



INFORME ADMINISTRATIVO DEL GERENTE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A., CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO DEL 2012

I. INTRODUCCION

En cumplimiento a las disposiciones de la Ley de Compañías en sus artículos 263 (numeral 4) y 289, así como en el artículo 21 (literal II) de los Estatutos Sociales, me permito someter a consideración de los máximos Organismos de la EERSA, el presente informe que resume la gestión cumplida por la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., durante el ejercicio económico del 2012

Los resultados de la gestión se reflejan en los índices y Estados Financieros que conjuntamente con este informe estamos presentado, así como en los comentarios, observaciones y recomendaciones que constan en los informes de los señores Comisarios y Auditores Externos, aspiramos que el análisis de estos documentos permita a los señores miembros de la Junta de Accionistas y Directorio contar con suficientes elementos de juicio para evaluar la gestión e impartir las orientaciones, políticas y directrices más adecuadas para continuar mejorando la eficiencia de la Institución.

El contenido del informe se sustenta en los documentos presentados por cada una de las Direcciones de la Empresa; así como en las acciones propias de la Gerencia.

El Informe se ha estructurado bajo el esquema referencial que ha venido manteniendo durante los últimos años de conformidad con lo establecido por la Ley de Compañías.

II. ANTECEDENTES

El año 2012, se caracterizó por aspectos importantes dentro de los ambitos técnico y económico - financiero de la empresa.

Dentro del aspecto técnico, se puede mencionar que se han cumplido con los programas y proyectos planteados Institucionalmente y también mediante el Plan de Reducción de pérdidas PLANREP, Plan de Mejoramiento de la Distribución PMD y a finales del 2012 se ha emprendido con proyectos FERUM financiados con fondos del BID que se espera concluyan a medados del 2013, apoyado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y que se continua como política Institucional. Adicionalmente se ha cumplido con los lineamientos establecidos en el proyecto SIGDE (Sistema Integral para la Gestión de la Distribución Eléctrica).

Se han ejecutado adicionalmente proyectos, financiado con recursos propios, enfocados al mejoramiento de la calidad del servicio así como soporte para garantizar el crecimiento de la demanda en la Provincia. En Distribución se



han ejecutado proyectos a nivel de usuario final que han sido financiados por los Accionistas mediante aportes de futura Capitalización así como de utilidades Generadas en años anteriores, y se concluye con la ampliación de la Subestación Guamote que permite el mejoramiento del servicio en el sector sur de la provincia, con mayor confiabilidad en el sistema eléctrico de la provincia.

Se ha actualizado el Plan Estratégico para el periodo 2012 – 2015, que es una herramienta importante y que permite tener objetivos claros para la Institución.

En los aspectos económico - financiero, la EERSA ha tenido efectos positivos directamente relacionados con la utilidad del ejercicio que están en el orden de dos millones y medio de dólares que significan recursos directos para inversión en cada uno de los cantones de la provincia y un tema importante de mencionar es la desinversión de pólizas que se han convertido en la inversión de proyectos.

En general dentro del aspecto administrativo laboral se han mantenido las relaciones obrero patronales, dentro de términos adecuados que han permitido el desarrollo normal de la Empresa que se reflejan en el desarrollo sostenido empresarial, sin embargo durante el 2012, se tramito la revisión del contrato colectivo 2012 – 2013, demora que tuvo como marco principal las políticas y parámetros sobre los cuales se basa la revisión de la Contratación Colectiva y que se lo firmó en el mes de marzo del 2013

Se han ejecutado procesos de contratación pública, mediante los diferentes procedimientos, que en su totalidad están en el orden de los diez millones de dólares en el que se incluyen adquisiciones para operación e inversiones, de las cuales el financiamiento se concreto alrededor de un millón ochocientos mil con recursos del estado para inversiones y la diferencia con recursos propios para completar las inversiones y la operación.

III. ASPECTOS GENERALES

3.1. Conformación Legal de la Empresa

3.1.1. Fecha

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A., se constituyó el 3 de Abril de 1963 ante el Notario Público Dr. Jorge Washington Lara, e inscrita en el Registro Mercantil con el No. 5, el 6 de mayo de 1963.

Es importante informar a los señores Accionistas y Miembros del Directorio de la Empresa que al concluir la vida Institucional de la Empresa el 06 de



mayo del 2013, la Junta celebrada el 27 de diciembre del 2012 autorizo y aprobó el Aumento de Capital y Reforma de Estatutos, especialmente en lo relacionado con la ampliación de vigencia de la vida Institucional de la Empresa, trámite que a la fecha se encuentra legalizado e inscrita en el Registro de la Propiedad y Mercantil del Cantón Riobamba con la partida No. 647, anotado bajo el número 4753 del repertorio.

3.1.2. Objeto Social

El Objeto es la Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica, en la circunscripción territorial de la Provincia de Chimborazo, de conformidad con el certificado de Concesión otorgado por el CONELEC, aprovechando para este fin los recursos hidráulicos del Río Alao y Río Blanco, o de cualquier otra fuente potencial de energía eléctrica, para lo cual podrá celebrar todo acto Civil y Mercantil permitido por las leyes.

3.1.3. Accionistas

Intervienen como Accionistas fundadores las siguientes Instituciones:

- Ilustre Municipalidad de Riobamba
- Instituto Ecuatoriano de Electrificación
- Honorable Junta Central de Asistencia Social de Quito.

3.1.4. Fecha de la última Reforma Estatutaria y Aumento de Capital Social.

- La última Reforma de Capital Social y Reforma de Estatutos fue realizada el 27 de diciembre del 2012; ante el Notario Dr. Jacinto Mera Vela e inscrita en el Registro Mercantil el 22 de abril del 2013.

3.1.5. Área de Servicio

El Área de Concesión del servicio de energía se encuentra determinado en el Contrato de Concesión firmado con el CONELEC, conforme lo determina la Ley.

3.2. Integración Actual de los Organismos Superiores de la Compañía

3.2.1 Junta General de Accionistas

Este organismo está representado por las Instituciones Accionistas que a continuación se describen

- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Provincial de Chimborazo.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Riobamba.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA EJERCICIO ECONOMICO 2012

- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Guano.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Colta.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Guamote.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Alausí.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Chunchi.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Penipe.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Chambo.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Pallatanga.

3.2.2 Directorio

DIRECTORIO DE LA EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A PERIODO 2012

CARGO. REPRESENTACION	NOMBRE	FECHA NOMBRAMIENTO	FECHA DE SALIDA	OBSERVACIONES
Presidente del Directorio	Ab. Mariano Curicama	28-sep-09		Continua
Gerente	Ing. Joe Ruales Parreño	10-mar-06		Continua
Comisarios	Ing. Marcelo Noboa (P)	11-dic-06		Continua
	Dr. Iván Iglesias (P)	09-nov-07		Continua
Auditoria Externa Ejercicio Ec. 2012	MOORES ROWLAND ECUADOR CIA LTDA.	27-nov-12		

MIEMBROS DIRECTORIO

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	Dr. Tomás Alvear (P)	14-abr-11		continua
	Ing. Tito Torres Sarmiento (P)	14-abr-11		continua
	Ing. Jorge Vergara Riofrio (P)	14-abr-11		continua
	Ing. Luis Castelo León (S)	14-abr-11		continua
	Ing. Ramiro Díaz Castro (s)	14-abr-11		continua
	Ing. Johanna Veintimilla Aguilar (s)	14-abr-11		continua
Gobierno Autonomo Descentralizado Municipal de Riobamba	Dr. Rodrigo Abarca (P)	14-oct-11		continua
	Ing. Erika Salazar (P)	14-oct-11		continua
	Ing. Marco Portalanza (s)	14-oct-11		continua
	Sr. Carlos Oleas (S)	14-oct-11		continua
Gobierno Autonomo Descentralizado Prov. de Chimborazo	Abgo. Mariano Curicama G. (P)	28-sep-09		continua
	Dra. Patricia Herrera C. (S)	28-sep-09		continua
GAD'S Guamote,Chunchi, Alausi, Pallatanga,Colta,Guano,Penipe y Chambo	Lcdo. Edgar Alarcón	11-mar-11	17-may-12	
	Sr. Fidel Duchi Guilcapi (S)	11-mar-11	17-may-12	
	Sr. Eduardo Moreno	18-may-12		continua
	Sr. Mentor Cruz Paguay (S)	18-may-12		continua
Representación Laboral	Ing Jorge Narvaez Ortega	31-may-10	04-abr-13	
	Sr. Juan Carlos Gavidia	31-may-10	04-abr-13	



IV. ASPECTOS ECONÓMICOS FINANCIEROS

4.1. Estructura del Capital Social y Análisis de la Variación

4.1.1. Capital Suscrito y Pagado

El Capital suscrito y pagado es de USD. 14'409.051,00 a 31 de Diciembre de 2012.

La estructura del Capital Social al 31 de Diciembre del 2012 es la siguiente:

CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO
CAPITAL SOCIAL EN US DOLARES
AL 31 de diciembre del 2012

ACCIONISTAS	SUSCRITO USD	PAGADO USD	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
MEER	6,365,510	6,365,510	44.18%
GADM del Cantón Riobamba	1,618,809	1,618,809	11.23%
GAD Provincial de Chimborazo	3,281,915	3,281,915	22.78%
GADM del Cantón Guano	554,827	554,827	3.85%
GADM del Cantón Colta	319,342	319,342	2.22%
GADM del Cantón Guamote	750,613	750,613	5.21%
GADM del Cantón Alausí	427,965	427,965	2.97%
GADM del Cantón Chunchi	308,706	308,706	2.14%
GADM del Cantón Penipe	315,034	315,034	2.19%
GADM del Cantón Pallatanga	280,457	280,457	1.95%
GADM del Cantón Chambo	185,873	185,873	1.29%
TOTAL	14,409,051	14,409,051	100.00%

4.1.2. Aportes para Futura capitalización

El 8 de diciembre del 2000, se legaliza la escritura pública en la Notaria Sexta del Cantón Riobamba del Dr. Jacinto Mera Vela, en la que se capitaliza los aportes para futura capitalización entregados por las Instituciones Accionistas, hasta el 31 de julio del 2000, consecuentemente, al 31 de diciembre del 2001, quedaron como saldos los valores recibidos por la Empresa en el periodo agosto del 2000-diciembre del 2001, la cantidad de USD 369,262.19. Durante el año 2002, las Instituciones Accionistas han entregado valores en calidad de aportes para futura capitalización para el financiamiento de obras de electrificación, y la distribución de dividendos la suma de USD 1'066,333.83, por lo que al 31 de diciembre del 2002 el saldo de aportes para futura capitalización es de USD 1'435,596.02; las Instituciones Accionistas durante el año 2003, han entregado valores en calidad de aportes para Futura Capitalización, para el financiamiento de obras de electrificación y la distribución de dividendos de las utilidades generadas en el ejercicio económico del 2002, los mismos que suman USD. 914,079.14, por lo que a diciembre del 2003, el saldo contable de esta cuenta suma USD. 2'349,475.16. De la misma forma en el año 2004, las Instituciones Accionistas entregaron valores en calidad de Aportes para Futura Capitalización por la suma de USD. 770,017.19; en el año 2005, las Instituciones Accionistas entregaron aportes para futura



capitalización, el valor de USD. 1'662,401.31, en el año 2006 la Empresa recibió USD. 830,063.74, en el año 2007 USD. 235,005.09, en el año 2008 USD. 3'422,778.04 y finalmente en el año 2009 se recibió USD. 1'108,980.38, destinados a financiar obras de electrificación rural y alumbrado público, en cada uno de los cantones de la Provincia de Chimborazo, estos valores le corresponde, entre otros, al Municipio de Riobamba la cantidad de USD 3,529.97, al H. Consejo Provincial de Chimborazo USD. 433,338.97, al Municipio de Guano USD 2,641.94, al I. Municipalidad de Colta USD. 58,249.81, al I. Municipio de Guamote USD. 107,234.91, al Municipio de Alausí USD 32,042.57, al I. Municipio de Chunchi USD. 44,441.27, I. Municipalidad de Penipe USD. 41,596.23, al I. Municipio de Pallatanga 49,345.65, al I. Municipio de Chambo 1,887.13, al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, USD. 8'137,230.80, por lo que el saldo de esta cuenta al 31 de diciembre de 2009 es de USD. 12'192,282.87.

Durante el año 2010 el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable realizó aportes por un valor de USD 1,605,650.00 y en aplicación a la resolución No. 14-JUA-2010 del 19 de abril del 2010, se registró el asiento de diario mediante el cual se descontó USD 5,541,265.26 de los Aportes de dicho Ministerio, valor resultante de la aplicación del Mandato Constituyente No. 15, luego de la cancelación de las deudas de los agentes del MEM. Con estos movimientos en el auxiliar del MEER, su saldo quedó en USD 4,201,615.54.

En el 2010 el Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Alausi realizó un aporte de USD 115,821.37 para financiar obras de distribución en su jurisdicción.

Durante el año 2011 se registraron los siguientes aportes para futura capitalización de parte de los Accionistas:

GADM DE ALAUSÍ	USD.	8,611.77
MINISTERIO DE ELEC. Y ENERG. RENOVABLE	"	<u>1'469,448.00</u>
TOTAL	"	1'478,059.77

En el año 2012 se entregaron recursos como aportes para futura capitalización de la siguiente manera:

GADM DE CHUNCHI	USD.	6,006.88
MINISTERIO DE ELEC. Y ENERG. RENOVABLE	"	<u>3'684,151.01</u>
TOTAL	"	3'690,157.89



**APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2012
EN US DOLARES**

ENTIDADES	SALDO DE APORTES FUTURA CAP. AL 31-12-11	SALDO DE APORTES FUTURA CAP. AL 31-12-12	APORTES FUTURA CAP. ENTREGADO DURANTE EL AÑO 2012	% DE PARTICIPACION
GAD M de Riobamba	1,159,607.95	1,159,630.52	22.57	8.56
GAD P de Chimborazo	795,704.77	795,704.61	-0.16	5.88
GAD M de Guano	557,718.39	557,717.60	-0.79	4.12
GAD M de Colta	178,298.39	178,298.38	-0.01	1.32
GAD M de Guamote	189,003.03	189,002.63	-0.40	1.40
GAD M de Alausí	745,470.79	745,470.47	-0.32	5.51
GAD M de Chunchi	168,069.56	174,076.25	6,006.69	1.29
GAD M de Penipe	63,139.66	63,139.33	-0.33	0.47
GAD M de Pallatanga	96,720.45	95,454.57	-1,265.88	0.71
GAD M de Chambo	172,837.02	172,836.90	-0.12	1.28
GAD M de Cumandá	52,915.20	52,915.20	0.00	0.39
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y EN	5,671,063.54	9,355,214.55	3,684,151.01	69.10
SUMAN	9,850,548.75	13,539,461.01	3,688,912.26	100.00

4.2. Resultados Económicos del Período.

Con la finalidad que se tenga una visión global de los resultados del ejercicio económico del año 2012, a continuación se presenta un resumen del Estado de Pérdidas y Ganancias:

Los resultados del ejercicio económico del año 2012, arrojan una utilidad antes de participaciones, y reservas de USD 2'573.083,65.

En cuanto a resultados ajenos a la operación, de igual forma se obtiene superávit, producto de una gestión austera en los gastos en cumplimiento a las resoluciones de la Junta General de Accionistas, y al registro, del déficit tarifario del 2012 cuyo valor fue conciliado con el CONELEC y al pago de una parte del subsidio de la dignidad.

De igual forma se presenta un resumen de su estructura patrimonial, representada en los resultados del balance de situación:

CUENTA ACTIVO	USD	% FRENTE AL TOTAL
Activo Corriente y Acumulado	32,402,372.37	28.61
Activo Fijo	67,255,143.60	59.39
Otro Activo no corriente	13,587,311.08	12.00
Total Activo	113,244,827.05	100.00



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2012

CUENTA PASIVO	USD	% FRENTE AL TOTAL
Corriente y Acumulado	-7,985,653.89	7.05
Obligaciones a Largo Plazo	-4,594,963.35	4.06
Otro Pasivo no corriente	-10,865,828.63	9.59
Patrimonio	-89,798,381.18	79.30
Total Pasivo y Patrimonio	-113,244,827.05	100.00

Para analizar los resultados económicos financieros alcanzados por la Compañía en el ejercicio económico del año 2012, debe observarse algunos aspectos y situaciones que incidieron directamente en los resultados y que deben merecer la atención de la Administración para en lo posible a futuro tomar decisiones que permitan sostener en el tiempo resultados positivos:

El requerimiento de energía del sistema, valores de compra y precios promedios de compra se resumen en el siguiente cuadro:

	2011	2012
ENERGIA REQUERIDA (kWh)	280'688.000	306'916.000
COSTO CENTAVOS USD/KWH	5,18	4,72
VALOR COMPRA DE ENERGÍA	14'550.451,77	14'475.514,34
DECREMENTO EN EL COSTO DEL KWH		0,46

Como se puede observar la Empresa aumentó los niveles de consumo en el 2012 con relación al 2011, el costo unitario es menor en USD 0,46 con relación al 2011.

En el informe actuarial preparado para la EERSA, y elaborado en base a principios y normas actuariales generalmente aceptadas, las NIIF'S, a la normativa legal y reglamentaria del Código del Trabajo y al Contrato Colectivo, se determina el valor que debe ser cargado al gasto como apropiación contable por concepto de provisión para jubilación patronal en el ejercicio económico del año 2012, el mismo que alcanza a la cantidad de USD. 1'416.789,26.

La regulación contable determinó que el gasto de depreciación del año 2012, sea de USD 3'072.400,58, el mismo que guarda concordancia con el volumen de activos y los años transcurridos de su vida útil. En este aspecto se debe destacar el hecho de que los resultados se obtuvieron del sistema de activos implementado en el 2011, teniéndose que por primera vez la



Empresa cuenta con un control completo sobre sus activos a través de un sistema informativo.

Por el lado de los ingresos, los que corresponden por venta de energía a usuario final ha aumentado en un 7.16%, por incremento de venta de energía, mas no por el precio que están congelado desde abril de 2004, la venta de energía en el mercado eléctrico mayorista de la generación propia tuvo un decremento del 6.98%, sin embargo el rubro total de venta de energía aumentó con relación al año 2011. en el 5.69% correspondiente a la cantidad de USD 1'529.108,97.

Un aspecto importante a destacarse es el hecho de que la Empresa durante el año 2012 ha tratado de mantener al día sus obligaciones con las generadoras, y demás entes del Mercado Eléctrico Mayorista, los altos costos de la energía y la falta de pago del déficit tarifario por parte del Estado ha obligado a pagar parcialmente desde Octubre del 2012 en cuando a sus proveedores, trabajadores, impuestos, retenciones a favor de terceros, no ha existido problemas en los pagos, la Empresa se encuentra al día.

En cuanto a los pasivos corrientes del año 2011 de USD 7'226,178.60 pasan a USD 7'985.653,89 en el 2012, es decir aumentó en un 5.63%. Su solvencia financiera se mantiene alta al pasar del indicador de 4.95 en el año 2011 a 4.58 en el 2012.

Básicamente la incorporación de la línea de Subtransmisión Alao – Guamote, el programa de obras de electrificación rural, el mejoramiento tecnológico en diversas áreas, la adquisición de vehículos de trabajo y la ejecución de obras utilizando cable pre ensamblado entre otros, determinó que el activo fijo neto se encuentre en el valor actual, pasando de USD 60.915,654.01 en el 2006; USD 61'682,412.74 en el 2007, a USD 63'475.815,01 en el 2008, a 67'710,275.54 en el año 2009, y 71'017.701.64 en el 2010 y 71'437.422,27 en el 2011 y 81'853.357,17 en el 2012, por lo que su participación porcentual frente al total de activos se mantiene casi igual, 71.15 en el 2007, 70.10 en el 2008, 69,17 en el 2009, 67,9 en el 2010, 66.42% en el 2011 y 72.28% en el 2012.

Estos hechos modificaron la estructura financiera de la Compañía manteniéndose en buen nivel su posición financiera y patrimonial; así como su capacidad de financiamiento, ya que su patrimonio pasa de USD 67'487,948.92 en el año 2006 a USD 73'498,519.30 en el 2007, a USD 75'803,843.25 en el 2008, a 76'854,160.03 en el 2009, a 82,440,866.70 en el 2010, a 83'405,004.21 en el 2011, y a 89'798.381,18 en el 2012 y en cuanto a su participación porcentual frente al total de activos fue del 84,78% en el año 2007 pasando a 83,72% en el año 2008, a 78,51% en el año 2009,



a 78.82% en el 2010 a 78.32% en el 2011 y a 79,30 en el 2012 observándose que se mantienen casi igual.

4.2.1 Análisis Comparativo entre los Resultados Presupuestados en Reforma y los obtenidos en el Periodo.

De acuerdo con la información de los Estados Financieros y Liquidación presupuestaria que se presentan para la aprobación del ejercicio económico del año 2012, el resumen tanto de los ingresos como de los gastos de operación, así como de los ingresos y gastos ajenos a la operación, sus resultados y sus variaciones son las siguientes:

CONCEPTOS	PRESUPUESTO* (EN USD.\$.)	BALANCE (EN USD.\$)	VARIACION	
			EN VALORES ABSOLUTOS	EN %
INGRESOS DE OPERACIÓN				
- Ventas de energía	27,050,133.00	27,147,060.97	-96,927.97	0.36
- Otros	1,185,200.00	4,592,312.63	-3,407,112.63	287.47
TOTAL	28,235,333.00	31,739,373.60	-3,504,040.60	12.41
GASTOS DE OPERACIÓN				
- Directos	29,635,445.48	25,776,150.16	3,859,295.32	13.02
- Depreciación	4,087,547.00	4,340,312.61	-252,765.61	-6.18
TOTAL	33,722,992.48	30,116,462.77	3,606,529.71	10.69
RESULTADOS DE OPERACIÓN	-5,487,659.48	1,622,910.83	-7,110,570.31	129.57
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	5,849,500.00	1,272,864.18	4,576,635.82	78.24
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	60,000.00	322,691.36	-262,691.36	-437.82
RESULTADOS AJENOS A LA OPERACIÓN	5,789,500.00	950,172.82	4,839,327.18	83.59
RESULTADOS TOTALES	301,840.52	2,573,083.65	-2,271,243.13	-752.46

* Información de Presupuesto Reformado/2012

Como se puede observar el comportamiento de los ingresos de operación presupuestados en la reforma con los ingresos de operación del estado de resultados, tiene una diferencia absoluta del 12,41%, que corresponde al valor de USD 3'504.040,60, las diferencias se producen: En la venta de energía hay una diferencia del 0,36% lo cual habla de que este aspecto fue adecuadamente presupuestado en la reforma: en otros ingresos operacionales la diferencia es de USD 3'407.112,63 en mas.

En conjunto los ingresos operacionales han sido subestimados, dado que los resultados han sido superiores a las estimaciones, básicamente porque en el año pasado el Estado por intermedio del CONELEC definió el monto del déficit tarifario del 2012 a pesar de que no canceló se registró este valor en aplicación al principio del devengo y cabe señalar que estos ingresos son presupuestados en la cuenta ingresos ajenos a la operación.

En cuanto a los gastos de operación estos arrojan una diferencia en menos del 10.62%, entre lo presupuestado y los gastos del Estado de Pérdidas y Ganancias, correspondiente a USD 3'606.529,71, la diferencia está en el valor de los gastos directos de operación, el mismo que alcanza a la cantidad de USD 3'859.295,32 esto se debe a la austeridad con la que se han manejado los gastos, y al apego al presupuesto reformado.

En cuanto a los ingresos ajenos a la operación la variación es significativa, corresponde a USD 4'576.635,82, en los gastos ajenos a la operación la diferencia es de USD. 262.691,36 que se debe a que las previsiones presupuestarias se proyectaron en función de registros históricos, en cambio en el balance se encuentran afectados ingresos y gastos ajenos a la operación que son producto de ajustes contables, que son imposibles de predecir, como la provisión para cuentas incobrables, notas de débito y crédito, y otros ajustes de deficiencias de registro de años anteriores, que se van detectando en las revisiones, arqueos, verificaciones físicas de las bodegas etc., consecuentemente las estimaciones de Ingresos y Gastos ajenos a la operación no fueron correctos, por las razones mencionadas, pero fundamentalmente a que el Presupuesto registra como ingresos extraordinarios los pagos por concepto de déficit tarifario en tanto que en Contabilidad se los considera como ingresos operacionales.

En resumen se puede manifestar que comparados los ingresos con los gastos operacionales, tanto del presupuesto reformado como del balance arrojan un déficit presupuestario de USD 5'487.659,48 y una utilidad operacional de USD.1'622.910,83, respectivamente, mientras los resultados ajenos a la operación presupuestado y de balance presentan un superávit de USD 5'789.500 y una utilidad de USD. 950.172,82 respectivamente, produciéndose como consecuencia resultados económicos para la estimación presupuestaria reformada de un superávit de USD 301.840,52, y para balance una utilidad de USD 2'573.083,65, las diferencias se explicaron en el párrafo anterior.





INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S. A. EJERCICIO ECONOMICO 2012
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA

NOMBRE DE LA CUENTA	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION	% DE CRECIM.
ACTIVO						
Bancos	2,126,948.27	2.00	4,845,890.69	4.28	-3,140,217.94	-59.62
Inversiones temporales de caja	15,260,000.00	14.33	3,000,000.00	2.65	4,362,655.16	40.03
Fondos Rotativos	2,200.00	0.00	2,290.45	0.00	0.00	0.00
Fideicomiso	1,522,146.53		2,678,985.40	2.37		
DISPONIBLE	18,911,294.80	17.76	10,527,166.54	9.30	2,744,583.75	16.98
Documentos por cobrar	36,349.50	0.03	25,913.68	0.02	22,803.46	168.34
Cuentas por cobrar consumidores	6,134,504.58	5.76	6,366,068.30	5.62	-1,468,393.47	-19.31
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	2,489,729.25	2.34	7,112,693.68	6.28	-1,261,842.91	-33.64
Provisión acum. Para cuentas incobrables	-867,823.54	-0.81	-972,241.46	-0.86	-432,967.79	99.57
Otras cuentas por cobrar a largo plazo		0.00		0.00		
DOCUMENTOS POR COBRAR	7,792,759.79	7.32	12,532,434.20	11.07	-3,140,400.71	-28.72
Bodega	5,850,510.68	5.49	6,445,646.32	5.69	1,649,579.69	39.27
Bodega de combustibles y lubricantes						
Compras en tránsito					-1,700.00	-100.00
Compras locales						
Materiales en transformación	32,091.84	0.03	18,351.75	0.02	-401.p27	-1.23
Provisión inv. Por deterioro físico u obsoletos			-29,067.99			
INVENTARIOS	5,882,602.52	5.52	6,434,930.08	5.68	1,647,478.42	38.90
Otros activos corrientes	3,177,736.54	2.98	2,907,841.55	2.57	940,736.31	42.05
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	3,177,736.54	2.98	2,907,841.55	2.57	940,736.31	42.05
ACTIVO NO CORRIENTE					-2,498,089.80	-100.00
Activo fijo no depreciable	2,673,885.45	2.51	2,679,885.45	2.37	2,673,885.45	
Bienes e instalaciones en servicio	71,437,422.27	67.08	81,853,357.17	72.28	75,349,084.67	-51.33
Bienes en proceso de retiro						
Obras en construcción		0.00		0.00	-5,320,850.32	-100.00
Activo fijo dado en arriendo	18,532.85	0.02	37,036.22	0.03	9,160.91	97.75
Depreciación acumulada activo dado en arriendo			-384.78		-384.78	
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	71,455,570.34	67.10	81,890,008.61	72.31	80,661,158.86	-53.03
Dep. acum. Bienes e instalaciones en servicio	-12,941,777.67	-12.15	-17,314,750.46	-15.29	71,246,963.93	-84.63
DEPRECIACIONES ACUMULADAS	-12,941,777.67	-12.15	-17,314,750.46	-15.29	71,246,963.93	-84.63
Deudores e inversiones a largo plazo						
Otras inversiones						
DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO						
Estudios de factibilidad y diseño de obras						
ESTUDIOS Y OBRAS						
Pagos anticipados	13,793.38	0.01	7,560.12	0.01	-231,050.39	-94.37
Cuentas por liquidar						
Nómina						
Obras en construcción	7,374,621.59	6.93	5,064,422.20	4.47	7,374,621.59	
OTROS DEBITOS DIFERIDOS						
Otros activos no corrientes	688.39	0.00	688.39	0.00	-43,640.80	-98.45
Cuentas por cobrar a largo plazo	2,117,830.50	1.99	2,175,840.69	1.92	2,030,830.50	2334.29
Inversiones a largo plazo		0.00	5,915,024.75	5.22	-18,478.74	-100.00
Activos fijos no en operación	32,779.98	0.03	312,036.58	0.28	-164,192.56	-83.36
Propiedades de inversión			111,738.35			
ACTIVO DIFERIDO	9,539,713.84	8.96	13,587,311.08	12.00	8,948,089.60	1512.46
TOTAL ACTIVO	106,491,785.61	100.00	113,244,827.05	100.00	1,902,088.09	1.82



**INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2012**

**EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA**

NOMBRE DE LA CUENTA	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION	% DE CRECIM.
PASIVO						
Documentos por pagar	-61,025.97	0.26	-69,449.53	0.30	-55,538.80	1012.16
Servicios relacionados al personal	-51,692.64		-240,294.47		5,622.46	-9.81
Cuentas por pagar varios	-2,019,018.41	8.75	-173,341.39	0.74	-1,574,345.77	354.05
Cuentas por pagar acreedores varios		0.00		0.00	1,278,188.05	-100.00
Provisión-parte corriente	-235,173.12		-1,556,900.00			
Obligaciones con el IESS	-116,148.17	0.50	-128,725.39	0.55	-10,170.43	9.60
Obligaciones con el SRI	-75,398.86	0.33	-125,017.63	0.53	-11,722.93	18.41
Valores de terceros por pagar	-233,571.43	1.01	-242,571.00	1.03	-17,641.60	8.17
Otros pasivos corrientes	-2,634.00	0.01		0.00	-2,634.00	
Cuentas por pagar compra de energía	-2,997,814.58	12.98	-4,514,689.64	19.26	3,725,600.51	-55.41
Depósitos en Garantía consumidores		0.00		0.00	4,356,727.61	-100.00
Otras cuentas por pagar	-213,529.30	0.92	-289,181.63	1.23	32,690.06	
Proveedores	-1,220,172.12	5.29	-645,483.21	2.75		
PASIVOS CORRIENTES	-7,226,178.60	31.30	-7,985,653.89	34.06	6,271,429.92	-46.46
Provisión		0.00		0.00		
Cuentas por pagar a largo plazo	-4,464,414.58	19.34	-4,594,963.35	19.60	-4,441,470.61	19357.90
Otras obligaciones a largo plazo	-11,396,188.22	49.36	-10,865,828.63	46.34	-2,767,909.89	32.08
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	-15,860,602.80	68.70	-15,460,791.98	65.94	-8,618,056.50	99.62
Anticipo para construcciones		0.00		0.00		
Otros créditos diferidos		0.00		0.00	0.00	
PASIVOS DIFERIDOS		0.00		0.00	0.00	
TOTAL PASIVO	-23,086,781.40	100.00	-23,446,445.87	100.00	-937,950.58	4.23
PATRIMONIO						
Acciones ordinarias	-14,409,051.00	17.28	-14,409,051.00		0.00	0.00
CAPITAL SOCIAL	-14,409,051.00	17.28	-14,409,051.00	0.00	0.00	0.00
Aportaciones para futura capitalización	-9,850,548.75	11.81	-13,539,461.01		-1,478,059.77	17.65
APORTACIONES Y ASIGNACIONES	-9,850,548.75	11.81	-13,539,461.01	0.00	-1,478,059.77	17.65
Reserva legal	-1,815,124.29	2.18	-2,465,241.28	2.75	-1,815,124.29	
Reserva por revaluación técnica		0.00		0.00		
Superavit por revaluación acciones		0.00		0.00		
Reserva de capital		0.00		0.00		
Reserva de capital deficit tarifario		0.00		0.00		
Mandato Constituyente 15	-167,774.64	0.20	-167,774.64	0.19	-16,235.13	-0.29
Reservas		0.00		0.00	0.00	0.00
RESERVAS	-1,982,898.93	2.38	-2,633,015.92	2.93	50,700,842.44	-96.24
Acuerdo ministerial 353	-5,240,172.64	6.28	-5,240,172.64	5.84	0.00	0.00
Donaciones de capital y contrib. recibidas	-88,885.72	0.11	-220,266.78	0.25	1,267,065.72	-93.44
DONACIONES Y CONTRIBUCIONES	-5,329,058.36	6.39	-5,460,439.42	6.08	1,267,065.72	-19.21
RESULTADOS DEL EJERCICIO						
CORRIENTE	-6,501,169.91	7.79	-2,573,083.65	2.87	-2,706,445.64	71.32
RESULTADOS DE EJERCICIOS ANTERIORES			-5,851,052.92			
RESULTADOS ACUMULADOS	-45,332,277.26	54.35	-45,332,277.26	50.48		
TOTAL PATRIMONIO	-83,405,004.21	100.00	-89,798,381.18	62.36	-964,137.51	1.17
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	106,491,785.61		113,244,827.05		-1,902,088.09	2.10

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S. A.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONDENSADO

CONCEPTO	AÑO 2009	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2010	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION 20011-2010	% DE CRECIM.
ACTIVO										
ACTIVO CORRIENTE Y ACUMULADO	28,966,982.09	29.59	33,671,995.88	32.10	36,764,393.65	33.58	32,402,372.37	28.61	-3,362,021.28	-10.01
Disponibilidades	13,536,976.96	13.83	16,166,711.05		18,911,294.80		10,527,166.54		-8,384,128.26	-51.86
Documentos y Cuentas por Cobrar	8,047,901.40	8.22	10,933,160.50		7,792,759.79		12,532,434.20		4,739,674.41	43.36
Inventarios	5,742,841.09	5.87	4,235,124.10		5,882,602.52		6,434,930.08		552,327.56	13.04
Otros Activos Corrientes y Acumulados	1,638,262.64	1.67	2,237,000.23		3,177,736.54		2,907,841.55		-269,894.99	-12.07
ACTIVO FIJO	61,149,131.36	62.47	62,607,137.28	59.86	66,513,792.67	64.95	64,575,258.15	57.02	6,061,465.48	9.68
Bienes e Instalaciones en Servicio	142,497,058.70	145.57	146,786,506.94		71,437,422.27		81,853,357.17		10,415,934.90	7.10
Bienes en Proceso de Retiro		0.00								
Deprec.Acum.de Bienes en Servicio	-81,347,927.34	-83.10	-84,188,741.60		-12,941,777.67		-17,314,750.46		-4,372,972.79	5.19
Activo fijo dado en arriendo			9,371.94		18,532.85		37,036.22		18,503.37	197.43
Dep. acum. Activos fijos dados en arriendo					-384.78		-384.78			
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE			2,498,089.80		2,673,885.45	2.51	2,679,885.45	2.37	6,000.00	0.24
DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO	405,305.74	0.41	5,912,474.56	5.65	7,388,414.97	6.94	13,474,884.34	11.90	6,086,469.37	102.94
Deudores a Largo Plazo	405,305.74	0.41	350,322.51				2,175,840.69		2,175,840.69	621.10
Otras Inversiones a Largo Plazo		0.00	241,301.73		0.00		5,915,024.75		5,915,024.75	2451.30
Obras en Construcción		0.00	5,320,850.32		7,374,621.59		5,064,422.20		-2,310,199.39	-43.42
Pagos anticipados					13,793.38		7,560.12		-6,233.26	
Activos fijos no en operación							312,036.58		312,036.58	
DEBITOS DIFERIDOS	7,366,626.02	7.53	0.00	0.00	2,151,298.87	2.02	112,426.74	0.10	-2,038,872.13	
Otros activos no corrientes							688.39		688.39	
Propiedades de inversión							111,738.35		111,738.35	
Estudios y Obras		0.00								
Otros Débitos Diferidos	7,366,626.02	7.53			2,151,298.87				-2,151,298.87	
TOTAL DEL ACTIVO	97,887,045.21	100.00	104,689,697.62	97.61	106,491,785.61	100.00	113,244,827.05	100.00	6,753,041.44	6.46
PASIVO Y PATRIMONIO										
PASIVOS	-21,032,885.18	21.49	-22,148,830.82	21.18	-23,086,781.40	-21.68	-23,446,445.87	-20.70	-369,664.47	1.62
Pasivos Corrientes y Acumulados	-13,374,724.97	13.66	-13,497,608.52		-7,226,178.60		-7,985,653.89		-759,475.29	5.63
Obligaciones a Largo Plazo	-7,658,160.21	7.82	-8,651,222.30		-15,860,602.80		-15,460,791.98		399,810.82	-4.62
Pasivos Diferidos		0.00								
PATRIMONIO	-76,854,160.03	78.51	-82,440,866.70	78.82	-83,405,004.21	-78.32	-89,798,381.18	-79.30	-6,393,376.97	7.76
Capital Social y Aportaciones	-23,186,070.87	23.69	-19,366,276.98		-24,269,699.75		-27,948,512.01		-3,688,912.26	19.05
Reservas, Donaciones y Resultados	-53,969,181.78	55.13	-57,682,877.57		-53,737,467.18		-56,441,921.89		-2,704,464.71	4.69
Otras cuentas patrimoniales	301,092.62		-5,391,712.15		-5,407,947.28		-5,407,947.28			
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	-97,887,045.21	100.00	-104,689,697.62	100.00	-106,491,785.61	-100.00	-113,244,827.05	-100.00	-6,753,041.44	6.46

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

CONCEPTO	Año 2008	% FREITE AL TOTAL	Año 2009	% FREITE AL TOTAL	Año 2010	% FREITE AL TOTAL	Año 2011	% FREITE AL TOTAL	Año 2012	% FREITE AL TOTAL	VARIACION 2012-2011	% DE CRECIM.
INGRESOS DE OPERACION												
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA												
Residencial	7,654,100.02	22.49	9,654,843.40	34.17	10,180,979.23	32.03	10,881,893.08	30.86	11,386,295.42	34.58	514,302.34	4.51
Comercial	2,883,289.22	7.88	2,984,996.11	10.49	3,347,798.87	10.53	3,276,293.34	9.28	4,045,089.09	12.27	768,805.75	19.01
Industrial	1,116,861.42	3.28	1,875,207.08	6.64	2,101,032.85	6.61	1,918,135.74	5.44	2,194,563.77	6.66	276,428.03	12.60
Industrial Cemento Chimborazo	647,907.77	1.90	1,787,758.67	6.33	1,932,143.51	6.08	1,982,977.05	5.65	2,016,959.73	6.12	23,982.68	1.19
Alumbrado Público	2,780,619.44	8.17	2,750,323.78	9.73	2,983,094.69	9.38	3,086,332.38	8.75	3,120,846.29	9.47	34,313.91	1.10
Comercialización	2,218,821.83	6.52		0.00		0.00		0.00				
VENTA DE ENERGIA SECTOR PRIVADO	17,101,679.70	50.25	19,033,129.24	67.36	20,545,049.15	64.63	21,155,731.59	60.00	22,773,574.30	69.11	1,617,842.71	7.10
Entidades Oficiales	344,880.20	1.01	297,880.89	1.05	203,575.43	0.64	246,891.87	0.70	281,485.52	0.85	34,493.85	12.25
Entidades Municipales	95,306.02	0.28		0.00		0.00		0.00				
Bombeo de Agua	174,077.81	0.51	137,304.38	0.49	274,939.85	0.86	262,158.18	0.74	251,913.57	0.76	-10,244.61	-4.07
Asistencia Social	72,508.02	0.21	91,256.16	0.32	163,388.52	0.51	181,163.04	0.51	204,879.84	0.62	23,816.60	11.82
Entidades Públicas (Beneficio Público)	256,710.99	0.75	373,882.07	1.32	397,720.03	1.25	418,372.05	1.18	473,685.53	1.44	55,323.48	11.68
Locales Deportivos y Autoconsumos	98,723.76	0.29	89,950.62	0.32	91,702.59	0.29	66,887.64	0.19	69,237.02	0.21	2,349.38	3.39
Suministros ocasionales		0.00		0.00		0.00		0.00				
VENTA DE ENERGIA ORG. DEL ESTADO	1,042,206.80	3.06	990,274.22	3.50	1,131,327.42	3.56	1,175,572.78	3.33	1,281,311.28	3.89	105,738.50	8.25
Suministros Ocasiones	17,372.02	0.05	13,565.80	0.05	16,946.89	0.05	24,860.61	0.07	25,326.96	0.08	666.35	2.63
Venta Generación Propia	5,140,085.02	15.10	3,394,798.45	12.02	3,762,466.80	11.84	2,985,468.07	8.47	2,790,585.48	8.47	-194,882.59	-6.98
Corriente usada no facturada			12,029.30		3,004.89	0.01	3,899.66	0.01	3,608.09	0.01	-293.57	-8.14
Otras ventas tarifa 0					1,162.25	0.00	1,097.25	0.00	908.88	0.00	-188.27	-20.71
Bienes dados en arriendo					16,842.68	0.05	16,658.01	0.05	16,883.85	0.05	225.84	1.34
VENTA ENERGIA ESPECIALES	5,157,457.04	15.15	3,420,393.55	12.06	3,800,423.51	11.95	3,031,783.60	8.60	2,837,311.36	8.61	-194,472.24	-6.85
TOTAL VENTA DE ENERGIA	23,301,343.54	68.47	23,443,797.01	82.93	25,476,800.68	80.14	25,363,067.97	71.93	26,892,196.94	81.61	1,529,108.97	5.69
INGRESOS QUE NO SON VENTA ENERGIA	718,274.43	2.11	1,330,098.87	4.71	5,239,339.70	16.48	506,323.33	1.44	254,864.03	0.77	-251,459.30	-98.66
OTROS INGRESOS DE OPERACION	718,274.43	2.11	1,330,098.87	4.71	5,239,339.70	16.48	506,323.33	1.44	254,864.03	0.77	-251,459.30	-98.66
TOTAL INGRESOS DE OPERACION	24,019,617.97	70.58	24,773,895.88	87.64	30,716,139.78	96.62	34,323,606.08	73.36	31,739,373.60	96.31	-2,584,232.48	-8.14
INGRESOS AJENOS A LA OPERACION	10,012,273.15	29.42	3,480,524.38	12.32	1,073,586.94	3.38	938,701.01	2.66	1,214,605.09	3.69	275,904.08	22.72
Ingresos Ajenos a la Operación	876,269.54	2.57	1,030,472.91	3.85	1,009,306.20	3.17	863,537.01	2.45	1,129,966.58	3.43	266,429.57	23.58
Ajustes de Períodos Anteriores	27,627.66	0.08		0.00	7,367.20	0.02						
Ingresos Extraordinarios	9,108,375.95	26.76	2,450,051.47	8.67	56,913.54	0.18	75,164.00	0.21	84,638.51	0.26	9,474.51	11.19
TOTAL INGRESOS	34,031,891.12	100.00	28,254,420.26	99.96	31,789,726.72	100.00	35,262,307.09	76.02	32,953,978.69	100.00	-2,308,328.40	-7.00
GASTOS DE OPERACION												
GASTOS DIRECTOS DE OPERACION	22,897,173.63	87.51	24,605,624.17	87.42	24,125,811.06	86.18	25,325,150.63	88.05	26,463,354.17	88.05	1,138,203.54	4.30
Generación Hidráulica	1,458,294.80	5.57	1,158,422.93	4.11	1,150,893.87	4.11	2,085,584.60	7.25	2,080,502.69	7.25	-5,081.91	-0.24
Generación Termeléctrica	152,400.17	0.58	233,419.86	0.83	289,352.91	1.03	97,768.23	0.34	30,537.28	0.34	-67,230.95	-220.16
Energía Comprada al MEM	13,984,682.50	53.37	15,827,232.77	56.23	14,810,439.62	52.80	14,550,451.77	50.59	14,475,514.34	50.59	-74,937.43	-0.52
Subtransmisión	450,931.86	1.72	482,828.46	1.72	557,746.20	1.99	548,253.33	1.91	609,206.89	1.91	60,953.56	10.01
Distribución y Alumbrado Público	1,814,091.41	6.93	1,827,785.75	5.78	1,765,880.25	6.31	2,165,869.31	7.53	2,570,105.52	7.53	404,236.21	15.73
Comercialización e Instalación de												
Abonados	1,624,828.48	6.21	1,603,497.77	5.70	1,593,912.99	5.69	1,621,043.51	5.64	1,723,848.05	5.64	102,804.54	5.96
Administración General	3,433,425.39	13.12	3,674,336.63	13.05	3,648,646.90	13.03	4,076,621.58	14.17	4,747,878.19	14.17	671,256.61	14.14
Gastos de oper. que no son por Vta.												
Energía	519.22											
Provisiones					308,929.32	1.10	179,558.30	0.62	225,761.21	0.62	46,202.91	20.47
GASTOS INDIRECTOS DE OPERACION	3,085,526.99	11.79	3,429,017.04	12.18	3,790,071.29	13.54	3,262,054.32	11.34	3,604,617.02	11.34	342,562.70	9.50
Depreciación	3,085,526.99	11.79	3,429,017.04	12.18	3,790,071.29	13.54	3,262,054.32	11.34	3,604,617.02	11.34	342,562.70	9.50
TOTAL GASTOS DE OPERACION	25,982,700.62	99.30	28,034,641.21	99.61	27,915,882.35	99.72	28,587,204.95	99.40	30,067,971.19	99.40	1,480,766.24	4.92
GASTOS AJENOS A LA OPERACION	182,884.75	0.70	110,562.80	0.39	79,120.10	0.28	173,932.23	0.60	312,823.85	0.60	138,991.62	44.42
Gastos Ajenos a la Operación	26,421.29	0.10	57,358.16	0.20	28,958.26	0.10	132,345.77	0.46	322,745.84	0.46	190,399.87	58.99
Ajustes de Períodos Anteriores	156,463.46	0.60	53,083.72	0.19	1,281.71	0.00		0.00	48,437.30	0.00	48,437.30	100.00
Gastos Financieros		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		
Otros			142.82		48,902.13	0.17	41,586.46	0.14	-58,259.09	0.14	-99,845.55	171.38
TOTAL GASTOS	26,165,585.37	100.00	28,145,204.01	100.00	27,995,002.45	100.00	28,761,137.18	100.00	30,380,895.04	100.00	1,619,757.86	5.33
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	7,866,305.75		109,216.25		3,794,724.27		6,501,169.91		2,573,083.65			

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

CONCEPTO	AÑO 2008	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2009	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2010	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION	% DE CRECIM.
INGRESOS DE OPERACIÓN	24,019,617.97	100.00	24,773,895.88	100.00	30,716,139.78	100.00	34,323,606.08	100.00	31,739,373.60	100.00	3,607,466.30	11.37
Venta de energía	23,301,343.54	97.01	23,838,392.19	96.22	26,109,476.07	85.00	25,869,411.30	75.37	27,147,060.97	85.53	1,277,649.67	4.71
Que no son venta de energía	718,274.43	2.99	935,503.69	3.78	4,606,663.71	15.00	8,454,194.78	24.63	4,592,312.63	14.47	3,861,882.15	-84.09
GASTOS	25,982,700.62	100.00	28,034,641.21	100.00	27,915,882.35	100.00	28,587,204.95	100.00	30,116,462.77	100.00	1,529,257.82	5.08
Gastos directos de operación	22,897,173.63	88.12	24,605,624.17	87.77	24,125,811.06	86.42	25,325,150.63	88.59	25,776,150.16	85.59	450,999.53	1.75
Depreciación	3,085,526.99	11.88	3,429,017.04	12.23	3,790,071.29	13.58	3,262,054.32	11.41	4,340,312.61	14.41	1,078,258.29	24.84
UTILIDAD (PÉRDIDA) OPERACIONAL	-1,963,082.65		-3,260,745.33		2,800,257.43		5,736,401.13	100.00	1,622,910.83	100.00	4,113,490.30	-253.46
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	10,012,273.15	100.00	3,480,524.38	100.00	1,073,586.94	100.00	938,701.01	100.00	1,272,864.18	100.00	334,163.17	26.25
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	182,884.75	100.00	110,562.80	100.00	79,120.10	100.00	173,932.23	100.00	322,691.36	100.00	148,759.13	46.10
UTILIDAD (PÉRDIDA) AJENO OPER.	9,829,388.40		3,369,961.58		994,466.84		764,768.78	0.00	950,172.82	0.00	185,404.04	19.51
UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO	7,866,305.75		109,216.25		3,794,724.27		6,501,169.91		2,573,083.65		2,706,445.64	105.18



4.2.2 Análisis de la estructura y composición de los ingresos y gastos.

Del análisis del cuadro comparativo entre el año 2011 y 2012 que consta en la página anterior se desprende:

El presente análisis debe realizarse tomando en cuenta la incidencia que tiene el haber contabilizado la venta de energía de la generación propia de la Empresa al Mercado Eléctrico Mayorista que para el año 2012, alcanza a la suma de USD 2'790.585,48, por lo que el total de ingresos por venta de energía del año 2012 tiene un incremento del 5.69%, que corresponde a la cantidad de USD 1'529.108,97, siendo el total de ingresos por venta de energía de USD 26'892.196,94. Del total de ingresos, la venta de energía a usuario final es de USD 24'083.818,63, los ingresos que no son venta de energía suman USD 4'847.176,66 y los ingresos ajenos a la operación son de USD 1'124.605,09.

Los ingresos por venta de energía a usuario final tienen un incremento del 3,06%, al haberse facturado en el 2012 USD 24'083.818,63 frente a USD. 22'359.864,64 del año 2011, como resultado básicamente del incremento en el consumo más no a incremento en la tarifa, la misma que está congelada desde abril de 2004.

La estructura de los ingresos operacionales tienen una relación diferente al año 2011 con una mayor incidencia de los ingresos por venta de energía que son 80,14% (2010), 71,93% (2011) y 81.61 % en el 2012 en relación al total de ingresos, esto debido a que los otros ingresos de operación tuvieron un incremento de USD. 4'847.176,66, concentrándose la mayor cantidad de los ingresos en la venta de energía.

Los gastos totales de operación tienen un incremento del 13,02% y los ingresos un incremento del 12,41%; lo cual ha dado como resultado que en el año 2012 se obtenga utilidad en operación, entre otras causas, debido a que el estado por intermedio del CONELEC determinó el total del déficit tarifario del 2012 hasta antes del cierre del ejercicio, por lo cual en aplicación del principio del devengo, se registró en contabilidad como cuentas por cobrar toda vez que no se concedió ningún valor de esto.

El incremento de los gastos totales se produce fundamentalmente por las siguientes causas:

Los gastos de operación del 2012 con relación al año 2011 tuvieron un incremento de USD 1'619.757,86 que corresponde al 5.33%, de un total de gastos de USD 30'380.895,04, siendo sus gastos de operación netos de USD 26'237.592,96, en las etapas funcionales de Generación Hidráulica y Térmica disminuyó en porcentajes del 1,79 y 53,6 % respectivamente en



tanto que Subtransmisión, Distribución, Comercialización y Administración aumentan los gastos de operación en porcentajes que van del 1,03% al 15.81% .

El resultado neto en operación disminuye con respecto al 2011 en el 253,46%, esto debido a que el CONELEC estimó un valor inferior al del 2011 el déficit tarifario y porque el Estado canceló por este concepto, valores del 2009 y 2010.

Además de lo indicado estos incrementos se deben también a que el año pasado el costo de energía eléctrica disminuyó en el 0.52%, pasando de 14'550,451.77 en el 2011 a USD. 14'475.514,34, en el 2012.

En vista de que en el presente año la Empresa registró la Provisión para Jubilación, es importante demostrar en cuanto inciden estos registros en los gastos en las diferentes etapas funcionales:

ETAPAS FUNCIONALES		VALORES
Generación Hidráulica	USD	2'080.502,69
Generación Térmica	USD	58.889,00
Compra energía al MEM y Contratos	USD	14'475.514,34
Subtransmisión	USD	1'154.438,83
Distribución	USD	4'246.755,14
Comercialización	USD	2'426.479,36
Administración General	USD	5'625.391,83
TOTALES	USD	30'067.971,19

A continuación se detalla los valores contabilizados al gasto en las diferentes etapas funcionales, para conocer la incidencia que provocó el registro contable de la provisión para jubilación, según los resultados del estudio Actuarial de los pasivos laborales de los Empleados y Trabajadores de la EERSA.

ETAPAS FUNCIONALES		VALORES
Generación Hidráulica	USD	159.279,86
Generación Térmica	USD	2.198,56
Subtransmisión	USD	62.390,12
Distribución	USD	187.850,95
Comercialización	USD	142.549,07
Administración General	USD	436.406,83
TOTALES	USD	990.675,39



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA EJERCICIO ECONOMICO 2012

Por lo tanto los gastos directos de operación sin contar la provisión para jubilación son de USD 29'077.295,80, y tomando en cuenta el valor de USD 2'790.585,48 por la venta de la generación propia al Mercado Eléctrico Mayorista, el valor neto por gastos directos de operación alcanza a la cantidad de USD 26'286.710,32, siendo sus gastos netos como sigue:

ETAPAS FUNCIONALES		2008	2009	2010	2011	2012	VARIACION	
							VALOR	%
GENERACION HIDRAULICA	USD	1.456.294.60	1.847.161.51	1.774.022.45	1.955.523.40	1.921.222.83	-34.300.57	-1.79
GENERACION TERMICA	USD	152.400.17	235.078.04	287.719.18	87.077.05	56.690.44	-30.386.61	-53.60
COMPRA DE ENERGIA AL MEM Y CONTRATOS	USD	8.824.597.48	12.432.434.32	11.047.971.82	11.564.983.70	11.684.928.86	119.945.16	1.03
SUBTRANSMISION	USD	450.931.86	896.742.84	974.532.46	1.025.562.08	1.092.048.71	66.486.63	6.09
DISTRIBUCION	USD	1.814.091.41	2.652.925.48	2.748.326.31	3.576.049.85	4.058.904.19	482.854.34	11.90
COMERCIALIZACION	USD	1.624.828.48	2.286.277.41	2.346.826.27	1.907.657.34	2.283.930.29	376.272.95	16.47
ADMINISTRACION GENERAL	USD	3.433.425.39	4.071.603.96	3.933.463.19	4.237.427.31	5.188.985	951.557.69	18.34
TOTAL	USD	17.756.569.39	24.422.223.56	23.112.861.68	24.354.280.73	26.286.710.32	1.932.429.59	7.91

Realizada esta depuración los gastos directos de operación tienen un incremento del 7.91%, aclarándose que las etapas que han incrementado en el gasto en porcentajes que van del 6,09% al 18,34%, en tanto que las etapas que disminuyen son: Generación Hidráulica y Térmica 1,79% y 53,60% respectivamente.

La disminución de la Etapa de Generación Térmica obedece a que se decidió no operar el grupo térmico por cuanto el costo de la reparación de diversos daños era muy oneroso, no justificaba tomar esa decisión.

CUADRO GASTOS OPERACION (VALORES EN DOLARES)

CONCEPTO DEL COSTO	GASTOS OPERACIÓN 2009		GASTOS OPERACIÓN 2010		GASTOS OPERACIÓN 2011		GASTOS OPERACIÓN 2012		VARIACION	
	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%
Deprec.Reposición	3.429.017.04	12.23	3.790.071.29	13.58	3.262.054.32	11.41	3.604.617.02	11.99	342.562.70	10.50
Compra Energ.MEM	17.217.075.56	61.42	16.250.685.40	58.21	16.733.804.60	58.54	16.586.554.31	55.16	-147.250.29	-0.88
Mano de Obra	4.569.839.73	16.30	4.968.610.14	17.80	5.414.145.23	18.94	6.206.259.36	20.64	792.114.13	14.63
Material, Comb. etc.	594.233.10	2.12	711.361.77	2.55	1.009.782.72	3.53	1.206.669.79	4.01	196.887.07	19.50
Otros	2.222.541.11	7.93	2.195.153.75	7.86	2.167.418.08	7.58	2.463.870.71	8.19	296.452.63	13.68
TOTAL	28.032.706.54	100.00	27.915.882.35	100.00	28.587.204.95	100.00	30.067.971.19	100.00	1.480.766.24	5.18

En el cuadro anterior se demuestra la estructura económica de los gastos operacionales de la Empresa, comparados con el año 2011, en este se puede observar el comportamiento de cada uno de los componentes del gasto, y su incidencia frente al total, debiendo anotarse necesariamente que la compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista y de Contratos presenta la mayor incidencia 55,16%, aumentando en el 3,37%, con



relación al año anterior, la mano de obra aumentó un 8,19%, La depreciación tiene una participación del 11,99% con un decremento del 0,58%, los otros gastos tienen una participación del 8,19% y el rubro materiales, combustibles y lubricantes del 4,01%, estos componentes del gasto sufrieron variaciones, en el primer caso un incremento del 0,61% y en el segundo caso un aumento del 19,50%. El total de gastos de operación en el año 2012, tiene un incremento del 5,18%, en relación con el 2011.

En resumen se debe indicar que el ejercicio económico del año 2012, produjo una utilidad antes de participaciones, impuestos y reservas de USD 2'573.083,65, destacándose nuevamente, que a pesar de no haberse producido incremento en las tarifas, se obtienen resultados positivos, mismos que podrían haber sido más altos, si el estado hubiese cancelado el déficit tarifario de todo el año 2012 y lo que faltaba de años anteriores, en cumplimiento del Mandato No. 15, Art. 2.

Como consecuencia de las acciones emprendidas, como el saneamiento de cuentas, pago de facturas atrasadas por compra de energía, a proveedores y terceros, especialmente la recuperación de la cartera vencida, ha permitido que en el ejercicio económico del año 2012, mejoren los indicadores económico financieros, el índice de liquidez corriente se sitúa en 4.06 veces; indicadores que son excelentes ya que demuestran la sólida capacidad de pago que existe, inclusive la prueba ácida, para el 2012 asciende a 3,25 veces, demuestra que podemos atender nuestras obligaciones de manera inmediata; sin embargo para mejorar los índices señalados, se debe fortalecer el programa para bajar la cartera, básicamente la estatal y reducir las pérdidas, esto último en medida en que la relación costo beneficio es positiva.

4.2.3 Análisis del precio medio de venta del KWH y el costo medio del KWH facturado. (Sin considerar los gastos ajenos a la operación)

El siguiente cuadro nos demuestra la evolución de los precios y costos del KWH para los años 2011 y 2012 aclarándose que de acuerdo al sistema contable para estos valores no se toma en cuenta los gastos ajenos a la operación.

EVOLUCION DE LOS PRECIOS Y COSTOS MEDIOS

(EN DOLARES)

DETALLE	2008	2009	2010	2011	2012	VARIACION	
						VALOR	%
ENERGIA FACTURADA MWH	183.438	220.074	234.963	251.498	269.719	18.221.00	7.24
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION (USD)	22.896.634.41	24.716.186.97	24.204.931.16	25.499.082.86	26.776.278.02	1.277.193.16	5.01
GASTOS DE EXPLT USUARIO FINAL	17.756.569.39	21.210.626.72	20.363.344.26	22.339.662.56	24.204.965.13	1.865.302.57	8.35
INGRESOS VENTA DE ENERGIA (USD)	23.301.343.54	24.773.895.88	30.716.139.78	34.323.606.08	31.739.373.60	-2.584.232.48	-7.53
INGRESOS VENTA DE ENERGIA USUARIO FINAL (USD)	18.161.258.52	20.048.998.56	21.696.328.34	22.359.854.64	24.053.818.63	1.723.953.99	7.71
PRECIO MEDIO USD/KWH	0.0990	0.0911	0.0923	0.0889	0.0893	0.0004	0.43
COSTO MEDIO USD/KWH	0.0968	0.0964	0.0867	0.0888	0.0897	0.0009	1.03
UTILIDAD PERDIDA POR KWH FACTURADO (USD)	0.0022	-0.0053	0.0057	0.0001	-0.0004	-0.0005	-6.59.81

El análisis del cuadro anterior, nos lleva a las siguientes conclusiones:

- Los ingresos por venta de energía a usuario final tuvieron un incremento en el 7,71%, porcentaje que resulta positivo por el incremento en el consumo, más no por la variación de las tarifas.
- La energía facturada ha aumentado en el año 2012, en 18.221 MWH, que representa un 7,24%, debido al comportamiento de los usuarios en el mercado, especialmente en venta de energía al sector privado.
- El precio medio de venta tuvo un incremento del 0,43%, en tanto que el costo medio de producción aumentó a 1,03%, llegando en el año 2012 a tener una pérdida por KWH, situación que no sucedió en años anteriores, es así que de una utilidad de USD. 0,057 en el año 2010 pasa a una utilidad de USD. 0,01 en el 2011, y una pérdida de USD 0,005. El precio medio de venta a USD. 0,0990 en el 2008, a USD. 0,0911 en el 2009, a USD. 0,0923 en el 2010, a USD 0,0889 en el 2011 y a USD 0,0893 en el 2012.
- En cuanto a los costos medios de producción pasan de USD. 0,0968 en el 2008, a 0,0964 en el 2009, a USD. 0,0867 en el 2010 a 0,0888 en el 2011 y a USD. 0,0897 en el 2012.
- Como se podrá observar los ingresos por venta de energía a usuario final no lograron cubrir los gastos de operación.

4.3. Análisis de Endeudamiento de la Empresa



La EERSA en términos generales no ha hecho uso de su capacidad de endeudamiento, en el transcurso del ejercicio económico del 2012 se realizaron todos los ajustes necesarios para que las cuentas de los balances reflejen su situación real. Es conveniente resumir de acuerdo al esquema del informe lo siguiente:

4.3.1. Compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista y a las Generadoras

En cumplimiento de las leyes y reglamentos que regulan el MEM, en la EERSA al 31 de diciembre de 2012 se encontraban pagos pendientes por USD. 4'514.689,64 que corresponden a saldos por pagar de las últimas emisiones de facturas por parte de los agentes del MEM a deudas de la reliquidación dispuesta por el CENACE que serán canceladas con recursos del reconocimiento del déficit tarifario en los primeros meses del 2013.

4.3.2. Otras Deudas por Préstamos Internos y Externos

Préstamos Internos

No existen préstamos internos, siendo su totalidad deudas a proveedores por la adquisición de materiales, que no fueron canceladas hasta el 31 de diciembre de 2012 y que se efectivizarán en el primer mes del presente año; Por el momento, debido a resultados positivos no sería prudente buscar apalancamiento financiero.

Préstamos Externos

Tampoco existen préstamos externos, la Empresa no ha hecho uso de su capacidad de endeudamiento, sus gastos de operación e inversiones han sido financiados con recursos propios, y con aportes de sus Accionistas, en el pasado la Empresa requirió préstamos externos para financiar principalmente la central Hidroeléctrica Alao y parte del sistema de Subestaciones, que a la presente fecha se encuentran liquidados, por lo tanto la Empresa no mantiene saldos pendientes de pago por préstamos ni deuda externa.

Normas Internacionales de Información Financiera.

Conforme a disposiciones de la Superintendencia de Compañías, la Empresa adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIFS) habiendo sido el año 2011 el año de transición, al momento se encuentran concluidas las etapas previas la EERSA lleva su contabilidad con apoyo de las NIIF'S.

Control de Activos

Por fin la Empresa cuenta con un sistema informático para el Control de Activos, luego de un arduo trabajo que empieza con la valoración de



propiedad, planta y equipo al 31 de Diciembre del 2008, para la presentación de los Estados Financieros del 2011 bajo NIIF'S se concluyó concluido con el ingreso de información y la entrega de la depreciación.

Los datos contenidos en el sistema de Activos superan las novecientas mil unidades de propiedad y cada una de ellas con hasta 48 particularidades, este objetivo alcanzado con esfuerzo y dedicación redundara en beneficio institucional, pues ahora si podemos decir cuántos, cuáles y en donde están nuestros activos.

V ASPECTOS DE COMERCIALIZACION

En el desarrollo de la **Gestión Comercial** por parte de esta Dirección, el principal objetivo ha sido la comercialización de la energía eléctrica y la prestación del servicio de electricidad a nivel de consumidor final, contemplando los índices de calidad del servicio comercial, en toda el área de concesión de la E.E.R.S.A

El informe de Gestión Comercial se presenta a través del resumen ejecutivo, considerando el período enero - diciembre del 2012; el mismo que se refiere a los siguientes aspectos: mercado, recaudación, cartera, atención con los diferentes servicios a los clientes, reclamos, novedades y pérdidas no técnicas de energía.

Para cumplir con el objetivo arriba descrito, hemos considerado como mercado potencial a nuestra área de concesión:

En el año 2012 la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., ha mantenido como su área de concesión los 10 cantones de la Provincia de Chimborazo: Riobamba, Alausí, Chunchi, Colta, Cumandá, Chambo, Guano, Guamote, Pallatanga y Penipe; con una cobertura del 94,96%, es decir, que a diciembre del 2012 se estima que la Empresa tiene una población atendida de 459.340 habitantes.

Mercado

La E.E.R.S.A a diciembre de 2012 tiene 156.981 clientes, de los cuales el 57,93% se encuentran ubicados en el sector rural, en tanto que el 42,07% se encuentra en el sector urbano. Cabe indicar que como sector urbano está considerada exclusivamente la ciudad de Riobamba.

Respecto a ventas de potencia y energía durante el año 2012, se alcanzó a los siguientes valores:

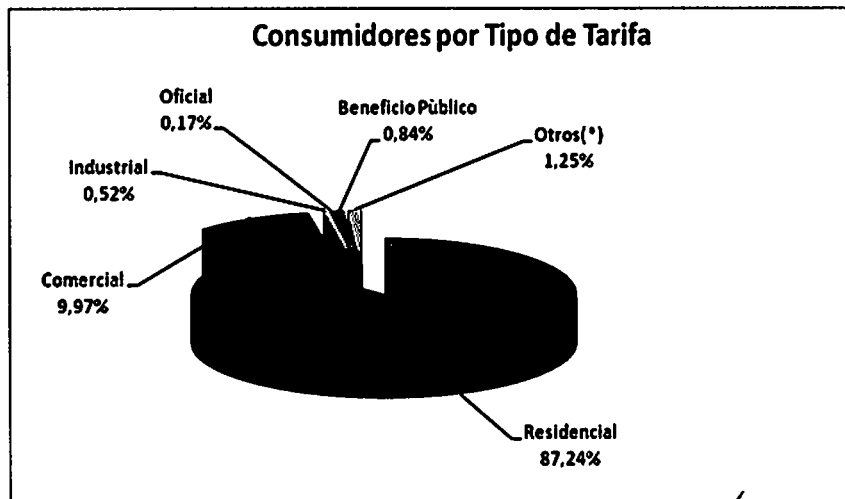


a) Energía Facturada Clientes Regulados (MWh):	269.719,37
b) Ingresos Facturados (miles de dólares):	
2.1 Ingresos Globales:	28.581,32
2.2 Ingresos por venta de energía:	24.792,69
2.3 Ingresos ajenos a la explotación:	547,33
2.4 Bomberos	3.241,30
Precio Medio (U\$/kWh):	0,0919
c) Consumo medio (kWh/consumidor):	67,16*
• Considerado solo clientes residenciales.	
d) Pérdidas de energía (MWh):	
• Energía Disponible del Sistema:	306.801,19
• Energía Facturada Clientes Regulados:	269.719,37
• Pérdidas Totales del Sistema (MWh):	37.081,82
• Porcentaje :	12.09%

Referente al número de clientes por tipo de tarifa, la Empresa al término del ejercicio económico del año 2012, tiene cubierto al mercado bajo la siguiente estructura:

Número de Consumidores al 31 de diciembre del 2012		
Sector	Consumidores	Porcentaje
Residencial	136.957	87,24%
Comercial	15.655	9,97%
Industrial	810	0,52%
Oficial	267	0,17%
Beneficio Público	1.322	0,84%
Otros(*)	1.970	1,25%
Total	156.981	100,00%

Nota (*) Incluye Esc. Deportivos, B de Agua, A. Social, Culto Religioso, Autoconsumos



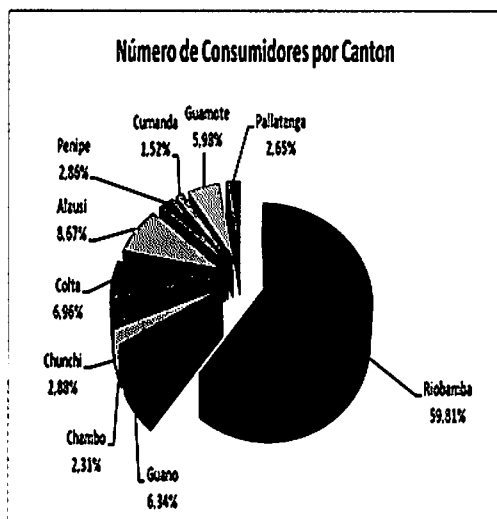
El sector productivo (industrial) está conformado por 810 clientes que representa el 0,52% del total de clientes, de los cuales 683 son artesanales; el sector comercial está conformado por 15.655 consumidores, el cual representa el 9,97% del mercado, de estos clientes apenas 509 clientes son comerciales con demanda, los restante 15.146 clientes son negocios pequeños.

Se debe indicar que Empresa Cemento Chimborazo y Ecuatoriana de Cerámica, son nuestros clientes de mayor consideración y como medianos consumidores tenemos a, Moderna Alimentos, Tubasec, Embutidos la Ibérica, La Prolac, Inmobiliaria Motke y Nuvinat que es nuestro cliente a partir de diciembre. Como se puede observar la empresa tiene un mercado mínimo de consumidores industriales.

El sector residencial representa el 87,24%, en consecuencia el mercado que atiende nuestra Empresa es netamente residencial en términos de número de consumidores, los mismos que en un porcentaje mayor se encuentra ubicados en el sector rural.

Se presenta el número de consumidores que la Empresa viene dando el servicio en los diferentes cantones de nuestra área de concesión:

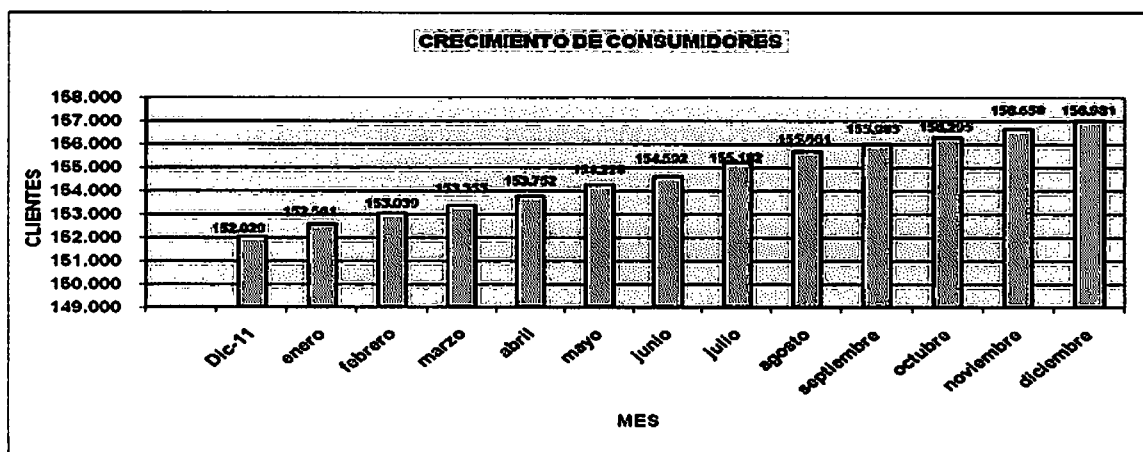
Número de Consumidores por Cantón		
Cantón	Consumidores	Porcentaje
Riobamba	93.896	59,81%
Guano	9.96	6,34%
Chambo	3.629	2,31%
Chunchi	4.523	2,88%
Colta	10.928	6,96%
Alausi	13.614	8,67%
Penipe	4.486	2,86%
Cumanda	2.391	1,52%
Guamote	9.387	5,98%
Pallatanga	4.167	2,65%
Total	156.981	100,00%



En el cantón Riobamba incluido la ciudad y todas las parroquias tanto urbanas como rurales, se encuentran el mayor porcentaje de consumidores con el 59,81%.

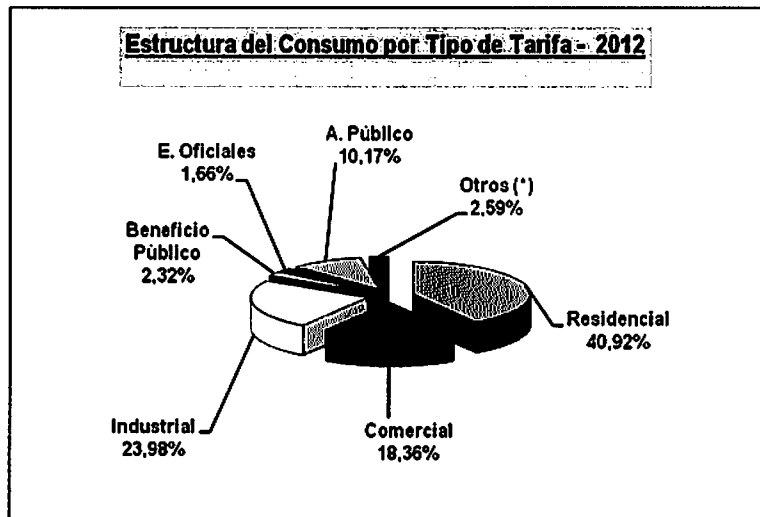
Se presenta el comportamiento de los usuarios, relacionado con el crecimiento en cada uno de los meses:

COMPORTAMIENTO DE LOS CLIENTES POR MES			
Mes	Consumidores	Incremento	% Incr.
dic-11	152.029		
enero	152.561	532	0,35
febrero	153.039	478	0,31
marzo	153.355	316	0,21
abril	153.752	397	0,26
mayo	154.228	476	0,31
junio	154.592	364	0,24
julio	155.182	590	0,38
agosto	155.661	479	0,31
septiembre	155.985	324	0,21
octubre	156.295	310	0,20
noviembre	156.658	363	0,23
diciembre	156.981	323	0,21
Total	156.981	4.952	3,29



De acuerdo a la estructura tarifaria, la Empresa obtuvo la siguiente composición de consumos:

Estructura del Consumo Por Tipo de Tarifa		
Tarifa	Consumo (MWh)	Porcentaje
Residencial	110.375,64	40,92%
Comercial	49.522,71	18,36%
Industrial	64.674,19	23,98%
Beneficio Público	6.263,46	2,32%
E. Oficiales	4.471,56	1,66%
A. Público	27.430,61	10,17%
Otros (*)	6.981,20	2,59%
Total	269.719,37	100,00%



Nota (*) Incluye, B de Agua y A. Social, Autoconsumos, Culto Religioso

Observamos que el sector residencial consume el 40,92% de la energía disponible, por tanto es el sector con el mayor aporte en consumo.

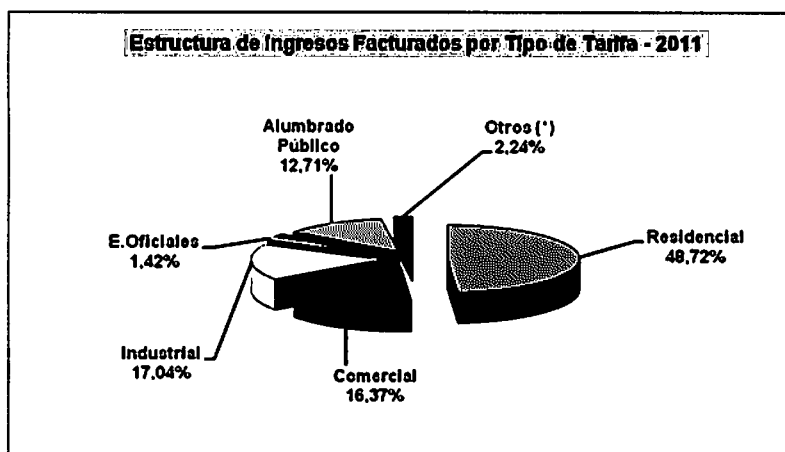
El sector industrial representa apenas el 23,98% de la energía disponible.

El consumo de energía del sector productivo (industria y comercio) representa el 42,34%; en tanto que la diferencia, perteneciente a los otros sectores y alumbrado público representan el 10,17%.

Ingresos Facturados

En concordancia a la energía facturada, se obtuvo la siguiente estructura de ingresos facturados por consumo de energía:

Valores Facturados por Tipo de Tarifa		
Tarifa	Dólares (Miles)	Porcentaje
Residencial	12.082,12	48,72%
Comercial	4.060,05	16,37%
Industrial	4.226,58	17,04%
E. Oficiales	351,57	1,42%
Beneficio Publico	367,66	1,48%
Alumbrado Público	3.152,45	12,71%
Otros (*)	556,26	2,24%
Total	24.796,69	100,00%



Nota (*) Incluye B de Agua, A. Social, autoconsumos y Esc. Deportivos

El sector Industrial, representa el 17.04% y el sector comercial con el 16.37%, significa que entre estos dos sectores aportan con el 33.41%.

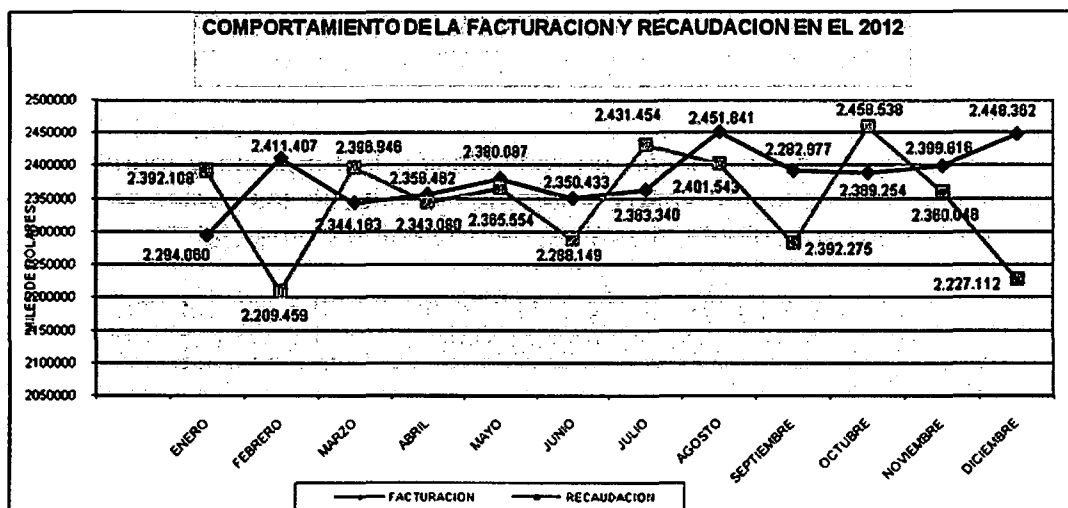
Los sectores residencial aporta con el 48.72%. Mientras que el alumbrado público representa el 12.71%.

Recaudación

Durante el año 2012 la Empresa recaudó, el valor de 28.156.96 miles de dólares; mismo que representa un ingreso promedio mensual de 2.346,41 miles de dólares.

A continuación presentamos la evolución mensual y su comportamiento:

RESULTADOS DE RECAUDACION ENR/12-DIC/12			
MES	FACTURACION	RECAUDACION	INDICE
ENERO	2.294.060	2.392.108	104,27%
FEBRERO	2.411.407	2.209.459	91,63%
MARZO	2.344.183	2.396.946	102,25%
ABRIL	2.356.462	2.343.080	99,43%
MAYO	2.380.087	2.365.554	99,39%
JUNIO	2.350.433	2.288.149	97,35%
JULIO	2.363.340	2.431.454	102,88%
AGOSTO	2.451.841	2.401.543	97,95%
SEPTIEMBRE	2.392.275	2.282.977	95,43%
OCTUBRE	2.389.254	2.458.538	102,90%
NOVIEMBRE	2.399.616	2.360.048	98,35%
DICIEMBRE	2.448.362	2.227.112	90,96%
TOTALES	28.581.320	28.156.968	98,52%

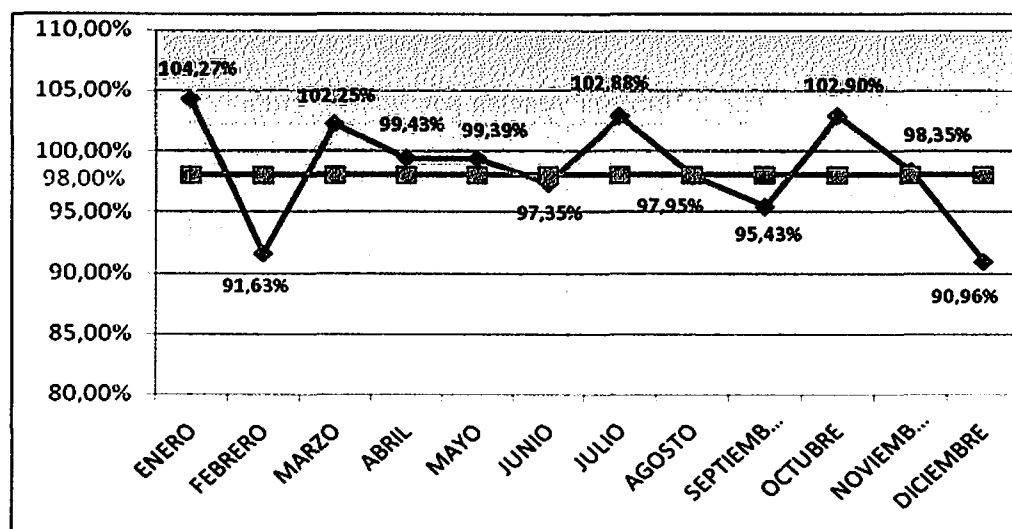


Se tiene meses de recaudación con índices superior al 100%, como es el caso de los meses de enero, marzo, julio y octubre, los meses de menor recaudación son los meses de febrero y diciembre y el resto de meses se encuentra sobre el 95%.

Las menores recaudaciones se da en los meses de febrero y diciembre, lo cual se produce por cuanto en estos meses existieron menos días laborables lo cual provoca que el valor de la recaudación disminuya.

Se presenta un cuadro resumen del comportamiento de la recaudación mensual, referente a la meta planteada para este año (98%).

COMPORTAMIENTO DE LA RECAUDACION





Se puede ver que en la mayor parte de meses se supera la meta y en el promedio del año el porcentaje de recaudación es mayor al objetivo planteado.

Para cumplir con la gestión de recaudación la Empresa y lograr un buen resultado, se aplicaron varios programas y políticas, las cuales se detalla en la parte correspondiente al análisis de la Gestión Comercial.

El promedio de recaudación de este año es del 98,52%, superior en 0,52% al porcentaje de recaudación considerado en el presupuesto del año de la empresa.

Se debe indicar que los porcentajes indicados anteriormente corresponden al total de la facturación y recaudación de todos los rubros.

Cartera Total

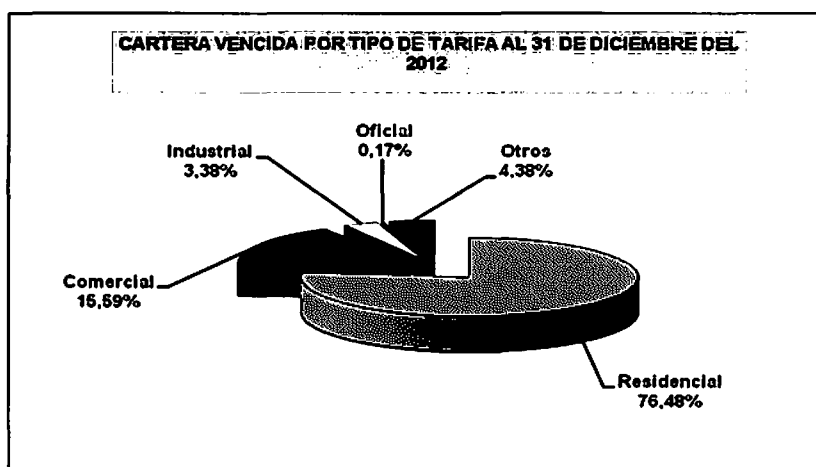
La cartera Total al 31 de diciembre de 2012 es 3.465,48 miles de dólares; en el valor indicado se encuentra los valores de cartera de Bomberos y FERUM, que suman 751,63 miles de dólares, significa que la cartera total que corresponde a la empresa es de 2.713,85 miles de dólares.

Cartera Vencida

La cartera vencida total incluido la Cartera vencida por Bomberos y FERUM al 31 de diciembre de 2012, asciende a 2.547,84 miles de dólares; la cartera vencida de los rubros que corresponden a la Empresa sin considerar FERUM y Bomberos (US\$ 609,14), es de US\$ 1.938,70 miles de dólares.

A continuación se presenta la cartera vencida total general por tipo de tarifa:

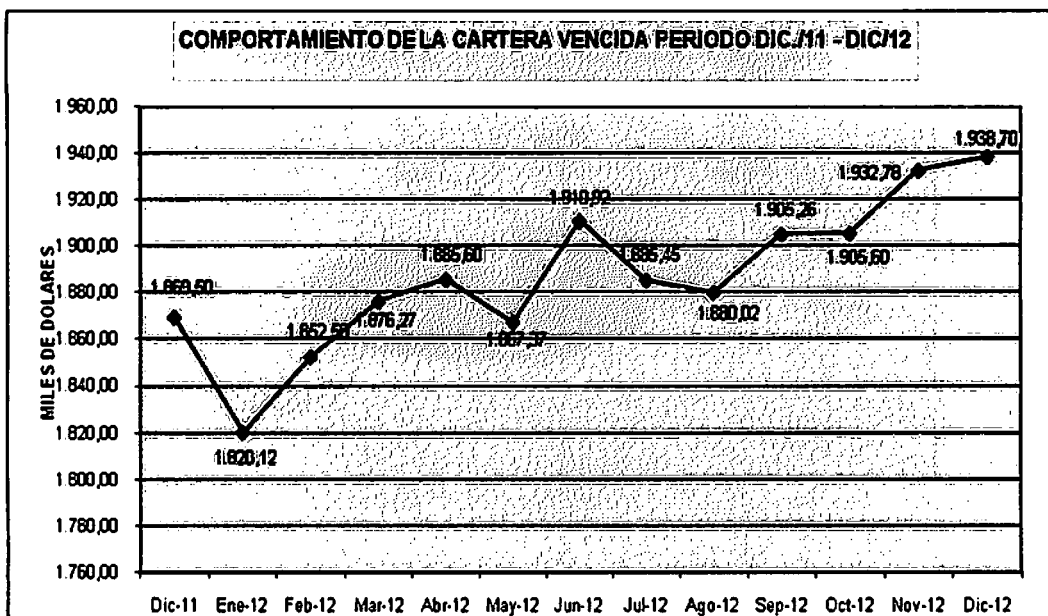
Cartera Vencida por Tipo de Tarifa		
Sector	Valor (US\$)	Participación
Residencial	1.482,79	76,48%
Comercial	302,21	15,59%
Industrial	65,49	3,38%
Oficial	3,24	0,17%
Otros	84,97	4,38%
Total	1.938,70	100,00%



Como se puede observar, el sector residencial representa el 76,48% de la cartera vencida total, seguido del sector comercial con el 15,59%, en el resto de tarifas los valores de la cartera vencida no son representativos.

La cartera vencida mensual a tenido el siguiente comportamiento:

COMPORTAMIENTO DE LA CARTERA VENCIDA			
Mes	(Miles) (US\$)	Variación Mensual	
		(Miles US\$)	Porcentaje
dic-11	1.869,50		
ene-12	1.820,12	-49,38	-2,6%
feb-12	1.852,50	32,38	1,8%
mar-12	1.876,27	23,77	1,3%
abr-12	1.885,60	9,33	0,5%
may-12	1.867,37	-18,23	-1,0%
jun-12	1.910,92	43,55	2,3%
jul-12	1.885,45	-25,47	-1,3%
ago-12	1.880,02	-5,43	-0,3%
sep-12	1.905,26	25,24	1,3%
oct-12	1.905,60	0,34	0,0%
nov-12	1.932,78	27,18	1,4%
dic-12	1.938,70	5,92	0,3%



NOTA: EN ESTOS SE ENCUENTRAN INCLUIDOS UNICAMENTE LOS VALORES QUE CORRESPONDEN A LA EMPRESA.

ATENCIÓN A CLIENTES

a) Prestaciones de servicios de suministro eléctrico

Durante el ejercicio económico del 2012 la Empresa de acuerdo a sus disponibilidades de recursos humanos y materiales atendió en la instalación de 6.859 nuevos servicios y en las siguientes prestaciones de servicio:

PRESTACION DE SERVICIOS EN EL AÑO 2012		
SERVICIOS	INSTALACIONES	INSPECCIONES
Nuevos servicios	6.859	8.057
Cambio de Medidores	7.020	7.389
Reubicación de Medidores	1.615	1.763
Retiro de medidores	2.171	2.207
Cambio de materiales	716	893
Cambio de nombre	2.266	2.283
Cambio de domicilio	110	170
Cambio de Tarifa	342	410
Otras modificaciones	529	513
Total	21.628	23.685

Como podemos observar, durante el año 2012 se atendió 21.628 eventos relacionados a nuevas instalaciones, cambio y/o reubicación de acometidas y medidores y modificaciones al servicio instalado. Así mismo se atendió a 23.685 inspecciones para diferentes servicios.

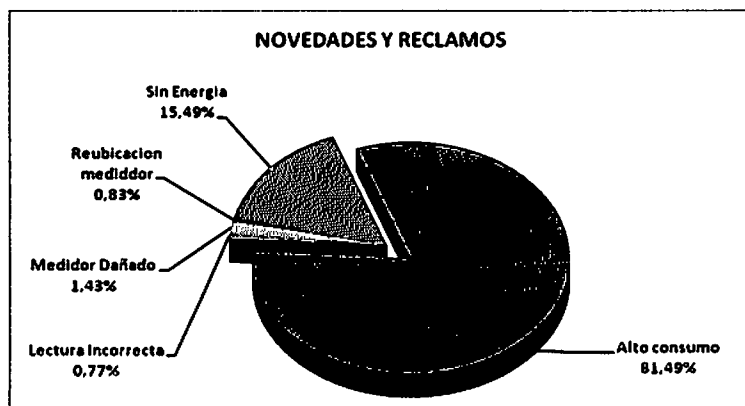
El mayor porcentaje de atención al cliente se relaciona a nuevos servicios y a mantenimiento de los mismos: se atendió 6.859 nuevos servicios, 7.048 cambios de medidores, 1.615 reubicaciones de medidores, así como 2.171 retiros de medidores.

De los 7.048 cambios y/o reubicaciones de medidores, 4.053 fueron ejecutados por el departamento de Acometidas y Medidores, las Agencias de Alausí, Chunchi, Cumanda y Pallatanga y 3.995 por la Unidad de Control de Pérdidas.

b) Reclamos y Novedades

Respecto a la atención de reclamos se tiene que el mayor porcentaje es por reclamos de consumos altos y suman un total de 7.856, lo cual representa apenas el 0,45% de las 1.728.090 facturaciones realizadas en el año 2012. Se presenta un resumen de los reclamos y novedades que se han presentado por diferentes razones:

TIPOS DE NOVEDADES Y RECLAMOS EN EL 2012		
Novedades	Cantidad	Participación
Alto consumo	6.061	81,49%
Lectura incorrecta	57	0,77%
Medidor Dañado	106	1,43%
Reubicación medidor	62	0,83%
Sin Energía	1.152	15,49%
TOTAL	7438	100,00%





Para efectos de control de hurto de energía, se creó el módulo de reclamos y novedades dentro del sistema comercial de lo cual se puede determinar que las novedades con mayores porcentajes tienen que ver con clientes que no registran consumo y clientes sin energía.

PERIDAS DE ENERGIA

Al término del ejercicio económico del año 2012, de acuerdo al Balance Energético; mismo que será analizado más adelante, se llegó a obtener el 12.09% de pérdidas de energía eléctrica de todo el sistema, porcentaje que en términos de energía representa 37.081,82 MWh/año.

Cabe indicar que en el porcentaje de pérdidas antes mencionado se encuentra incluido las pérdidas técnicas, mismas que alcanzan al 8.71%; en consecuencia, las pérdidas no técnicas alcanzaron al valor de 3.38%.

RESULTADOS

Análisis de Variación Comercial

Número de Clientes

Al término del ejercicio económico del 2012, la Empresa obtuvo un crecimiento respecto al año 2011 del 3.29% lo que significa un incremento de 4.952 clientes, se debe indicar que los medidores que realmente se instalaron fueron 6.859, pero como se retiran medidores por diferentes razones, en el catastro de clientes se restan y esa es la razón para que el incremento de clientes sea menor al total de nuevos servicios instalados.

Cabe indicar que el número de consumidores al 31 de diciembre del 2012, es considerado como aquel que ha sido registrado en el archivo maestro de clientes, es decir, que todo aquel servicio instalado, durante los últimos 15 días del año 2012 no está considerado en el archivo en referencia.

Facturación.

Comparando los valores facturados por concepto de venta de energía, entre los años 2011 - 2012 observamos que existe un incremento de energía facturada en el valor del 7.25%, lo cual representa 18.221,42 MWh mas que lo facturado en el año 2011. En la energía disponible (generación + Compra), también existe un incremento del 7,52% que representa 21.465,37 MWh.

Respecto a valores monetarios, la facturación con respecto al año 2011 se ha incrementado en 3.062,13 miles de dólares, que representa el 12,00%.



Recaudación

Se debe indicar que en el año 2012 comparado con lo considerado en el presupuesto del año (98%), se ha recaudado con incremento en 0,52%, que representa una recaudación adicional de 147.274 dólares, lo cual da como resultado una mayor liquidez a la empresa y que se puedan cumplir con todos los programas y proyectos.

Cartera Vencida

La cartera vencida de los valores que corresponden a la Empresa, comparado con el año 2011, se incrementó en US\$ 69.200, pese a que la facturación se incrementó en US\$ 1.759.590 y la recaudación se incrementó en US\$ 2.278.640.

Como se puede ver el incremento de la cartera vencida no es considerable, pese a las gestiones realizadas y a pesar de tener un índice importante de recaudación (98,52%) superior al estimado en la proforma presupuestaria (98%); uno de los factores más importantes que dificulta mejorar aún más la recaudación y de esta manera poder disminuir la cartera vencida, es el tipo de clientes que tenemos y que en su mayoría son residenciales (136.957) con un porcentaje del total de clientes del 87.24% y de estos clientes 103.192 que representa el 75% se encuentran dentro de la tarifa de la dignidad y si consideramos que los pequeños comercios o negocios representan el 9,65%, significa que los clientes tanto residenciales como comerciales representan el 96.89%. Además si consideramos que un número importante de estos clientes se encuentran en el sector rural, la gestión se vuelve aún más difícil; en todo caso los valores de cartera vencida se mantienen dentro de parámetros manejables, se espera en el 2013 intensificar las gestiones, implementar políticas de recuperación de cartera y poder mejorar más estos índices.

Las emisiones vencidas con respecto al cargo promedio del año, se tiene que para el año 2011 fue de 0,98 emisiones vencidas y para el 2012 es de 0,89 emisiones vencidas, concluyendo que en emisiones vencidas la cartera vencida ha disminuido.

Pérdidas de Energía.

En el ejercicio del año económico de 2011, la Empresa Eléctrica Riobamba S.A obtuvo el 11.88% de pérdidas de energía eléctrica total del sistema, en tanto que para el año 2012 se obtiene el índice de pérdidas del 12.09%; por tanto existe un incremento del 0,21% con respecto al año 2011, existen varias razones por las cuales se ha producido este incremento, las mismas



que son explicadas ampliamente en el informe del Departamento de Control de Pérdidas, el mismo que es parte de este informe.

Es necesario indicar que en el mes de diciembre del 2012, por los diferentes feriados y los puentes que se presentaron, fue necesario adelantar las lecturas 2 días en los clientes masivos, esto provoco que en este mes no se registre el consumo de estos dos días en estos clientes y que representa 1.164,52 MWh, restando este valor de las pérdidas totales se obtiene un porcentaje de pérdidas del 11,70%, significa que efectivamente ese hubiese sido el porcentaje de pérdidas del año, lo cual representa una disminución 0,18%. Esta facturación se ve reflejado en el consumo de enero del 2013, en cuyo mes las pérdidas están en el orden del 9%, debido a que se facturó los dos días que se dejó de facturar en diciembre.

DEPARTAMENTO DE CONTROL DE PERDIDAS

Al finalizar el año 2012, la Empresa presentó un índice de pérdidas totales del sistema de 11.86%, de los cuales el 8,54% corresponden a pérdidas técnicas y la diferencia, 3,34% son pérdidas no técnicas.

Con el objetivo de disminuir el índice anual de pérdidas no técnicas, se planteó el programa de reducción para el 2012 fijando una meta anual del 11% respecto a la energía total disponible en el sistema. El programa consistió de los siguientes proyectos:

- 01-12: Control de clientela masiva
- 02-12: Control de clientes especiales
- 03-12: Cambio de medidores obsoletos
- 04-12: Cambio de acometidas y medidores en circuitos readecuados.
- 05-12 Normalización de consumos ceros

Para elaborar este informe se ha utilizado la información del sistema de Comercialización, Generación, Planificación y Control de Pérdidas.

Resultado de los proyectos:

Proyecto 01-12: Control de la clientela masiva.

El Manual Latinoamericano para el control de pérdidas manifiesta que: "La revisión de instalaciones de medida y acometidas constituye la herramienta más efectiva para la detección de infractores y para el control de pérdidas no técnicas. La revisión persigue identificar las instalaciones de medida defectuosas, sean producidas por el usuario o por el deterioro natural de los equipos, por daños intencionales o por errores en el registro de las características de los equipos".

En este contexto, la actividad comprende la inspección integral de acometidas y medidores para determinar causas que produzcan consumos irregulares, de tal forma que se pueda tomar acciones correctivas tales



como: (1) cambio de medidores o blindajes de instalaciones y (2) externalización de los mismos. Esto implica que debemos realizar dos tipos de eventos inspecciones de campo y normalización de servicios.

A principios del año planificamos realizar 8.000 inspecciones de campo que nos permita ubicar 600 novedades. El aporte esperado de recuperación anual de pérdidas de este proyecto era de 384 MWh ó 0,127%.

Hasta diciembre de 2012, se realizaron 10.542 inspecciones (8.300 cliente masivos y 2.240 consumos ceros), lo cual trajo como consecuencia ubicar 496 novedades, por lo que fue necesario normalizar igual número de servicios

Proyecto 02-12: Control de Clientes Especiales:

Esta acción persigue realizar un control sobre medidores y equipos de medición instalados en Media y Alta Tensión tomando los correctivos necesarios para evitar subfacturaciones importantes, convirtiéndose por tanto en una medida preventiva.

Se planificaron realizar 215 inspecciones técnicas, esperando encontrar 10 novedades. El valor esperado a recuperación anual era de 36 MWh ó 0,012%

Realizamos 342 inspecciones, encontrando 40 novedades en total. La evaluación de beneficios se presenta más adelante. Esta actividad la realizamos desde el mes de abril, fecha desde la cual colaboró el ingeniero asistente.

Adicionalmente, hemos cambiado la medición electrónica con memoria interna por medición inteligente, lo cual nos permite disminuir al mínimo los errores de lectura y facturación del segmento de grandes clientes. Actualmente, tenemos 15 clientes de alto consumo con este sistema inteligente.

Proyecto 03-12: Cambio de medidores obsoletos

El objetivo de este proyecto es reducir el nivel de pérdidas no técnicas que son causadas por el deterioro o descalibración de medidores que han cumplido su vida útil de funcionamiento.

Planificamos realizar 6.000 cambios de acometidas y medidores, de los cuales 5.000 serán reemplazados del grupo con consumo y 1.000 serán de conjunto de consumos ceros; este proyecto que debería producir una recuperación anual de energía de 600 MWh ó 0,198%. En el desarrollo de este proyecto intervinieron los departamentos: Control de pérdidas, Acometidas y medidores y Agencias. Adicionalmente, se aprovechó el cambio de redes que se realizó en los proyectos del FERUM para cambiar medidores y blindar acometidas



En total se realizaron 7.020 cambios de medidores obsoletos. De este total, por consumos ceros se cambiaron 1.117 medidores, en circuitos readecuados 1.206, y los restantes 4.697 son los cambios realizados por los departamentos de Control de Pérdidas, Acometidas y Medidores y Agencias.

Proyecto 04-11: Cambio de acometidas y medidores en circuitos readecuados

La Dirección de Ingeniería y Construcciones durante el año 2012, realizó varias readecuaciones de redes secundarias utilizando cable aislado dentro del programa FERUM; bajo esta condición, procedimos al blindaje de acometidas y medidores de todos los clientes involucrados en la readecuación de redes.

Los sectores rurales donde se blindó los circuitos secundarios fueron 14 con un total de 148 circuitos secundario y que se desglosa de la siguiente manera: Pulucate (18), Totoras (15), Bayushig (5), Corazón de Jesus (24), San Martin (12), Chambo (1), Guano (4), Corona Real (2), Calshi (17), Puelazo(4), mercado oriental (12), Yaruquies (14), Las abras (11) y calle Ayacucho (3).

Los clientes involucrados en este proyecto fueron 1.737 de los cuales fueron cambiados 1.206 acometidas y medidores 616 reubicaciones y retirados del servicio 72. La red secundaria blindada en total fue aproximadamente de 87,69 Km, así como también 14,64 Km de acometida antifraude.

Proyecto 05-12: Normalización consumos ceros.

La normalización de consumos ceros tiene que ver con la corrección de aquellos medidores que por algún motivo dejaron de registrar consumo durante mas de 12 meses consecutivos.

Debemos indicar que realizamos un total de 2.214 inspecciones, de las cuales fue necesario cambiar 1.117 medidores, lo que representa el 50,45%

Evaluación de resultados:

La evaluación de resultados de los proyectos implica medir el impacto de la recuperación energética y financiera. Básicamente, los beneficios producidos por el control de pérdidas no técnicas en el año evaluado son dos: (1) refacturación o reliquidación, según el caso, en KWh hacia atrás de la fecha de regulación del servicio y (2) energía recuperada por mes en KWh/mes hacia delante de la normalización. La valoración de estas energías a precio de venta, nos da la recuperación financiera.

Refacturación:

Durante el año 2012, se normalizó, calculó y tramitó los siguientes valores:

**Reliquidaciones y Refacturaciones
2012**

	Energía (KWh)	Valor (USD)
Reliquidación	226,544	24,725.61
Refacturación	784,219	75,052.47
Total	1,010,763	99,778.08

Fuente: Estadística de Facturación EERSA

Por este concepto se facturó 1.010.763 KWh lo que representa USD 99.778,08. De este total 226.544 KWh equivalente a USD 24.725,61 corresponde a reliquidaciones, y 784.219 KWh valorado en USD 75.052,47 son refacturaciones. Todos estos valores están agregados a la facturación de la Empresa.

Energía Recuperada por mes:

La evaluación de la energía mensual recuperada se la hizo por proyecto utilizando la información disponible y la facturada en el sistema de comercialización. Los resultados de esta evaluación son:

**Evaluación de Recuperación Energética y Financiera
2012**

Proyectos	Recuperación		
	MWh	%	USD
Proyecto 01-12	123.60	0.0403	11,062.20
Proyecto 02-11	367.50	0.1198	32,891.25
Proyecto 03-12 (obsoletos)	567.02	0.1848	50,748.45
Proyecto 04-12	145.59	0.0475	13,030.15
Proyecto 05-12 (ceros)	512.03	0.1669	45,826.94
Total	1,715.74	0.5592	153,558.99

Fuente: Estadísticas Control de Pérdidas y EERSA

En total, se recuperó 1.715,54 MWh/año (equivalente a 142,96 MWh/mes) valorado en USD 153.558,9/año (equivalente a USD 12.796,57/mes), cifras que se incorporaron mes a mes a la facturación en el rubro consumo de cada tarifa en la cuenta de cada cliente regulado. La energía recuperada representa el 0,5592% de la energía disponible en el sistema.

Indicadores de pérdidas no técnicas:

A continuación realizamos una comparación de los principales indicadores de pérdidas no técnicas de los años 2011 y 2012.

Cuadro comparativo de indicadores de Pérdidas no Técnicas

Indice	unidad	2011	2012	Diferencia
Inspecciones realizadas totales	Nº.	17,906	13,124	-26.7%
Novedades encontradas	Nº.	1,306	1,529	17.1%
Medidores cambiados	Nº.	6,400	7,020	9.7%
Recuperación Energética	MWh/mes	132.57	142.97	7.8%
Recuperación Financiera	USD/mes	14,584.25	12,796.58	-12.3%
Refacturación Energía	MWh	789.78	1,010.76	28.0%
Refacturación valores	USD	84,530.67	99,778.08	18.0%
Recuperación Energética total	MWh/año	2,380.62	2,726.40	345.78
Recuperación Financiera Total	USD/año	259,541.67	253,337.04	-6,204.63
Pérdidas no Técnicas	MWh/año	9,577.87	10,360.96	783.09
% de pérdidas no técnicas [1]	%	3.36	3.38	0.02
Pérdidas Técnicas	MWh/año	24,324.04	26,720.80	2,396.76
% de pérdidas [1]	%	8.52	8.71	0.19

Fuente: Estadísticas Generación, Comercialización, Control Pérdidas y Planificación.

Nota: [1] el valor porcentual de pérdidas, es respecto a la energía disponible del sistema

El trabajo de campo fue dirigido al sector rural, donde es necesario invertir más tiempo en trasladarse a los sectores y en ubicar a los clientes, además el valor esperado en recuperación de energía y valores monetarios son menores respecto al sector urbano. El beneficio total de la gestión de control de pérdidas fue recuperar para la facturación 2.726,40 MWh lo que equivale a USD 253.337,04. De igual forma, en cuanto al índice de pérdidas no técnicas se observa un leve crecimiento de 0,02% en porcentaje respecto a la energía disponible en el sistema.

Balance Energético:

A fin de realizar una evaluación total de pérdidas de energía, hemos procedido a elaborar el balance energético del año 2012 a base de la información proporcionada por las Direcciones de Operación y Mantenimiento, Comercialización y Planificación.

El balance energético del 2012, señala una disponibilidad neta de energía en el sistema eléctrico de 306.801,19 MWh, de los cuales se facturó a clientes regulados 269.719,37 MWh; existiendo una pérdida total de energía de 37.081,82 MWh lo que representa el 12,09% de la energía disponible del sistema. De este total, 26.720,80 MWh (8,71%) corresponde a la parte técnica (pérdidas operacionales) y 10.361,02 MWh (3,38%) a las pérdidas no técnicas (pérdidas comerciales). Comparado con el índice de pérdidas anual del sistema correspondiente al 2011 (11,88%), se tiene un incremento neto de pérdidas de 0.21%.

Las pérdidas técnicas han crecido 0,19% y las pérdidas no técnicas crecen en 0,02%, lo cual significa que la incremento neta de pérdidas totales es de 0,21%.

En el mes de diciembre del 2012, por los diferentes feriados y los puentes que se presentaron, fue necesario adelantar las lecturas 2 días en los clientes masivos, esto provoco que en este mes no se registre el consumo

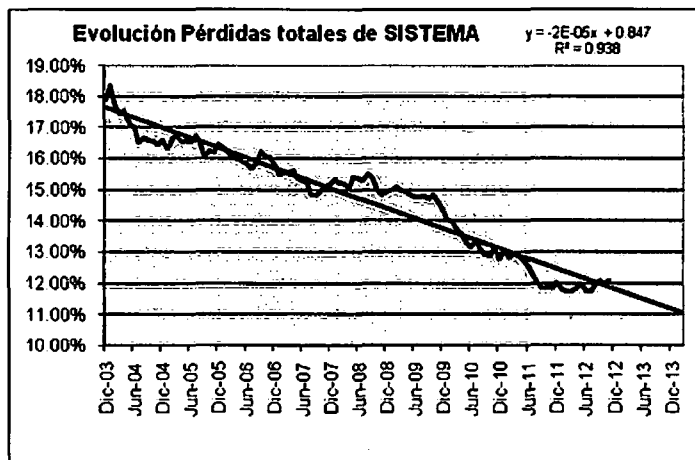
de estos dos días en estos clientes y que representa 1.164,52 MWh, restando este valor de las pérdidas totales se obtiene un porcentaje de pérdidas del 11,70%, significa que efectivamente ese hubiese sido el porcentaje de pérdidas del año, lo cual representa una disminución 0,18%. Esta facturación se ve reflejado en el consumo de enero del 2013, en cuyo mes las pérdidas están en el orden del 9%, debido a que se facturo los dos días que se dejo de facturar en diciembre.

La gestión de control de pérdidas no técnicas produjo una recuperación del 0,559%; por lo tanto, en el balance general se observa que prácticamente las pérdidas no técnicas se mantienen en el nivel del año anterior.

Análisis de tendencia de pérdidas:

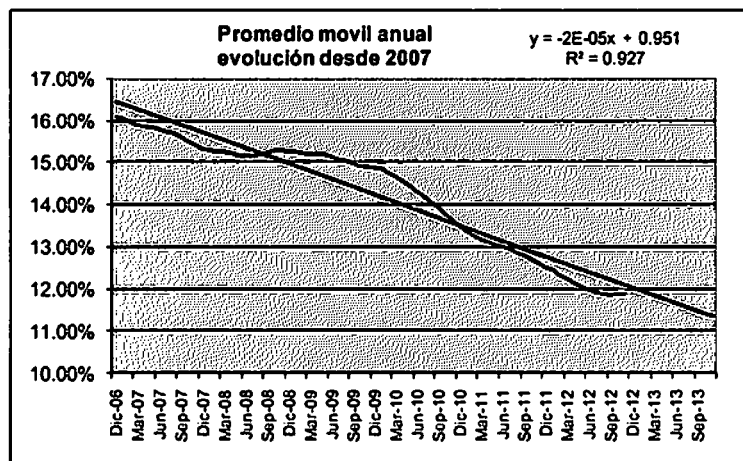
Es importante realizar un adecuado análisis de tendencia de pérdidas en el tiempo con la finalidad de observar su crecimiento o decremento. Para estudiar el comportamiento y tendencia de las pérdidas, utilizaremos la recomendación del Manual Latinoamericano para el control de pérdidas eléctricas, que dice: "Para el análisis de la tendencia de pérdidas totales, tomaremos los datos acumulados de un año móvil, con el fin de reducir el efecto de la no simultaneidad de las lecturas. Estos datos son útiles para análisis estadísticos con mínima influencia estacional, la cual sí afecta los análisis efectuados con base en datos mensuales o bimensuales".

Con esta consideración, la evolución del índice de pérdidas totales acumulado del año móvil desde septiembre de 2003 (dato tomado como línea base), se observa en el siguiente gráfico:



Podemos ver que este indicador conserva una tendencia gradual y sostenida a la baja. Todos los datos se mantienen con una línea de tendencia de -0,02% mensual, a excepción del año 2012 que se mantiene constante.

Dentro del mismo análisis de tendencia hemos graficado la curva promedio móvil anual del sistema desde 2007. Podemos ver que también se mantiene una tendencia gradual y sostenida, cumpliendo con uno de los objetivos estratégicos planteado.



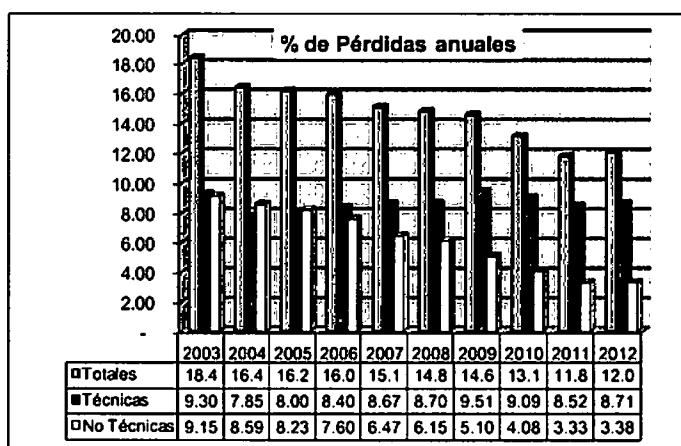
En los dos casos se observa el importante resultado obtenido en el control y reducción de pérdidas de los años 2010 y 2011. Los valores alcanzados en el 2011 y 2012 son los mas bajos del histórico de la Empresa.

Los valores de pérdidas totales anuales respecto a la energía disponible en el sistema, se resume en el siguiente cuadro:

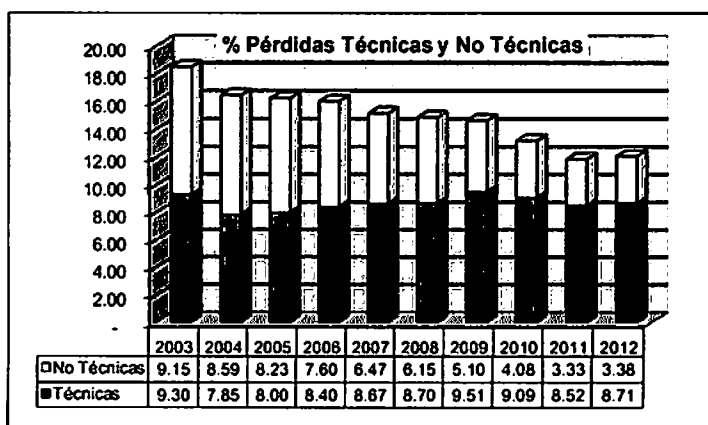
Pérdidas totales del sistema

Año	Pérdidas %	Reducción %	Reducción Acumulada %
2003	18.45		
2004	16.45	2.00	2.00
2005	16.22	0.22	2.23
2006	16.01	0.22	2.44
2007	15.13	0.87	3.32
2008	14.85	0.28	3.60
2009	14.61	0.24	3.84
2010	13.17	1.44	5.28
2011	11.88	1.29	6.57
2012	12.09	-0.21	6.36

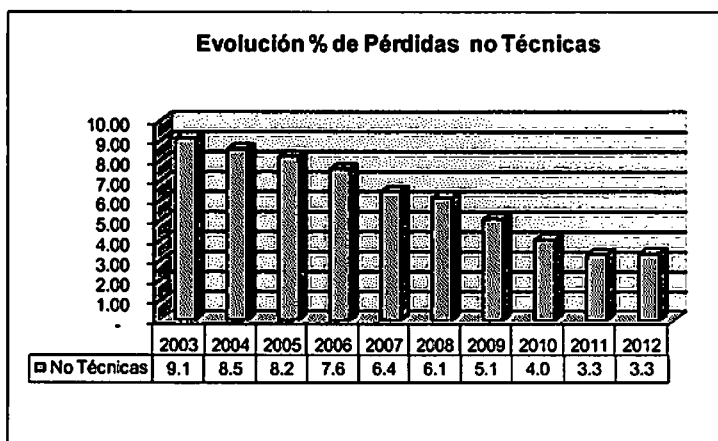
Desde el año base 2003 hasta el 2012 se tiene una reducción acumulada del 6,36%; esto es, existe un reducción a una razón promedio de 0,70% anual. Los índices anuales de pérdidas totales, técnicas y no técnicas se ilustran a continuación.



El peso de las pérdidas no técnicas sobre las pérdidas totales sigue siendo cada año menor. Actualmente el componente de pérdidas técnicas es el más significativo. Lo manifestado podemos observar en la siguiente gráfica.

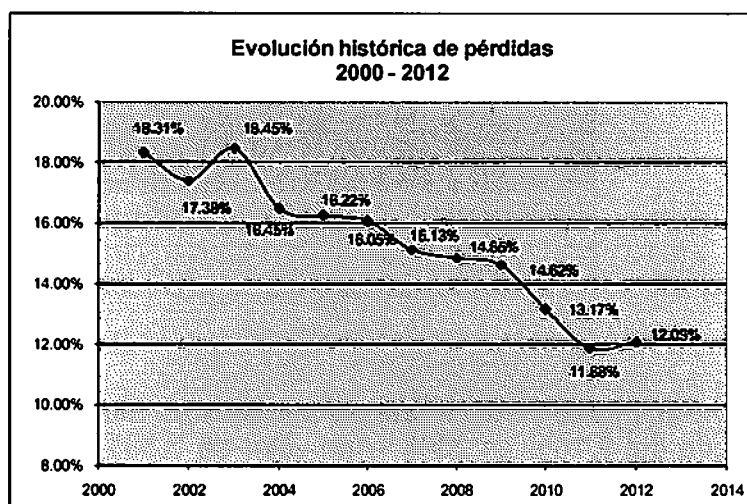


De igual forma, podemos decir que las pérdidas no técnicas de energía han evolucionado del 9,15% en 2003, a un valor de 3,38% logrado en el 2012; de hecho, se ha conseguido una reducción acumulada de 5,07%, tal como se muestra en el siguiente gráfico:



Evolución histórica de las pérdidas de energía

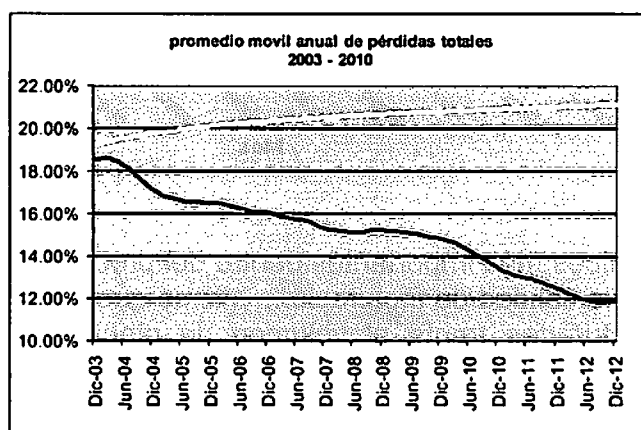
Es importante también mantener la visión en el largo plazo sobre la evolución de pérdidas de la empresa para medir el impacto de las acciones que se han tomado en el cumplimiento del objetivo de reducirlas hasta un valor que sea técnica y económicamente aceptable para la empresa. En el siguiente grafico se puede observar las variaciones anuales de las mismas.



Podemos ver que antes de 2003 la Empresa presentaba pérdidas promedios del 18% con variaciones mensuales muy significativas, lo cual no permitía que los resultados obtenidos sean sostenibles. A partir de 2003 se viene tomando acciones para reducir las pérdidas no técnicas, lo que ha permitido obtener resultados de reducción sostenible en el tiempo. En el año 2012 se observa un leve crecimiento debió al motivo antes indicado.

Beneficios del programa de control de pérdidas

El beneficio total del programa de control de pérdidas desarrollado desde 2003, podemos medirlo comparando la situación sin y con medidas de control. Para establecer la situación sin medidas de control, realizamos una proyección del crecimiento de pérdidas en un escenario de aumento moderado, tal como se observa en el siguiente gráfico.



Sin medidas de control, a diciembre de 2012 el nivel de pérdidas estimado hubiese sido de 21,16%, que comparado con el nivel real alcanzado de 12,09% con medidas de control, tenemos que el beneficio logrado es 9,07% menos en pérdidas. El beneficio de controlar y reducir las pérdidas ha permitido que la empresa en 2012 dejó de perder al menos: 27.826,87 MWh lo que representa USD 2'226.149 aproximadamente.

5.4.2. Análisis de Índices de Gestión Comercial.

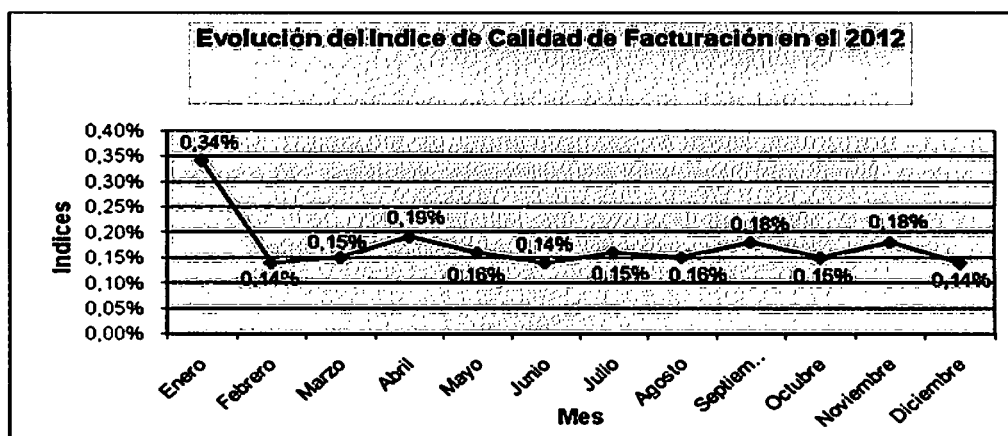
Es objetivo de este análisis presentar los índices de Gestión Comercial, como un instrumento de gestión de la Empresa, posibilitando el conocimiento del desempeño, relacionado a la calidad y productividad presentado al Mercado Consumidor.

Tasa de Reclamos Comerciales

La tasa de reclamos se encuentra dentro del rango aceptable, esto es, menor al 1%.

Calidad de Facturación

Índice de Calidad de Facturación			
	Re facturación	Facturación	Índice
TOTAL 2012	3,222.00	1,858,289.00	0.17%
Promedio / mes	268.50	154,857.42	



Uno de los índices más importantes dentro del proceso de Comercialización de energía es la calidad de facturación, mismo que se refiere al volumen de planillas refacturadas frente al volumen de planillas emitidas. Como se puede observar en la tabla anterior, este índice alcanza un promedio anual del 0,17%, índice que se encuentra dentro del rango normal de aceptación referencial (< al 0,5%); las lecturas se vienen tomando con equipos electrónicos (PANDS) y no manualmente en catastros, esto permite que la descarga de las lecturas se lo realice automáticamente y se evite la digitalización de las mismas, garantizando de una mejor calidad en la facturación; uno de las estrategias que incide en tener un buen índice es la de realizar los cambios de medidores obsoletos y reubicación de los medidores que se encuentran en el interior de las viviendas (Se realizaron 8.863 eventos), para poder fácilmente tener acceso a la toma de lecturas y adicionalmente existe la política de que todos los medidores nuevos sean instalados en la parte exterior de las viviendas.

Índice de Toma de Lecturas

LECTURAS AÑO 2012			
	P. Lecturas	L.Tomadas	L. no Tomadas
Total	1.858.289	1.717.589	140.7
Promedio/mes	154.857	143.132	11.725

Respecto a este índice, la Empresa obtuvo el valor de 92.43%; el cual está dentro del rango aceptable (90 al 95 %) y que está regulado; está dando resultados positivos el cambio y reubicación de medidores que se realizan todos los años, es así que en este año entre cambios y reubicaciones de medidores se han realizado 8,663.



Período Medio de Cobro

A pesar del incremento de cartera vencida, se ha obtenido un índice de período medio de cobro en el valor de 44 días; si se considera que la Empresa da un plazo de 30 días para el pago de las planillas, se puede concluir que el valor es aceptable.

Eficiencia de Recaudación

Este índice está relacionado a gestiones realizadas, en cumplimiento a programas de Reducción de Cartera Vencida, tanto del sector urbano como del sector rural; así la Empresa Eléctrica Riobamba S.A obtiene un índice del 98.52%, mayor en 0.52% al porcentaje que está considerado en el presupuesto del año (98%).

Se debe indicar que por el tipo de clientes que tiene la empresa y por los problemas socio-económicos de una gran parte de nuestros clientes, cada vez se vuelve más difícil la gestión de cobro y peor aun si se considera que no existe una ley que respalde las acciones a seguir a quienes hurtan energía, esto trae como consecuencia que exista un número significativo de clientes que se encuentran cortados el servicio por falta de pago que proceden a hurtar energía y no cancelan, esto se ha podido ir controlando gracias a las diferentes gestiones de recuperación de cartera y gracias a la política que adoptó la empresa a partir de diciembre del 2006, en el sentido de instalar redes aisladas en aquellos sectores que el porcentaje de pérdidas es alto al igual que la cartera vencida, así como en todas las construcciones nuevas que ejecute la empresa, política que ha permitido obtener resultados positivos, tanto en recaudación, recuperación de cartera e ir reduciendo las pérdidas de energía. .

Incidencia de Cartera Vencida.

Índice que se refiere al peso de la Cartera Vencida frente a los ingresos facturados en el ejercicio económico. Cuyo resultado para el 2012 fue del 8,91% inferior en 0,44% al índice que se tuvo en el 2011.

Índice de Cartera Vencida.

Nos indica el número de emisiones vencidas; que para el presente caso se determinó en 0,89 emisiones; índice técnicamente aceptable y menor en 0,09% al obtenido en el 2011, de conformidad con el sistema uniforme de cuentas; mismo que manifiesta sobre el período de vencimiento que debe ser considerado a partir de los 60 días. Podemos manifestar que en valores promedio, la Empresa no tiene problemas de cartera vencida, pese al tipo de clientes con que se cuenta, lo cual se demuestra con los índices



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2012

anteriores. Sin embargo se deberá seguir fortaleciendo las gestiones de cobro a fin de lograr reducir la cartera vencida.

Se presenta un resumen general de los parámetros más representativos resultantes de la gestión realizada por la Dirección Comercial en los años 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012, lo cual permite realizar un análisis comparativo

RESUMEN GENERAL

Concepto	2008	2009	2010	2011	2012	Diferencia	Porcentaje
Clientes	133.579,00	140.417,00	147.123,00	152.029,00	156.981,00	4.952,00	3,26%
MWh Facturados	198.249,18	220.073,53	235.601,87	251.497,95	269.719,37	18.221,42	7,25%
(Miles US\$) Facturados	21.252,96	22.647,75	23.759,60	25.519,19	28.581,32	3.062,13	12,00%
(Miles US\$) Recaudados	22.480,71	22.379,89	23.586,43	25.189,95	28.156,97	2.967,02	11,78%
% de recaudación	105,78%	98,82%	99,27%	98,71%	98,52%	0,00	-0,19%
* Cartera Total (Miles US\$)	1.947,81	2.112,66	2.210,00	2.449,45	2.713,85	264,40	10,79%
* Cartera Vencida (Miles US\$)	1.395,32	1.621,20	1.653,02	1.869,50	1.938,70	69,20	3,70%
Emisiones vencidas	0,79	1,05	1,06	0,98	0,89	-0,09	-9,18%
Pérdidas de Energía T. del Sistema	14,85%	14,61%	13,17%	11,88%	12,09%	0,21	1,76%
Nuevos servicios	5.715,00	7.517,00	7.837,00	6.400,00	6.859,00	459,00	7,17%
Cambio de medidores	3.846,00	5.506,00	6.000,00	7.647,00	7.048,00	-599,00	-7,83%
Reubicación de medidores	3.966,00	2.156,00	2.554,00	3.320,00	1.615,00	-1.705,00	-51,36%
Retiro de medidores	1.253,00	973,00	1.237,00	1.788,00	2.171,00	383,00	21,42%
Total inspecciones realizadas	21.462,00	25.286,00	23.767,00	26.138,00	24.443,00	-1.695,00	-6,48%
Total de instalaciones realizadas	18.202,00	19.710,00	20.817,00	22.535,00	21.628,00	-907,00	-4,02%
Número de Facturaciones	1.577.300,00	1.643.798,00	1.728.090,00	1.798.375,00	1.858.289,00	59.914,00	3,33%
Número de Refacturaciones	2.182,00	2.022,00	3.240,00	3.826,00	3.222,00	-604,00	-15,79%
Calidad de facturación	0,14	0,12	0,19	0,21	0,17	-0,04	-19,05%
Recuperación de Pérdidas (MWh)	3.254,32	1.817,11	3.289,66	2.380,62	2.726,40	345,78	14,52%
Recuperación de Pérdidas (US\$)	419.725,52	215.366,32	366.977,99	259.541,67	253.337,04	-6.204,63	-2,39%
Lecturas tomadas	1.450.993,00	1.537.217,00	1.564.673,00	1.672.321,00	1.717.589,00	45.268,00	2,71%

* Valores que no incluyen lo correspondiente a Bomberos y FERUM. Se considera los valores que corresponden a la empresa

NOTA: En los valores del 2008, de recaudación, cartera vencida, cartera total, emisiones vencidas, se encuentra considerado la condonación de 1.091,91 miles de dólares que realizó el Gobierno Nacional.

Se ha considerado importante presentar este cuadro resumen de los años, 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012, con el objeto de ver la evolución de estos índices, pudiendo concluir que en su gran mayoría han mejorado de un año a otro, esto demuestra que la gestión en todas las áreas de la Dirección Comercial ha sido adecuada y se ha enmarcado dentro de los objetivos y programas que se plantearon para este año, así como también en base a los Planes Operativos y políticas de la Empresa.



En los valores de cartera vencida, se presenta un incremento de US\$ 69.200,00 comparado con el año 2011, pese a que se incrementó los valores facturados en US\$ 3.062.130.

Se puede ver que las pérdidas de energía eléctrica total del sistema están en el 12,09%, existiendo un incremento del 0,21% con respecto al año 2011.

Es necesario indicar que en el mes de diciembre del 2012, por los diferentes feriados y los puentes que se presentaron, fue necesario adelantar las lecturas 2 días en los clientes masivos, esto provoco que en este mes no se registre el consumo de estos dos días en estos clientes y que representa 1.164,52 MWh, restando este valor de las pérdidas totales se obtiene un porcentaje de pérdidas del 11,70%, significa que efectivamente ese hubiese sido el porcentaje de pérdidas del año, lo cual representa una disminución 0,18%. Esta facturación se ve reflejado en el consumo de enero del 2013, en cuyo mes las pérdidas están en el orden del 9%, debido a que se facturó los dos días que se dejó de facturar en diciembre.

- El % de recaudación como se puede observar en el cuadro resumen, se mantiene en niveles superiores a los previstos en los presupuestos de cada uno de los años, es decir se va cumpliendo las metas planteadas, lo cual es posible gracias al cumplimiento de las aplicaciones de los diferentes programas que se realizaron en las diferentes áreas de la Dirección.
- La cartera vencida se ha incrementado en este año con respecto al 2011, en un valor mínimo comparado con los valores facturados, significa que se está controlando la cartera.
- Para cumplir con la gestión de recaudación y lograr controlar la cartera vencida, se aplicaron las siguientes políticas:
 - Se ha logrado mantener que toda la facturación de nuestros clientes, se la realice dentro de los primeros 8 días de cada mes, lo cual ha permitido tener más tiempo para poder recaudar.
 - Corte del servicio por mora de los clientes de los sectores urbano y rural por administración directa con grupos propios de la Empresa.
 - Se continuo con la gestión personalizada de cobro en el sector Industrial con un grupo propio de la Empresa, priorizando los montos de las deudas y el número de meses adeudados, esto ha permitido tener controlado a este sector.
 - Se realizó el retiro de medidores abandonados o sin uso o de aquellos clientes que tienen un número considerable de meses vencidos.



- Con la continuación de la aplicación de la política que adoptó la empresa de aislar las redes en aquellos sectores identificados como conflictivos y que presentan un porcentaje alto de pérdidas de energía y una cartera vencida elevada, se ha seguido cobrando deudas altas y de varios meses, anteriormente se les cortaba el servicio pero procedían a hurtar energía y no cancelaban, con este sistema se ha logrado mediante convenios de pago recuperar esa cartera y crear en el cliente una cultura de pago.
 - En este año se ha logrado mantener el porcentaje de las pérdidas de energía no técnicas, como resultados de las acciones que se vienen ejecutando, pese a la dificultad que representa controlar al tipo de clientes que tenemos, para esto también ha dado resultados positivos el ir aislando las redes.
 - Se están llevando adelante programas permanentes dirigidos a controlar la cartera vencida, así como las pérdidas de energía, programas que fueron descritos en la parte pertinente de este informe, esto ha permitido la recuperación de energía y valores para la Empresa.
- El problema de pérdidas se está considerando como una política de Empresa, en la cual se están empezando a involucrar todas las áreas.
- La política que se tomó a partir del año 2007, de utilizar medidores electrónicos en lugar de electromecánicos, también ha ayudado a disminuir las pérdidas de energía ya que estos medidores tienen pérdidas propias, mucho menores a los medidores electromecánicos, esto no representa ningún costo para la Empresa ya que solo se cambio de tecnología y al contrario estos medidores se están adquiriendo a menor precio.
- Una de las preocupaciones permanentes de esta Dirección es la atención a nuestros clientes, por lo que con el objeto de mejorar y dar mayores facilidades para el pago de las planillas, se mantiene los puntos de recaudación ubicados en lugares estratégicos de la Ciudad, se ha mantenido el sistema de recaudación en línea en las Agencias de San Juan, Licto, Pallatanga, Alausí, Chunchi, Cumanda, Guamote, Cajabamba, Guano y Chambo; en este año se analizará la implementación de recaudación en línea de todas nuestras Agencias; esto ha permitido evitar el cierre de estas agencias en las fechas de facturación y cierre de mes; así como el traslado de vehículos y personal, disminuyendo los costos que esto representaba y se ha logrado tener más días al mes para poder recaudar. Los clientes de estas agencias pueden realizar sus pagos indistintamente en cualquiera de estas agencias o en las ventanillas y agencias de la ciudad de Riobamba, lo cual ha permitido tener un mejor control sobre los valores diarios recaudados y depositados. Con este sistema se tiene que aproximadamente 135.000 clientes cuentan con el servicio de recaudación en línea que representa el 86% del total de clientes; también se mantienen



los convenios para cobros de planillas mediante cualquiera de sus sistemas de cobro, incluso mediante el Internet con el Banco del Pacífico, con el Banco PROCREDIT e Internacional mediante débitos automáticos de las cuentas de los usuarios que lo soliciten, con el Banco de Guayaquil, Cooperativa Acción Rural, con el Banco Solidario la tarjeta Cuota Fácil y con la Cooperativa Fernando Daquilema; esto da mayor facilidad para que los usuarios realicen sus pagos tanto en la Provincia como en otras ciudades del país. Se tiene también convenios para cobros mediante las Tarjetas de Crédito Diners Club, Master Card y Visa.

- En este año se ha incrementado la instalación de medidores de telemedida en nuestros clientes más importantes, teniendo este tipo de medición en la mayor parte de clientes que tienen un consumo importante; esto ha permitido que tengamos la información diaria de todos los parámetros y tener un mejor control sobre los mismos, también este sistema ha permitido que estos clientes a través del Internet tengan acceso a la información de su comportamiento de su carga y consumos, lo cual ha sido bien visto, ya que están monitoreando permanentemente los diferentes parámetros y les permite tomar acciones para ser más eficientes en la utilización de la energía. Con la experiencia positiva que se ha tenido con este tipo de medición durante estos dos años, se tiene previsto para este año instalar a 8 clientes adicionales.
- Se ha trabajado en concienciar, capacitar y dotar de herramientas que presten mayor facilidad al personal, de tal forma que su trabajo sea más eficiente y comprometido tanto con la empresa, como con el cliente, considerando que es lo más importante para la Empresa y que merece un trato adecuado, se ha obtenido por parte del personal una respuesta positiva.

RESUMEN DE OBJETIVOS PLANTEADAS Y CUMPLIMIENTO

Concepto	OBJETIVO	EJECUTADO	Diferencia	Porcentaje
% de Recaudación	98,00%	98,52%	0,52%	0,53%
% Perdidas de energía del sistema	11,88%	12,09%	0,21%	1,76%
Instalación de Nuevos Servicios	6.000	6.859	859,00	14,31%
Cambio y/o reubicación medidores	8.000,00	8.663,00	663,00	8,28%
Retiro de medidores	1.000,00	2.171,00	1.171,00	117,10%
Inspección de medidores	8.000,00	13.124,00	5.124,00	64,05%

Se debe indicar que año a año se van logrado cada vez mejores resultados, los mismos que se encuentran en valores aceptables a pesar de mantener el personal y los recursos mínimos necesarios, especialmente en los



Departamentos de Agencias, Acometidas y Medidores, Control de Pérdidas y para emprender en los programas de recuperación de cartera vencida; adicional a esto los nuevos usuarios del sector rural se encuentran cada vez más alejados lo cual hace que se requiera de más tiempo para ejecutar los trabajos de inspección, instalación, control y mantenimiento.

El problema de pérdidas ha empezado a ser considerado como una política prioritaria de la Empresa y como tal se están involucrando todas las áreas y todos los trabajadores, es decir debe ser una gestión empresarial, donde todos trabajemos con el objetivo de disminuir las pérdidas de energía a valores aceptables, lo cual permitirá mejorar las condiciones económicas de la empresa y tener una mayor liquidez ya que si se logra controlar el hurto de energía, también se recupera cartera vencida; es importante indicar que la tendencia de las pérdidas de energía es a disminuir dentro de lo que se tiene previsto en el Plan Estratégico de la Empresa y lo dispuesto por el Ministerio de Electricidad.

VI. INVERSIONES

En este aspecto se debe señalar que como consecuencia a lo establecido en el Art. 1 del Mandato 15, el Estado dispuso la disminución de la tarifa y se comprometió a entregar el componente de inversiones directamente a las Empresas, sin embargo a la EERSA no se han entregado recursos por este concepto, por lo cual la mayoría de obras financiadas con estos recursos no fueron ejecutadas, excepto aquellas consideradas prioritarias, para cuya consecución aportaron la Empresa y sus Accionistas.

La ejecución financiera del presupuesto de inversiones se ha cumplido con un valor reformado equivalente a USD. 7'924.485,82.

Por etapas funcionales el comportamiento de ejecución de las inversiones es como sigue: en la etapa funcional de generación hidráulica se ha dado una ejecución del 3,45%.

En subtransmisión las obras programadas se han cumplido en un 35,03%, en esta etapa funcional se ejecutaron obras en las subestaciones : N° 1, Alao, Guamote y Cajabamba.

La etapa de distribución se ha cumplido en el 22,37%, en la mayoría el cumplimiento de esta etapa funcional corresponde a obras que se han realizado con cargo a utilidades, aportes directos entregados por las instituciones, accionistas y recursos del FERUM y para atender pedidos para alumbrado público; es de indicar que el Programa FERUM 2012 Inicial, en la Provincia de Chimborazo se ejecutó hasta la presente fecha el 63,45%.



Las obras de electrificación que no fue posible construir y que cuentan con el financiamiento respectivo, fueron trasladadas y constan en el presupuesto del año 2013.

Para las obras financiadas con utilidades de la EERSA, se programó una asignación de USD. 3'584.829,37 en reforma, de los cuales se ejecutó USD. 1'022.362,21 que corresponde al 28,52%.

En la etapa funcional de instalación a abonados se ha dotado de equipos de medición y acometidas por el valor de USD. 1'370.176,05 de los USD. 1'427.866,36 programados en la reforma presupuestaria, correspondiendo al 95,96% su ejecución, procediendo a instalar 4.852 medidores para nuevos servicios, también se ejecutaron 7.048 cambios, reubicaciones de medidores.

Para cumplir con el plan de inversiones como parte del financiamiento se esperó contar con recursos por un valor de USD. 16'219,339.47, lográndose únicamente USD. 5'499,384.12 de Accionistas, Empresa FERUM y contribuciones de usuarios y Gobierno, que se destinaron para el financiamiento de obras exclusivamente que contaban con el financiamiento total, por lo que la empresa ejecutó obras hasta por los valores recibidos.

Obras financiadas por el Gobierno FERUM 2012, estas obras fueron ejecutadas en el 63,45%, es decir USD. 225.894,55 de los USD 356.035,29.

En el año 2012 se iniciaron los procesos pre contraactuales para la adjudicación de los proyectos financiados con fondos FERUM – BID, se espera la conclusión en el curso el año 2013. El primer desembolso de recursos a favor de la Empresa se realizó por USD 1'474.175,00

En cuanto al plan de adquisiciones, el cumplimiento es del 33.24% ya que se adquirieron materiales, suministros y equipos por un valor de USD. 6'709.052,30 de los USD. 20'185.192,22 programados, los mismos que fueron utilizados en la operación, mantenimiento del sistema y para el plan de inversiones, manteniendo concordancia con el porcentaje de ejecución y financiamiento.



CUADRO RESUMEN DE EJECUCION FINANCIERA DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES USD			
ETAPAS FUNCIONALES	REFORMA PRESUP.	EJECUCION	% EJECUCION
INSTALACION SERVICIO ABONADOS	1,427,866.36	1,370,176.05	95.96%
BIENES E INSTALACIONES	4,738,368.93	981,700.38	20.72%
GENERACION HIDRAULICA	617,712.75	21,282.76	3.45%
SUBTRANSMISION	3,443,586.00	1,206,305.13	35.03%
DISTRIBUCION	19,427,017.07	4,345,021.50	22.37%
TOTAL	29,654,551.11	7,924,485.82	26.72%

VII. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

7.1. Situación Laboral

En este ámbito debo manifestar que, como en años anteriores, a más de constituir una obligación, nuestra gestión y esfuerzo se han encaminado a promover, fundamentalmente, el que se mantengan las buenas relaciones entre la Empresa, la Organización Sindical y los señores Trabajadores, con el objeto de conseguir que las actividades de la Institución se desenvuelvan en un ambiente de paz social, comprensión y respeto mutuos, en base a la unidad, equidad, justicia y diálogo permanentes.

7.2. Sesiones de Junta de Accionistas, Directorio e Informes de Comisarios, Auditoría Interna y Auditoría Externa.

Durante el año 2012 se efectuaron 06 Juntas de Accionistas de las cuales se tomaron 28 resoluciones; y, 09 sesiones de Directorio con 42 resoluciones.

7.3. Asesoramiento a la alta Dirección

En el presente informe es necesario resaltar el asesoramiento permanente con que cuenta la Gerencia en lo que respecta a las Áreas de Asesoría Jurídica, Auditoría Interna, Centro de Procesamiento de Datos y Planificación.

7.3.1. Asesoría Jurídica

El Departamento de Asesoría Jurídica en cumplimiento a la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, como unidad de asesoría y apoyo, durante el ejercicio económico del 2012 ha continuado brindando asesoría en los procesos de contratación que realiza la Institución; así como ha participado en el análisis de documentos cuando las diferentes Comisiones designadas por la Administración han requerido de su intervención y asesoría.



Durante el año 2012 se ha continuado patrocinado la defensa de dos procesos civiles ordinarios que por indemnizaciones de daños y perjuicios plantearon a la Empresa los señores, ex funcionario y trabajador de la Empresa, Dr. Eduardo Landívar Pazmiño, y Ezequiel Marchán Sánchez, cuya cuantía asciende a trescientos mil dólares cada uno, procesos que se encuentran concluida la etapa de prueba y se continuará hasta obtener sentencias definitivas; así mismo se continua auspiciando la defensa del juicio verbal sumario que por incumplimiento de contrato se sigue en contra de la Compañía GUGLER.

De igual manera durante el año 2012 se ha participado en la defensa de procesos contenciosos planteados en contra de la EERSA ante el Tribunal Distrital de lo Contencioso en la ciudad de Quito, por indemnización de daños y perjuicios que seguían los señores: PANTI CAIBE MARIA LEMA, por descarga eléctrica de su hijo ANGEL GIOVANNY CHAFLA PANTI; señora LILIAN FIDELIA LEMA VIZUETE por fallecimiento de su cónyuge señor WILDO NICANOR MELENDRES, por descarga eléctrica; JOSE ASADOBAY Y MARIA MULLO, por el fallecimiento de su hijo Jorge Geovanny Asadobay Mullo, a consecuencia de una descarga eléctrica; señora DELIA LEMA PILATAXI, por electrocutamiento de su madre señora María Rosa Pilataxi Parco, cuyas cuantías ascendieron en los cuatro procesos a USD2'900.000,00, trámites en los cuales se participó para llegar a acuerdos transaccionales, por lo que los demandados presentaron el desistimiento de las causas y se suscribió Actas de Finiquito, Aceptación, Descargo, Transacción y conformidad de los juicios antes indicados, cuyos montos fueron reconocidos por la Compañía de Seguros contratada por la Empresa.

En el ejercicio económico del 2012, se participó en la asesoría para la revisión de la Contratación Colectiva a suscribirse con los obreros de la Empresa.

Durante el año 2012 se continuó realizado gestiones extra procesales previo al inicio de la acción coactiva para la recuperación de valores por consumo de energía eléctrica de usuarios que se encuentran en mora o por convenios de pago ya sea por instalación de transformadores o extensión de líneas y redes, obteniendo resultados favorables en su recuperación, de igual manera se inició dos nuevos juicios coactivos, los mismos que se gestionarán hasta la recuperación total de lo adeudado.

7.3.2. Auditoría Interna

La Unidad de Auditoría Interna siendo el Organismo de Control de la Empresa, viene constituyéndose como un apoyo para la toma de decisiones para la Gerencia, por cuanto se ha venido aplicando una Auditoría moderna



y no la tradicional, que como su principal actividad viene realizando Auditorias concurrentes, lo que genera un valor agregado para optimizar los procesos, cuyos informes en su oportunidad fueron conocidos y aprobados por los Organismos Superiores de la Empresa.

7.3.3. Centro de Procesamiento de Datos

El Centro de Procesamiento de Datos se viene constituyendo en un apoyo fundamental y frecuente en el desarrollo de las Actividades de la Empresa, siendo su actividad principal la de Asesorar a las diferentes Áreas que componen la Empresa en las innovaciones o adelantos tecnológicos que estamos inmersos en la actualidad, por lo que en el presente año se han realizado actividades y proyectos en el Área tecnológica, en los que el Departamento de Informática ha desempeñado factor importante para la consecución de los objetivos planteados; proyectos y tareas que han permitido el correcto funcionamiento y crecimiento tanto de los Sistemas Informáticos como de la Infraestructura Tecnológica de la Empresa, a fin de brindar servicios a los usuarios internos como externos con alto índice de integridad, disponibilidad, seguridad y eficiencia.

Estas actividades serán detalladas brevemente, además de informar el estado en que se encuentran en la actualidad, de acuerdo a tres áreas de trabajo:

- ❖ Hardware
- ❖ Software
- ❖ Comunicaciones

En resumen podemos detallar las siguientes actividades:

HARDWARE:

- Adquisición de Equipos informáticos
- Mantenimiento de Equipos Informáticos

SOFTWARE

- Debido a la constante evolución tecnológica es necesario el mantenimiento de los Sistemas; así como el desarrollo de nuevos Sistemas, estas actividades de acuerdo a la dimensión del proyecto se la ha realizado in-house con personal de Sistemas de la Empresa y con desarrollo out-house con Empresas dedicadas al desarrollo de software pero con aporte del Centro de Procesamiento de Datos, mismos que han permitido viabilizar la ejecución de los trabajos de todas las Direcciones de la Empresa.

- Sistema de Presupuestos DIC (Desarrollo IN-HOUSE).
 - Renovación de Auto Impresoras para el Sistema Comercial (Desarrollo IN-HOUSE).
 - Sistema Comercial (Mantenimiento de Software (Desarrollo IN-HOUSE, OUT-HOUSE).
 - Sistema Financiero (Mantenimiento (OUT-HOUSE).
 - Sistema de Roles de Pago (Mantenimiento de Software IN-HOUSE).
 - Módulo de Contratos RRHH y Asesoría Jurídica (IN-HOUSE)
 - Transportes (Mantenimiento de Software IN-HOUSE)
 - CONTROL de Viáticos (MANTENIMIENTO DE SOFTWARE IN-HOUSE)
 - Plan Renova PLAN RENOVA (SOFTWARE OUT-HOUSE _ IN-HOUSE)
 - Control de contratos (MANTENIMIENTO DE SOFTWARE IN-HOUSE)
 - Medidores (MANTENIMIENTO DE SOFTWARE IN-HOUSE)
 - Comprobantes de Retención para Fondos Rotativos (MANTENIMIENTO DE SOFTWARE IN-HOUSE)
- Para mantener operativos los sistemas informáticos en todas las Áreas de la Empresa, a través del personal de informática se ha procedido al Mantenimiento, administración y actualización de Sistemas Informáticos.
- Sistema Comercial (mantenimiento de software IN-HOUSE, OUT-HOUSE)
 - Sistema Financiero (Mantenimiento OUT-HOUSE).
 - Roles
 - Transportes
 - Control de Viáticos
 - Módulo de canje de focos ahorradores
 - Control de Contratos
 - Medidores
 - Comprobantes de Retención para Fondos Rotativos
 - Telefonía IP
 - Videovigilancia

COMUNICACIONES

- Se realiza la coordinación con TELCONET a fin de que el convenio firmado con esta empresa se cumpla de acuerdo a las



clausulas respectivas a fin de mantener e incrementar servicios a nuestra red de datos, voz y video

- Enlaces dedicados de fibra óptica para servicio exclusivo de la EERSA.
- Se encuentran instalados los siguientes enlaces de fibra a los cuales se les realiza un mantenimiento constante
 - ✓ Enlace S/E 1 -> Edificio Matriz (Enlace de 1,5 km de extensión)
 - ✓ Edificio Matriz -> Edificio Antiguo (Enlace de 700 m de extensión)
- Servicio de Internet
- Interconexión de datos de Subestaciones a través de fibra óptica
- Interconexión de datos de las Agencias de Recaudación en toda la Provincia a través de fibra óptica
- Cableado estructurado Red Corporativa del Edificio Matriz y otras Instalaciones
- Calidad de Servicio de la Red de Datos
- Conexiones externas

VIII. Planificación

Con el propósito de acondicionar a la Jefatura de Planificación al nuevo escenario en que se desenvuelve el sector eléctrico ecuatoriano el Directorio de la Empresa con resolución No. 02-DIE-2012 resolvió elevar a esta Jefatura a nivel de Dirección.

Con este antecedente la Dirección de Planificación empezó sus actividades a partir del 22 de febrero del 2012 con la nueva estructura aprobada por el Directorio de la Empresa, realizó estudios y análisis técnicos como económicos referentes a aspectos técnicos-operativos de la EERSA a través de sus tres Jefaturas:

- ✓ Jefatura de Sistemas de Información Geográfica
- ✓ Jefatura de Análisis Técnico
- ✓ Jefatura de Estudios Económicos.
- Se procedió a la implementación de toda la Infraestructura tanto de Software como de Hardware para la Implementación del Sistema de Información Geográfica, adicionalmente se contrató las firmas que se encuentran realizando el levantamiento de información de la red de distribución y del personal técnico con contratos eventuales para el ingreso de la información en la base de datos a través del software ArcGis y ArcFM. A Diciembre del 2012 se tiene un avance en el levantamiento de la información del 79%, se estima culminar a finales del mes de marzo del 2013.

- Se procedió igualmente a la implementación del Sistema de Análisis Técnico a través del software CYMDIST, en el cual nos encontramos ya realizando análisis en los alimentadores que ya se ha culminado su inventario, el análisis que se efectúa es a través de corridas de flujo con el cual obtenemos caídas de voltaje, pérdidas de energía en alimentadores primarios y en transformadores de distribución, el resumen de dichos análisis es enviado mensualmente al Ministerio de Electricidad a través de un formato establecido por el MEER.
- En cuanto tiene que ver a Calidad del Producto en el año 2012 se monitorearon 32 barras de salida de las subestaciones de distribución, 156 centros de transformación en baja tensión, 186 clientes de baja tensión, 12 clientes de media tensión; de acuerdo a la regulación de calidad del servicio 004/01 y publicado en el SISDAT mensualmente.
- En relación a calidad del servicio técnico se determinó los índices FAL y TAL mensualmente terminando a diciembre del 2012 en : FAL = 17,02 y TAL =22,78h.
- Se realizó el proceso de contratación de la consultoría y la administración del contrato para la ejecución del Plan Estratégico 2012-2015, el mismo que fue aprobado por el Directorio en sesión realizada el 31 de Julio del 2012.
- En lo que tiene que ver a los programas financiados por el estado esto es PMD, PLANREP Y SIGDE, se ha venido reportando mensualmente el avance de los proyectos por pedido del Ministerio de Electricidad través del software GPR.
- De acuerdo al requerimiento establecido en el Reglamento de Suministro de Electricidad, anualmente la Empresa debe realizar una encuesta de satisfacción del cliente. Para lo cual se participó en LA ENCUESTA REGIONAL DE SATISFACCION AL CLIENTE, organizada por la CIER, cuyos resultados fueron presentados y recibidos por la EERSA en el mes de septiembre del 2012 y en donde se puede observar entre otros índices el ISG (Índice de satisfacción general) con un valor de 82,5% en el año 2011 fue de 67,8%, existiendo un incremento del índice de 14,7 puntos.
- En forma mensual se toma los datos de lecturas de medidores, de todas las subestaciones del sistema eléctrico de la EERSA, Con la información recopilada y resumida se elaboran las proyecciones de demanda de potencia y energía a corto y mediano plazo, los mismos que se los presenta en el estudio Tarifario solicitado por el CONELEC, de igual manera dichas proyecciones son utilizadas para la reforma presupuestaria y para la elaboración del presupuesto del año siguiente.
- Se ha venido cumpliendo estrictamente con el envío de información, que como obligación tenemos ante el ente regulador CONELEC, de tal forma de no sobrepasar las fechas señaladas para el envío de cada una de las



documentaciones requeridas. En forma mensual se envía información relacionada a estadísticos los mismos que incluyen: estadísticas de generación de energía eléctrica por centrales de generación y por unidades de generación, resúmenes de energía comprada, energía vendida en el MEM, Facturación mensual de clientes regulados y no regulados, cuadros mensuales de distribución de frecuencias, resúmenes mensuales de balance de energía así como de balance de pérdidas, detalle de alimentadores primarios y transformadores de distribución, redes secundarias, descripción de cantidades de acometidas, medidores y luminarias. Anualmente en el mes de enero se envía información relacionada con: descripción de información de centrales de generación, descripción de unidades por centrales de generación, descripción de subestaciones, transformadores de potencia, descripción de información técnica sobre líneas de subtransmisión.

- En el primer trimestre del año se prepara el Plan de Expansión decenal, que involucra la proyección de la demanda a corto y mediano plazo, así como la identificación de los requerimientos del sistema para satisfacer la demanda creciente, el mismo que se lo presenta en base a proyectos de inversión en formato SENPLADES, con la finalidad de obtener recursos provenientes del Presupuesto General del Estado.
- Durante el cuarto trimestre del año se prepara el Estudio Tarifario, el mismo que involucra estudios adicionales de proyección de la demanda, estadística detallada de los elementos del sistema de distribución, análisis de costos de mano de obra, administración y materiales, estudios de requerimientos futuros para operación del sistema.
- Se realiza la actualización de los costos de mano de obra y precios de materiales con una periodicidad anual, los mismos que son utilizados para la elaboración de presupuestos en las Direcciones de Ingeniería y Construcciones (DIC), Operación y Mantenimiento (DOM).
- En coordinación con la Dirección Financiera, se prepara y presentan los detalles de la reforma presupuestaria y elaboración del presupuesto del año siguiente, el mismo que incluye la cuenta a la cual debe ser cargada la partida solicitada y el detalle del flujo de gastos previsto en forma mensual.
- De acuerdo a los requerimientos de las Direcciones técnicas se entregan planos actualizados del sistema eléctrico de distribución principalmente a los grupos de mantenimiento y en forma de archivos magnéticos (AutoCad) para los contratistas particulares que realizan modificación o expansión del sistema eléctrico EERSA, requerimiento que es de forma permanente.

IX. RELACIONES INDUSTRIALES

Es preciso señalar, como en años anteriores, se encaminó a promover que se mantenga las buenas relaciones entre la Empresa, la Organización



Sindical y los señores Trabajadores, con el objeto de conseguir que las actividades de la Institución se desenvuelvan en un ambiente de paz social, comprensión y respeto mutuos, con base a la unidad, equidad, justicia y diálogo permanentes. Esto fue factible, durante el año 2012, gracias a la dirección y apoyo de la Administración de la Empresa, a la madurez y apertura demostradas por los señores representantes de la Organización Sindical, al eficiente y responsable desempeño del personal que integra esta Dirección y, en general, a la colaboración de los señores Trabajadores de la Empresa, para todos quienes dejo constancia de mi reconocimiento.

La Empresa ha cumplido con todas las obligaciones patronales para con sus trabajadores, habiendo ejercido igualmente los derechos que le competen, establecidos en la Ley Orgánica de Empresas Públicas, leyes laborales, sociales, nomas, reglamentación interna y, en especial, en la contratación colectiva.

Es indispensable iniciar este informe dejando constancia, por la trascendencia que tiene dentro de la administración del talento humano de la Empresa, que se adoptaron las acciones administrativas internas pertinentes, para dar cumplimiento y aplicación, a partir del 1 de enero de 2012, a la Resolución No. MRL-2011-000286, del señor Viceministro del Servicio Público del Ministerio Relaciones Laborales, calificando a las obreras y obreros y a las servidoras y servidores públicos de carrera de la Empresa Eléctrica Riobamba S. A. Al efecto, pasaron al régimen de servidores públicos de carrera, 107 personas que venían prestando sus servicios en la Empresa, al 31 de diciembre de 2011, en calidad de trabajadores de planta, a quienes se les emitió los nombramientos correspondientes.

En los últimos meses del año 2012, se iniciaron las negociaciones, entre la Comisión designada por el Directorio de la Empresa y la representación del Comité de Empresa Único de los Trabajadores de la EERSA, para la revisión parcial del contrato colectivo de trabajo, con base al proyecto presentado por la Organización Sindical, que ampara al personal de obreros, por el plazo de DOS AÑOS, a partir del 01 de enero de 2012. El resultado de la negociación, aprobado por el Directorio de la Empresa, a la fecha del presente informe, está en análisis del Ministerio de Relaciones Laborales.

A mediados del año 2012 la Administración, con la participación de representantes de las Direcciones y Áreas de la Empresa, elaboró la Planificación Estratégica y Operativa Institucional, para el periodo 2012 – 2015, herramienta que permitirá optimizar y encauzar la gestión de la Organización, para alcanzar las metas y objetivos propuestos, a mediano y largo plazo. En lo que concierne a la Dirección de Relaciones Industriales, el Plan Operativo comprende la ejecución de los siguientes proyectos: a) Dentro del Programa “SER TALENTO”: Elaborar e implementar un Sistema



Integrado de Gestión del Talento Humano, por Competencias; y, b) Dentro del Programa "SER CALIDAD": 1) Diseñar e implementar un Sistema de Administración de Gestión por Procesos y, 2) Planes de Contingencia y Gestión de Riesgos, como un sistema de respuesta para minimizar los efectos de posibles eventos catastróficos, en el Edificio Administrativo principal, en la Subestación No. 1 y en las centrales hidroeléctricas: Alao y Río Blanco.

Se ha continuado dando especial impulso y atención, con el apoyo de Gerencia, a los recursos humanos que forman parte de la Empresa, a través de la capacitación dirigida, en especial, a promover el desarrollo personal, técnico e institucional y a prestar un mejor y eficiente servicio a nuestros usuarios, cursos a los que asistieron un número significativo de trabajadores, conforme se detalla más adelante. Es importante destacar, la labor que ha continuado cumpliendo el Comité de Capacitación, Organismo que, con base al Reglamento correspondiente, ha planificado, organizado y coordinado la ejecución de los eventos, tratando de optimizar las actividades, programas y recursos que se invierten en capacitación, para disponer, en un futuro inmediato, de personal calificado y entrenado. En este campo y mediante convenio con el Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Chimborazo, la Unidad de Seguridad Industrial de la Empresa, coordinó la ejecución del Séptimo Curso de "Electricista Básico en Redes Eléctricas", realizado del 06 de agosto al 07 de septiembre de 2012, con el objetivo de instruir y capacitar, de forma teórica y práctica, a personas particulares, con una duración de 160 horas. El personal que aprueba el curso ingresa a la Base de Datos de la Empresa y son potenciales aspirantes a colaborar como personal de apoyo en las actividades eléctricas de las Direcciones de Operación y Mantenimiento, Comercial y de Ingeniería y Construcciones.

Se ha realizado una permanente e importante inversión económica para contratar recursos humanos especializados y para la adquisición de equipos y herramientas de seguridad industrial, acorde con el avance tecnológico, con el afán de precautelar la salud e integridad física de nuestros trabajadores. Las actividades desarrolladas y los resultados en materia de seguridad industrial, han mejorado significativamente, como se demuestra en el informe de labores que presenta más adelante este importante Departamento.

Actualmente el parque automotor de la Empresa cuenta con noventa y cuatro (94) vehículos, de los cuales el 82%, se encuentra dentro de su vida útil de trabajo –cinco (5) años-.

La renovación, durante los años 2009, 2010 y 2011, de un alto porcentaje del parque automotor de la Empresa, son acciones que, a no dudarlo, han contribuido a brindar mayor comodidad y seguridad al personal y a bajar los

costos de mantenimiento preventivo y correctivo y el consumo de combustibles del parque automotor de la Institución.

El número de puestos de trabajo que constan en el Distributivo de Sueldos de la EERSA, vigente al 31 de diciembre de 2012, es de 382 partidas presupuestarias. En el año 2012 el Directorio aprobó el cambio de la estructura organización de la Empresa, al elevar a la categoría de Dirección el Departamento de Planificación.

Durante el año 2012, se continuó con la política de llenar únicamente las vacantes indispensables y necesarias para la buena marcha institucional, con nuevos trabajadores permanentes.

- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2012: 242 trabajadores.

En el año 2012, dejaron de pertenecer a la Empresa 6 trabajadores: 5 por renuncia voluntaria para acogerse a la jubilación y 1 por fallecimiento. Ingresaron 42 trabajadores para ocupar los cargos de: 8 Ingenieros Eléctricos; 6 Electricistas de Control de Pérdidas de Energía; 18 linieros para la Dirección de Ingeniería y Construcciones; 6 Linieros para la Dirección de Operación y Mantenimiento; 1 Operador de Carga y Subestaciones para la central Rio Blanco; 1 Auxiliar de Ingeniería de Calidad del Servicio para Planificación; 1 Auxiliar de Adquisiciones para la Dirección Financiera; y, 1 Ingeniero en Gestión de Software para el Departamento de Informática.

A continuación, en forma resumida y general, indico las principales actividades desarrolladas:

9.1 Jefatura de Recursos Humanos

- **BANCO DE DATOS DE RECURSOS HUMANOS:** Actualización permanente del Banco de Datos de Recursos Humanos. Al finalizar el año 2012 el Banco de Datos contiene aproximadamente 2.250 expedientes, clasificados de acuerdo a la formación académica y a la experiencia de los postulantes, lo que nos ha permitido contar con personal idóneo para satisfacer, oportunamente, los requerimientos de recursos humanos de las diferentes Direcciones y Áreas de la Empresa.
- **RECLUTAMIENTO, SELECCIÓN E INDUCCIÓN:** Se han administrado los procesos de reclutamiento y selección del personal eventual y ocasional, que requiere la Empresa, previa revisión y verificación de la autenticidad de títulos y certificados que garanticen la idoneidad del candidato, inducción del Departamento de Seguridad Industrial, e informes de las Áreas de Trabajo Social y Transportes, según el caso, exámenes médicos pre y post ocupacionales, presentación de la Declaración Patrimonial Juramentada, del certificado de idoneidad para prestar servicios en el sector público, emitido por el Ministerio de Relaciones Laborales, suscripción y



legalización, ante la autoridad competente de los contratos de trabajo, en la modalidad correspondiente, avisos de entrada y salida al IESS, desahucios, liquidación de haberes y evaluación del desempeño.

- **ADMINISTRACIÓN DE REMUNERACIONES:** Se cumplió en forma oportuna con el pago de remuneraciones a los señores trabajadores, cuidando que los procesos de elaboración de roles de pago se desarrollen en forma adecuada, dentro de la normativa establecida en la contratación colectiva, en la Ley Orgánica de Empresas Públicas y demás leyes laborales y sociales, sustentados y respaldados con la documentación debidamente legalizada. Se procesaron roles de pago de: remuneraciones, reliquidaciones por incrementos salariales, vacaciones, décima tercera y décima cuarta remuneraciones, planillas de aportes, préstamos y fondos de reserva al IESS, actas de finiquito, planillas de pensiones jubilares y de pensiones alimenticias. Las responsabilidades legales de la EERSA con relación a las obligaciones patronales, fueron atendidas en forma oportuna, con los respaldos pertinentes.
- **REGISTRO Y CONTROL DE PERSONAL:** Hemos continuado con el control adecuado de la asistencia del personal a sus jornadas de trabajo, incrementando la instalación de relojes digitales en los principales centros y lugares de trabajo, lo que nos ha permitido disponer de información individualizada, veraz y oportuna, del comportamiento de nuestros trabajadores, para tomar las medidas correctivas que sean necesarias y agilizar los procesos para la elaboración de roles de pago.

Con esta información se procedió, en forma personalizada, a requerir la colaboración del personal que presentaba altos índices de inasistencia – atrasos, faltas, abandonos-, con resultados satisfactorios.
- **VACACIONES:** El régimen anual de vacaciones, con la colaboración de las diferentes Direcciones, es planificado oportunamente, para que no interfiera con el desarrollo normal de las actividades institucionales y es puesto en conocimiento de los señores trabajadores, con la debida anticipación.
- **PRESTACIONES:** Mantenemos una adecuada comunicación con funcionarios de las Entidades que tienen relación con la Empresa – Ministerio de Relaciones Laborales, Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, Dirección Regional, Inspectoría Provincial y Juzgados de Trabajo, Juzgados Civiles, de la Niñez y la Familia-, entre otros, para proporcionar la información requerida y/o cancelar los valores que nuestra Empresa tiene la obligación de hacerlo, periódicamente, en cada caso, para que nuestros trabajadores tengan derecho a las prestaciones y beneficios correspondientes.
- **DECLARACIONES PATRIMONIALES:** En cumplimiento a lo dispuesto en el Art. 231 de la Constitución y al Acuerdo 011 de la Contraloría General del Estado, publicado en el Registro Oficial No. 600 de 28 de mayo de 2009, se



ha requerido a todo el personal que presta servicios en la Empresa, al inicio y término de su gestión, y la actualización –cada dos años–, de la presentación de su declaración patrimonial juramentada.

9.2 Servicios Generales

La Jefatura de Servicios Generales, se ha encargado de administrar los contratos relacionados con el servicio de transporte del personal de la Empresa que deben movilizarse a los diferentes centros de trabajo, provisión de alimentos al personal de operadores de la Central Nizag y Río Blanco, de mantenimiento de canales y de la Fábrica de postes, arrendamiento de locales en donde funcionan algunos centros de trabajo de la Empresa, prestación de servicios de vigilancia y seguridad, y más funciones inherentes con su cargo.

9.3. Transportes

Esta Jefatura se encarga de administrar la póliza de seguros de vehículos, tramita, administra y liquida los fondos temporales para la reparación de vehículos accidentados, amparados por el Fondo de Auto Seguro, administra el Fondo Rotativo para el mantenimiento del parque automotor, solicitudes de despacho de combustibles, control y trámite de pago a la estación de servicio LUBRIGAS por la provisión de combustible para los vehículos de la Empresa; coordinación del mantenimiento de los vehículos con todas las Direcciones de la Empresa y demás funciones relacionadas con la Administración General de los Vehículos de la Empresa.

9.4. Seguridad Industrial

La Unidad de Seguridad Industrial viene desarrollando actividades para precautelar la seguridad en las diferentes actividades de riesgo que tiene el personal de la Empresa, especialmente de aquellos trabajadores del nivel operativo, preocupándose que cumplan con las normas de seguridad industrial que para el objeto se han programado charlas en temas de seguridad ocupacional; se ha procedido a estructurar el Plan General de Seguridad y Salud Ocupacional, instrumento básico para la elaboración, ejecución y control de los programas de seguridad y salud, que han empezado a implementarse. Se han realizado visitas a todos los centros de trabajo para conocer las necesidades y solicitar la atención a todas las Direcciones. Se ha dialogado permanentemente con los trabajadores, en los centros de trabajo a fin de prevenir accidentes.

A continuación, en forma resumida y general, indico las principales actividades desarrolladas:

- Las "Políticas de Seguridad", fueron actualizadas y aprobadas por Gerencia en septiembre de 2011. El nuevo Reglamento Interno de Seguridad Industrial y Salud de los Trabajadores de la EERSA fue aprobado en el Ministerio de Relaciones Laborales mediante



RESOLUCION N° 128-MRL-2012-ACB, con fecha 22 de agosto de 2012; actualmente se está reproduciendo para su difusión.

- Registro del Comité Central y Subcomités de Higiene y Seguridad Industrial

Mediante **RESOLUCION N° 113-12-ACB**, de fecha 10 de julio de 2012, se registra el Comité Central y Subcomités de Higiene y Seguridad Industrial, en el Ministerio de Relaciones Industriales, dando cumplimiento al Art. 14 del Decreto Ejecutivo 2393 y Art. 13 de la Resolución 957 del reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo;

- Incorporación de Médico Ocupacional

A partir de marzo de 2012, se cuenta con un Médico Ocupacional, dando cumplimiento al Reglamento para el Funcionamiento de los Servicios Médicos de Empresas", Acuerdo Ministerial 1404. Se cuenta con un plan de Salud Ocupacional, aprobado por Gerencia, mediante sumilla de autorización constante en el Memorando N° 4410-SI-12

- Difusión del Reglamento Interno de Trabajo de la EERSA.
- Difusión del Manual de Conducción Segura
- Elaboración de las Estadísticas de Accidentes e Incidentes
 - Índice de Frecuencia
 - índice de gravedad
 - Promedio de días perdidos

- Participación de todos los Miembros de la institución

Se mantienen reuniones con los grupos de trabajo de todos los centros de producción de la Empresa, lo que ha permitido la participación de todos los trabajadores, en el análisis de causalidad de accidentes en la EERSA, dotación de equipos e implementos de seguridad, análisis de riesgos, charlas de seguridad, recepción de inquietudes, eventos de capacitación, etc.

- El Comité de Seguridad y Salud del Trabajo viene colaborando con el Departamento de Seguridad Industrial en el desarrollo de las actividades en beneficio de mejorar las condiciones de seguridad y salud de todos los frentes de trabajo.
- En función de la Matriz de Riesgos, se realiza el estudio de análisis de los riesgos intolerables e importantes a los que están expuestos los trabajadores en los diferentes procesos operativos y administrativos del Sistema Eléctrico de la EERSA.
- Identificación y evaluación de los riesgos



- Evaluación para el personal a contratarse como choferes y electricistas
- Capacitación al Personal
 - o Curso de Primeros Auxilios
 - o Sistema de Administración de Seguridad y Salud
 - o Gestión en la prevención de Riesgos Laborales
 - o Investigación de Accidentes Laborales
 - o Introducción a Riesgos Psicosociales
 - o Manejo a la Defensiva

9.5. Trabajo Social

Esta Unidad tiene como responsabilidad llegar con el servicio social a todos y cada uno de los empleados, trabajadores y sus familiares; se planificó conjuntamente con el Dispensario Médico de la Empresa, el programa de control periódico del adulto, el mismo que se realizó del 14 de mayo al 03 de agosto de 2012; administración de los contratos suscritos por la Empresa con varias Boticas, Farmacias de esta ciudad, para el suministro de medicamentos y especialidades farmacéuticas al personal de la EERSA y sus familiares, ha coordinado la participación de trabajadores de la Empresa en varios eventos de capacitación, ha realizado gestiones tendientes a la aplicación del Contrato Colectivo, así como gestiones relacionadas con el IESS y otros aspectos inherentes con la función que desempeña.

9.6. Actividades de Capacitación

La Administración de la Empresa tomando en consideración que la capacitación es de trascendental importancia para poder brindar una mejor atención a nuestros clientes ha adoptado una política agresiva de capacitación.

Por lo expuesto se ha coordinado la participación del personal de las diferentes áreas de la Empresa, en varios eventos de capacitación. Durante el año 2012 se ha programado Cursos, Seminarios y Conferencias entre los que podemos citar: Conferencia sobre impuesto a la renta, Operación y Mantenimiento de Centrales de Generación y Subestaciones, y los cursos relacionados con el tema de Seguridad Industrial que fueron mencionados anteriormente, con un total de 1.028 participantes.

9.7. Servicio Médico

- La Empresa ha continuado cumpliendo con lo establecido en el contrato colectivo vigente; esto es, proporcionó servicio médico y dental a los trabajadores de la Institución.
- Para la prestación de estos servicios la Empresa contó, durante el año 2012, con relación de dependencia, con un profesional Médico y un



Odontólogo, que actualmente laboran a tiempo completo (8 horas diarias), cada uno de ellos y con una Auxiliar de Enfermería, a tiempo completo en los dos casos; y, para atender al personal de la Agencia Alausí, con convenio de servicios profesionales, con pago de honorarios, tenemos 1 Médico y 1 Odontólogo.

9.8. Fondos Rotativos

Tiene a su cargo el anticipo de sueldos al personal, así como también la actualización permanente de las tarjetas individuales de anticipos.

Esta Unidad se encarga del pago de Viáticos y Subsistencias al personal de la Empresa y Dietas a Miembros del Directorio y de la Junta General de Accionistas, maneja una caja chica para entrega de valores en efectivo para gastos menores y urgentes a las diferentes Áreas de la Empresa.

9.9. Comisariato

El Comisariato de la Empresa continuamente está empeñado en llegar a satisfacer los requerimientos de los artículos de primera necesidad, que demandan cada uno de los empleados y trabajadores de la Empresa, en las condiciones de calidad y economía que precautelen el bienestar familiar.

El Comisariato cuenta con un nuevo Sistema Contable alcanzando a cubrir varios requerimientos, incluidos los del Sistema de Rentas Internas. Esta herramienta nos permite registrar, organizar y controlar los inventarios, proporcionándonos información actualizada del stock, después de cada transacción, sea de compra o venta, a la vez que se registra el respectivo asiento contable. La utilización del código de barras, en la facturación, redujo notablemente el tiempo de respuesta y la posibilidad de errores; además, se realizan cierres diarios y mensuales en la compra y venta de los productos; contablemente, la generación automática de información, es beneficiosa. Los resultados alcanzados, con la implementación del sistema contable, son óptimos, completos y confiables. Actualmente los Comprobantes de Venta reflejan los valores que, por concepto de alimentos, son deducibles del pago de impuesto a la renta.

Se realizaron cambios en el sistema Sii4, en reportes contables y anexos, para dar cumplimiento al Nuevo Reglamento de Comprobantes de Venta, Retenciones y Documentos complementarios en lo que respecta al registro de compras de inventario; en el Art. 18 se norma la autorización de 15 dígitos para documentos autorizados.

X. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

10.1. Generación

El cubrimiento de la demanda de energía y potencia requerida por la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., se lo realiza a través de la compra de

energía en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano y con la generación propia de sus Centrales Alao, Río Blanco, Nizag, y del grupo térmico General Motors.

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de la generación de las Centrales de propiedad de la Empresa.

Generación bruta de las Centrales

CENTRAL	2.011	2.012	$\Delta(\%)$
Central Alao (kWh)	77.070.896	82.789.187	7,42
Central Río Blanco (kWh)	19.112.528	23.097.413	20,85
Central Nizag (kWh)	4.647.275	4.199.910	-9,63
Total (kWh)	100.830.699	110.086.510	9,18

Del análisis a los datos obtenidos se desprende que:

La Central Alao incremento su producción con relación al año 2011, en el 7,42% la razón básicamente está en la disponibilidad del recurso agua, por cuanto todas las centrales no disponen de sistema de embalse.

Con respecto a la Central Hidráulica Río Blanco, al igual que la Central Alao presenta también aumento en su producción en el orden del 20,85% la explicación también se basa en la disponibilidad de agua.

En el año 2.012 en la Central Nizag presenta una producción de energía con una disminución del 9,63%, la razón de esta variación es igual a las otras dos centrales con la particularidad que se encuentran en diferentes cuencas hidrológicas.

Con relación al Grupo Térmico General Motors se ha determinado que no es conveniente para la EERSA la rehabilitación de esta unidad por ser de tecnología muy desactualizada y por los altos costos que, razón por la cual se ha cursado comunicación al CONELEC informando del particular y solicitando se de la baja de la unidad.

En el siguiente cuadro se expresa el requerimiento de la Empresa en general como su cubrimiento

Energía efectiva adquirida de EERSA al MEM			
DESCRIPCION	2.011	2.012	$\Delta(\%)$
Requerimiento (kWh)	285.448.203	306.915.620	7,52
Central Nizag (kWh)	4.647.275	4.199.910	-9,63
Generación puesta en el MEM (kWh)	96.183.424	105.886.600	10,09

Basado en los datos antes indicados se desprende que el requerimiento de energía de la EERSA se ha incrementado en 7,52% con relación al año



2011, como también existe un incremento del 10,09% de la energía puesta en el Mercado Eléctrico Mayorista.

De acuerdo a lo indicado, durante el año 2.012, la EERSA ha generado el 35, 86% del total de su requerimiento y ha adquirido el 64,14% del Sistema Nacional Interconectado.

La energía que la Empresa adquiere del MEM, lo realiza de los diversos Agentes Generadores y de la importación que realiza el sector eléctrico desde Colombia, entre los Generadores Estatales se encuentran: Hidropaute, Hidroagoyán, Hidronación, EMAAPQ, Elecaustro, Termoesmeraldas, Electroguayas, Termopichincha, Termoguayas y Termogas Machala; entre los Generadores Privados constan: Electroquil, Intervisa, Hidalgo-Hidalgo, Generoca, Ecoluz, Hidroabanico, Larfage y Enermax, además de la energía puesta en el MEM por las Empresas Eléctricas no escindidas.

Los mantenimientos de carácter preventivo como los de rutina y correctivos son fundamentales para la disponibilidad de los diferentes equipos, estos se realizan de conformidad con la programación previamente presentada al CENACE y contemplan tanto eléctricos como mecánicos, los mismos que son ejecutados por el departamento de Generación apoyándose en el área de Mantenimiento Mecánico, ejecutando en base a la disponibilidad económica presupuestada y con ayuda del programa de mantenimiento SISMAC, en el informe detallado de Generación se indica las actividades programadas y las ejecutadas, como también la ejecución de los planes operativos del plan estratégico.

10.2 Subestaciones

El reducir al máximo los tiempo de interrupción del servicio eléctrico a los abonados que reciben energía desde las diferentes subestaciones, van encaminadas las actividades del área de subestaciones, para conseguir este objetivo se programa diversas diligencias en mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, apoyándose en el Software SISMAC.

Bajo el criterio expuesto del mantenimiento preventivo mensual, se tiene como actividades importantes las realizadas a cada uno de los equipos de las diferentes subestaciones, con una frecuencia de cinco semanas cada a una de las subestaciones, cumpliendo actividades de mantenimiento de los diferentes bancos de baterías, de los tableros de 13,8 KV., de los interruptores de 13,8 KV., revisión de parámetros técnicos de transformadores y más equipos, como también la limpieza de los patios de todas las subestaciones.

Dentro del mantenimiento predictivo se realizaron pruebas eléctricas y del aceite a todos los transformadores de potencia de las subestaciones y centrales de generación con el objetivo de disponer de un diagnostico del estado de los equipos.



Durante el año se han realizado inspecciones termográficas a varias subestaciones detectando puntos calientes y procediendo a realizar los trabajos de eliminación de los mismos.

Como actividades importantes relacionados con la instalación de equipos nuevos, podemos citar los siguientes.

Subestación N° 1.

Instalación de nuevos relés de sobrecorriente en todos los alimentadores de 13,8 KV.

Instalación de RTU con su respectivo cableado de control.

Cerramiento del patio de la subestación.

Subestación N° 2

Instalación de RTU con su respectivo cableado de control.

Subestación N° 3

Instalación de RTU con su respectivo cableado de control.

Subestación N° 7

Mantenimiento general de las dos bombas de agua y los filtros de las válvulas de pie.

Cambio de posición el interruptor del alimentador 1/7.

Cambió de configuración la entrada de 69 KV de la subestación Cajabamba.

Instalación del interruptor de 69 KV que se lleva de la S/E N° 3.

Revisión interna del interruptor de 69 KV averiado, conjuntamente con personal de seguros Colonial y evaluación de los daños.

Subestación N° 8

Instalación de transformador nuevo de potencia de 5 MVA.

Adquisición un interruptor de 69 KV a la Empresa Eléctrica Ambato, se realizó el mantenimiento General, la base de hormigón y se ejecutan pruebas de funcionamiento.

Instalación de relé de sobrecorriente para la protección del transformador de potencia.

Subestación N° 13

En el alimentador principal de 13.8 KV se instaló y se configuró un reconectador de 13,8 KV marca Schneider.

En el alimentador 3/13 Chambo de 13.8 KV se instaló y se configuró un reconectador de 13,8 KV marca Schneider.

Labores de Mantenimiento Radiocomunicaciones de Voz y Datos.

Instalación de equipos de radiocomunicación de voz nuevos en varios móviles



Diseño y construcción de reguladores de voltaje 24 a 12 Vdc., y se envía a construir, estos equipos se utiliza en los móviles nuevos con sistema eléctrico de 24 Vdc.

Cambió de tarjeta de comunicación Ethernet en el PLC de medida de nivel del Túnel 13 de Alao.

Elaboración del plano de comunicaciones de IEDs para la SE2.

Levantamiento de información de identificación de los equipos de radio de comunicación de voz; Móviles y portátiles.

Implementación de enlace de fibra óptica entre el Tanque de Presión de Alao – Casa de máquinas de la Central.

Mantenimiento de los sistemas de radio comunicación de voz y datos.

Se realizó el diseño del sistema de radiocomunicación para la interconexión de los reconectores SCHNEIDER.

Se realizó la instalación de un enlace de radio para dotar de comunicación a los reconectores (2) SCHNEIDER en Tamuate.

Cableado de señales digitales entrantes y salientes de las RTUs, pruebas de cableado en las subestaciones 1, 2 y 3.

Actividades varias

Mantenimiento preventivo y correctivo en la línea de 69 kV, Riobamba – Chunchi, (Limpieza de vía y reparación de la misma).

Revisión de las calibraciones de los relés de sobrecorriente de todos los alimentadores, y cambio de calibraciones en los relés de baja frecuencia para cumplir con el sistema de alivio de carga del Sistema Nacional Interconectado.

10.3 Unidad Medio Ambiente:

La protección del ambiente, a través del uso racional de los recursos naturales, y educación ambiental son funciones principales de la Unidad de Medio Ambiente de la EERSA, desarrollando actividades tales como.

Clasificar y comercializar a empresas registradas como gestores de desechos ante el Ministerio del Ambiente y que estén especializadas en esta labor, de desechos de la EERSA.

Identificación de transformadores instalados en el sistema de la EERSA, que contengan Bifelinos Policlorados (PCB's).

Preservar el recurso agua por medio de actividades de desarrollo forestal comunal y de agro ecología en el área de influencia de las micro cuencas de Alao, Río Blanco y Nizag, desplegando actividades en las comunidades de las zonas.

Recepción, almacenamiento provisional y valoración de la disposición final de todos los materiales que son dados de baja en las diferentes Direcciones y Departamentos de la EERSA y del programa cambio de focos incandescentes por ahorradores.

Realización de pruebas colorimétricas **N-CLOR-OIL** de 50 ppm sobre la presencia de **PCB'S** en aceite dieléctrico en los equipos que son retirados del sistema, equipos nuevos y transformadores contemplados en mantenimiento preventivo.

Participación en la realización de la Auditoría Ambiental Interna (**AAI**) correspondiente al año 2011 de nuestros sistemas de generación y distribución.

Planificación, coordinación y supervisión del programa de canje de focos incandescentes y ahorradores quemados por focos ahorradores del MEER, en esta actividad se canjearon un total de 18749 focos ahorradores (los mismos q fueron canjeados en el punto ubicado en las instalaciones del edificio principal de la EERSA).

Coordinación y Supervisión de las actividades que permitan implementar el Proyecto de Energías Renovables el cual es ejecutado por la EERSA-ESPOCH mediante su Facultad de Informática.

Realización de inspecciones a los sectores en donde existe problemas con la vegetación arbustiva y arbórea que están cercanas a las líneas monofásicas y trifásicas de 13,8 KV en los sectores de los cantones Pallatanga, Cumandá, Riobamba, Guano.

Realización de inspecciones a los sectores en donde existe problemas con la vegetación arbustiva y arbórea que están cercanas a las líneas de 69 KV en los cantones Riobamba, Colta, Guamote, Alausí, Chunchi

Coordinación y supervisión de los trabajos de limpieza del derecho de vía de la línea de 13,8 KV trifásica y monofásica de los cantones Pallatanga (202,06 Km.), Cumandá (99,78 Km.), Riobamba (30 Km.)

Coordinación y supervisión de los trabajos de limpieza del derecho de vía de la línea de 69 KV aproximadamente 160 Km.

Tramitación y Consecución de los certificados de no intersección en el SNAP de los proyectos de electrificación BID - FERUM - 2012.

10.4 Distribución:

La principal actividad del área de Distribución velar por la operación óptima del sistema de distribución de energía a los usuarios de la EERSA, tendiendo a mantener el sistema de distribución dentro de los parámetros de continuidad, confiabilidad y calidad.

El Sistema de Distribución de energía eléctrica de la EERSA se encuentra constituido por 34 alimentadores primarios, con 100.122 postes de los cuales el 37% son de líneas primarias (MT) y el 63 % de redes secundarias (BT), con 9.144 centros de transformación de los cuales el 94% son transformadores monofásicos y el 6 % transformadores trifásicos, con 2.170 puntos de seccionamiento de los cuales el 88% son monofásicos y el 12 %



son trifásicos, con 29.019 luminarias de las cuales el 66% son a vapor de sodio y el 34 % a vapor de mercurio, y con el objetivo de ir reemplazando todas las de mercurio.

Entre las principales actividades de esta área podemos citar:

Recepción y ejecución de reclamos presentados por los Clientes, mediante una base de datos que permite, mejorar la atención, disminuir los tiempos de respuesta, mejorar el control y optimizar los recursos.

Limpieza de vía de líneas primarias y redes secundarias de distribución de energía eléctrica.

Revisión de líneas y mantenimiento preventivo de redes secundarias y líneas primarias (protección, cruces, puentes, aisladores, crucetas, postes, tensores, herrajes, etc.).

Mantenimiento preventivo y correctivo de centros de transformación, se ha realizado el mantenimiento en 2921 centros de transformación.

Mantenimiento correctivo de redes secundarias y líneas primarias (protección, cruces, puentes, aisladores, crucetas, postes, tensores, herrajes, daños causados por agentes externos, etc.).

Mejoramiento del servicio de alumbrado público mediante el cambio del tipo de luminarias de mercurio a luminarias de sodio y luminarias de doble potencia, mejorando el nivel de iluminación y disminuyendo la potencia nominal e incremento de puntos de iluminación.

Mantenimiento preventivo y correctivo y mejoramiento del servicio de alumbrado público mediante el cambio del tipo de luminarias de mercurio a luminarias de sodio.

Inspecciones, análisis, estudio y presupuesto – ejecución de trabajos solicitados por los clientes para reubicar estructuras, cambio de tipo de estructuras, protección de líneas secundarias y primarias e instalaciones o servicios temporales.

Programación, revisión y ejecución de maniobras operativas para actividades de explotación, correctivos, mejoras en el sistema de distribución y reparación de daños ocasionados por terceros.

Planificación –coordinación - análisis – control - reporte de las labores de mantenimiento para uso interno (DOM / Planificación) y CONELEC.

Estudios de termografía de las redes de distribución, en 106 Km.

Instalación de reconectores para aislar cargas rurales y cargas urbanas en caso de falla en la zona rural, igualmente se instalaron reconectores en puntos de transferencia de cargas entre las subestaciones, 20 reconectores.

XI. DIRECCION DE INGENIERIA Y CONSTRUCCION

La Dirección de Ingeniería y Construcción a través de sus Departamentos y Secciones, durante el año 2012 ha participado en todos los procesos de contratación y construcción, tanto en la normativa técnica y administrativa, que exige la reglamentación vigente de la Empresa. De las Actividades más importantes realizadas podemos detallar, entre otras, las siguientes:

Entre las actividades realizadas por la Dirección de Ingeniería y Construcción durante el año 2.012 sobresalen las siguientes:

- Instalación Y puesta en funcionamiento de los equipos electromecánicos de la salida de la línea a 69 kV Alao-Guamote, en la subestación Alao.
- Liquidación del contrato para la construcción de las obras civiles y montaje electromecánico de la línea de subtransmisión a 69 kV. Alao-Guamote.
- Elaboración de Documentos Precontractuales y Análisis de ofertas técnicas e informes para la adquisición de equipos y materiales necesarios para las obras de distribución.
- Montaje y puesta en funcionamiento de los equipos electromecánicos de la subestación Guamote (cuatro posiciones en 69 kV: llegada línea Alao-Guamote; salida a Cajabamba; salida a Alausí-Chunchi-Cumandá; Transformador Subestación Guamote).
- Elaboración de los pliegos para la contratación de las obras de distribución del Programa FERUM BID, que por exigencia del BID debía realizarse mediante la modalidad "Obra"; programa cuyo monto asciende a US \$ 2.948.618,41

Número proyectos FERUM-BID aprobados.	Costo (US \$)	Asignado (US \$)
49	2.948.618,41	2.948.618,41

- Elaboración de los estudios y presentación al CONELEC de los proyectos para el programa FERUM 2012
- Durante el año 2012 en total por administración directa y por contrato de servicios técnicos especializados se han construido: 115,17 km de líneas de media tensión, 140,11 km de redes de baja tensión, instalación de 316 transformadores con una potencia de total de 3.800 kVA; instalación de 2.392 luminarias de diferentes capacidades que representa un total de 262.15 kW; a continuación se presenta un cuadro comparativo con lo ejecutado en el año 2.011 y el desglose de lo construido por administración directa y por contrato.

Año	km		Transformadores		Luminarias			
	M. T.	B. T.	No.	kVA	100 w	150 w	250 w	Kw
2011	47,88	85,58	197	2.915	1.980	29	60	217,35
2012	115.17	140.11	316	3.800	2.016	195	86	262.15
2012/2011	2.41	1.64	1.60	1.30	1.02	6.72	1.43	1.21



- Por administración directa se han construido 40.21 km de líneas de media tensión; 53.02 km de redes de baja tensión; instalación de 1.556 luminarias de sodio de 100 W., 194 luminarias de sodio de 150 W., 74 luminarias de sodio 250 W lo que representa una potencia total de 203.20 kW; instalación de 216 transformadores de distribución con una potencia total de 2.605 kVA, los detalles constan en los anexos respectivos.
- Por contrato de servicios técnicos especializados que fueron Administrados y fiscalizados por los Departamentos de Fiscalización, se construyeron 46,54 km de líneas de media tensión; 24,56 km de redes de baja tensión; instalación de 63 transformadores de distribución con una potencia total de 790 kVA.

A continuación se presenta un resumen de las labores realizadas por los diferentes Departamentos y Secciones de la EERSA.

11.1 Sección Obras Civiles

Se construyeron 200 postes de hormigón de 11 metros, 186 de 9 metros; mantenimiento de los sistemas de conducción de las centrales Alao, Río Blanco y Nizag. Construcción de las obras civiles para la salida de la línea a 69 kV Alao-Guamote (canales para cables).

Construcción de bases de hormigón para los equipos de la subestación Guamote

11.2 Departamento de Fiscalización

Se han fiscalizado e inventariado 318 obras realizadas ya sea por contrato; administración directa; o, por particulares, con un total de 2.605 postes inventariados.

De las 260 Órdenes de Trabajo abiertas durante el año 2.012 y que corresponden a distribución, se han inventariado y liquidado 230; las restantes se encuentran en proceso de construcción o liquidación.

Por contrato de servicios técnicos especializados y que fueron administrados por este Departamento, se construyeron las obras por un total de: 46,54 km de líneas de media tensión; 24,56 km de redes de baja tensión; instalación de 63 transformadores de distribución con una potencia total de 790 kVA; instalación de 376 luminarias de sodio de 100 w con una potencia instalada total de 37,60 kw. los detalles constan en los anexos respectivos.

11.3 Departamento de Construcciones Eléctricas

Durante el año 2.012 se construyeron 40,26 km de líneas de media tensión; 53,02 km de redes de baja tensión; instalación de 1.556 luminarias de sodio de 100 W., 194 luminarias de sodio de 150 W, 74 luminarias de sodio 250 W lo que representa una potencia total de 203,2 kW; instalación de 216

transformadores de distribución con una potencia total de 2.605 kVA, los detalles constan en el anexo respectivo.

Personal de éste Departamento colaboró en los trabajos realizados en las subestaciones Alao y Guamote para el montaje y puesta en funcionamiento de los equipos de las subestaciones Alao y Guamote.

10.4 Departamento de Ingeniería y Diseño

Entre inspecciones, diseños y presupuestos para: comunidades e interesados que no disponen del servicio de energía eléctrica; iluminaciones y alumbrado público solicitados por los Accionistas y público se han realizado 484 proyectos con un total de 200,8 km de líneas de media tensión y 218,12 km de redes de baja tensión; se revisaron y aprobaron 213 diseños presentados por particulares. Inspecciones para certificados de factibilidad de servicio en un número de 497.

Elaboración de los proyectos FERUM 2.013 para presentar al CONELEC, 55 proyectos por un valor US \$ 4'102.593,93.

COMPARACION CON EL AÑO 2011

A continuación se realiza una comparación con respecto a las cantidades de obra y actividades realizadas en el año 2012 con respecto a las del año 2011.

DESCRIPCION	NUMERO DE ORDENES DE TRABAJO 2011	NUMERO DE ORDENES DE TRABAJO 2012	RELACION 2012/2011
Dirección de Ingeniería y Construcción	218	289	1,33
Dirección de Operación y Mantenimiento	11	24	2,18
Dirección de Comercialización	6	6	1,00
Área de Obras Civiles	17	7	0,41
Dirección de Planificación	-	1	n/a
Orden de trabajo que no se ejecutó	-		
Ordenes de Trabajo anuladas	-		
TOTAL VALIDAS	252	327	1,30

SECCION OBRAS CIVILES

DESCRIPCION	2011	2012	2012/2011
Poste hormigón 11 m	616	200	0,32
Poste hormigón 9 m.	904	186	0,21
Bloque de anclaje	-	5.411	n/d

Nota: Por disposición de la Gerencia, se ha dejado de fabricar postes de hormigón, los mismos que ahora se adquieren a través del portal de Compras Públicas.



DEPARTAMENTO DE FISCALIZACION

DESCRIPCION	AÑO 2011	AÑO 2012	2012/2011
NUMERO DE OBRAS FISCALIZADAS	332	318	0,96
Obras por contrato fiscalizadas	21	11	0,52
Obras por administración directa fiscalizadas	247	250	1,01
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	64	57	0,89
NUMERO TOTAL DE POSTES INVENTARIADOS	3.026	2.605	0,86
Postes en Obras por contrato fiscalizadas	886	1.247	1,41
Postes en Obras por administración directa fiscalizadas	1.887	1.215	0,64
Postes en Obras realizadas por particulares fiscalizadas	253	143	0,57
Km. DE LINEA INSTALADOS	164,84	164,43	1,00
<i>Obras por contrato fiscalizadas</i>	<i>58,86</i>	<i>71,10</i>	<i>1,21</i>
Km. de líneas de Media Tensión	23,43	46,54	1,97
Km. de líneas de Baja Tensión	35,42	24,56	0,69
<i>Obras por administración directa fiscalizadas</i>	<i>99,163</i>	<i>85,3</i>	<i>0,86</i>
Km. de líneas de Media Tensión	37,888	37,11	0,98
Km. de líneas de Baja Tensión	61,275	48,19	0,79
<i>Obras por particulares fiscalizadas</i>	<i>6,82</i>	<i>8,03</i>	<i>1,18</i>
Km. de líneas de Media Tensión	3,24	5,47	1,69
Km. de líneas de Baja Tensión	3,59	2,56	0,71
Total Km. Líneas de Media Tensión	64,56	89,12	1,37
Total Km. Líneas de Baja Tensión	100,28	75,31	0,75
POTENCIA INSTALADA EN LAS OBRAS FISCALIZADAS (kVA)	5.573	4.907,50	0,88
Obras por contrato fiscalizadas	690	790	1,14
Obras por administración directa fiscalizadas	2.68	2.242,50	0,84
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	2.203	1.875	0,85
Total Potencia Monofásica Instalada (kVA)	4,6	3.832,50	0,83
Total Potencia Trifásica Instalada (kVA)	973	1.075	1,10
LUMINARIAS TOTALES INSTALADAS	2.951	1.986	0,67
Obras por contrato fiscalizadas	408	376	0,92
Obras por administración directa fiscalizadas	2.353	1.528	0,65
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	190	82	0,43
POTENCIA INSTALADA EN LUMINARIAS (KW)	313	231	0,74
Obras por contrato fiscalizadas	41,4	37,60	0,91
Obras por administración directa fiscalizadas	250,55	181,35	0,72
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	20,65	11,80	0,57



DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES ELECTRICAS

Obras construidas por personal de la EERSA.

DESCRIPCION	2011	2012	2012/2011
Líneas media tensión (Km)	24,45	40,21	1,64
Líneas de baja tensión (Km)	50,16	53,02	1,06
Luminarias 100 W	1.576	1.556	0,99
Luminarias 150 W	29	194	6,69
Luminarias 250 W	56	74	1,32
Luminarias de 70 W	-	-	-
Usuarios	1.184	1.699	1,43
KVA Instalados	2.225	2.605	1,17

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA Y DISEÑO

DESCRIPCION	2011	2012	2012/2011
Diseños Comunidades, Barrios,	411 con 209,4 km de líneas de media tensión y 244,74 km de redes de baja tensión	484 con 200,8 km de líneas de media tensión y 218,12 km de redes de baja tensión	0,99
Revisión proyectos	207	213	1,03
Inspecciones varias, factibilidades.	480	497	1,04

XI. CONCLUSIONES

Se ha cumplido con el compromiso institucional, que es velar por los intereses empresariales que están enmarcados dentro de la transparencia y objetividad dirigida al mejoramiento del servicio tanto en la calidad y economía, así como, con miras a presentar resultados que sean favorables tanto para el Accionista como para la Institución, resultados que se reflejan en la eficiencia sinónimo de rentabilidad empresarial.

Con una adecuada planificación, durante el período 2012, se ha permitido que mediante las políticas definidas y apoyadas por la Administración a través de cada una de sus Direcciones se haya logrado el mejoramiento Institucional, siendo una de las razones principales de la situación de la EERSA en la prestación del servicio de energía a los habitantes de la Provincia y la satisfacción por el servicio entregado.

Para el ejercicio económico 2012, se continua con resultados positivos en la gestión con una Utilidad de UDS. 2'573.083,65 manteniendo esta tendencia de resultados positivos en los últimos seis años, enmarcado dentro de un manejo y una gestión de control del gasto.

En el año 2012 se observa que la estructura de los ingresos operacionales, tienen una relación similar con el año anterior, con una mayor preponderancia de los ingresos por venta de energía que representa el 96.22% para el año 2008, el 96.71% a diciembre del 2009, el 96.62% al 31 de diciembre del 2010, el 97.34%



al 31 de diciembre del 2011 y 96.31% al 31 de diciembre del 2012, en relación a los ingresos operacionales de cada año. Cabe indicar que, dentro de este rubro se encuentra incluida la venta de energía por generación propia que corresponde a un valor de USD. 2'790.585,48 por tanto si descontamos este valor obtendremos un ingreso neto por venta de energía de USD. 24'101.611,46. Si comparamos este valor con el total de kilowatios (269.719 MWh) vendidos y facturados a usuario final en el año 2012, obtenemos un precio medio de venta de USD. 0,0893 por kwh.

Los gastos de operación del período económico 2012, tienen un incremento del 4.92%, con respecto a los gastos de operación del año 2011. De igual forma, si consideramos los gastos totales del período, determinamos un incremento del 5.33%, con relación al año 2011, lo que principalmente es debido al costo medio del KWh.

En la parte operativa del sistema se ha trabajado bajo los lineamientos del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable apoyando todos los programas emprendidos por esta Cartera de Estado, y uno de los lineamientos claves es el tema de Calidad del Servicio, que sigue siendo uno de los puntos de mayor atención en la operación y atención en la entrega del servicio eléctrico.

En distribución el cumplimiento de esta etapa funcional corresponde a obras que se han realizado con cargo a utilidades, aportes directos entregados por las instituciones, accionistas y recursos del FERUM y FERUM BID y para atender pedidos para alumbrado público.

De igual forma en el campo de Subtransmisión, se concluyó con la ampliación de la Subestación Guamote y Alao y la entrada en operación de la línea de subtransmisión que conecta estas dos ampliaciones, obra de gran importancia para el mejoramiento de las condiciones de entrega del suministro de energía eléctrica y que su inversión es de alrededor de un millón y medio de dólares con un tiempo de ejecución de 2 años considerado desde su inicio hasta la puesta en operación.

Es necesario recalcar que las empresas distribuidoras a nivel nacional manejan un único precio de venta al usuario final, que no está en relación con los precios y variabilidad de precios de compra venta de energía en el MEM y la diferencia con el costo real de la tarifa, es cubierto por el Gobierno Nacional, mediante el reconocimiento de déficit tarifario, tarifa dignidad, ley del anciano y ley del volcán Tungurahua. Sin embargo de que existe un resultado positivo es importante recalcar que como cuentas por cobrar, están registradas los valores que corresponde a déficit tarifario, por tanto, para la utilización de la utilidades en obras, será necesario contar con los recursos pendientes de la transferencia económica por parte del Ministerio de Finanzas por este concepto.

Otro aspecto importante es el impulso y atención que, se ha continuado dando al capital humano que forman parte de la Empresa, a través de la capacitación



dirigida, en especial, a promover el desarrollo personal, técnico e institucional y a prestar un mejor y eficiente servicio a nuestros usuarios.

Para complementar el mejoramiento del parque automotor de la EERSA, se ha realizado una importante inversión económica en la adquisición de 4 vehículos canastas especiales los mismos que estarán en operación a mediados del 2013.

Un aspecto importante a destacarse y que se ejecutó en el 2011 es el proceso de transición a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF'S), durante ese ejercicio económico la Empresa contrató una consultoría con la firma Zeuzconsulting Group, para que nos asistieran en la conversión, dispuesta por la Superintendencia de Compañías. El contrato abarcaba la coordinación para la presentación del plan de conversión, la capacitación al personal y el apoyo en la formulación del asiento contable inicial del año 2011, donde se incluyen los impactos al patrimonio que se darán con la aplicación de las NIIF'S; para el ejercicio económico 2012 se mantiene la aplicación de las NIIF'S, en concordancia con disposiciones legales. En el ejercicio económico 2012 se mantiene la aplicación en concordancia con las disposiciones legales.

XII. RECOMENDACIONES

12.1.1. En vista de que la Administración de la Empresa tuvo que insertar en su Contabilidad disposiciones legales que inciden significativamente en los resultados, solicito a ustedes se dignen ratificar los siguientes registros contables:

- Registro Provisión para Jubilación.- En base al análisis del estudio actuarial de actualización de pasivos laborables, se registró en la Contabilidad la cantidad de USD. 990.675,39 afectando dicha cantidad a la cuenta de gastos, conforme el siguiente detalle:

501.11	GENERACIÓN HIDRÁULICA	USD	159.279,86
501.31	GENERACIÓN TÉRMICA	USD	2.198,56
501.66	SUBTRANSMISIÓN	USD	62.390,12
501.77	DISTRIBUCIÓN	USD	187.850,95
501.91	COMERCIALIZACIÓN	USD	142.549,07
501.94	ADMINISTRACIÓN	USD	436.406,83
TOTAL PROVISION PARA JUBILACION PATRONAL		USD.	990.675,39

12.1.2. El ejercicio económico del año 2012 arroja una Utilidad de USD. 2'790.585,48, la misma que de acuerdo a las disposiciones legales es necesario proceder a su distribución, a través de la conciliación tributaria, llegando a determinar la distribución de utilidades conforme el siguiente detalle:



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2012

CONCILIACIÓN TRIBUTARIA

- DEDUCCION POR LEYES ESPECIALES	USD.	2'573.083.65
UTILIDAD GRAVABLE	USD	---
	BASE	IMPUESTO
REINVERSION 15%	---	---
BASE NO SUJETA A REINVERSION (25%)	---	---
UTILIDAD DEL EJERCICIO	USD.	2'573,083.65
- 15% IMPUESTO A LA RENTA CAPITALIZACION		---
- 25% IMPUESTO A LA RENTA (BASE REINVERSIÓN)		---
= UTILIDAD ANTES DE RESERVA LEGAL	USD.	2'573,083.65
- 10% RESERVA LEGAL		257.308.37
UTILIDAD A FAVOR DE ACCIONISTAS PARA REINVERTIR	USD.	2'315,775.29
=====		
Dividendos a Capitalizar		
GADM de Riobamba	USD.	260,169.54
GADM Provincia de Chimborazo	USD.	527,458.64
GADM de Guano	USD.	89,170.02
GADM de Colta	USD.	51,323.62
GADM de Guamote	USD.	120,636.02
GADM de Alausi	USD.	68,781.16
GADM de Chunchi	USD.	49,614.24
GADM de Penipe	USD.	50,631.23
GADM de Pallatanga	USD.	45,074.02
GADM de Chambo	USD.	29,872.90
Ministerio de Electricidad y Energia Renovables	USD.	1'023,043.90
	USD.	2'315,775.29

Como representante legal de la Empresa y una vez que los Estados Financieros se encuentran auditados, tanto por los señores Auditores Externos, como por los señores Comisarios, de conformidad con la Ley de Compañías, me permito solicitar la aprobación de los mismos.

En razón de que la Empresa en base a la conciliación tributaria que antecede, arroja utilidades y debido a que el nuevo marco jurídico que cubre a la Empresa exonera el impuesto a la renta, la utilidad a reinvertir asciende a USD 2'315,775.29 una vez que se ha descontado el 10% de reserva legal cuyo valor es de USD 257.308,37.

12.1.3 Durante el año 2012, se han presentado trascendentales aspectos a considerar, que han incidido directamente en las actividades del Sector Eléctrico del país, sucesos que se han debido a los diferentes normas legales vigentes, definiciones de parte del Ministerio de Relaciones Laborales, sobre los términos para la revisión del Contrato Colectivo, lo que dilato su firma hasta el primer trimestre del 2013, eventos que influyen sobremanera en la actividad administrativa financiera de la Empresa pero que se han manejado dentro del marco Legal que para cada caso corresponde. Dentro de estos aspectos uno a



mentar es la división entre Obreros y Servidores, que se aplicó a partir de enero del 2012 y que ha causado más de una inquietud sobre la aplicación de esta división y que deberá ser motivo de atención en la administración.

12.1.4 Para mantener los resultados económicos financieros favorables a la Compañía en los próximos ejercicios económicos, se deberá continuar observando aspectos y situaciones que inciden directamente en los resultados y que deberán merecer la atención de la Administración, para tomar decisiones que permitan mantener en el tiempo estos resultados positivos en función del plan estratégico que fue actualizado para el período 2012 – 2015 y los planes operativos anuales y sobre manera el reconocimiento del déficit tarifario que es de obligación su reconocimiento por parte del Estado.

12.1.5 Adicionalmente es importante informar a los Señores Accionistas que el enfoque Global del Sector Eléctrico del país estará sujeto a las políticas del Gobierno Nacional y aplicación de la Ley de Empresas Públicas así como la Ley que deberá ser propuesta sobre el Marco del Sector Eléctrico.

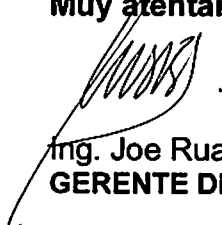
Como representante legal de la Empresa y una vez que los Estados Financieros se encuentran auditados, tanto por los señores Auditores Externos, como por los señores Comisarios, de conformidad con la Ley de Compañías, me permito solicitar la aprobación de los mismos.

El presente Informe Administrativo de Gerencia, correspondiente al año 2012, ha sido preparado en base a los Informes emitidos por las diferentes Direcciones de la Empresa y Finalmente debo dejar constancia de que la gestión y los resultados que se han podido obtener, es gracias al trabajo, al apoyo y a la colaboración de todos y cada uno de los trabajadores que integran la Empresa, así como también hacer extensivo el agradecimiento a los miembros del Directorio y a los Señores Accionistas por el apoyo y la confianza conferida a mi persona.

Por lo expuesto, a través de este informe pongo en conocimiento del Directorio y la Junta General de Accionistas, un detalle completo de la marcha Institucional y de la gestión cumplida durante el año de 2012.

De los señores Accionistas y Directores, me suscribo,

Muy atentamente,


Ing. Joe Ruales Parreño
GERENTE DE LA EERSA(e)

JRP/nmcdec.
19.04.13