632.39	4,056.42	82,068.42	97,911.21	La columna OTROS (16) corresponde a los rubros de:
Abril	M. Ocasional(VE)	-7.41	-378.29						-378.29				15,252.85	15,989.27	
Abril	Electrogoyán	200.96	15,252.85										122,119.92	133,448.84	[Combustible (+) Cargos por Inter-
Abril	Hidrogoyán	4,460.96	122,119.92										48,048.55	39,342.75	conexión (-) Rentas de Congestión]
Abril	Hidrogoyán	1,891.68	48,048.55										6,160.02	9,687.92	
Abril	Termosmeraldas	107.94	6,160.02										1,855.17	2,493.70	
Abril	Termopichincha	22.63	1,855.17										134,227.72	150,111.20	Reajustación de potencia
May	M. Ocasional	367.12	34,335.88	4.65	26,525.99				363.52	6,232.61	49,406.82	15,362.90	134,227.72	80,014.20	La columna OTROS (16) corresponde a los rubros de:
May	M. Ocasional(VE)	-200.52	-9,156.71						-9,156.71				15,252.85	15,989.27	
May	Electrogoyán	234.90	19,379.42										131,763.15	122,119.92	[Combustible (+) Cargos por Inter-
May	Hidrogoyán	4,795.40	131,763.15										28,676.77	48,048.55	conexión (-) Inarconación Paré (-)
May	Hidrogoyán	1,129.01	28,676.77										11,396.86	6,160.02	Rentas de congestión]
May	Termosmeraldas	199.86	11,396.86										2,946.68	1,855.17	
May	Termopichincha	36.14	2,946.68												

EMPRESA: Azogues
1.4 Energía Comprada: ENERGÍA MENSUAL COMPRADA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - MEM (MERCADO OCASIONAL MAS MERCADO DE CONTRATOS)

Año	Mes	Transacción	Energía Comprada (MWh)	Energía (US\$)	Potencia a Remitir (MW)	Valores por Potencia (US\$)	Potencia Reactiva (MVAR)	Potencia Reactiva (US\$)	Energía Reactiva (MVARh)	Energía Reactiva (US\$)	Inflexibilidades o Generación Obligada (US\$)	Transmisión (US\$)	Otros (US\$)	Total (US\$)	Valor Pagado (US\$)	Observaciones
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)
Jun	M. Ocasional		456.63	25,764.01	4.76	27,148.80				390.80	10,662.28	37,836.79	1,847.70	103,862.36	109,008.85	Falta energía de contratos. La columna OTROS (18) corresponde a los rubros de:
Jun	M. Ocasional(VE)		-18.44	-1,486.80										-1,486.80		
Jun	Electroquiyás		156.17	13,347.79										13,347.79	19,378.42	
Jun	Hidroquiyán		3,975.21	109,185.67										109,185.67	131,763.15	[Combustible (+) Cargos por Inter-
Jun	Hidropaute		2,320.30	58,935.49										58,935.49	28,878.77	conexión (+) Generación no convenc.
Jun	Termoesmeraldas		198.08	10,929.29										10,929.29	11,398.86	(-) Rentas de congestión (-) Rentas
Jun	Termopichincha		20.68	1,722.97										1,722.97	2,948.88	de congest. Por import. Colombia]
Jul	M. Ocasional		344.12	43,016.44	4.50	25,629.35				434.37	3,734.76	42,338.66	1,824.77	116,978.37	91,314.87	
Jul	M. Ocasional(VE)		-11.86	-1,310.41										-1,310.41		La columna OTROS (18) corresponde a los rubros de:
Jul	Electroquiyás		422.48	34,695.65										34,695.65	13,336.88	
Jul	Hidroquiyán		4,838.96	132,824.76										132,824.76	109,165.88	[Combustible (+) Cargos por Inter-
Jul	Hidropaute		1,782.60	45,278.01										45,278.01	58,935.49	conexión (+) Generación no convenc.
Jul	Termoesmeraldas		6.05	352.35										352.35	10,929.28	(-) Rentas de congestión (-) Rentas
Jul	Termopichincha		44.01	3,685.28										3,685.28	3,708.15	de congest. Por import. Colombia]
Ago	M. Ocasional		805.37	44,894.04	4.89	27,872.42				269.75	690.10	44,894.76	21,251.28	139,872.35	100,182.80	
Ago	M. Ocasional(VE)		-6.57	-454.33										-454.33		La columna OTROS (18) corresponde a los rubros de:
Ago	Electroquiyás		485.56	33,519.22										33,519.22	34,895.65	
Ago	Hidroquiyán		4,904.45	134,420.84										134,420.84	132,824.77	[Combustible (+) Cargos por Inter-
Ago	Hidropaute		1,050.54	26,683.82										26,683.82	45,278.01	conexión (+) Generación no convenc.
Ago	Termoesmeraldas		191.45	8,874.86										8,874.86	352.35	cional]
Ago	Termopichincha		67.98	5,574.62										5,574.62	3,685.28	
Sep	M. Ocasional		1,072.13	85,418.90	4.95	28,189.77				274.76	848.18	49,608.93	7,016.82	171,387.36	132,842.77	
Sep	M. Ocasional(VE)		-0.02	-1.56										-1.56		La columna OTROS (18) corresponde a los rubros de:
Sep	Electroquiyás		567.74	39,192.15										39,192.15	33,519.22	
Sep	Hidroquiyán		4,795.07	131,274.67										131,274.67	134,420.84	[Combustible (+) Cargos por Inter-
Sep	Hidropaute		673.74	17,112.91										17,112.91	26,683.82	conexión (+) Generación no convenc.
Sep	Termoesmeraldas		319.90	14,829.46										14,829.46	8,874.86	(-) Rentas de congestión (-) Rentas
Sep	Termopichincha		65.00	5,565.63										5,565.63	5,574.62	de congest. Por import. Colombia]
Oct	M. Ocasional		344.82	28,732.55	5.15	29,378.22				131.42	774.57	44,549.09	2,141.77	108,707.81	149,808.83	Se cancela en este mes los valores de energía de Agente de EMPRESA ELÉCTRICA BOLIVAR Y BAHÍA por fact. 364 y 11.82 respectivamente.
Oct	M. Ocasional(VE)		-280.60	-21,069.70										-21,069.70		La columna OTROS (18) corresponde a los rubros de:
Oct	Electroquiyás		257.08	17,746.97										17,746.97	39,192.15	
Oct	Hidroquiyán		4,487.13	123,595.20										123,595.20	131,274.68	[Combustible (+) Cargos por Inter-
Oct	Hidropaute		161.87	4,111.60										4,111.60	17,112.91	conexión (+) Generación no convenc.
Oct	Termoesmeraldas		150.70	6,986.06										6,986.06	14,829.45	(-) Rentas de congestión por impor-
Oct	Termopichincha		28.76	2,410.78										2,410.78	5,565.63	tación Colombia]

EMPRESA: Azoques
14 Energía Comprada: ENERGÍA MENSUAL COMPRADA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA - MEM (MERCADO OCASIONAL MAS MERCADO DE CONTRATOS)

Año Mes (1) (2)	Transacción (3)	Energía Comprada (MWh) (4)	Energía (US\$) (5)	Potencia a Remunerar (MW) (6)	Valores por Potencia (US\$) (7)	Potencia Reactiva (MVAR) (8)	Potencia Reactiva (MVARh) (9)	Energía Reactiva (US\$) (10)	Energía Reactiva (US\$) (11)	Inflexibilidades o Generación Obligada (US\$) (12)	Transmisión (US\$) (15)	Otros (US\$) (16)	Total (US\$) (17)	Valor Pagado (US\$) (18)	Observaciones (19)
Nov	M. Ocasional	326.12	24,545.58	5.39	30,732.46				229.09	1,911.50	43,309.47	2,237.39	103,065.46	199,839.04	
Nov	M. Ocasional(VE)	-264.66	-12,003.92										-12,003.92		La columna OTROS (16) corresponde a los rubros de:
Nov	Electroguyas	330.10	22,787.22										22,787.22	17,746.97	[Combustible (+) Cargas por Inter-
Nov	Hidroayán	5,145.52	141,621.71										141,621.71	123,995.19	conexión (+) Generación no convenc.
Nov	Hidropaute	576.29	14,637.69										14,637.69	4,111.60	(-) Rentas de congestión por impor-
Nov	Termoesmeraldas	197.13	9,138.12										9,138.12	6,596.06	tación Colombia]
Nov	Termopichincha	40.52	3,398.80										3,398.80	2,410.78	
Dic	M. Ocasional	615.25	38,796.71	5.50	31,377.62				165.28	3,417.23	44,309.41	15,036.96	133,992.31	82,654.00	
Dic	M. Ocasional(VE)	-134.72	-5,023.98										-5,023.98		La columna OTROS (16) corresponde a los rubros de:
Dic	Electroguyas	385.28	26,596.58										26,596.58	22,787.22	los rubros de:
Dic	Hidroayán	5,184.61	142,562.24										142,562.24	141,621.72	[Combustible (+) Cargas por Inter-
Dic	Hidropaute	596.33	15,146.76										15,146.76	14,637.69	conexión (+) Generación no convenc.
Dic	Termoesmeraldas	226.07	10,479.87										10,479.87	9,138.12	(-) Rentas de congestión.]
Dic	Termopichincha	50.02	4,078.22										4,078.22	3,398.80	



JEFATURA DE PLANIFICACION
BALANCE GENERAL (en USD)

HOJA 1/3

COD.		AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005
	ACTIVOS			
	ACTIVOS CORRIENTES	3.946.706,57	3.362.846,47	3.020.512,39
	DISPONIBLE	2.707.606,52	1.708.613,82	1.524.948,30
101	Caja General	-	-	73,32
102	Bancos	436.537,07	155.016,19	219.130,44
105	Fondos Rotativos	5.576,00	6.076,00	6.160,00
106	Inversiones Temporales de Caja	2.265.493,45	1.547.521,63	1.299.584,54
	EXIGIBLE	772.410,89	794.642,64	839.295,10
111	Documentos por Cobrar	1.908,36	-	-
112	Ctas. por Cobrar Consumidores (Cta. de usuarios)	731.068,41	723.531,64	706.996,23
113	Otras Cuentas por Cobrar	43.602,76	76.399,32	139.025,64
114	Prov. Acum. para Ctas. Incobrables (-).	(4.168,64)	(5.288,32)	(6.726,77)
	INVENTARIOS	463.689,16	856.590,01	653.268,99
121	Bodegas	482.040,93	863.546,00	662.021,53
125	Compras Locales en Transito	648,90	2.580,15	1.127,91
129	Provisiones Para Baja de Inventarios	(19.000,67)	(9.536,14)	(9.880,45)
	OTROS ACTIVOS CORRIENTES	3.000,00	3.000,00	3.000,00
139	Otros Activos Corrientes y Acumulados	3.000,00	3.000,00	3.000,00
	ACTIVO FIJO (NETO)	8.863.806,11	9.310.188,58	9.922.216,11
	BIENES E INSTALACIONES	12.473.428,04	13.536.593,44	14.847.668,63
141	Bienes e Inst. en Servicio	11.272.893,81	12.015.782,42	13.232.628,39
142	Bienes e Inst. en Servicio FERUM	1.089.041,20	1.159.114,27	1.514.995,43
147	Obras en Construcción	82.513,00	332.716,72	71.064,78
148	Bienes e Inst. en Proceso de Reclasificación	28.980,03	28.980,03	28.980,03
	DEPRECIACION ACUMULADA	(3.609.621,93)	(4.226.404,86)	(4.925.452,52)
151	Bienes e Inst. en servicio	(3.497.727,16)	(4.065.777,27)	(4.707.735,74)
152	Bienes e Inst. en servicio FERUM	(111.894,77)	(160.627,59)	(217.716,78)
	OTROS ACTIVOS	140.254,18	233.805,58	304.461,65
168	Otras Inversiones	-	-	-
169	Provisión para Baja de Inversiones	(1.194,94)	-	-
	ESTUDIOS Y OBRAS	19.812,71	40.453,81	24.333,88
177	Estudios de Factibilidad y Diseño de Obras	19.812,71	40.453,81	24.333,88
-	Estudios Servicios y Obras Menores	-	-	-
	ACTIVO DIFERIDO	121.636,41	193.351,77	280.127,77
182	Pagos Anticipados	104.170,67	154.934,46	211.540,64
183	Impuestos Anticipados	14.985,16	37.882,29	67.831,99
184	Cuentas por Liquidar	2.480,58	535,02	755,14
	TOTAL ACTIVOS	12.950.766,86	12.906.840,63	13.247.190,15



JEFATURA DE PLANIFICACION
BALANCE GENERAL (en USD)

HOJA 2/3

COD.	CUENTAS	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005
	PASIVO			
	PASIVO CORRIENTE			
	PASIVO A CORTO PLAZO			
	Documentos por Pagar	4.352.303,94	4.290.944,56	4.671.784,56
203	Cuentas por Pagar	2.068.570,59	1.862.734,94	1.955.750,36
206	Oblig. Patron. y Ret. en Favor de Terceros	1.654.704,16	1.574.710,87	1.625.983,81
209	Otros Pasivos Corrientes	128.795,54	83.722,74	59.900,44
	PASIVO A LARGO PLAZO			
223	Préstamos por Pagar, (Transelectric S.A.)	285.070,89	204.301,33	269.866,11
225	Depósitos de usuarios	2.283.733,35	2.428.209,62	2.716.034,20
228	Provisión para Jubilación Patronal	1.593.542,96	1.593.542,96	1.646.108,99
	PASIVOS DIFERIDOS			
	Creditos de Fideicomisos	-	-	-
242	Anticipos para Construcciones	-	-	-
249	Otros Creditos Diferidos	-	-	-
	TOTAL PASIVOS	4.352.303,94	4.290.944,56	4.671.784,56
	PATRIMONIO			
	CAPITAL SOCIAL			
301	Acciones Ordinarias	1.193.475,60	1.193.475,60	1.193.475,60
	Acciones Preferidas	1.193.475,60	1.193.475,60	1.193.475,60
	APORTACIONES Y ASIGNACIONES			
311	Aportaciones para Futura Capitalización	1.074.306,63	1.357.680,72	1.567.960,17
312	Aportaciones para Futura Capitalización FERUM	167.749,25	208.771,33	213.871,33
	RESERVAS			
321	Reserva Legal	3.922.858,84	3.851.888,03	3.598.761,61
322	Reserva Revaluación	23.967,95	23.967,95	23.967,95
324	Reserva por Revalorización del Patrimonio	-	-	-
329	Otras Reservas (de Capital)	3.898.890,89	3.827.920,08	3.574.793,66
	Superávit (Déficit) Acumulado del Ejercicio Anterior			
	DONACIONES Y CONTRIBUCIONES			
335	Donaciones de Capital y Contribuciones Recibidas	2.198.603,07	2.212.851,72	2.215.208,21
	RESULTADOS			
341	Resultados del ejercicio corriente	209.218,78	-	-
	TOTAL PATRIMONIO	8.598.462,92	8.615.896,07	8.575.405,59
	TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	12.950.766,86	12.906.840,63	13.247.190,15

JEFATURA DE PLANIFICACION
BALANCE GENERAL (en USD)

HOJA 3/3

COD.	CUENTAS	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005
	ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS			
400	INGRESOS DE OPERACION	6.469.604,86	6.615.120,51	6.501.771,94
401	Venta de Energía	6.258.711,47	6.509.739,75	6.441.709,28
409	Ingresos que no son Venta de Energía	210.893,39	105.380,76	60.062,66
500	GASTOS DE OPERACION	(6.358.285,08)	(7.003.722,47)	(6.911.087,32)
501	Gastos de Operación	(5.815.783,77)	(6.399.771,35)	(6.217.418,88)
503	Gastos Deprec. Bienes e Inst. en Serv.	(542.501,31)	(603.951,12)	(693.668,44)
	RESULTADO DE OPERACION.	111.319,78	(388.601,96)	(409.315,38)
420	INGRESOS AJENOS A LA OPERACION	253.201,48	327.439,90	244.504,94
421	Ingresos Ajenos a la Operación	227.257,06	211.648,83	120.326,63
422	Ingresos Extraordinarios	25.944,42	115.791,07	124.178,31
425	Ajustes períodos anteriores (Ingresos)			
520	GASTOS AJENOS A LA OPERACION (-).	(25.926,50)	(9.808,75)	(88.315,98)
521	Gastos Ajenos a la Operación	(5.537,13)	(1.094,74)	(80.641,14)
522	Pérdidas Extraordinarias	(20.044,89)	(8.481,29)	(7.439,09)
525	Ajustes períodos anteriores (Gastos)	-	-	-
526	Gastos Financieros	(344,48)	(232,72)	(235,75)
	RESULTADO AJENO A LA OPERACION.	227.274,98	317.631,15	156.188,96
	TOTAL INGRESOS DE OPERACION.	6.469.604,86	6.615.120,51	6.501.771,94
	TOTAL INGRESOS AJENOS A LA OPERACION.	253.201,48	327.439,90	244.504,94
	INGRESOS TOTALES	6.722.806,34	6.942.560,41	6.746.276,88
	TOTAL GASTOS DE OPERACION.	(6.358.285,08)	(7.003.722,47)	(6.911.087,32)
	TOTAL GASTOS AJENOS A LA OPERACION.	(25.926,50)	(9.808,75)	(88.315,98)
	GASTOS TOTALES	(6.384.211,58)	(7.013.531,22)	(6.999.403,30)
	RESULTADO AL 31 DE DICIEMBRE	338.594,76	(70.970,81)	(253.126,42)

JEFATURA DE PLANIFICACION
ESTADISTICAS BASICAS

HOJA 1/4

COD.	CONCEPTO	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005
	ESTADISTICA TECNICA			
	POTENCIA INSTALADA (KW)			
	Comprada	15.879,14	15.932,00	15.328,00
	Demanda Máxima	15.879,14	15.932,00	15.328,00
	Factor de Carga	0,522	0,543	0,576
	DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (MWH)			
	Comprada (En barras de S/E Cuenca)	77.993,78	81.707,63	82.390,75
	PPA con Hidroagoyán	42.814,04	50.716,66	53.753,23
	En contratos	29.545,35	25.464,60	23.396,05
	En SPOT	5.634,39	5.526,38	5.241,47
	Consumos Propios	61,03	58,87	57,66
	Total Disponible	77.932,75	81.648,76	82.333,09
	MONTO POR COMPRA DE ENERGIA (US\$)			
	Total	3.243.813,90	3.166.128,68	3.547.940,72
	PPA Hidroagoyán	1.410.068,08	1.442.949,81	1.483.589,15
	En contratos	1.310.048,92	837.288,16	868.126,00
	En SPOT	523.696,90	885.890,71	1.196.225,57
	MONTO POR CONCEPTO DE PEAJE (US\$)			
	Total pagado	949.150,97	787.042,22	334.019,37
	Peaje de Transmisión	734.145,96	608.984,69	314.878,28
	Peaje de Distribución	215.005,01	178.057,53	19.141,09
	ENERGIA FACTURADA (MWH)			
	Cliente no regualdo (Guapan)	42.308	43.709	43.403
	Residencial	18.881	19.851	20.982
	Comercial	4.241	4.685	4.816
	Industrial	1.580	1.567	1.832
	Alumbrado Público	4.001	4.358	4.515
	Otros	1.564	1.803	1.857
	Total	72.576	75.973	77.405
	PERDIDAS DE ENERGIA			
	MWH	5.417,64	5.734,51	4.986,08
	Porcentaje	6,9%	7,0%	6,1%
	NUMERO DE USUARIOS FINALES			
	Cientes no-regualdos (Guapan)	1	1	1
	Residencial	22.619	23.220	23.753
	Comercial	1.535	1.566	1.595
	Industrial	271	298	324
	Alumbrado Público	1	1	1
	Otros	446	454	482
	Total	24.873	25.540	26.156

JEFATURA DE PLANIFICACION
ESTADISTICAS BASICAS

HOJA 2/4

COD.	CONCEPTO	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005
	OTROS DATOS BASICOS			
	APROPIACIONES CONTABLES	562.608,12	614.619,06	704.987,34
	SERVICIO DE LA DEUDA	-	-	-
	INVERSIONES ANUALES EJECUTADAS	860.787,80	1.166.985,70	1.302.621,78
	PRESUPUESTO DE OPERACIÓN			
	Ingresos Programados (de presupuesto)	6.169.181,70	6.544.599,57	6.498.740,65
	Ingresos Ejecutados	6.469.604,86	6.615.120,51	6.501.771,94
	Gastos Programados (Presup. inicial)	6.232.202,26	6.511.930,54	6.882.900,85
	Gastos Ejecutados	6.354.985,11	7.003.722,47	6.911.087,32
	PRESUPUESTO DE INVERSIONES (Presup. inicial)			
	Total			
	Fuentes Programadas (Presup. inicial)	1.767.231,00	2.485.659,00	1.811.745,00
	Fuentes ejecutadas	860.787,80	1.166.985,70	1.302.621,78
	Usos Programados (Presup. inicial)	1.767.231,00	2.485.659,00	1.811.745,00
	Usos Ejecutados	860.787,80	1.166.985,70	1.302.621,78
	Subtransmisión			
	Fuentes Programadas	666.028,00	1.047.128,00	284.219,00
	Fuentes ejecutadas	15.376,38	297.341,39	223.325,83
	Usos Programados	666.028,00	1.047.128,00	284.219,00
	Usos Ejecutados	15.376,38	297.341,39	223.325,83
	Distribución			
	Fuentes Programadas	721.363,00	702.342,00	977.207,00
	Fuentes ejecutadas	609.369,82	325.799,27	768.580,78
	Usos Programados	721.363,00	702.342,00	977.207,00
	Usos Ejecutados	609.369,82	325.799,27	768.580,78
	Instalación a Consumidores			
	Fuentes Programadas	174.840,00	198.989,00	385.319,00
	Fuentes ejecutadas	105.033,56	150.487,42	207.473,92
	Usos Programados	174.840,00	198.989,00	385.319,00
	Usos Ejecutados	105.033,56	150.487,42	207.473,92
	Inversiones Generales			
	Fuentes Programadas	205.000,00	537.200,00	165.000,00
	Fuentes ejecutadas	131.008,04	393.357,62	103.241,25
	Usos Programados	205.000,00	537.200,00	165.000,00
	Usos Ejecutados	131.008,04	393.357,62	103.241,25

JEFATURA DE PLANIFICACION
ESTADISTICAS BASICAS

HOJA 3/4

COD.	CONCEPTO	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005
	PRESUPUESTO DE CAJA (del presupuesto)			
	Ingresos Efectivos Programados	7.949.725,75	8.246.887,74	8.649.582,71
	Ingresos Efectivos Ejecutados	7.839.914,83	8.770.842,70	8.475.152,19
	Egresos Efectivos Programados	9.266.956,74	9.789.826,59	9.406.402,44
	Egresos Efectivos Ejecutados	7.319.061,16	9.052.363,57	8.411.037,93
	JUNTA DE ACCIONISTAS			
	Número de Sesiones Realizadas	3	6	5
	Número de Resoluciones Tomadas	27	43	26
	Número de Resoluciones Cumplidas	27	43	26
	SESIONES DE DIRECTORIO			
	Número de Sesiones Realizadas	3	6	8
	Número de Resoluciones Tomadas	19	27	42
	Número de Resoluciones Cumplidas	18	27	39
	RECURSOS HUMANOS			
	Contratos (Promedio anual)	6	25	17
	Renuncias	0	0	0
	Despidos	0	0	0
	Número Total Trabajadores (Promedio Anual)	88	93	93
	Número de Horas no Trabajadas	208	221	864
	Número de Horas Laborables	1.920	1.992	1.840
	Total Gastos Mano de Obra	885.782	1.207.903	1.242.763
	Suma de Antigüedades Equivalentes	1.338	1.437	1.496





JEFATURA DE PLANIFICACION
ESTADISTICAS BASICAS

HOJA 4/4

COD.	CONCEPTO	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005
	ESTADISTICA COMERCIAL			
	Reubicaciones	989	851	994 #
	Número de nuevos clientes + Clientes reubicados	1.704	1.518	1.610
	Número total de solicitudes (Conex + Reub)	1.918	851	915
	Número total de reclamos	3.893	3.976	6.159
	Número total de clientes	24.873	25.540	26.156
	Número de planillas refacturadas	2.700	1.908	2.341
	Número total de planillas emitidas.	295.382	303.162	310.350
	Saldo de cuenta clientes inicio ejercicio.	605.942	731.068	723.532
	Saldo de cuenta clientes final del ejercicio.	731.068	723.532	706.996
	Facturación total del ejercicio (MWH).	72.576	75.973	77.405
	Valor recaudado del período, por energía.	6.024.606	7.691.213	6.376.883 *
	Valores facturados del período, por energía.	6.258.711	6.509.740	6.441.709 *
	Saldo de cartera vencida.	54.420	57.433	88.098
	OTROS INDICADORES			
	NUMERO DE TRABAJADORES (a dic/31)	96	120	126
	Permanentes	88	93	93
	Eventuales	6	25	20
	Tercerizados	2	2	13
	POBLACION TOTAL, (area servida)	75.880	77.019	78.275 #

* Nota Los valores recaudados y facturados solo para el año 2004, incluyen valores de terceros.



JEFATURA DE PLANIFICACION
INDICADORES DE GESTION

HOJA 1/4

COD.	CONCEPTO	ANO 2003	ANO 2004	ANO 2005
	INDICADORES FINANCIEROS			
	1.- SOLVENCIA FINANCIERA			
	SF = $\frac{\text{Activo Corr. y Acumulado} - \text{Inventarios}}{\text{Pasivo Corr. y Acumulado} - \text{Dep. usuarios}}$	168,38%	134,55%	121,04%
	2.- LIQUIDEZ FINANCIERA			
	LF = $\frac{\text{Disponibilidades}}{\text{Pasivo Corr. y Acumulado} - \text{Dep. usuarios}}$	130,89%	91,73%	77,97%
	3.- RENTABILIDAD			
	a) Del Patrimonio.			
	RP = $\frac{\text{Superávit Total del Ejercicio}}{\text{Patrimonio} - \text{Superávit Total del Ejercicio}}$	3,94%	(0,82%)	(2,95%)
	RP = MB x RA x FE			
	- Margen del Beneficio.			
	MB = $\frac{\text{Superávit Total del Ejercicio}}{\text{Ingresos por Venta de Energía}}$	5,41%	(1,09%)	(3,93%)
	- Rendimiento del Activo.			
	RA = $\frac{\text{Ingresos por Venta de Energía}}{\text{Activo Total}}$	48,33%	50,44%	48,63%
	- Factor de Endeudamiento.			
	FE = $\frac{\text{Activo Total}}{\text{Patrimonio} - \text{Superávit Total del Ejercicio}}$	150,62%	149,80%	154,48%
	b) De la Inversión.			
	RI = Benef. neto explotación / base tarifaria	1,28%	(4,38%)	(4,41%)
	4.- INDEPENDENCIA FINANCIERA			
	IF = Patrimonio / (Activo total - disponibilidades)	83,94%	76,94%	73,15%
	5.- MARGEN OPERATIVO			
	MO = $\frac{\text{Gastos de Operación} - \text{Aprop. Contable}}{\text{Ingresos por Venta de Energía}}$	(110,99%)	(117,18%)	(119,60%)
	6.- CONTRIBUCION A LA INVERSION			
	CI = $\frac{\text{Bene. Neto Opera.} + \text{Aprop. Con.} - \text{Ser. Deuda}}{\text{Inversiones Anuales Ejecutadas}}$	104,70%	46,59%	34,69%
	7.- COBERTURA A LA DEUDA			
	ICD = $\frac{\text{Benef. Neto Oper} + \text{Aprop Cont}}{\text{Cuenta Anual de Servicio a la Déuda}}$	No aplica	No aplica	No aplica

JEFATURA DE PLANIFICACION
INDICADORES DE GESTION

HOJA 2/4

COD.	CONCEPTO	ANO 2003	ANO 2004	ANO 2005
	INDICADORES GERENCIALES			
	1.- PROGRAMA Y EJECUCION PRESUPUESTARIA			
	a) Presupuesto de Explotación.			
	1) Ingresos. PEI = Valores (ejecutado / progra.)	104,9%	101,1%	100,0%
	2) Gastos. PEG = Valores (ejecutado / progra.)	102,0%	107,6%	100,4%
	b) Presupuesto de Inversiones.			
	1) Fuentes: PIF=Valores (ejecutado / progra.)			
	Total	48,7%	46,9%	71,9%
	Subtransmisión	2,3%	28,4%	78,6%
	Distribución	84,5%	46,4%	78,7%
	Instalación a Consumidores	60,1%	75,6%	53,8%
	Inversiones Generales	63,9%	73,2%	62,6%
	2) Usos: PIU =Valores (ejecutado / progra.)			
	Total	48,7%	46,9%	71,9%
	Subtransmisión	2,3%	28,4%	78,6%
	Distribución	84,5%	46,4%	78,7%
	Instalación a Consumidores	60,1%	75,6%	53,8%
	Inversiones Generales	63,9%	73,2%	62,6%
	c) Presupuesto de Caja.			
	1) Ingresos Efectivos. PCI = Valores (ejecutado / progra.)	98,6%	106,4%	98,0%
	2) Egresos Efectivos. PCE = Valores (ejecutado / progra.)	79,0%	92,5%	89,4%
	2.- GESTION DE COMPRA (POTENCIA Y ENERGIA)			
	a) Precio Medio de Compra (ctvs.US\$/Kwh)			
	1) Precio Medio Total	4,1591	3,8749	4,3062
	2) PPA con Hidroagoyán	3,2935	2,8451	2,7600
	3) Mercado de contratos	4,4340	3,2880	3,7106
	4) Mercado SPOT	9,2947	16,0302	22,8223
	b) Peaje de Transmisión (ctvs.US\$/Kwh)	0,9413	0,7453	0,3822
	c) Peaje de Distribución (ctvs.US\$/Kwh)	0,2757	0,2179	0,0232

JEFATURA DE PLANIFICACION
INDICADORES DE GESTION

HOJA 3/4

COD.	CONCEPTO	AÑO 2003	AÑO 2004	AÑO 2005
	3.- GESTIÓN DE VENTAS			
	a) Atención a Solicitudes. (%) AS = $\frac{\text{Clientes (nuevos + reubicados)}}{\text{Total Solicitudes (conexión + reubicación)}}$	88,8%	178,4%	176,0%
	b) Tasa de Reclamos. (%) TR = $\frac{\text{Número (reclamos / total clientes)}}{\text{Número Total Emitidas}}$	15,7%	15,6%	23,5%
	c) Calidad de Facturación (%) CF = $\frac{\text{Número de Planillas Refacturadas}}{\text{Número Total Emitidas}}$	0,91%	0,63%	0,75%
	d) Pérdidas Totales de Energía. PE = $\frac{\text{Energía (Disp. - Fact. - Auto.)}}{\text{Disp.}}$	7,0%	7,0%	6,1%
	4.- GESTIÓN DE RECAUDACIONES			
	a) Período Medio de Cobranza, (días). PMC = $\frac{365 * \text{Saldo Cta. Clien. (Inicio+Final)}}{2 \text{ Valores facturados del periodo}}$	39	41	41
	b) Incidencia de la Cartera Vencida. ICV = $\frac{\text{Saldo (cartera vencida / cuen. abo.)}}{\text{Valores facturados}}$	7,4%	7,9%	12,5%
	c) Eficiencia de Recaudación. ER = $\frac{\text{Valores (recaudados / facturados)}}{\text{Valores facturados}}$	96,3%	118,1%	99,0%

JEFATURA DE PLANIFICACION
INDICADORES DE GESTION

HOJA 4/4

COD.	CONCEPTO	ANO 2003	ANO 2004	ANO 2005
	5.- CUMPLIMIENTO DE RESOLUCIONES			
	a) Sesiones de Junta de Accionistas. SJA = Resoluciones (cumplidas / tomadas)	1,00	1,00	1,00
	b) Sesiones de Directorio SD = Resoluciones (cumplidas / tomadas)	0,95	1,00	0,93
	6.- MANEJO DE RECURSOS HUMANOS			
	a) Estabilidad Media del Personal. EMP = $1 - \frac{(\text{Contrat.} + \text{Renuncias} + \text{Despidos})}{2}$ Promedio Anual del Total de Trab.	1,00	1,00	1,00
	b) Tasa de Ausentismo del Personal. TAP = Horas (trabajadas / laborables)	0,11	0,11	0,47
	c) Antigüedad Media del Personal. AMP = $\frac{\text{Suma de Antigüedades Equivalentes}}{\text{Promedio Anual del Total de Trab.}}$	15,20	15,45	16,09
	OTROS INDICADORES			
	a) Usuarios / Trabajador Total	259	213	208
	b) Kwh de regulados / Trabajador total. (Mwh/Trab).	315	269	270
	c) Potencia / Habitante (Wats / Hab).	209	207	196
	d) Población Servida	72.907	75.042	77.668
	e) Población Servida / Población Total (%)	96%	97,4%	99%