

**INFORME ADMINISTRATIVO DEL GERENTE DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A., CORRESPONDIENTE
AL EJERCICIO ECONÓMICO DEL 2011**

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 2011

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

Dentro del aspecto técnico, se puede mencionar que se han cumplido las metas en cuanto a la reducción de pérdidas que para el 2011 concluye con el valor del 11,87%, por debajo de lo planteado como meta para este año (12%), manteniendo de esta manera una reducción sostenida como se podrá apreciar en los cuadros correspondientes de este informe anual, todo aquello sobre la base a los proyectos planteados Institucionalmente y también mediante el Plan de Reducción de pérdidas PLANREP apoyado



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

por el MEER y que se continua como política Institucional. 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 también financiados por los aportes del Plan FERUM que se han concluido, quedando pendiente la terminación de la ampliación de la Subestación Guamote que permite el mejoramiento del servicio en el sector sur de la provincia, con mayor confiabilidad del mismo.

Otro aspecto importante de comentar es la ejecución de los planes que lidera el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable como son, FERUM, Plan de mejoramiento de la Distribución, y el PLANREP ya comentado anteriormente, todos ellos con recursos del estado y que han sido cumplidos en su totalidad.

Se han ejecutado procesos de contratación pública, mediante los diferentes procedimientos, que en su totalidad suma la cantidad de USD. 8'596.392,66 en el que se incluyen adquisiciones para operación e inversiones, de las cuales el financiamiento se concreto alrededor de dos millones con recursos del estado para inversiones y la diferencia con recursos propios para completar las inversiones y la operación.

En los aspectos económico - financiero, la EERSA ha tenido efectos positivos directamente relacionados con la utilidad del ejercicio que están en el orden de seis 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 aplicación de los asientos contables para la aplicación de las normas NIIF'S, cumpliendo de esta manera lo determinado por la Superintendencia de Compañías.

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 2011, se concluyó la revisión del Contrato Colectivo 2010 - 2011, demora que tuvo como marco principal la revisión con profundo detenimiento por parte del Ministerio de Relaciones Laborales. Adicionalmente se recibió por parte del Ministerio de Relaciones Laborales la Clasificación en obreros y funcionarios en los diferentes cargos de la Empresa el mismo que se ha aplicado a partir del 1 de enero del 2012.



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.

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 15 de diciembre del 2011; ante el Notario Dr. Luis Vargas Hinostroza; e inscrita en el Registro Mercantil el 20 de enero del 2012.



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.
- 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

Representantes y período para el cual fueron nombrados



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



DIRECTORIO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.

CARGO/REPRESENTACION	NOMBRE	FECHA NOMBRA MIENTO	FECHA DE OBSERVACION	PERIODO
PRESIDENTE/GOBIERNO AUTÓNOMO DESCEN. PROV. CHIMBORAZO	Abogado. Mariano Curicama G.	28-sep-09	Continua	2 años
GERENTE (e)	Ing. Jose Ruelas Parreño	10-mar-06	Continua	
COMISARIOS				
	Ing. Marcelo Noboa (P)	11-dic-06	Continua	
	Dr. Iván Iglesias (P)	09-nov-07	Continua	
	La designación de Comisarios			
	suplentes se encuentra			
	pendiente			
AUDITORIA EXTERNA EJERCICIO ECONOMICO 2010				
	LCDA. WILMA DEL ROSARIO MONTALUISA VIVAS	30-Nov-11		
MIEMBROS DIRECTORIO				
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Silvana Alvarez (P)	11-abr-07	14-abr-11	
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Econ. Gustavo Andrade (P)	11-abr-07	14-abr-11	
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Dr. Tomás Alvar Peña (P)	14-abr-11		2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Tito Torres Sarmento (P)	14-abr-11		2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Jorge Vergara Rofrio (P)	14-abr-11		2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Luis Castelo León (S)	14-abr-11		2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Ramiro Díaz Castro (S)	14-abr-11		2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Johanna Veintimilla Aguilar (S)	14-abr-11		2 años
GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Ing. Marco Portalanza (P)	28-sep-09	14-Oct-11	
GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Dr. José Luis Aldaz (P)	28-sep-09	14-Oct-11	
GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Dr. Pablo Muñoz, R (S)	28-sep-09	14-Oct-11	
GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Ing. Mario Robalino (S)	28-sep-09	14-Oct-11	
GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Dr. Rodrigo Aberca (P)	14-Oct-11		2 años
GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Ing. Erika Salazar (P)	14-Oct-11		2 años
GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Ing. Marco Portalanza (S)	14-Oct-11		2 años
GOBIERNO AUTONOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE RIOBAMBA	Sr. Carlos Oleas (S)	14-Oct-11		2 años
GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO DE LA PROV. DE CHIMBORAZO	Abgo. Mariano Curicama G (P)	28-sep-09	continua	
H. CONSEJO PROVINCIAL	Dra. Patricia Herrera C. (S)	28-sep-09	continua	
GOBIERNOS AUTÓNOMOS DESCENTRALIZADOS DE LOS CANTONES DE GUAMOTE	Sr. Juan de Dios Roldán (P)	28-Sep-09	11-Mar-11	
CHUNCHI, ALAUSI, PALLA LARGA	Ldo. Manuel Guaraca L. (S)	28-Sep-09	11-Mar-11	
COLTA, GUANO, PENIPE Y CHAMBO	Ldo. Edgar Alarcón (P)	11-Mar-11		1 años
	Sr. Fidel Duchi Huicapi (S)	11-Mar-11	11-Mar-11	1 años
REPRESENTACIÓN LABORAL	Ing. Jorge Narvaes Ortega (P)	31-may-10	continua	
REPRESENTACIÓN LABORAL	Sr. Juan Carlos Gavilán (S)	31-may-10	continua	



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 2011

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 Alausi	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 período 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



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



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 Alausí 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	"	1'469,448.00
TOTAL	"	1'478,059.77



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011
EN US DOLARES

ENTIDADES	SALDO DE APORTES FUTURA AL 31-12-10	SALDO DE APORTES FUTURA AL 31-12-11	APORTES FUTURA CAP. ENTREGADO DURANTE EL AÑO 2010	% DE PARTICIPACION
GADM DE RIOBAMBA	1,159,607.95	1,159,607.95	0.00	11.77
GADM PROVINCIAL DE CHIMBORAZO.	795,704.77	795,704.77	0.00	8.08
GADM DE GUANO	557,718.39	557,718.39	0.00	5.66
GADM DE COLTA	178,298.39	178,298.39	0.00	1.81
GADM DE GUAMOTE	189,003.03	189,003.03	0.00	1.92
GADM DE ALAUSI	736,859.02	745,470.79	8,611.77	7.57
GADM DE CHUNCHI	168,069.56	168,069.56	0.00	1.71
GADM DE PENIPE	63,139.66	63,139.66	0.00	0.64
GADM DE PALLATANGA	96,720.45	96,720.45	0.00	0.98
GADM DE CHAMBO	172,837.02	172,837.02	0.00	1.75
GADM DE CUMANDA	52,915.20	52,915.20	0.00	0.54
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y EN.	4,201,615.54	5,671,063.54	1,469,448.00	57.57
SUMAN	8,372,488.98	9,850,548.75	1,478,059.77	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 2011, a continuación se presenta un resumen del Estado de Pérdidas y Ganancias:

INGRESOS

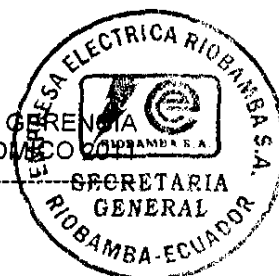
Venta de Energía	USD	25,363,087.97
Ingresos que no son venta de energía	USD	8,960,518.11
Subtotal Ingresos de Operación	USD	34,323,606.08

GASTOS

Gastos Directos de Operación	USD	25,325,150.63
Depreciación	USD	3,262,054.32
Costo de Operación que no son por venta de energía	USD	
Subtotal Gastos de Operación	USD	28,587,204.95
Utilidades en Operación	USD	5,736,401.13



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



INGRESOS Y GASTOS AJENOS A LA OPERACION

Ingresos Ajenos a la Operación	USD	938,701.01
Gastos Ajenos a la Operación	USD	173,932.23
Utilidad Ajena a la Operación	USD	764,768.78
Utilidad del Ejercicio Económico		6,501,169.91

CUENTA		% FRENTE
ACTIVO	USD	AL TOTAL
Activo Corriente y Acumulado	35,764,393.65	33.58
Activo Fijo	58,513,792.67	54.95
Otros Activos	2,673,885.45	2.51
Débitos diferidos	9,539,713.84	8.96
Total Activo	106,491,785.61	100.00

CUENTA		% FRENTE
PASIVO	USD	AL TOTAL
Corriente y Acumulado	7,226,178.60	6.79
Obligaciones a largo Plazo	15,860,602.80	14.89
Pasivos Diferidos	-	-
Patrimonio	83,405,004.21	78.32
Total Pasivo y Patrimonio	106,491,785.61	100.00

Los resultados del ejercicio económico del año 2011, arrojan una utilidad antes de participaciones, y reservas de USD 6'501,169.91.

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 reconocimiento por parte del estado, del déficit tarifario del 2011 y un valor faltante del 2009.

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



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

INGRESOS

Venta de Energía	USD	25.363.087,97
Ingresos que no son venta de energía	USD	8.960.518,11
Subtotal Ingresos de Operación	USD	34.323.606,08

GASTOS

Gastos Directos de Operación	USD	25.325.150,63
Depreciación	USD	3.262.054,32
Costo de Operación que no son por venta de energía	USD	
Subtotal Gastos de Operación	USD	28.587.204,95
Utilidades en Operación	USD	5.736.401,13

INGRESOS Y GASTOS AJENOS A LA OPERACION

Ingresos Ajenos a la Operación	USD	938.701,01
Gastos Ajenos a la Operación	USD	173.932,23
Utilidad Ajena a la Operación	USD	764.768,78
Utilidad del Ejercicio Económico		6.501.169,91

CUENTA

% FRENTE

ACTIVO	USD	AL TOTAL
Activo Corriente y Acumulado	35.764.393,65	33,58
Activo Fijo	58.513.792,67	54,95
Otros Activos	2.673.885,45	2,51
Débitos diferidos	9.539.713,84	8,96
Total Activo	106.491.785,61	100,00

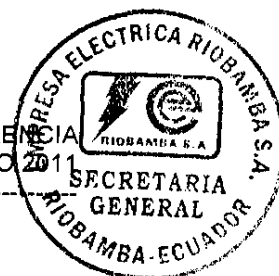
CUENTA

% FRENTE

PASIVO	USD	AL TOTAL
Corriente y Acumulado	7.226.178,60	6,79
Obligaciones a largo Plazo	15.860.602,80	14,89
Pasivos Diferidos		-
Patrimonio	83.405.004,21	78,32
Total Pasivo y Patrimonio	106.491.785,61	100,00



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



Para analizar los resultados económicos financieros alcanzados por la Compañía en el ejercicio económico del año 2011, 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:

	2010	2011
ENERGIA REQUERIDA (kWh)	268'438.668.00	280'688,000.00
COSTO CENTAVOS USD/KWH	5,52	5,18
VALOR COMPRA DE ENERGÍA	14' 810,438.62	14'550,451.77
DECREMENTO EN EL COSTO DEL KWH		0,34

Como se puede observar la Empresa aumentó los niveles de consumo en el 2011 con relación al 2009, el costo unitario es menor en USD 0.62 centavos, con relación al 2010.

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 2011, el mismo que alcanza a la cantidad de USD. 1'067,897.85

La regulación contable determinó que el gasto de depreciación del año 2011, sea de USD 3'262,054.32, 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 3.06%, por incremento de venta de energía, mas no por el precio que están congelado desde abril de 2004, la



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

venta de energía en el mercado eléctrico mayorista de la generación propia tuvo un decremento del 20,65%, sin embargo el rubro total de venta de energía disminuyó con relación al año 2010, en el 0.45% correspondiente a la cantidad de USD 113,712.11.

Un aspecto importante a destacarse es el hecho de que la Empresa durante el año 2011 ha mantenido al día sus obligaciones con las generadoras, y demás entes del Mercado Eléctrico Mayorista, sus proveedores, trabajadores, impuestos, retenciones a favor de terceros, a pesar de lo cual sus pasivos corrientes disminuyeron significativamente, pero esto obedece más bien a reclasificaciones, de cuentas de pasivo a corto y largo plazo.

Es así, que de los pasivos corrientes del año 2010 de USD 13'497,608.52 pasan a USD 7'226,178.60 en el 2011, es decir disminuyó al 46.46%. Su solvencia financiera se mantiene alta al pasar del indicador de 2.49 en el año 2010 a 4.95 en el 2011.

Básicamente la incorporación de la línea de Subtransmisión Alao – Guamate, 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 70'727,776.74 en el 2011, 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 y 66.42% en el 2011. Se debe destacar que en este año por efecto de aplicación de las normas internacionales de información financiera, (NIIF'S), la Junta de Accionistas autorizó la depuración de los activos, y sus resultados afectan al patrimonio, por ello se nota una disminución en el Activo Neto.

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 y a 83'405,004.21 en el 2011, 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 y a 78.32% en el 2011 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 2011, 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	25,236,632.61	25,363,087.97	126,455.36	0.50%
- Otros	1,251,300.00	8,960,518.11	7,709,218.11	616.10%
TOTAL	26,487,932.61	34,323,606.08	7,835,673.47	29.58%
GASTOS DE OPERACIÓN				
- Directos	26,475,018.93	25,325,150.63	-1,149,868.30	-4.34%
- Depreciación	4,087,547.00	3,262,054.32	-825,492.68	-20.20%
TOTAL	30,562,565.93	28,587,204.95	-1,975,360.98	-6.46%
RESULTADOS DE OPERACIÓN	-4,074,633.32	5,736,401.13	9,811,034.45	-240.78%
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	4,380,000.00	938,701.01	-3,441,298.99	-78.57%
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	222,000.00	173,932.23	-48,067.77	-21.65%
RESULTADOS AJENOS A LA OPERACIÓN	4,158,000.00	764,768.78	-3,393,231.22	-81.61%
RESULTADOS TOTALES	83,366.68	6,501,169.91	6,417,803.23	7,698.28%

* Información de Presupuesto Reformado/2011

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 29,58%, que corresponde al valor de USD 7'835,673.47, las diferencias se producen: En la venta de energía hay una diferencia del 0,5% lo cual habla de que este aspecto fue adecuadamente presupuestado en la reforma: en otros ingresos operacionales la diferencia es de USD 7'709,218.11 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 canceló de casi todo el año el déficit tarifario



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

que le corresponde 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 7,80%, entre lo presupuestado y los gastos del Estado de Pérdidas y Ganancias, correspondiente a USD 2'383,862.66, la diferencia más significativa está en el valor de los gastos directos de operación, el mismo que alcanza a la cantidad de USD 1'627,666.67 esto se debe a la austeridad con la que se han manejado los gastos.

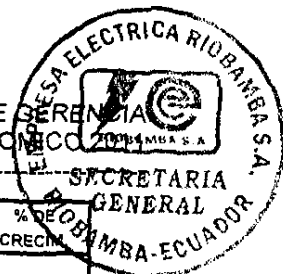
En cuanto a los ingresos ajenos a la operación la variación es significativa, corresponde a USD 3'472,765.34, en los gastos ajenos a la operación la diferencia es de USD. 149,101.08 que corresponde a un 67,16%, en menos esto se debe a que las previsiones presupuestarias se proyectaron en función de registros 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.

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 4'074,633.32 y una utilidad operacional de USD. 6'144,902.81, respectivamente, mientras los resultados ajenos a la operación presupuestado y de balance presentan un superávit de USD 4'158,000.00 y una utilidad de USD. 834,335.74 respectivamente, produciéndose como consecuencia resultados económicos para la estimación presupuestaria reformada de un superávit de USD 83,366.68, y para balance una utilidad de USD 6'979,238.55, las diferencias se explicaron en el párrafo anterior.



EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA

INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



NOMBRE DE LA CUENTA	AÑO 2010	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION	% FRENTE AL TOTAL
ACTIVO						
Bancos	5,267,166.21	5.04	2,126,948.27	2.00	-3,140,217.94	-59.62
Inversiones temporales de caja	10,897,344.84	10.42	15,260,000.00	14.33	4,362,655.16	40.03
Fondos Rotativos	2,200.00	0.00	2,200.00	0.00	0.00	0.00
Fideicomiso			1,522,146.53			
DISPONIBLE	16,166,711.05	15.46	18,911,294.80	17.76	2,744,583.75	16.98
Documentos por cobrar	13,546.04	0.01	36,349.50	0.03	22,803.46	188.34
Cuentas por cobrar consumidores	7,602,898.05	7.27	6,134,504.58	5.76	-1,468,393.47	-19.31
Otras cuentas por cobrar a largo plazo	3,751,572.16	3.59	2,489,729.25	2.34	-1,261,842.91	-33.64
Provisión acum. Para cuentas incobrables	-434,855.75	-0.42	-867,823.54	-0.81	-432,967.79	99.57
Otras cuentas por cobrar a largo plazo		0.00		0.00		
DOCUMENTOS POR COBRAR	10,933,168.50	10.45	7,792,759.79	7.32	-3,140,408.71	-28.72
Bodega	4,200,930.99	4.02	5,850,510.68	5.49	1,649,579.69	39.27
Bodega de combustibles y lubricantes						
Compras en tránsito	1,700.00				-1,700.00	-100.00
Compras locales						
Materiales en transformación	32,493.11	0.03	32,091.84	0.03	-401.27	-1.23
INVENTARIOS	4,235,124.10	4.05	5,882,602.52	5.52	1,647,478.42	38.90
Otros activos corrientes	2,237,000.23	2.14	3,177,736.54	2.98	940,736.31	42.05
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	2,237,000.23	2.14	3,177,736.54	2.98	940,736.31	42.05
ACTIVO NO CORRIENTE	2,498,089.80	2.39			-2,498,089.80	-100.00
Activo fijo no depreciable			2,673,885.45	2.51	2,673,885.45	
Bienes e instalaciones en servicio	146,786,506.94	140.35	71,437,422.27	67.08	-75,349,084.67	-51.33
Bienes en proceso de retiro						
Obras en construcción	5,320,850.32	5.09		0.00	-5,320,850.32	-100.00
Activo fijo dado en arriendo	9,371.94	0.01	18,532.85	0.02	9,160.91	97.75
Depreciación acumulada activo dado en arriendo			-384.78			
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	152,116,729.20	145.44	71,455,570.34	67.10	-80,661,158.86	-53.03
Dep. acum. Bienes e instalaciones en servicio	-84,188,741.60	-80.49	-12,941,777.67	-12.15	71,246,963.93	-84.63
DEPRECIACIONES ACUMULADAS	-84,188,741.60	-80.49	-12,941,777.67	-12.15	71,246,963.93	-84.63
Deudores e inversiones a largo plazo						
Otras inversiones						
DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO	0.00					
Estudios de factibilidad y diseño de obras						
ESTUDIOS Y OBRAS						
Pagos anticipados	244,843.77	0.23	13,793.38	0.01	-231,050.39	-94.37
Cuentas por liquidar						
Nómina						
Obras en construcción			7,374,621.59	6.93	7,374,621.59	
OTROS DEBITOS DIFERIDOS						
Otros activos no corrientes	44,329.19	0.04	688.39	0.00	-43,640.80	-98.45
Cuentas por cobrar a largo plazo	87,000.00	0.08	2,117,830.50	1.99	2,030,830.50	2334.29
Inversiones a largo plazo	18,478.74	0.02		0.00	-18,478.74	-100.00
Activos fijos no en operación	196,972.54	0.19	32,779.98	0.03	-164,192.56	-83.36
ACTIVO DIFERIDO	591,624.24	0.57	9,539,713.84	8.96	8,948,089.60	1512.46
TOTAL ACTIVO	104,589,697.52	100.00	106,491,785.61	100.00	1,902,088.09	1.82



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA EJERCICIO ECONOMICO 2011

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

NOMBRE DE LA CUENTA	AÑO 2010	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION	% DE CRECIM.
PASIVO						
Documentos por pagar	-5,487.17	0.02	-61,025.97	0.26	-55,538.80	1012.16
Servicios relacionados al personal	-57,315.10		-51,692.64		5,622.46	-9.81
Cuentas por pagar varios	-444,672.64	2.01	-2,019,018.41	8.75	-1,574,345.77	354.05
Cuentas por pagar acreedores varios	-1,278,188.05	5.77		0.00	1,278,188.05	-100.00
Provisión-parte corriente			-235,173.12			
Obligaciones con el IESS	-105,977.74	0.48	-116,148.17	0.50	-10,170.43	9.60
Obligaciones con el SRI	-63,675.93		-75,398.86	0.33	-11,722.93	18.41
Valores de terceros por pagar	-215,929.83		-233,571.43	1.01	-17,641.60	8.17
Otros pasivos corrientes		0.00	-2,634.00	0.01	-2,634.00	
Cuentas por pagar compra de energía	-6,723,415.09	30.36	-2,997,814.58	12.98	3,725,600.51	-55.41
Depósitos en Garantía consumidores	-4,356,727.61	19.67		0.00	4,356,727.61	-100.00
Otras cuentas por pagar	-246,219.36		-213,529.30	0.92	32,690.06	
Proveedores			-1,220,172.12	5.29		
PASIVOS CORRIENTES	-13,497,608.52	58.31	-7,226,178.60	31.30	6,271,429.92	-46.46
Provisión		0.00		0.00		
Cuentas por pagar a largo plazo	-22,943.97		-4,464,414.58	19.34	-4,441,470.61	19357.90
Otras obligaciones a largo plazo	-8,628,278.33		-11,396,188.22	49.36	-2,767,909.89	32.08
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	-8,651,222.30	0.00	-15,860,602.80	68.70	-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	-22,148,830.82	58.31	-23,086,781.40	100.00	-937,950.58	4.23
PATRIMONIO						
Acciones ordinarias	-10,993,788.00	13.34	-14,409,051.00	17.28	0.00	0.00
CAPITAL SOCIAL	-10,993,788.00	13.34	-14,409,051.00	17.28	0.00	0.00
Aportaciones para futura capitalización	-8,372,488.98	10.16	-9,850,548.75	11.81	-1,478,059.77	17.65
APORTACIONES Y ASIGNACIONES	-8,372,488.98	10.16	-9,850,548.75	11.81	-1,478,059.77	17.65
Reserva legal		0.00	-1,815,124.29	2.18	-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	-151,539.51	0.18	-167,774.64	0.20	-16,235.13	-0.29
Reservas	-52,532,201.86	63.72		0.00	0.00	0.00
RESERVAS	-52,683,741.37	63.90	-1,982,898.93	2.38	50,700,842.44	-86.24
Acuerdo ministerial 353	-5,240,172.64	6.36	-5,240,172.64	6.28	0.00	0.00
Donaciones de capital y contrib. recibidas	-1,355,951.44	1.64	-88,885.72	0.11	1,267,065.72	-93.44
DONACIONES Y CONTRIBUCIONES	-6,596,124.08	8.00	-5,329,058.36	6.39	1,267,065.72	-19.21
RESULTADOS DEL EJERCICIO CORRIENTE	-3,794,724.27		-6,501,169.91	7.79	-2,706,445.64	71.32
RESULTADOS ACUMULADOS			-45,332,277.26	54.35		
TOTAL PATRIMONIO	-82,440,886.70	95.40	-83,405,004.21	100.00	-964,137.51	1.17
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	-104,589,697.52		-106,491,785.61		-1,902,088.09	2.10

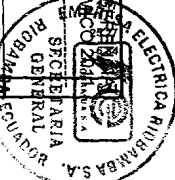
EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S. A.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONDENSADO

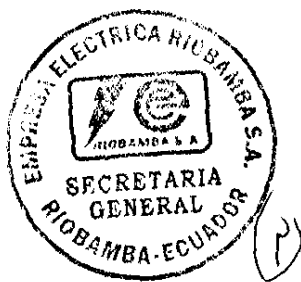
CONCEPTO	AÑO 2009	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2010	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION 2011-2010	% CRE
ACTIVO								
ACTIVO CORRIENTE Y ACUMULADO	28,965,982.09	29.59	33,571,995.88	32.10	35,764,393.65	33.58	2,192,397.77	6.53
Disponibilidades	13,536,976.96	13.83	16,166,711.05		18,911,294.80		2,744,583.75	16.98
Documentos y Cuentas por Cobrar	8,047,901.40	8.22	10,933,160.50		7,792,759.79		-3,140,400.71	-28.72
Inventarios	5,742,841.09	5.87	4,235,124.10		5,882,602.52		1,647,478.42	38.90
Otros Activos Corrientes y Acumulados	1,638,262.64	1.67	2,237,000.23		3,177,736.54		940,736.31	42.05
ACTIVO FIJO	61,149,131.36	62.47	62,607,137.28	59.86	58,513,792.67	54.95	-4,093,344.61	-6.54
Bienes e Instalaciones en Servicio	142,497,058.70	145.57	146,786,506.94		71,437,422.27		-75,349,084.67	-51.33
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		71,246,963.93	-84.63
Activo fijo dado en arriendo			9,371.94		18,532.85		9,160.91	97.75
Dep. acum. Activos fijos dados en arriendo					-384.78			
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE			2,498,089.80		2,673,885.45	2.51	175,795.65	7.04
DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO	405,305.74	0.41	5,912,474.56	5.65	7,388,414.97	6.94	1,475,940.41	24.96
Deudores a Largo Plazo	405,305.74	0.41	350,322.51				-350,322.51	-100.00
Otras Inversiones a Largo Plazo		0.00	241,301.73		0.00		-241,301.73	-100.00
Obras en Construcción		0.00	5,320,850.32		7,374,621.59		2,053,771.27	38.80
Pagos anticipados					13,793.38		13,793.38	
DEBITOS DIFERIDOS	7,366,626.02	7.53	0.00	0.00	2,151,298.87	2.02	2,151,298.87	
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	104,589,697.52	97.61	106,491,785.61	100.00	1,902,088.09	
PASIVO Y PATRIMONIO								
PASIVOS	-21,032,885.18	21.49	-22,148,830.82	21.18	-23,086,781.40		-937,950.58	
Pasivos Corrientes y Acumulados	-13,374,724.97	13.66	-13,497,608.52		-7,226,178.60		6,271,429.92	
Obligaciones a Largo Plazo	-7,658,160.21	7.82	-8,651,222.30		-15,860,602.80		-7,209,380.50	
Pasivos Diferidos		0.00						
PATRIMONIO	-75,854,160.03	78.51	-82,440,866.70	78.82	-83,405,004.21		-964,137.51	
Capital Social y Aportaciones	-23,186,070.87	23.69	-19,366,276.98		-24,259,599.75		-4,893,322.77	
Reservas, Donaciones y Resultados	-53,969,181.78	55.13	-57,682,877.57		-53,737,457.18		3,945,420.39	
Otras cuentas patrimoniales	301,092.62		-5,391,712.15		-5,407,947.28			
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	-97,887,045.21	100.00	-104,589,697.52	100.00	-106,491,785.61		-6,702,652.38	

RIOBAMBA S.A.



INFORME ADMINISTRATIVO DE EJERCICIO ECONOMICO 2011





INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA EJERCICIO ECONOMICO 2011

EMPRESA ELÉCTRICA 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	VARIACION 2011-2010	% DE CRECIM.
INGRESOS DE OPERACIÓN										
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA										
Residencial	7,654,100.02	22.49	9,654,843.40	34.17	10,180,979.23	32.03	10,881,993.08	30.68	701,013.85	6.89
Comercial	2,683,269.22	7.88	2,964,986.11	10.49	3,347,798.87	10.53	3,276,293.34	9.29	-71,505.53	-2.14
Industrial	1,118,881.42	3.28	1,875,207.08	6.64	2,101,032.85	6.61	1,918,135.74	5.44	-182,897.11	-8.71
Industrial Cemento Chimborazo	647,907.77	1.90	1,787,758.87	6.33	1,932,143.51	6.08	1,992,977.05	5.85	60,833.54	3.15
Alumbrado Público	2,780,619.44	8.17	2,750,323.78	9.73	2,983,094.89	9.38	3,086,332.38	8.75	103,237.69	3.46
Comercialización	2,218,921.83	6.52		0.00		0.00		0.00		
VENTA DE ENERGÍA SECTOR PRIVADO	17,101,679.70	50.25	19,033,129.24	67.38	20,545,049.15	64.83	21,156,731.59	60.00	610,682.44	2.97
Entidades Oficiales	344,880.20	1.01	297,880.99	1.05	203,575.43	0.64	246,991.87	0.70	43,416.44	21.33
Entidades Municipales	95,306.02	0.28		0.00		0.00		0.00		
Bombos de Agua	174,077.81	0.51	137,304.38	0.49	274,939.85	0.86	262,158.18	0.74	-12,781.67	-4.65
Asistencia Social	72,508.02	0.21	91,258.18	0.32	183,389.52	0.51	181,163.04	0.51	-2,226.48	-1.21
Entidades Públicas (Beneficio Público)	256,710.99	0.75	373,882.07	1.32	397,720.03	1.25	418,372.05	1.19	20,652.02	5.19
Locales Deportivos y Autoconsumos	98,723.78	0.29	89,950.62	0.32	91,702.59	0.29	66,887.64	0.19	-24,814.95	-27.06
Suministros ocasionales		0.00		0.00		0.00		0.00		
VENTA DE ENERGÍA ORG. DEL ESTADO	1,042,205.80	3.06	890,274.22	3.50	1,131,327.42	3.58	1,178,872.78	3.33	44,245.36	3.91
Suministros Ocasionales	17,372.02	0.05	13,565.80	0.05	16,946.89	0.05	24,660.61	0.07	7,713.72	45.52
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	-776,998.73	-20.65
Corriente usada no facturada			12,029.30		3,004.89	0.01	3,899.68	0.01	894.77	29.78
Otras ventas tarifa 0					1,162.25	0.00	1,097.25	0.00	-65.00	-5.59
Bienes dados en arriendo					16,642.88	0.05	16,658.01	0.05	-15.13	-0.09
VENTA ENERGÍA ESPECIALES	5,157,457.04	15.15	3,420,393.55	12.08	3,800,423.81	11.95	3,031,783.80	8.60	-768,639.91	-20.23
TOTAL VENTA DE ENERGÍA	23,301,343.54	68.47	23,443,797.01	82.93	25,476,800.08	80.14	25,363,087.97	71.93	-113,712.11	-0.45
INGRESOS QUE NO SON VENTA ENERGÍA	718,274.43	2.11	1,330,098.87	4.71	5,239,339.70	16.48	506,323.33	1.44	-4,733,016.37	-90.34
OTROS INGRESOS DE OPERACIÓN							8,454,194.78	23.98	8,454,194.78	
TOTAL INGRESOS DE OPERACIÓN	24,019,617.97	70.58	24,773,895.88	87.64	30,716,139.78	96.62	34,323,606.08	97.34	3,607,466.30	11.74
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	10,012,273.15	29.42	3,480,524.38	12.32	1,073,886.84	3.38	938,701.01	2.68	-134,885.93	-12.56
Ingresos Ajenos a la Operación	876,289.54	2.57	1,030,472.91	3.65	1,009,306.20	3.17	863,537.01	2.45	-145,769.19	-14.44
Ajustes de Periodos Anteriores	27,627.86	0.08		0.00	7,367.20	0.02		0.00	-7,367.20	-100.00
Ingresos Extraordinarios	9,108,375.95	26.76	2,450,051.47	8.67	56,913.54	0.18	75,164.00	0.21	18,250.46	32.07
TOTAL INGRESOS	34,031,891.12	100.00	28,254,420.26	99.96	31,789,726.72	100.00	35,262,307.09	100.00	3,472,580.37	10.92
GASTOS DE OPERACIÓN			0.00							
GASTOS DIRECTOS DE OPERACIÓN	22,897,173.83	87.61	24,805,624.17	87.42	24,125,811.06	85.08	26,325,150.63	87.43	1,199,339.57	4.97
Generación Hidráulica	1,456,294.80	5.57	1,156,422.93	4.11	1,150,893.87	4.11	2,085,584.60	7.25	934,690.73	81.21
Generación Termoelectrica	152,400.17	0.58	233,419.86	0.83	289,352.91	1.03	97,768.23	0.34	-191,584.68	-66.21
Energía Comprada al MEM	13,964,882.50	53.37	15,827,232.77	56.23	14,810,438.62	52.90	14,550,461.77	50.59	-259,986.85	-1.78
Subtransmisión	450,931.86	1.72	482,928.46	1.72	557,746.20	1.99	548,253.33	1.91	-9,492.87	-1.70
Distribución y Alumbrado Público	1,814,091.41	6.93	1,627,785.75	5.78	1,765,890.25	6.31	2,185,869.31	7.53	399,979.06	22.65
Comercialización e Instalación de Abonados	1,624,828.48	6.21	1,803,497.77	5.70	1,593,912.99	5.69	1,621,043.51	5.64	27,130.52	1.70
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	427,974.68	11.73
Gastos de oper. que no son por Vta. Energía	519.22					0.00		0.00		
Provisiones					308,929.32	1.10	179,558.30	0.62	-129,371.02	-41.88
GASTOS INDIRECTOS DE OPERACIÓN	3,085,526.99	11.79	3,429,017.04	12.18	3,790,071.29	13.54	3,262,054.32	11.34	-528,016.97	-13.93
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	-528,016.97	-13.93
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	25,982,700.82	99.30	28,034,641.21	99.61	27,915,882.35	98.61	29,587,204.95	98.77	671,322.60	2.40
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	182,884.75	0.70	110,562.80	0.39	79,120.10	0.28	173,932.23	0.60	94,812.13	119.83
Gastos Ajenos a la Operación	26,421.29	0.10	57,356.16	0.20	28,956.26	0.10	132,345.77	0.46	103,389.51	357.05
Ajustes de Periodos Anteriores	156,463.46	0.60	53,063.72	0.19	1,261.71	0.00		0.00	-1,261.71	-100.00
Gastos Financieros		0.00		0.00		0.00		0.00		
Otros			142.92		48,902.13	0.17	41,586.46	0.14	-7,315.67	-14.96
TOTAL GASTOS	26,165,585.57	100.00	28,145,204.01	100.00	27,995,002.45	98.90	29,761,137.18	99.38	766,134.73	2.74
UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO	7,866,305.75		109,216.25		3,794,724.27		5,501,169.91			

**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	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	3,607,466.30	11.74
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	-240,064.77	-0.92
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	3,847,531.07	83.52
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	671,322.60	2.40
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	1,199,339.57	4.97
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	-528,016.97	-13.93
UTILIDAD (PÉRDIDA) OPERACIONAL	-1,963,082.65		-3,260,745.33		2,800,257.43		5,736,401.13	100.00	2,936,143.70	104.85
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	-134,885.93	-12.56
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	94,812.13	119.83
UTILIDAD (PÉRDIDA) AJENO OPER.	9,829,388.40		3,369,961.58		994,466.84		764,768.78	0.00	-229,698.06	-23.07
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	7,866,305.75		109,216.25		3,794,724.27		6,501,169.91		2,706,445.64	71.35

INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
PERIODO ECONOMICO 2011





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

Del análisis del cuadro comparativo entre el año 2010 y 2011 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 2011, alcanza a la suma de USD 2'985,468.07, por lo que el total de ingresos por venta de energía del año 2011 tiene un decremento del 0,45%, que corresponde a la cantidad de USD 113,712.11, siendo el total de ingresos por venta de energía de USD 25'363,087.97. Del total de ingresos, la venta de energía a usuario final es de USD 22'359,864.64, los ingresos que no son venta de energía suman USD 8'960,518.11 y los ingresos ajenos a la operación son de USD 938,701.01.

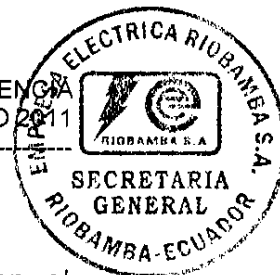
Los ingresos por venta de energía a usuario final tienen un incremento del 3,06%, al haberse facturado en el 2011 USD 22'359,864.64 frente a USD. 21'696,328.35 del año 2010, como resultado básicamente del incremento en el consumo más no a incremento en la tarifa, la misma que está congelada desde abril de 2004.

La estructura de los ingresos operacionales tienen una relación diferente al año 2010 con una mayor incidencia de los ingresos por venta de energía que son 80,14% (2010) y 71,93% (2011) en relación al total de ingresos, esto debido a que los otros ingresos de operación tuvieron un incremento de USD. 8'454.194.78, concentrándose la mayor cantidad de los ingresos en la venta de energía.

Los gastos totales de operación tienen un incremento del 4,27% y los ingresos un incremento del 11,74%; lo cual ha dado como resultado que en el año 2011 se obtenga utilidad en operación, entre otras causas, debido a que el estado ha cancelado el déficit tarifario del 2011 hasta antes del cierre del ejercicio.

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

Los gastos de operación del 2011 con relación al año 2010 tuvieron un incremento de USD 262,820.92 que corresponde al 0,94%, de un total de gastos de USD 28'761,137,18, siendo sus gastos de operación netos de USD 25'145,592.33, en las etapas funcionales de Generación Hidráulica, Distribución, Comercialización y Administración aumentan los gastos de operación en porcentajes que van del 1,70% al 81,21% y en otros casos disminuyó en porcentajes que van del 1,70% al 66,21%.



El resultado neto en operación aumenta con respecto al 2010 en el 104,85%, esto debido a que el Estado cancelo parte del déficit tarifario que le correspondía.

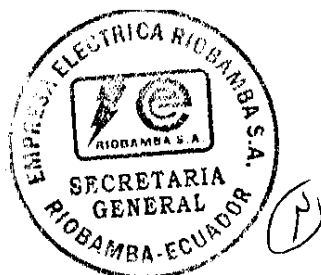
Además de lo indicado estos incrementos se deben también a que el año pasado el costo de energía eléctrica disminuyó en el 1,76%, pasando de 14'810,438.62 en el 2010 a USD. 14'550,451.77, en el 2011.

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	2'085,584.60
Generación Térmica	USD	97,768.23
Compra energía al MEM y Contratos	USD	14'550,451.77
Subtransmisión	USD	1'025,562.08
Distribución	USD	3'576,049.85
Comercialización	USD	1'907,657.34
Administración General	USD	4'237,427.31
TOTALES	USD	27'339,748.80

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	130,061.40
Generación Térmica	USD	10,691.18
Subtransmisión	USD	63,832.57
Distribución	USD	145,122.56
Comercialización	USD	211,603.92
Administración General	USD	506,586.22
TOTALES	USD	1'067,897.85



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

Por lo tanto los gastos directos de operación sin contar la provisión para jubilación son de USD 26'271,850.95, y tomando en cuenta el valor de USD 2'985.468,07 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 24'354,280.73, siendo sus gastos netos como sigue:

ETAPAS FUNCIONALES		VALORES			VARIACION	
		2008	2009	2010	VALOR	%
GENERACION HIDRAULICA	USD	1,456,294.60	1,847,161.51	1,774,022.45	-73,139.06	-3.96
GENERACION TERMICA	USD	152,400.17	235,078.04	287,719.18	52,641.14	22.39
COMPRA DE ENERGIA AL MEM Y CONTRATOS	USD	8,824,597.48	12,432,434.32	11,047,971.82	-1,384,462.50	-11.14
SUBTRANSMISION	USD	450,931.86	898,742.84	974,532.46	77,789.62	8.67
DISTRIBUCION	USD	1,814,091.41	2,852,925.48	2,748,326.31	-95,400.83	-3.60
COMERCIALIZACION	USD	1,624,828.48	2,286,277.41	2,346,826.27	60,548.86	2.65
ADMINISTRACION GENERAL	USD	3,433,425.39	4,071,603.96	3,933,463.19	-138,140.77	-3.39
TOTAL	USD	17,756,569.39	24,422,223.56	23,112,861.68	-1,309,361.88	-5.36

Realizada esta depuración los gastos directos de operación tienen un decremento del 5,08%, aclarándose que las etapas que han incrementado en el gasto en porcentajes que van del 4,16% al 31,20%, en tanto que las etapas que disminuyen son: Generación Térmica 85,35 y Comercialización 19.21%, en este ultimo como se debe a reclasificación de cuentas entre esta Distribución.

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		VARIACION	
	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%
Deprec.Reposición	3,429,017.04	12.23	3,790,071.29	13.58	3,262,054.32	11.41	-528,016.97	-13.93
Compra Energ.MEM	17,217,075.56	61.42	16,250,685.40	58.21	16,733,804.60	58.54	483,119.20	2.97
Mano de Obra	4,569,839.73	16.30	4,968,610.14	17.80	5,414,145.23	18.94	445,535.09	8.97
Material, Comb, etc.	594,233.10	2.12	711,361.77	2.55	1,009,782.72	3.53	298,420.95	41.95
Otros	2,222,541.11	7.93	2,195,153.75	7.86	2,167,418.08	7.58	-27,735.67	-1.26
TOTAL	28,032,706.54	100.00	27,915,882.35	100.00	28,587,204.95	100.00	671,322.60	2.40

En el cuadro anterior se demuestra la estructura económica de los gastos operacionales de la Empresa, comparados con el año 2010, 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 58,54%, aumentando en el 2,97%, con relación al año anterior, la mano de obra aumentó un 8,97%, La depreciación tiene una participación del 11,41% con un decremento del 13,93%, los otros gastos tienen una participación del 7,58% y el rubro materiales, combustibles y lubricantes del 3,53%, estos componentes del gasto sufrieron variaciones, en el primer caso un decremento del 1,26% y en el segundo caso un aumento del 41,95%. El total de gastos de operación en el año 2011, tiene un incremento del 2,40%, en relación con el 2010.

En resumen se debe indicar que el ejercicio económico del año 2011, produjo una utilidad antes de participaciones, impuestos y reservas de USD 6'501.169,91, 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 2011 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 2011, mejoren los



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

Indicadores económico financieros, el índice de liquidez corriente se sitúa en 4,95 veces; indicadores que son excelentes ya que demuestran que la sólida capacidad de pago que existe, inclusive la prueba ácida, que para el 2011 asciende a 4,14 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 2010 y 2011 aclarándose que de acuerdo al sistema contable para estos valores no se toma en cuenta los gastos ajenos a la operación.

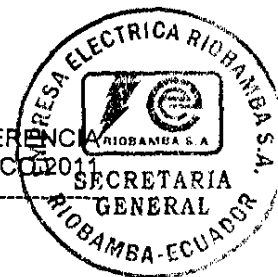
EVOLUCION DE LOS PRECIOS Y COSTOS MEDIOS

(EN DOLARES)

DETALLE					VARIACION	
	2008	2009	2010	2011	VALOR	%
ENERGIA FACTURADA MWH	183.438	220.074	234.963	251.498	16.535,00	7,04
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION (USD)	22.886.654,41	24.716.188,97	24.204.931,16	25.499.082,86	1.294.151,70	5,35
GASTOS DE EXPLT.USUARIO FINAL	17.758.569,39	21.210.825,72	20.363.344,26	22.339.682,56	1.976.338,30	9,71
INGRESOS VENTA DE ENERGIA (USD)	23.301.343,54	24.773.895,88	30.716.139,78	34.323.606,08	3.607.466,30	11,74
INGRESOS VENTA DE ENERGIA USUAR.F (USD)	18.161.258,52	20.048.998,56	21.696.328,35	22.359.864,64	663.536,29	3,06
PRECIO MEDIO USD/KWH	0,0990	0,0911	0,0923	0,0889	-0,003	-3,72
COSTO MEDIO USD/KWH	0,0998	0,0984	0,0867	0,0888	0,002	2,4
UTILIDAD/PERDIDA POR KWH FACTURADO (USD)	0,0022	-0,0053	0,0057	0,0001		

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 3,06%, porcentaje que resulta positivo por el incremento en el consumo, más no por la variación de las tarifas.
- Los valores facturados han aumentado en el año 2011, en 15,745 MWH, que representa un 6.70%, debido al comportamiento de los usuarios en el mercado, especialmente en venta de energía al sector privado.



- El precio medio de venta tuvo un decremento del 3,41%, en tanto que el costo medio de producción disminuyó a 2,82%, llegando en el año 2011 a tener una utilidad por KWH, situación que sucedió en años anteriores, es así que de una utilidad de USD. 0,01 en el año 2006 pasa a una utilidad de USD. 0,01 en el 2007, a una utilidad de USD. 0,0022 en el 2008, a una pérdida de USD. 0,0053 a una utilidad en el 2010 de USD. 0,0057 KWH y una utilidad de USD 0,0001. El precio medio de venta de USD 0.1064 en el 2004, pasa a USD 0,1061 en el 2005, a USD. 0,1053 en el 2006, y USD. 0,1056 en el 2007, a USD. 0,0990 en el 2008, a USD. 0,0911 en el 2009, a USD. 0,0923 en el 2010 y a USD 0,0892 en el 2011.
- En cuanto a los costos medios de producción pasan de USD 0.0962 en el 2006 a USD. 0,0931 en el 2007, a USD. 0,0968 en el 2008, a 0,0964 en el 2009, a USD. 0,0867 en el 2010 y a 0,0891 en el 2011.
- Como se podrá observar los ingresos por venta de energía a usuario final lograron cubrir los gastos de operación, lo que facilitará a la Empresa para que en el presente año se pueda incluir inversiones en obras de electrificación y otros.

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 2011 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 2011 se encontraban pagos pendientes por USD. 2'997,814.58, 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 2012.

La EERSA no ha acumulado deudas por combustibles con PETROCOMERCIAL, puesto que las adquisiciones que ha realizado fueron en efectivo o mediante pagos anticipados; descuentos realizados por Fideicomisos y por cuanto ya no genera energía térmica.



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 2011, 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 (NIIF'S) 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 hemos 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

La información que se presenta en los aspectos de Comercialización son netamente del área.

5.1 Resumen Ejecutivo

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

5.2 Alcance

El informe de Gestión Comercial se presenta a través del resumen ejecutivo, considerando el período enero - diciembre del 2011; el mismo que se refiere a los siguientes aspectos: mercado, recaudación, cartera, atención con los diferentes servicios a los clientes y pérdidas no técnicas de energía.

5.3 Gestión Comercial

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

Área de Concesión.

En el año 2011 la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., tuvo como 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 93,26%, es decir, que a diciembre del 2011 se estima que la Empresa tiene una población atendida de 467.210 habitantes.

Mercado

La E.E.R.S.A a diciembre de 2011 tiene 152.029 clientes, de los cuales el 48.00% se encuentran ubicados en el sector rural, en tanto que el 52.00% se encuentra en el sector urbano. Cabe indicar que como sector urbano está considerada exclusivamente la ciudad de Riobamba.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

Respecto a ventas de potencia y energía durante el año 2011, se alcanzó a los siguientes valores:

a) Energía Facturada Clientes Regulados (MWh): 251.497,95

b) Ingresos Facturados (miles de dólares):

2.1 Ingresos Globales:	25.519,19
2.2 Ingresos por venta de energía:	22.514,05
2.3 Ingresos ajenos a la explotación:	295,31
2.4 Bomberos	2.709,83

Precio Medio (U\$/kWh): 0,0895

c) Consumo medio (kWh/consumidor): 63,82*

- Considerado solo clientes residenciales.

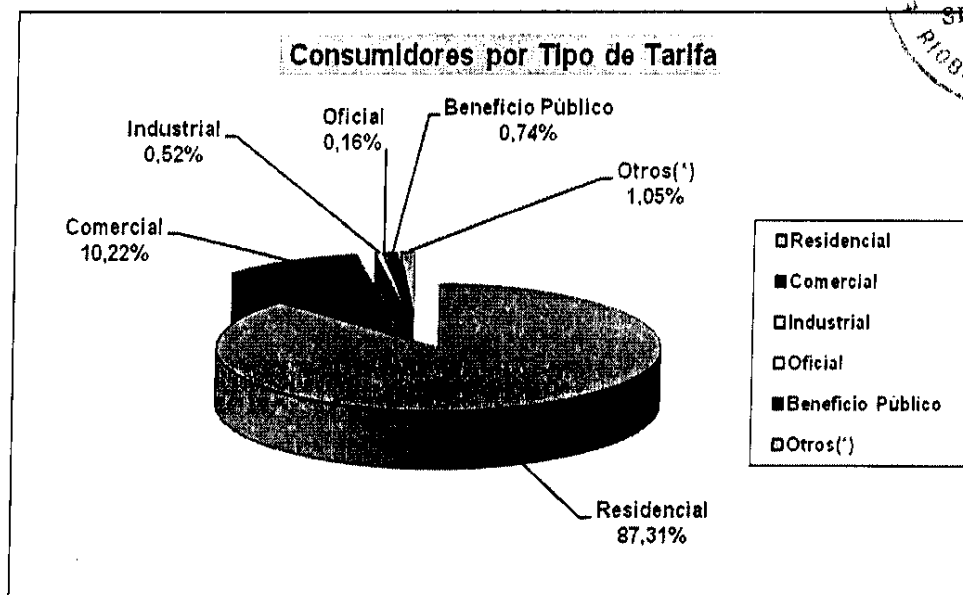
d) Pérdidas de energía (MWh):

• Energía Disponible del Sistema:	285.399,84
• Energía Facturada Clientes Regulados:	251.497,95
• Pérdidas Totales del Sistema (MWh):	33.901,91
• Porcentaje :	11.88%

Referente al número de clientes por tipo de tarifa, la Empresa al término del ejercicio económico del año 2011, tiene cubierto al mercado bajo la siguiente estructura:

Número de Consumidores al 31 de diciembre del 2011		
Sector	Consumidores	Porcentaje
Residencial	132.731	87,31%
Comercial	15.539	10,22%
Industrial	789	0,52%
Oficial	246	0,16%
Beneficio Público	1.126	0,74%
Otros(*)	1.598	1,05%
Total	152.029	100,00%

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

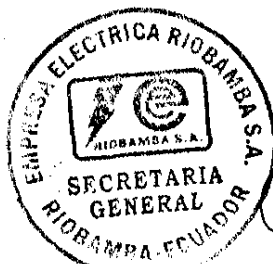


El sector productivo (industrial) está conformado por 789 clientes que representa el 0,52% del total de clientes, de los cuales 651 son artesanales; el sector comercial está conformado por 15.539 consumidores, el cual representa el 10,22% del mercado, de estos clientes apenas 430 clientes son comerciales con demanda, los restante 15.109 clientes son negocios pequeños, en noviembre ingreso el centro comercial que es un cliente comercial importante.

Se debe indicar que Empresa Cemento Chimborazo y Ecuatoriana de Cerámica, son nuestros clientes de mayor consideración y como medianos consumidores industriales tenemos a, Moderna Alimentos, Tubasec, Embutidos la Iberica, La Prolac y Andifibras. Como se puede observar la empresa tiene un mercado mínimo de consumidores industriales.

El sector residencial representa el 87,50%, en consecuencia el mercado que atiende nuestra Empresa es netamente residencial en términos de número de consumidores, quienes guardan un equilibrio entre los sectores urbano y rural.

Los otros sectores como el oficial, municipal, asistencia social, culto religioso, beneficio público y autoconsumos representan el 1,05%.



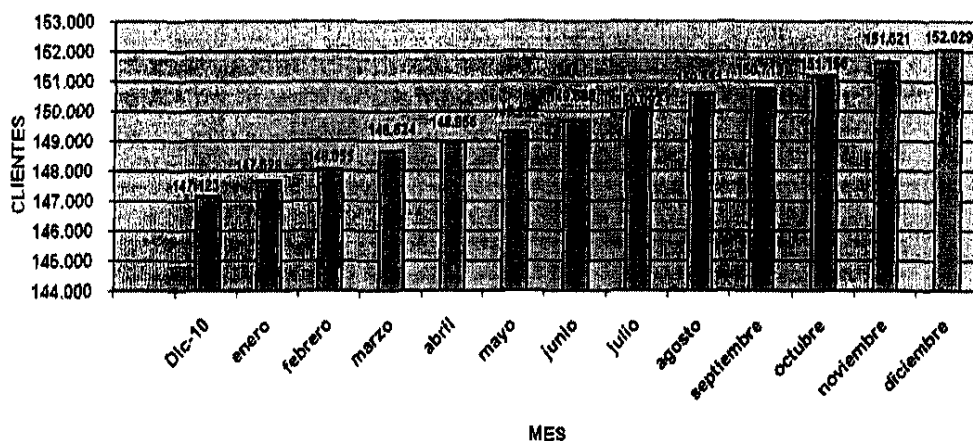
INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

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	% incremento
Dic-10	147.123		
Enero	147.628	505	0,34
Febrero	148.055	427	0,29
Marzo	148.624	569	0,38
Abril	148.956	332	0,22
Mayo	149.262	306	0,21
Junio	149.688	426	0,29
Julio	150.092	404	0,27
Agosto	150.551	459	0,31
Septiembre	150.713	162	0,11
Octubre	151.156	443	0,29
Noviembre	151.621	465	0,31
Diciembre	152.029	408	0,27
Total	152.029	4.906	3,29

CRECIMIENTO DE CONSUMIDORES

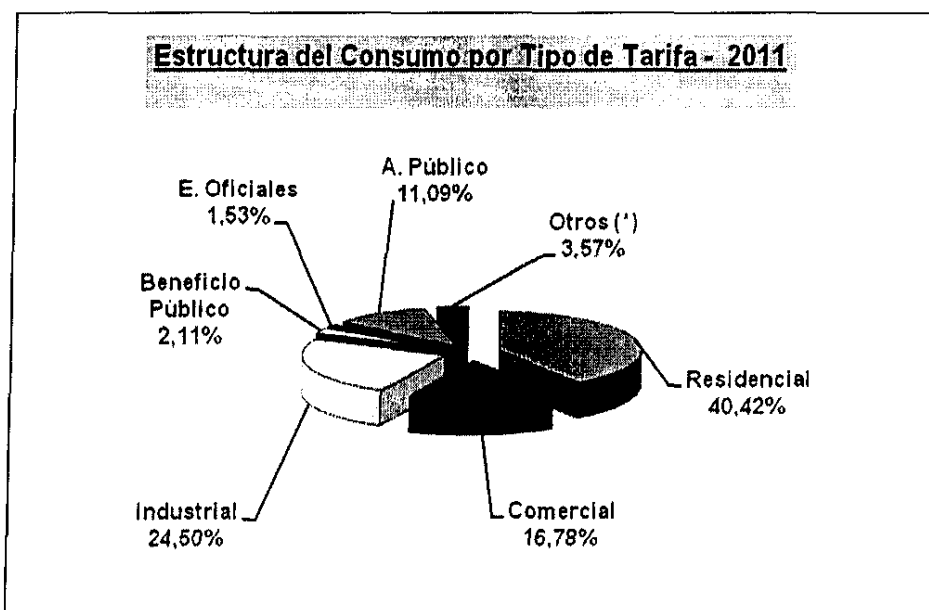


Energía Facturada

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	101.653,01	40,42%
Comercial	42.208,91	16,78%
Industrial	61.617,66	24,50%
Beneficio Público	5.298,07	2,11%
E. Oficiales	3.838,06	1,53%
A. Público	27.901,99	11,09%
Otros (*)	8.980,25	3,57%
Total	251.497,95	100,00%

Nota (*) Incluye B. De Agua y A. Social, Autoconsumos
Escenarios Deportivos, Culto Religioso.



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



Observamos que el sector residencial consume el 40,42% de la energía disponible, por tanto es el sector con el mayor aporte en consumo.

El sector industrial representa apenas el 24.50% de la energía disponible.

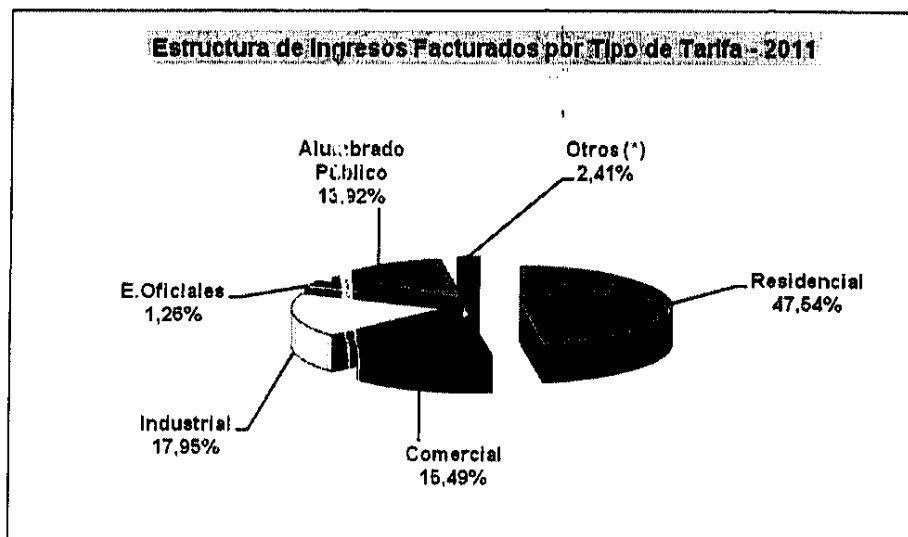
El consumo de energía del sector productivo (industria y comercio) representa el 41.28%; en tanto que la diferencia, perteneciente a los otros sectores y alumbrado público representan el 11.09%.

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	10.702,40	47,54%
Comercial	3.486,39	15,49%
Industrial	4.041,46	17,95%
E. Oficiales	283,45	1,26%
Beneficio Publico	322,49	1,43%
Alumbrado Público	3.134,20	13,92%
Otros (*)	543,66	2,41%
Total	22.514,05	100,00%

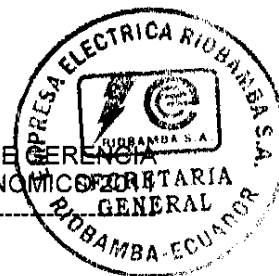
Nota (*) Incluye B de Agua, A. Social, autoconsumos



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



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



La industria, representa el 17.95% y el sector comercial con el 15.49%, significa que entre estos dos sectores aportan con el 33.44%.

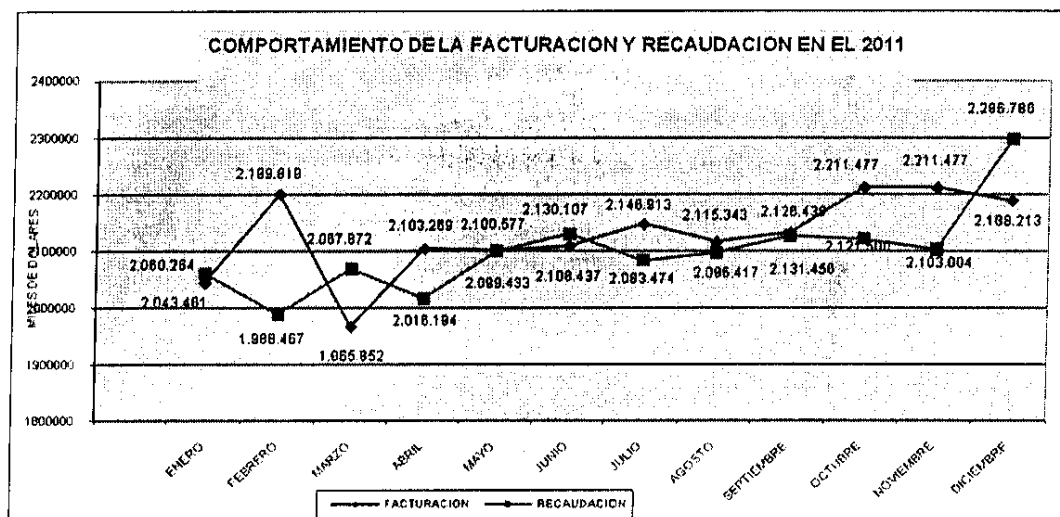
Los sectores residencial aporta con el 47.54%. Mientras que el alumbrado público representa el 13.92%.

Recaudación

Durante el año 2011 la Empresa recaudó, el valor de 25.189.96 miles de dólares; mismo que representa un ingreso promedio mensual de 2.099,16 miles de dólares.

A continuación presentamos la evolución mensual y su comportamiento:

RESULTADOS DE RECAUDACION ENR/11			
MES	FACTURACION	RECAUDACION	INDICE
ENERO	2.043.461	2.060.264	100,82%
FEBRERO	2.199.819	1.988.467	90,39%
MARZO	1.965.852	2.067.872	105,19%
ABRIL	2.103.269	2.016.194	95,86%
MAYO	2.100.577	2.099.433	99,95%
JUNIO	2.108.437	2.130.107	101,03%
JULIO	2.146.913	2.083.474	97,05%
AGOSTO	2.115.343	2.096.417	99,11%
SEPTIEMBRE	2.131.456	2.126.438	99,76%
OCTUBRE	2.211.477	2.121.500	95,93%
NOVIEMBRE	2.204.380	2.103.004	95,40%
DICIEMBRE	2.188.213	2.296.786	104,96%
TOTALES	25.519.197	25.189.956	98,71%





INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

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

Las menores recaudaciones se da en los meses de febrero, abril y noviembre, lo cual se produce por cuanto en estos meses se recaudan menos días.

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 98,71%, superior en 0.71% 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 2011 es 3.076,22 miles de dólares; en el valor indicado se encuentra los valores de cartera de Bomberos y FERUM, que suman 626,78 miles de dólares, significa que la cartera total que corresponde a la empresa es de 2.449.44 miles de dólares.

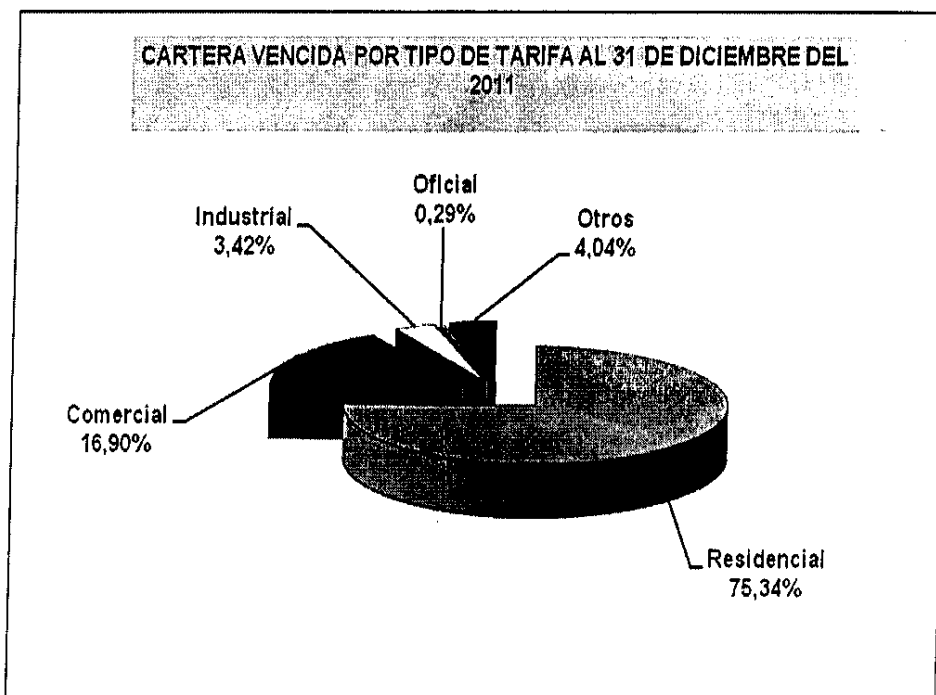
Cartera Vencida

La cartera vencida total incluido la Cartera vencida por Bomberos y FERUM al 31 de diciembre de 2011, asciende a 2.386,02 miles de dólares; la cartera vencida de los rubros que corresponden a la Empresa sin considerar FERUM y Bomberos (US\$ 516,52), es de US\$ 1.869.50 miles de dólares.

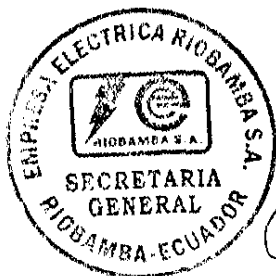


A continuación se presenta la cartera vencida total general por tipo de tarifa:

Cartera Vencida por Tipo de Tarifa		
Sector	Valor (US\$)	Participación
Residencial	1.408.446,80	75,34%
Comercial	315.995,13	16,90%
Industrial	63.955,95	3,42%
Oficial	5.506,62	0,29%
Otros	75.579,41	4,04%
Total	1.869.483,91	100,00%



Como se puede observar, el sector residencial representa el 75.34% de la cartera vencida total, seguido del sector comercial con el 16.90%, en el resto de tarifas los valores de la cartera vencida no son representativos.

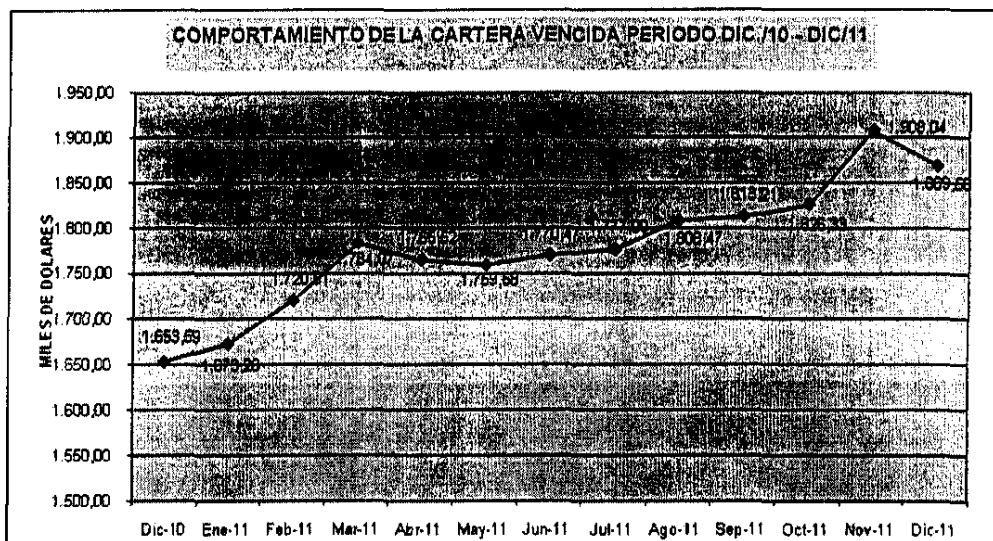


INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

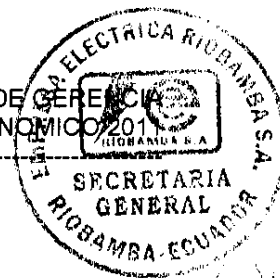
La cartera vencida mensual a tenido el siguiente comportamiento:

COMPORTAMIENTO DE LA CARTERA VENCIDA PERIODO DIC/10-DIC/11

Mes	(Miles) (US\$)	Variación Mensual	
		(Miles US\$)	Porcentaje
Dic-10	1.653,59		
Ene-11	1.673,26	19,67	1,2%
Feb-11	1.720,61	47,35	2,8%
Mar-11	1.784,07	63,46	3,7%
Abr-11	1.765,52	-18,55	-1,0%
May-11	1.759,58	-5,94	-0,3%
Jun-11	1.770,47	10,89	0,6%
Jul-11	1.777,00	6,53	0,4%
Ago-11	1.808,47	31,47	1,8%
Sep-11	1.813,21	4,74	0,3%
Oct-11	1.826,33	13,12	0,7%
Nov-11	1.908,04	81,71	4,5%
Dic-11	1.869,50	-38,54	-2,0%



NOTA: EN ESTOS VALORES NO SE ENCUENTRAN INCLUIDOS LA
CARTERA VENCIDA DE LOS BOMBEROS Y FERUM.



ATENCIÓN A CLIENTES

a) Prestaciones de servicios de suministro eléctrico

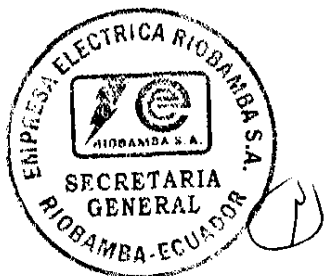
Durante el ejercicio económico del 2010 la Empresa de acuerdo a sus disponibilidades de recursos humanos y materiales atendió en la instalación de 8.765 nuevos servicios y en las siguientes prestaciones de servicio:

PRESTACION DE SERVICIOS EN EL AÑO 2011		
SERVICIOS	INSTALACIONES	INSPECCIONES
Nuevos servicios	6.400	7.930
Cambio de Medidores	7.647	8.141
Reubicación de Medidores	2.519	2.949
Retiro de medidores	1.788	1.849
Cambio de materiales	801	893
Cambio de nombre	1.899	1.915
Cambio de domicilio	103	154
Cambio de Tarifa	993	993
Otras modificaciones	385	1.314
Total	22.535	26.138

Como podemos observar, durante el año 2011 se atendió 22.535 eventos relacionados a nuevas instalaciones, cambio y/o reubicación de acometidas y medidores y modificaciones al servicio instalado, 1.718 eventos más que los ejecutados en el año 2010. Así mismo se atendió a 26.138 inspecciones para diferentes servicios, 2.371 eventos más que en el año 2010.

El mayor porcentaje de atención al cliente se relaciona a nuevos servicios y a mantenimiento de los mismos: se atendió 6.400 nuevos servicios, 7.647 cambios de medidores, 2.519 reubicaciones de medidores, así como 1.788 retiros de medidores.

De los 8.554 cambios y/o reubicaciones de medidores, 2.154 fueron ejecutados por el departamento de Acometidas y Medidores, las Agencias de Alausí, Chunchi, Cumanda y Pallatanga y por los contratistas de los proyectos FERUM y 6.400 por la Unidad de Control de Pérdidas.

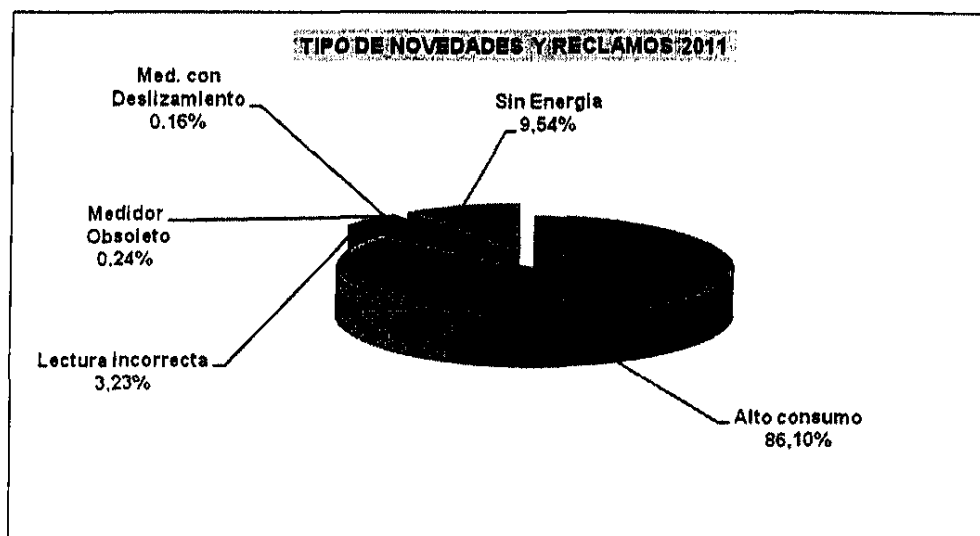


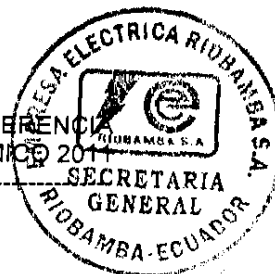
b) Reclamos y Novedades

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 2010. Se presenta un resumen de los reclamos y novedades que se han presentado por diferentes razones:

TIPOS DE NOVEDADES Y RECLAMOS EN EL 2011

Novedades	Cantidad	Participación
Alto consumo	8.599	86,09%
Lectura incorrecta	323	3,23%
Medidor Obsoleto	24	0,24%
Medidor con Deslizamiento	16	0,16%
Reubicación medidor	73	0,73%
Sin Energía	953	9,54%
TOTAL	9.988	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 a clientes sin energía, no registran consumo y a reubicaciones de medidores.

Pérdidas de Energía

Al término del ejercicio económico del año 2011, de acuerdo al Balance Energético; mismo que será analizado más adelante, se llegó a obtener el 11.88% de pérdidas de energía eléctrica de todo el sistema, porcentaje que en términos de energía representa 33.901,91 MWh/año.

Cabe indicar que en el porcentaje de pérdidas antes mencionado se encuentra incluido las pérdidas técnicas, mismas que alcanzan al 8.52%; en consecuencia, las pérdidas no técnicas alcanzaron al valor de 3.36%.

5.4 Resultados

5.4.1 Análisis de Variación Comercial

Número de Clientes

Al término del ejercicio económico del 2011, la Empresa obtuvo un crecimiento respecto al año 2010 del 3.29% lo que significa un incremento de 4.906 clientes, se debe indicar que los medidores que realmente se instalaron fueron 6.400, 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 2011, 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 2011 no está considerados en el archivo en referencia.

Facturación.

Comparando los valores facturados por concepto de venta de energía, entre los años 2010 - 2011 observamos que existe un incremento de energía facturada en el valor del 6.75%, lo cual representa 15.896,08 MWh mas que lo facturado en el año 2012. En la energía disponible (generación + Compra), también existe un incremento del 5.18% que representa



14.052,08 MWh; como se puede ver el incremento en el requerimiento de energía es menor al incremento de lo facturado.

Respecto a valores monetarios, la facturación con respecto al año 2009 se ha incrementado en 1.206,54 miles de dólares, que representa el 5.12%.

Recaudación

Se debe indicar que en el año 2011 comparado con lo considerado en el presupuesto del año (98%), se a recaudado con incremento en 0,71%, que representa una recaudación adicional de 181.143 dólares, lo cual da como resultado una mayor liquidez a la empresa.

Cartera Vencida

La cartera vencida de los valores que corresponden a la Empresa, comparado con el año 2010, se incremento en US\$ 210.480, pese a que la facturación se incremento en US\$ 1.759.590 y la recaudación se incremento en US\$ 1.603.520 .

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 (98,71%) superior al estimado en la proforma presupuestaria (98%); uno de los factores mas importantes que dificulta mejorar aún mas 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 con un porcentaje del total de clientes del 87.31% y pequeños comercios o negocios que representan el 10.22%, significa que estos clientes representan el 97.43%. 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 2012 intensificar las gestiones y poder mejorar más estos índices.

Las emisiones vencidas con respecto al cargo promedio del año, se tiene que para el para el año 2010 fue de 1.06 emisiones vencidas y para el 2011 es de 0,98 emisiones vencidas, concluyendo que en emisiones vencidas la cartera vencida ha disminuido.

Pérdidas de Energía.

En el ejercicio del año económico de 2010, la Empresa Eléctrica Riobamba S.A obtuvo el 13.17% de pérdidas de energía eléctrica total del sistema, en tanto que para el año 2011 se obtiene el índice de pérdidas del 11.88%; por



tanto existe un decremento del 1.29% con respecto al año 2010, de igual forma existe una disminución en el 2011 respecto del 2010 de 1.844,09 MWh de pérdidas de energía; existen varias razones por las cuales se a producido esta disminución, las mismas que son explicadas ampliamente en el informe del departamento de Control de Pérdidas, el mismo que es parte de este informe.

CONTROL DE PÉRDIDAS CORRESPONDIENTE AL AÑO 2011

1. Antecedentes

Al finalizar el año 2010, la Empresa presentó un índice de pérdidas totales del sistema de 13,17%, de los cuales el 9,09% corresponden a pérdidas técnicas y la diferencia, 4,08% son pérdidas no técnicas.

Con el objetivo de disminuir el índice anual de pérdidas no técnicas, se planteó el programa de reducción para el 2011 fijando una meta anual del 12,30% respecto a la energía total disponible en el sistema. El programa consistió de los siguientes proyectos:

- 01-11: Control de clientela masiva
- 02-11: Control de clientes especiales
- 03-11: Cambio de medidores obsoletos
- 04-11: Cambio de acometidas y medidores en circuitos readecuados.

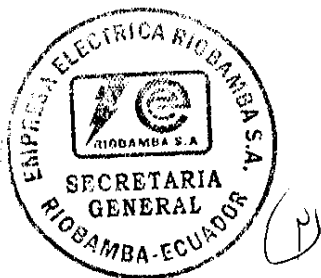
Para elaborar este informe se ha utilizado la información del sistema de Comercialización, Generación, Planificación y Control de Pérdidas.

2. Resultado de los proyectos:

2.1 Proyecto 01-11: 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.

Como estrategia para cumplir esta acción dividimos geográficamente al Distrito Riobamba por sectores y realizamos las inspecciones de todos los servicios que corresponde al sector seleccionado, destinando 4 grupos de trabajo. También, atendimos las denuncias presentadas por clientes internos y externos tanto para la ciudad como los sectores rurales.

A principios del año planificamos realizar 8.000 inspecciones de campo que nos permita ubicar 1.200 novedades. El aporte esperado de recuperación anual de pérdidas de este proyecto era de 300,00 MWh ó 0,11%.

Hasta diciembre de 2011, se realizaron 17.859 inspecciones, lo cual trajo como consecuencia ubicar 1.306 novedades, por lo que fue necesario normalizar igual número de servicios

El control de la clientela masiva estuvo dirigido al sector rural y en algunos sectores de Riobamba.

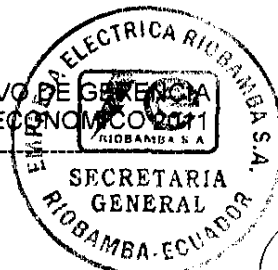
2.2 Proyecto 02-11: Control de Clientes Especiales:

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.

Ejecutar esta acción implica poseer conocimientos técnicos a nivel de ingeniería en cuanto a manejo de equipos de comprobación, software de medidores y pruebas con líneas energizadas para acreditar el correcto funcionamiento de transformadores de medida y medidores electrónicos, para ello se conformó un grupo entre el Ingeniero asistente, el Tecnólogo auxiliar y la jefatura mas el transporte

Se planificaron realizar 100 inspecciones técnicas, esperando encontrar 10 novedades. El valor esperado a recuperación anual era de 35 MWh ó 0,010%

Realizamos 47 inspecciones, encontrando 6 novedades en total. La evaluación de beneficios se presenta más adelante. Esta actividad la realizamos hasta el mes de abril, fecha hasta la cual colaboró el ingeniero asistente.



A partir de octubre, hemos empezado a utilizar medición inteligente cambiando el medidor electrónico con memoria interna a medidor con telemida de 6 clientes especiales, lo cual nos permite disminuir al mínimo los errores de lectura y facturación del segmento de grandes clientes.

2.3 Proyecto 03-11: 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 816 MWh ó 0,33%. 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

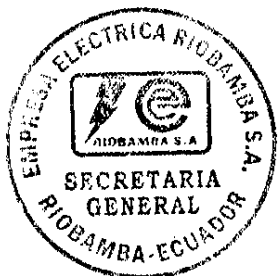
En total se realizaron 6.400 cambios de medidores obsoletos. De este total, por consumos ceros se cambiaron 1.469 medidores, los restantes 4.931 son los cambios realizados por los departamentos de Control de Pérdidas, Acometidas y Medidores y Agencias.

Respecto a los consumos ceros, debemos indicar que realizamos un total de 3.148 inspecciones, de las cuales se cambiaron 1.276 medidores por obsoletos y 193 por infracciones, lo que representa el 47%.

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

La Dirección de Ingeniería y Construcciones durante el año 2011, 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 11 con un total de 58 circuitos secundario y que se desglosa de la siguiente manera: Paquibug (11), Pantaño, Quimiag y Licán (9), santa Rosa, Yuigan y Vergel (19), Calpi Balcashi y San Isidro (13), y Candelaria (6).



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

Los clientes involucrados en este proyecto fueron 599 de los cuales fueron cambiados 447 acometidas y medidores ,126 reubicaciones y retirados del servicio 36. La red secundaria blindada en total fue aproximadamente de 45,49 Km, así como también 8,44 Km de acometida antifraude.

3. 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.

3.1 Refacturación:

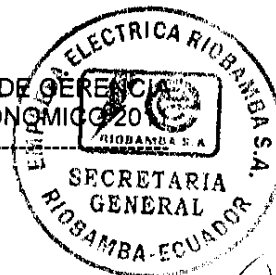
Durante el año 2011, se normalizó, calculó y tramitó los siguientes valores:

**Reliquidaciones y Refacturaciones
2011**

	Energía (KWh)	Valor (USD)
Reliquidación	281,288	30,085.78
Refacturación	508,495	54,444.89
Total	789,783	84,530.67

Fuente: Estadística de Facturación EERSA

Por este concepto se facturó 789.783 KWh lo que representa USD 84.530,67. De este total 281.288 KWh equivalente a USD 30.085,78 corresponde a reliquidaciones, y 508.495 KWh valorado en USD 54.444,89 son refacturaciones. Todos estos valores están agregados a la facturación de la Empresa.



3.2 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 2011

Proyectos	Recuperación		
	MWh	%	USD
Proyecto 01-11	634.77	0.2224	69,824.38
Proyecto 02-11	18.00	0.0063	1,980.00
Proyecto 03-11 (obsoletos)	578.32	0.2026	63,614.98
Proyecto 04-11	79.06	0.0277	8,696.6
Proyecto 05-11 (ceros)	280.77	0.0984	30,885.11
Total	1,590.92	0.5574	175,001.07

Fuente: Estadísticas Control de Pérdidas y EERSA

En total, se recuperó 1.590,92,67 MWh/año (equivalente a 132,57 MWh/mes) valorado en USD 175.011,07/año (equivalente a USD 14.584,25/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 0,5574% de la energía disponible en el sistema.

4. Indicadores de pérdidas no técnicas:

A continuación realizamos una comparación de los principales indicadores de pérdidas no técnicas de los años 2010 y 2011.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

Guadro comparativo de indicadores de Pérdidas no Técnicas

Indice	unidad	2010	2011	Diferencia
Inspecciones realizadas	Nº	14,686	17,906	21.9%
Novedades encontradas	Nº	2,302	1,306	-43.3%
Medidores cambiados	Nº	6,000	6,400	6.7%
Recuperación Energética	MWh/mes	232.38	132.57	-43.00%
Recuperación Financiera	USD/mes	25,562.23	14,584.25	-42.9%
Refacturación Energía	MWh	501.05	789.78	57.6%
Refacturación valores	USD	60,231.23	84,530.67	40.3%
Recuperación Energética total	MWh/año	3,289.66	2,380.62	-909.03
Recuperación Financiera Total	USD/año	366,977.99	259,541.67	-107,436.32
Pérdidas no Técnicas	MWh/año	11,076.59	9,577.87	-1,498.72
% de pérdidas no técnicas [1]	%	4.08	3.36	-0.72
Pérdidas Técnicas	MWh/año	24,669.31	24,324.04	-345.27
% de pérdidas [1]	%	9.09	8.52	-0.57

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 2.380,62 MWh lo que equivale a USD 259.541,67. De igual forma, en cuanto al índice de pérdidas no técnicas se observa un decremento de -0,72% en porcentaje respecto a la energía disponible en el sistema.

5. Actividades Administrativas:

En la parte administrativa del departamento tratamos todas las infracciones con los clientes en la cual se les explicó sobre las medidas técnicas y económicas que se tomaron para normalizar el servicio.

En lo que respecta a la parte técnica, tendientes a minimizar la posibilidad de alteraciones en los medidores y acometidas, fue necesario realizar para cada cliente todo el trámite de cambio de medidor, egresos y reingresos de materiales, ingresar información de instalación anterior y nueva, y ejecutar el trabajo físico de cambio de medidor.

En las medidas económicas, se realizó el análisis estadístico histórico de consumos, cálculos y emisión de facturas por refacturaciones y



reliquidaciones. Para el caso de clientes con demanda se realizó los respectivos estudios de análisis de carga. También, con este grupo colaboramos en la atención de reclamos técnicos de facturación, esto es, factor de potencia y demanda facturable.

También se elaboró las liquidaciones semestrales de incentivo económico que tiene establecido la Empresa por denuncias de infracciones al servicio

6. Balance Energético:

A fin de realizar una evaluación total de pérdidas de energía, hemos procedido a elaborar el balance energético del año 2011 a base de la información proporcionada por las Direcciones de Operación y Mantenimiento, Comercialización y el Departamento de Planificación:

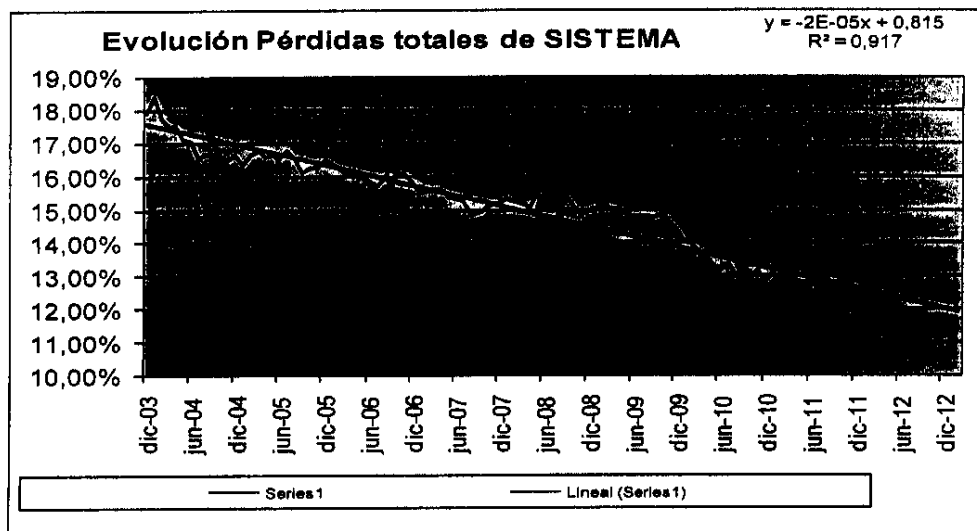
El balance energético del 2011, señala una disponibilidad neta de energía en el sistema eléctrico de 285.399,84 MWh, de los cuales se facturó a clientes regulados 251.497,95 MWh; existiendo una pérdida total de energía de 33.901,91 MWh lo que representa el 11,88% de la energía disponible del sistema. De este total, 24.324,04 MWh (8,52%) corresponde a la parte técnica (pérdidas operacionales) y 9.577,87 MWh (3,36%) a las pérdidas no técnicas (pérdidas comerciales). Comparado con el índice de pérdidas anual del sistema correspondiente al 2010 (13,17%), se tiene una reducción neta de pérdidas de 1,29%.

Las pérdidas técnicas han disminuido -0,57%, en tanto que las pérdidas no técnicas se reducen en -0,72%, lo cual significa que la reducción neta de pérdidas totales es de -1,29%.

7. Análisis de tendencia de pérdidas:

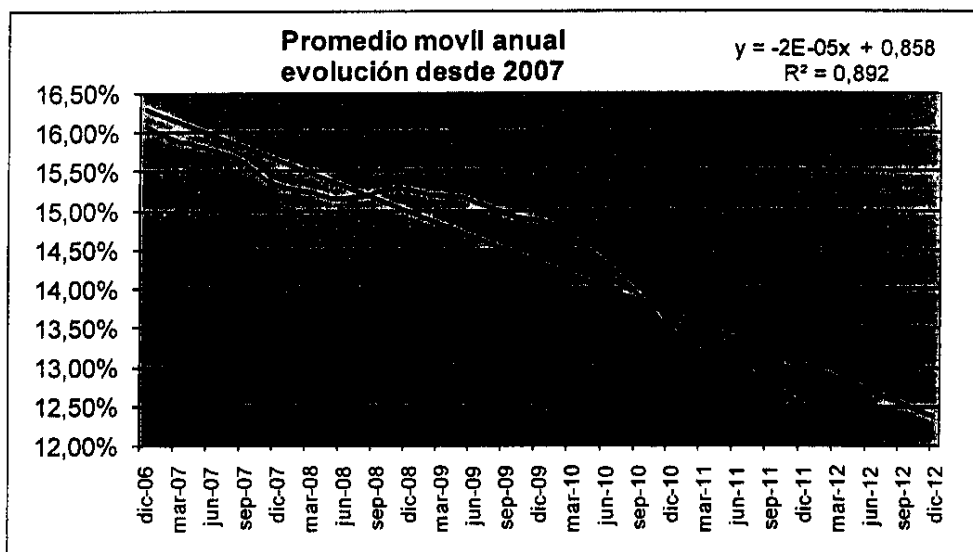
Es importante realizar un adecuado análisis de tendencia de pérdidas en el tiempo con la finalidad de observar su crecimiento o decremento. Para estudiar el comportamiento y tendencia de las pérdidas, utilizaremos la recomendación del Manual Latinoamericano para el control de pérdidas eléctricas, que 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 -0,063% mensual con un factor de determinación del 91.7%.

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



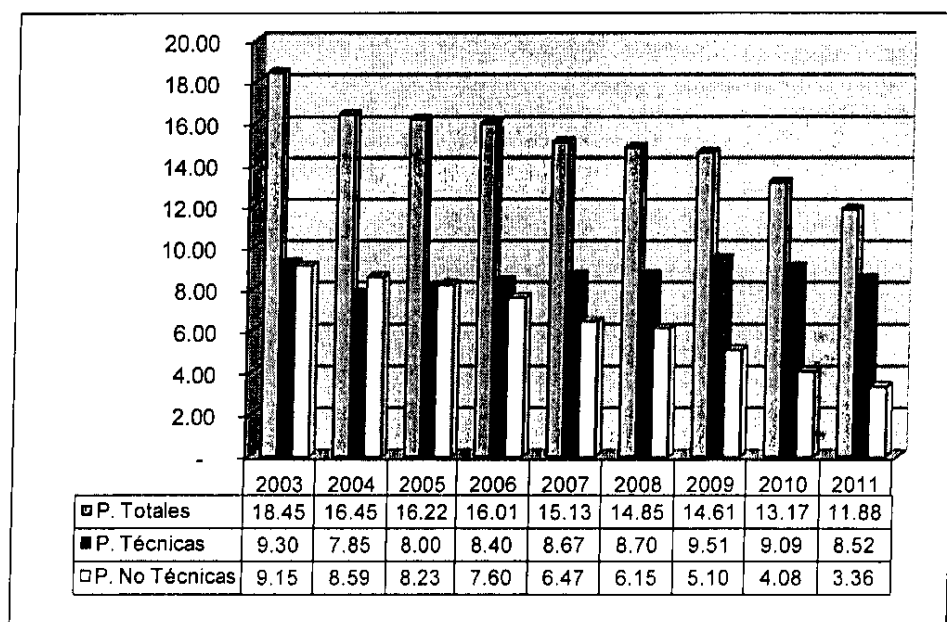
En los dos casos se observa el importante resultado obtenido en el control y reducción de pérdidas de los años 2010 y 2011. El valor alcanzado en el 2011 es el mas bajo del histórico de la Empresa

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

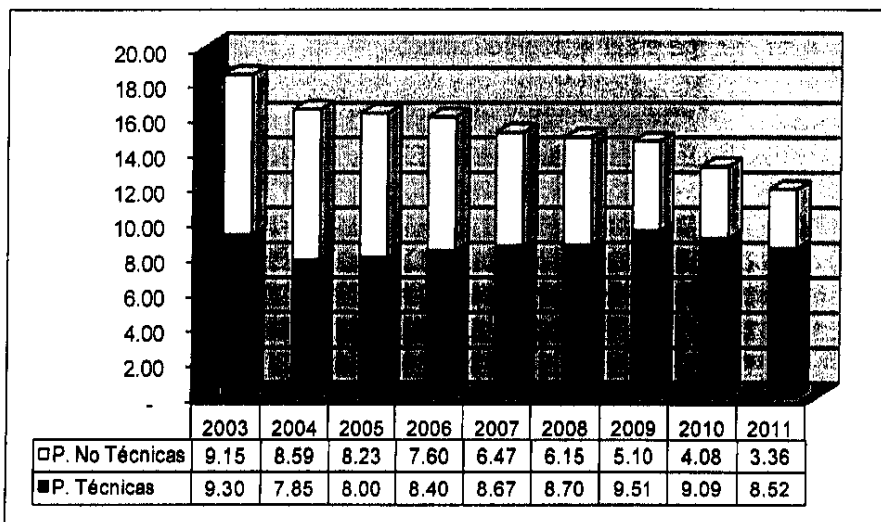
Pérdidas totales del sistema

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

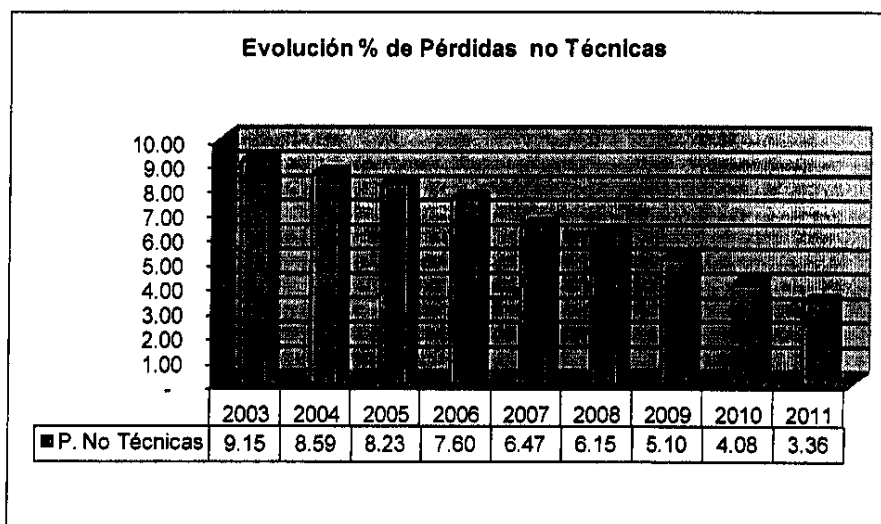
Desde el año base 2003 hasta el 2011 se tiene una reducción acumulada del 6,57%; esto es, existe un reducción a una razón promedio de 0,82% anual. Los índices anuales de pérdidas totales, técnicas y no técnicas se ilustran a continuación.



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.

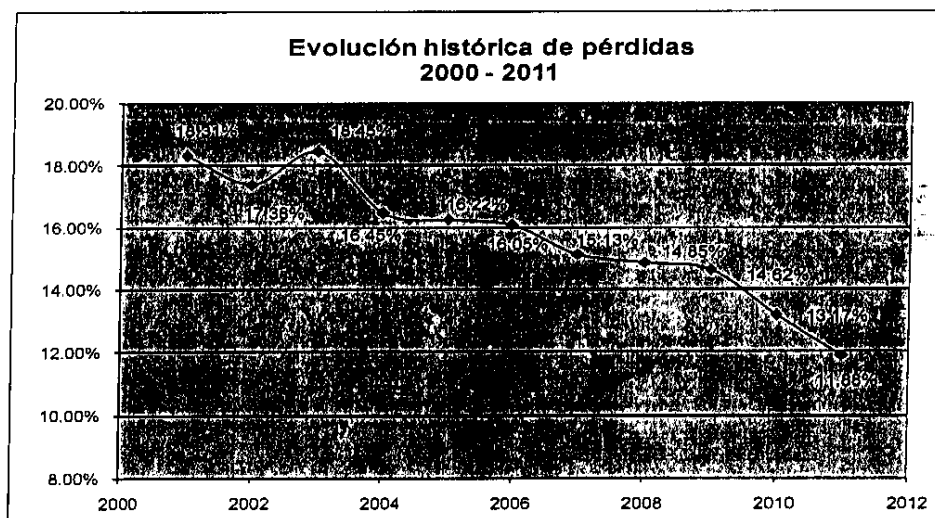


De igual forma, podemos decir que las pérdidas no técnicas de energía han evolucionado del 9,15% en 2003, a un valor de 3,34% logrado en el 2011; de hecho, se ha conseguido una reducción acumulada de 5,07%, tal como se muestra en el siguiente gráfico:



8. Evolución histórica de las pérdidas de energía

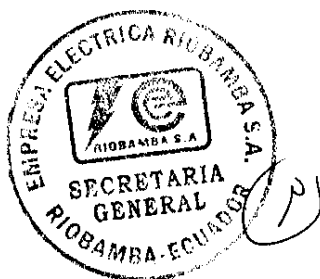
Es importante también mantener la visión en el largo plazo sobre la evolución de pérdidas de la empresa para medir el impacto de las acciones que se han tomado en el cumplimiento del objetivo de reducirlas hasta un valor que sea técnica y económicamente aceptable para la empresa. En el siguiente grafico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



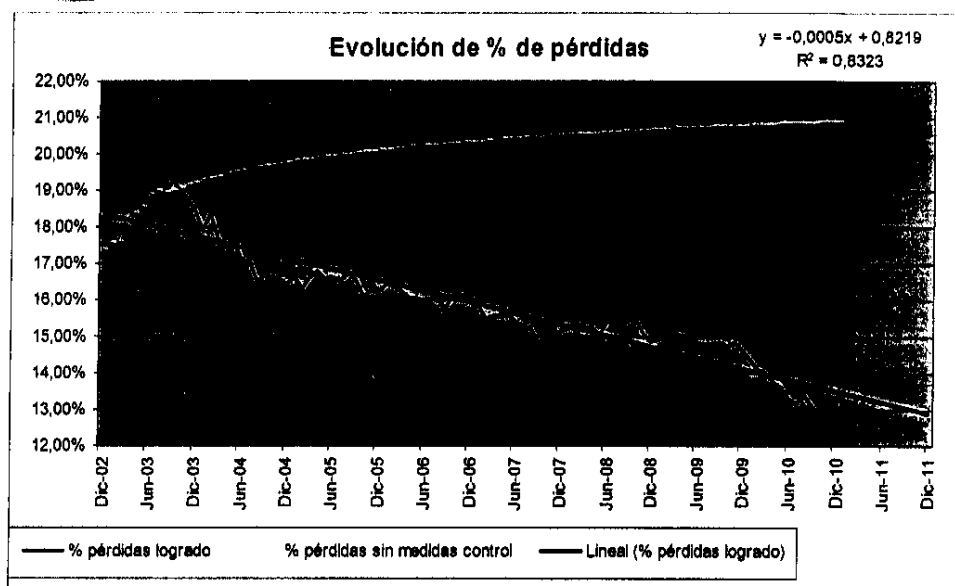
Podemos ver que antes de 2003 la Empresa presentaba pérdidas promedios del 18% con variaciones mensuales muy significativas, lo cual no permitía que los resultados obtenidos sean sostenibles. A partir de 2003 se viene tomando acciones para reducir las pérdidas no técnicas, lo que ha permitido obtener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

9. 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.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

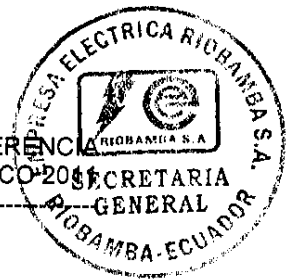


Sin medidas de control, a diciembre de 2011 el nivel de pérdidas estimado hubiese sido de 21,03%, que comparado con el nivel real alcanzado de 11,88% con medidas de control, tenemos que el beneficio logrado es 9,15% menos en pérdidas. El beneficio de controlar y reducir las pérdidas ha permitido que la empresa en 2011 dejó de perder 1 menos: 26.085,55 MWh lo que representa USD 2'086.843,33 aproximadamente.

Finalmente, es importante indicar que los resultados logrados fueron obtenidos gracias a la participación de todo el personal que trabajamos en el control de pérdidas, los demás departamentos de la Dirección de Comercialización y la Dirección de Ingeniería y Construcción; así como también del apoyo de la Dirección de Comercialización y la Gerencia para la cumplimiento del programa planteado.

10. Conclusiones:

- Las pérdidas totales de energía en el año 2011 fueron 11,88%, las pérdidas no técnicas de energía 3,36% y pérdidas técnicas de 8,52%. Estos valores se ubican dentro de los estándares internacionales establecidos en 12%; además, se convierte en un valor histórico para la Empresa.
- La reducción de pérdidas totales, respecto al año 2010, fue de 1,29%
- Se cumplió con el objetivo estratégico de reducir las pérdidas totales al 12% hasta diciembre de 2011.



- El blindaje integral de redes, acometidas y medidores, de acuerdo a los resultados obtenidos, es una medida efectiva para controlar las pérdidas no técnicas y cartera vencida.
- Empezamos a utilizar telemedición mediante medidores inteligentes en 6 de nuestros grandes clientes, reduciendo a cero el error de lectura y facturación.
- La Dirección de Ingeniería y Construcción, participó en el proyecto de blindaje de redes en lo referente al diseño y construcción de las nuevas redes. También participaron los departamentos de acometidas y medidores, agencias y los ingenieros contratistas que ejecutaron los proyectos FERUM en cambios y reubicación de medidores.

11. Recomendaciones:

- Para el caso del sector urbano se debe continuar con el programa de cambio de medidores que han cumplido su vida útil así como el de reubicación y blindaje de acometidas y medidores. Se debe blindar redes secundarias en aquellos sectores que sean necesarios.
- En el sector rural conviene seguir trabajando en una solución integral, esto es blindar redes, acometidas y medidores, además de cambio de medidores que han cumplido su vida útil.
- Continuar con el control en la Clientela con Demanda, cambiando medidores a electrónicos y cambio o reemplazo de transformadores de medida en toda la provincia. También se debe continuar con el cambio a medición inteligente en los clientes más importantes
- Es recomendable continuar como política de la Empresa el empleo de redes preensambladas especialmente en el sector rural, ya que el beneficio no solo es por el lado de las pérdidas sino también por recuperación de cartera y disminución de quejas por mantenimiento.
- Mantener la participación de la Dirección de Ingeniería y Construcción en los proyectos de cambios de redes abiertas por aisladas, así como los demás departamentos de la Dirección Comercial.



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 presentada al Mercado Consumidor.

Estos índices son informaciones que se refieren al área Comercial, que en forma general representan la situación actual y que están enfocados a lo siguiente:

Tabla de Índices de Gestión Comercial

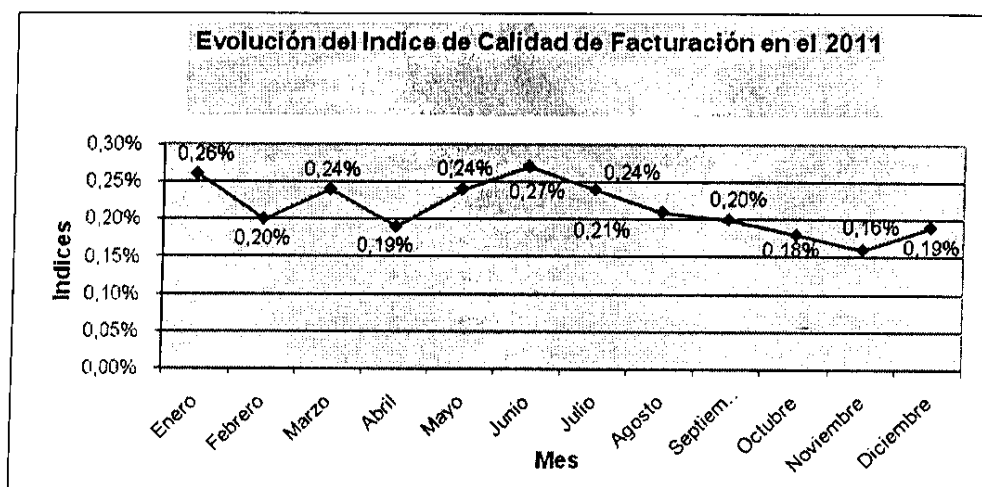
Concepto	2010	2011
Tasa de Reclamos Comerciales	0.53%	0.56%
Pérdidas de Energía	13,17	11,88%
Calidad de Facturación	0.19%	0.21%
Calidad de lecturas	91,17%	91.17%
Período Medio de Cobro (días)	42	44
Eficiencia de Recaudación	99,23%	98,71%
Incidencia de Cartera Vencida	8.76%	9,35%
Indice de Cartera Vencida (emisiones vencidas)	1.05	1.12

Tasa de Reclamos Comerciales

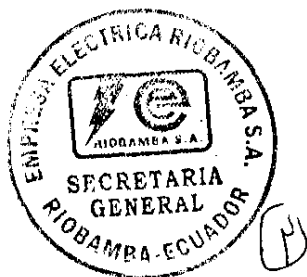
La tasa de reclamos se encuentra dentro del rango aceptable, esto es, menor al 1%.

Calidad de Facturación

Indice de Calidad de Facturación			
Mes	Refacturación	Facturación	Indice
Enero	379	147.628	0,26%
Febrero	296	148.055	0,20%
Marzo	352	148.624	0,24%
Abril	277	148.956	0,19%
Mayo	355	149.262	0,24%
Junio	397	149.688	0,27%
Julio	357	150.092	0,24%
Agosto	313	150.551	0,21%
Septiembre	301	150.713	0,20%
Octubre	268	151.156	0,18%
Noviembre	240	151.621	0,16%
Diciembre	291	152.029	0,19%
TOTAL	3.826	1.798.375	0,21%



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 0,21%, índice que se encuentra dentro del rango normal de aceptación referencial (< al 0,5%); las lecturas del sector rural se vienen tomando con



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

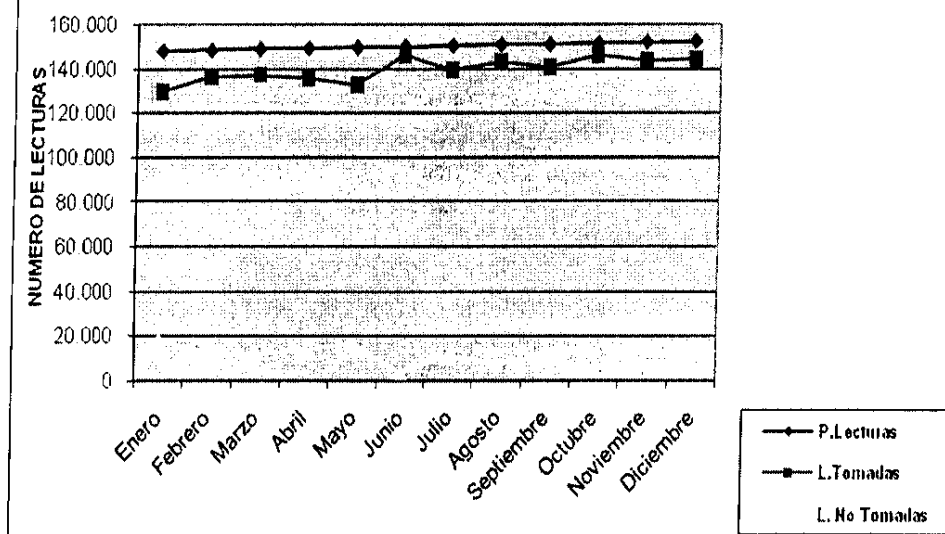
equipos electrónicos (PANDS) y no manualmente en catastros, esto permite que la descarga de las lecturas se lo realice automáticamente y se evite la digitalización de las mismas, evitando de esta manera los errores de digitación, garantizando de esta manera una mejor calidad en la facturación, índice que se encuentra dentro de los parámetros técnicos aceptables; uno de las estrategias que incide en tener un buen índice es la de realizar los cambios de medidores obsoletos (Se realizaron 10.201 eventos) y reubicación de los medidores que se encuentran en el interior de las viviendas (Se realizaron 10.201 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
2011

	P. Lecturas	L. Tomadas	L. no Tomadas
Enero	147.628	129.347	18.281
Febrero	148.055	135.858	12.197
Marzo	148.624	136.938	11.686
Abril	148.956	135.645	13.311
Mayo	149.262	132.517	16.745
Junio	149.688	145.946	3.742
Julio	150.092	139.246	10.846
Agosto	150.551	142.737	7.814
Septiembre	150.713	140.528	10.185
Octubre	151.156	145.738	5.418
Noviembre	151.621	143.686	7.935
Diciembre	152.029	144.135	7.894
Total	1.798.375	1.672.321	126.054
Promedio/mes	149.865	139.360	10.505

COMPORTAMIENTO DE LECTURAS



Respecto a este índice, la Empresa obtuvo el valor de 92.99%; 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 10.201.

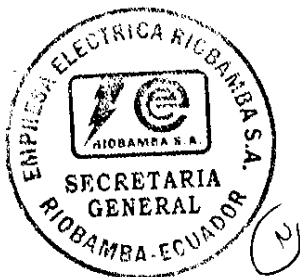
Período Medio de Cobro

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 98.71%, mayor en 0.71% 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



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

gracias a las diferentes gestiones de recuperación de cartera y gracias a la política que tomo 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. .

En base de la disponibilidad de los recursos, se continuará realizando los esfuerzos que sean necesarios para mantener recaudaciones aceptables y de esta manera disminuir la cartera vencida.

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 2011 fue del 9.35%.

Índice de Cartera Vencida.

Nos indica el número de emisiones vencidas; que para el presente caso se determinó en 0,98 emisiones; índice técnicamente aceptable, 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 anteriores. Sin embargo se deberá seguir fortaleciendo las gestiones de cobro a fin lograr reducir la cartera vencida.

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



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



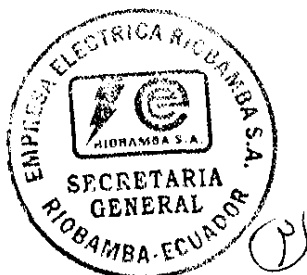
RESUMEN GENERAL

Concepto	2008	2009	2010	2011	Diferencia	Porcentaje
Clientes	133.579,00	140.417,00	147.123,00	152.029,00	4.906,00	3,33%
MWh Facturados	198.249,18	220.073,53	235.601,87	251.497,95	15.896,08	6,75%
(Miles US\$) Facturados	21.252,96	22.647,75	23.759,60	25.519,19	1.759,59	7,41%
(Miles US\$) Recaudados	22.480,71	22.379,89	23.586,43	25.189,95	1.603,52	6,80%
% de recaudación	105,78%	98,82%	99,27%	98,71%	-0,56	0,56%
* Cartera Total (Miles US\$)	1.947,81	2.112,66	2.210,00	2.449,45	239,45	10,83%
* Cartera Vencida (Miles US\$)	1.395,32	1.621,20	1.653,02	1.869,50	216,48	13,10%
Emisiones vencidas	0,79	1,05	1,06	0,98	-0,08	-7,55%
Pérdidas de Energía Total del Sistema	14,85%	14,61%	13,17%	11,88%	-1,29	-9,95%
Nuevos servicios	5.715,00	7.517,00	7.837,00	6.400,00	-1.437,00	-18,34%
Cambio de medidores	3.846,00	5.506,00	6.000,00	7.647,00	1.647,00	27,45%
Reubicación de medidores	3.966,00	2.156,00	2.554,00	3.320,00	766,00	29,99%
Retiro de medidores	1.253,00	973,00	1.237,00	1.788,00	551,00	44,54%
Total inspecciones realizadas	21.462,00	25.286,00	23.767,00	26.138,00	2.371,00	9,98%
Total de instalaciones realizadas	18.202,00	19.710,00	20.817,00	22.535,00	1.718,00	8,25%
Número de Facturaciones	1.577.300,00	1.643.798,00	1.728.090,00	1.798.375,00	70.285,00	4,07%
Número de Refacturaciones	2.182,00	2.022,00	3.240,00	3.826,00	586,00	18,09%
% de Refacturaciones	0,14	0,12	0,19	0,21	0,02	10,53%
Recuperación de Pérdidas (MWh)	3.254,32	1.817,11	3.289,66	2.380,62	-909,03	-27,63%
Recuperación de Pérdidas (US\$)	419.725,52	215.366,32	366.977,99	259.541,67	-107.436,32	-29,28%
Lecturas tomadas	1.450.993,00	1.537.217,00	1.564.673,00	1.672.321,00	107.648,00	6,88%

* 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 y 2011, 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 han 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.

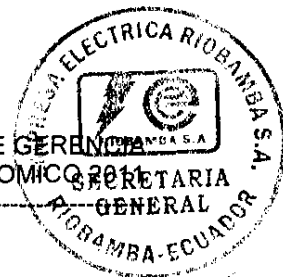
En los valores de cartera vencida, se presenta un incremento de US\$ 216.480,00 comparado con el año 2010, pese a que se incremento los valores facturados en US\$ 1.759.590.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

En el 2011 se ha logrado una disminución importante en el porcentaje de pérdidas que es del 1.29%, pese a que resulta difícil lograr disminuciones como la lograda, considerando que nuestros clientes en su mayoría son residenciales y de estos el mayor porcentaje son rurales; esto lógicamente dificulta enormemente realizar un control global de todos los clientes, es necesario realizar un trabajo en un número considerable de comunidades a un costo alto para poder lograr una disminución de un valor representativo; se debe indicar también que mientras mas bajo es el porcentaje de pérdidas, más difícil es disminuirlo; como se puede ver en el cuadro resumen las pérdidas de energía año a año se ha logrado ir disminuyendo el valor.

- 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 2010, en un valor mínimo comparado con los valores facturados, significa que se esta 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 las fechas en las cuales se realiza la facturación del sector rural en 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, mediante 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 a permitido tener controlado a este sector.
 - A los clientes que pese a las gestiones anteriormente indicadas no cancelan, se procede a retirarles el medidor y se pasa a Asesoría Jurídica para que se sigan las acciones legales que correspondan.
 - Se realizo el retiro de medidores abandonados o sin uso o de aquellos clientes que tienen un número considerable de meses vencidos o se encuentran los medidores abandonados.
 - Con la continuación de la aplicación de la política que tomo 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 a seguido logrando cobrar deudas altas y de varios meses de deuda, 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. (1)

- En este año se ha logrado disminuir un porcentaje importante 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 a 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 a permitido la recuperación de energía y valores para la Empresa.
- El problema de pérdidas debe ser una política de Empresa, en la cual debe involucrarse todas las áreas, también me permito recomendar que de ser posible se trabaje a través de los señores Accionistas para en su calidad de representantes de la Empresa y de la ciudadanía, se pueda realizar un trabajo en conjunto para lograr concientizar a los clientes en cuanto a la cultura de pago y en el no hurto de la energía eléctrica; será necesario que exista el soporte legal, que sería un mecanismo efectivo con el que se podrá tener resultados positivos.
- La política que se tomo a partir del año 2007 de utilizar medidores electrónicos en lugar de electromecánicos, también ha ido ayudando a ir disminuyendo 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 a nuestros clientes, 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 a 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 logrando 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 125.000 clientes cuentan con el servicio de recaudación en línea que representa el 83% del total de clientes; también se mantienen



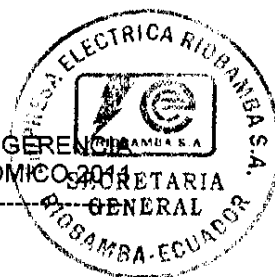
INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

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. En el mes de agosto del 2011, se firma un convenio para cobros mediante las Tarjetas de Crédito Diners Club, Master Card y Visa.

- En este año se ha implementado la instalación de medidores de telemedida en nuestros clientes más importantes, como son Cemento Chimborazo, Ecuatoriana de Cerámica, Centro Comercial, ESPOCH y Universidad de Chimborazo; esto ha permitido que tengamos la información diaria de todos los parámetros y tener un mejor control sobre estos clientes, 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 por parte de los clientes, ya están ellos también 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, para este año se tiene previsto instalar a 10 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 PLANTEADOS Y CUMPLIMIENTO

Concepto	OBJETIVO	EJECUTADO	Diferencia	Porcentaje
% de Recaudación	98,00%	98,71%	0,71%	12,95%
% Perdidas de energía del sistema	12,00%	11,88%	-0,12%	-9,85%
Instalación de Nuevos Servicios	6.000	6.400	400,00	6,67%
Cambio y/o reubicación medidores	8.000,00	10.967,00	2.967,00	37,09%
Retiro de medidores	1.000,00	1.788,00	788,00	78,80%
Inspección de medidores	8.500,00	17.906,00	9.406,00	110,66%



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 ves 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 son a disminuir dentro de lo que se tiene previsto en el Plan Estratégico de la Empresa y lo dispuesto por el Ministerio de Electricidad, se debe resaltar que en el 2010 y en el 2011 la disminución lograda es la mayor de los últimos 10 años.

Se espera en el 2012 continuar cumpliendo los planes operativos que se tienen diseñados, que sin duda son una herramienta muy importante, con lo cual se espera lograr realizar una mejor gestión especialmente en las áreas críticas y obtener mejores índices de gestión, para lo cual se espera contar con el apoyo de todas las áreas, así como de la Gerencia que deberá asignar los recursos necesarios; se espera también que exista el compromiso de todos quienes hacemos la empresa tendiente a cumplir con los planes operativos e ir cumpliendo con los objetivos y metas planteadas, esto le permitirá a la Empresa ser mas eficiente, rentable y sostenible en el tiempo.

Finalmente debo dejar la 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 de los diferentes departamentos y secciones de la Dirección Comercial, del Departamento de Informática, así como al apoyo que ha dado la Gerencia.

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



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

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. 5'499,384.12.

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 45,09%.

En subtransmisión las obras programadas se han cumplido en un 11,91%, en esta etapa funcional se ejecutaron las siguientes obras: Se concluye con el montaje del disyuntor de 69 KV; la ejecución de la instalación de relés de sobrecorriente cableado.

La etapa de distribución se ha cumplido en el 29,98%, 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 2009 Inicial, en la Provincia de Chimborazo se ejecutó hasta la presente fecha el 36,92 sin embargo el programa FERUM 2011 en la actualidad tiene un avance del 58,44%.

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 2012.

Para las obras financiadas con utilidades de la EERSA, se programó una asignación de USD. 1'508,761.48 en reforma, de los cuales se ejecutó USD. 503,042.86 que corresponde al 33,34%.

En la etapa funcional de instalación a abonados se ha dotado de equipos de medición y acometidas por el valor de USD. 1'313,536.87 de los USD. 1'735,135.50 programados en la reforma presupuestaria, correspondiendo al 75,70% su ejecución, procediendo a instalar 4.906 medidores para nuevos servicios, también se ejecutaron 6.400 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 2011, estas obras fueron ejecutadas en el 84,73%, es decir USD. 618,525.80 de los USD 729,988.63.

En cuanto al plan de adquisiciones, el cumplimiento es del 37,31% ya que se adquirieron materiales, suministros y equipos por un valor de USD. 6'646,954.21 de los USD. 17'817,597.44 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 EJECUCIÓN FINANCIERA
DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES
(VALORES EN DOLARES)**

ETAPAS FUNCIONALES	REFORMA PRESUP.	EJECUCIÓN PRESUP.	% E. f(R).
INSTALACIÓN SERVICIO ABONADOS	1,735,135.50	1,313,536.87	75.70
BIENES E INSTALACIONES	4,156,960.04	1,366,043.51	32.86
GENERACIÓN HIDRÁULICA	138,203.80	62,315.69	45.09
GENERACIÓN A COMBUSTION INTER	0.00	0.00	
SUBTRANSMISIÓN	1,646,100.00	195,998.70	11.91
DISTRIBUCION	8,542,940.13	2,561,489.35	29.98
TOTAL	16,219,339.47	5,499,384.12	33.91

*Valor Presupuestado Reformado

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 2011 se efectuaron 08 Juntas de Accionistas de las cuales se tomaron 35 resoluciones; y, 11 sesiones de Directorio con 60 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.

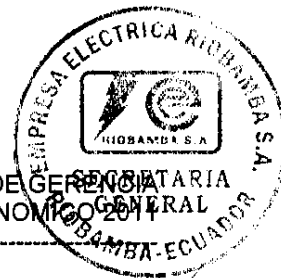
7.3.1. Asesoría Jurídica

El Departamento de Asesoría Jurídica como una Unidad de Asesoría y apoyo, durante el año 2011 y cumpliendo con la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Compras Públicas, ha continuado participando en la asesoría de los procesos de contratación de las diferentes áreas de la Empresa, así como también ha participado en análisis de documentos en ocasiones cuando se ha requerido la intervención por parte de las distintas Comisiones.

La recuperación de cartera vencida se ha realizado en respuesta a los requerimientos hechos por las áreas involucradas en este proceso, debiendo puntualizar que la Empresa cuenta con el Reglamento para la aplicación de la acción Coactiva que la Ley de Empresas Públicas le otorga.

Durante el año 2011 se continuó con la defensa de 10 reclamaciones laborales por parte de personal de jubilados de la Empresa, por considerar que tenían derecho al retroactivo de los beneficios de Contrato Colectivo de Trabajo de la Empresa, por el período 2008-2009, causas que se tramitaron ante el Juez del Trabajo de Chimborazo, obteniéndose diez sentencias favorables en primera y nueve segunda instancia; y en cinco causas los actores de estos juicios han presentado recurso de hecho ante la Corte Nacional de Justicia, pretendiendo que se les acepte a trámite el recurso de casación indebidamente interpuesto y negado por la Corte Provincial de Justicia, sin obtener resultados de este recurso hasta la presente fecha.

Adicionalmente se ha participado en los múltiples requerimientos en los que la Empresa se ha visto involucrada, en reclamos administrativos en la Defensoría del Pueblo o por efecto de aplicación de la Ley de Defensa del



consumidor; así como en reclamaciones administrativas tributarias, procedimientos civiles, penales y demás trámites internos administrativos. (P)

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 Auditorías 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 ha realizado varias tareas 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 permiten el correcto funcionamiento, mantenimiento y crecimiento tanto de los Sistemas Informáticos como de la Infraestructura Tecnológica de la Empresa, lo que permite brindar servicios de diversa índole a los usuarios con un alto índice de calidad 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-hose 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 Bodegas Agencias (Desarrollo IN-HOUSE).
 - Control de Documentación (Docucenter digital) (Desarrollo de Software IN-HOUSE).
 - Envío de Estados de Cuenta a usuarios del Sistema Comercial a través de e-mail (Desarrollo IN-HOUSE).
 - Módulo Para gestión de personal con capacidades Especiales (Desarrollo IN-HOUSE).
 - Renovacion de auto impresores para el Sistema Comercial (Desarrollo 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 cláusulas 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.

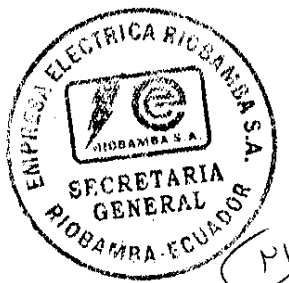
Se encuentran instalados los siguientes enlaces de fibra a los cuales se les realiza un mantenimiento constante

- ✓ Enlace S/E 1 -> Edificio Matriz (Enlace de 1,5 km de extensión)
- ✓ Edificio Matriz -> Edificio Antiguo (Enlace de 700 m de extensión)
- ✓ S/E 2 -> Oficina Bodega FERUM (Enlace de 200 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

7.3.4. Planificación

- Se realizó el estudio de flujos de carga y análisis de cambio de calibres de los alimentadores S/E2, S/E3 a fin de mejorar las condiciones operativas y disminuir las pérdidas técnicas en dichos alimentadores, dichos análisis se presentaron como proyectos para mejora de la distribución PMD, siendo precalificados por el CONELEC para ejecutarse en el año 2012 con recursos del Estado. **Dando cumplimiento al OBJETIVO 3 y 4 del Plan Operativo que es Analizar los circuitos primarios para readecuación de red y reducir las pérdidas de energía al 2011 al 12%, respectivamente.**
- Mensualmente se reporta el valor de pérdidas técnicas por nivel de voltaje, tanto al CONELEC como a la Unidad de Pérdidas de energía de la Empresa. **Dando cumplimiento al objetivo 4 reducir las pérdidas de energía al 2011 al 12%.**
- En cuanto tiene que ver al **Objetivo 10 del Plan Operativo** que tiene que ver con la implantación de un programa de fortalecimiento institucional, se



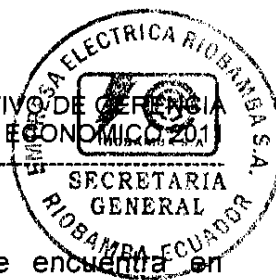
INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

verá cumplida con la contratación y ejecución del Estudio para el Nuevo Esquema Operativo Administrativo, luego de dicho estudio se podrá implantar los tableros de comando, con indicadores de gestión y productividad a nivel estratégico, administrativo y operativo.

- De acuerdo al requerimiento establecido en el Reglamento de Suministro de Electricidad, anualmente la Empresa debe realizar una encuesta de satisfacción del cliente. Por 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 octubre del 2011. **En cumplimiento del Objetivo 8 del Plan Operativo.**
- 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 tanto en el estudio del VAD, y se lo actualiza para la reforma presupuestaria y para la elaboración del presupuesto del año siguiente. **En cumplimiento al objetivo 11 del Plan operativo.**
- 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. 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, detalle de alimentadores primarios y transformadores de distribución, redes secundarias, descripción de cantidades de acometidas, medidores y luminarias.
- Por designación de la Gerencia se participó conjuntamente con el Ing. Silvio Chimbo en las reuniones y Talleres de trabajo convocados por el Ministerio de Electricidad en el proyecto para la implementación del Sistema de información geográfica, divulgación y plan de implantación dentro de la Empresa. Se adquirió todos los requerimientos de Hardware y Software para su implantación y se contrató las consultorías para el inventario de la



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



red a fin de ingresar en el sistema SIG, el cual se encuentra en funcionamiento. (N)

- En lo que tiene que ver a los programas financiados por el estado esto es PMD, PLANREP Y SIGDE, se ha venido reportando mensualmente por pedido del Ministerio de Electricidad través del software GPR el avance de los proyectos indicados.
- En el tema de Calidad del Servicio durante todo el año 2011 y en forma mensual se ha venido llevando a cabo las campañas de medición, de acuerdo a lo establecido en la Regulación CONELEC 004/01, información que es remitida en forma mensual al CONELEC.
- Mediante el sistema Spard, se mantiene actualizada la información enviada por las Direcciones de Ingeniería y Diseño y de Operación y Mantenimiento, información que se remite al CONELEC en informes mensuales y de acuerdo a los requerimientos.
- Durante el cuarto trimestre del año se prepara el estudio del Valor Agregado de Distribución VAD, el mismo que involucra estudios adicionales de proyección de la demanda, estimación de costos de energía eléctrica, estadística detallada de los elementos del sistema de distribución, análisis de costos de mano de obra, 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.



VIII. RELACIONES INDUSTRIALES

Es preciso señalar, como en años anteriores, que a más de constituir una obligación, nuestra gestión y esfuerzo se encaminaron 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 2011, 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.

Debe resaltarse, en este ámbito, que 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 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 procedieron a adoptar, 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, en calidad de trabajadores de planta, sus servicios en la Empresa, al 31 de diciembre de 2011, a quienes se les emitió los nombramientos correspondientes.

Es necesario destacar el especial impulso y atención que, con el apoyo de la Gerencia, se ha continuado dando 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



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO 2011



de optimizar las actividades, programas y recursos que se requieren 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 el sexto curso de "Electricista Básico en Redes Eléctricas", realizado del 06 de junio al 08 de julio de 2011, 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 continuado realizado una permanente e importante inversión económica en 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. Los resultados en materia de seguridad industrial han mejorado significativamente.

Luego del proceso de licitación correspondiente, la Empresa adjudicó a "Colonial Compañía de Seguros y Reaseguros C. A., las pólizas de seguro que amparen los bienes e instalaciones de la EERSA, en los ramos: Incendio Todo Riesgo, Robo y/o Asalto y/o Hurto, Rotura de Maquinaria, Equipo Electrónico, Dinero y Valores, Responsabilidad Civil, Fidelidad y Vehículos, por un valor de prima neta bianual de USD\$469.343,07, por el plazo de dos años, a partir del 20 de agosto de 2011.

En el último trimestre del año 2011, se adquirieron, para las diferentes áreas operativas: siete (7) camionetas Chevrolet Luv D-Max, 4 x 4, doble cabina y dos (2) vehículos tipo grúa, camión 4 x 4, marca Mercedes Benz, estos últimos asignados a las Direcciones de Operación y Mantenimiento y de Ingeniería y Construcciones.

En el mes de diciembre de 2011 se dio de baja y se procedió el remate de nueve (9) vehículos que cumplieron su vida útil de trabajo.

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, contribuirán 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.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

El número de puestos de trabajo que constan en el Distributivo de Sueldos de la EERSA, vigente al 31 de diciembre de 2011, son de 382 partidas presupuestarias.

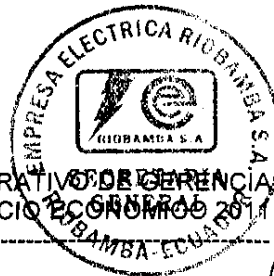
Durante el año 2011, se continuó con la política de llenar las vacantes necesarias para la buena marcha institucional, con nuevos trabajadores permanentes.

- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2010: 217 trabajadores.
- Número de trabajadores estables de la Empresa al 31 de diciembre de 2011: 206 trabajadores.

En el año 2011, dejaron de pertenecer a la Empresa 24 trabajadores: 23 por renuncia voluntaria para acogerse a la jubilación y 1 por fallecimiento. Ingresaron 13 trabajadores para ocupar los cargos de: 1 Asistente de Odontología; 3 Auxiliares de Contabilidad; 5 Electricistas de Agencias; 1 Ingeniero de Telecomunicaciones, 1 Ingeniero Eléctrico de la DOM, 1 Auxiliar de Inventarios y Avalúos y 1 Auxiliar de Distribución.

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

- Planificación, organización, coordinación y control de las actividades relacionadas con la administración de los recursos humanos, seguridad industrial, transportes y servicios generales.
- Dirección, coordinación y supervisión de las actividades y programas desarrollados por las diferentes Áreas que integran esta Dirección: Recursos Humanos, Servicios Generales, Transportes, Seguridad Industrial, Servicio Social, Servicio Médico y Odontológico, Fondos Rotativos y Comisariato.
- Administración del contrato colectivo de trabajo.
- Administración de los sistemas de clasificación, valoración y jerarquización de puestos del personal.
- Administración de las pólizas de seguros contratadas por la Empresa, en los ramos Vehículos y Fidelidad Colectiva.



(2)

- Elaboración de los pliegos para el proceso de licitación para la contratación de las pólizas de seguro que amparen los bienes e instalaciones de la Empresa en los ramos: Incendio Todo Riesgo, Robo y/o Asalto y/o Hurto, Rotura de Maquinaria, Equipo Electrónico, dinero y Valores, Responsabilidad Civil, Fidelidad y Vehículos.
- Se ha intervenido en las reuniones del Comité Obrero Patronal, Consejo Administrativo del Comisariato, Comité de Capacitación y Comisión de Reclutamiento y Selección de Personal.
- Asesoramiento a la Administración y a los señores trabajadores, en asuntos de carácter laboral y manejo de recursos humanos.
- Se ha dado cumplimiento a las resoluciones y recomendaciones emitidas por los Organismos de cogestión administrativa, así como, en el ámbito que nos corresponde, con las resoluciones y recomendaciones adoptadas por la Junta General de Accionistas, Directorio y demás Organismos de Control, internos y externos.
- Coordinación con las demás Direcciones y Áreas de la Empresa, en actividades propias de la Institución.
- Se ha cumplido y se ha hecho cumplir las normas y disposiciones constantes en la Ley Orgánica de Empresas Públicas, Legislación Laboral y Social, Contrato Colectivo, Reglamento Interno y las demás establecidas y vigentes en la Empresa.

Las labores y actividades específicas, de mayor importancia, realizadas por cada una de las Áreas que integran esta Dirección, son las siguientes:

8.1. Jefatura de Recursos Humanos:

- BANCO DE DATOS DE RECURSOS HUMANOS: Actualización permanente del Banco de Datos de Recursos Humanos. Al finalizar el año 2011 el Banco de Datos contiene aproximadamente 1.750 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



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

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

Durante el año 2009, se suscribieron, en total, trescientos diecinueve (319) contratos de trabajo, repartidos en las siguientes modalidades: doscientos cincuenta y cinco (255) eventuales y sesenta y cuatro (64) a plazo fijo, por un año. Además se suscribieron ciento dieciocho (118) convenios de prácticas estudiantiles con varias Instituciones Educativas.

En el año 2010 se suscribieron cuatrocientos catorce (414) contratos de trabajo, repartidos en las siguientes modalidades: trescientos cincuenta y cinco (355) eventuales y cincuenta y nueve (59) a plazo fijo, por un año. Además se suscribieron ciento ochenta y tres (183) convenios de prácticas estudiantiles.

En el año 2011 se suscribieron cuatrocientos veinte y cuatro (424) contratos de trabajo, repartidos en las siguientes modalidades: trescientos cincuenta y tres (353) eventuales y setenta y uno (71) a plazo fijo, por un año. Además se suscribieron ciento cincuenta (150) convenios de prácticas estudiantiles.

- **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. (1)

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 –Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, 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.
- **INFORMES:** Se proporcionó la información requerida por diferentes Entidades como el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ministerio de Relaciones Laborales, Servicio de Rentas Internas, Logaritmo Compañía Limitada, Organismos de Control, Direcciones de Área de la Empresa y por los señores trabajadores.
- **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.

Se han implementado cambios en los procesos administrativos del Departamento de Recursos Humanos, para tornarlos más eficientes y oportunos, cuidando de mantener adecuadas relaciones obrero-patronales, con la observancia de las leyes, la contratación colectiva y las políticas y resoluciones adoptadas por los Organismos Directivos y de Control de la Empresa, la Gerencia y la Dirección de Relaciones Industriales.



8.2 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.

8.3. 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.

8.4. Seguridad Industrial

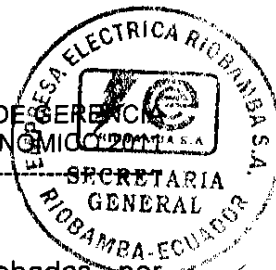
La Unidad de Seguridad Industrial viene desarrollando actividades para precautelar la seguridad en las diferentes actividades de riesgo que tiene el personal de la Empresa, especialmente de aquellos trabajadores del nivel operativo, preocupándose que cumplan con las normas de seguridad industrial que 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:

- Actualización y Aprobación de las "Políticas de Seguridad" y del Reglamento Interno de Seguridad Industrial y Salud de los Trabajadores



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



Las "Políticas de Seguridad", fueron actualizadas y aprobadas por Gerencia, en septiembre de 2011, para la presentación del Reglamento Interno de Seguridad Industrial y Salud de los Trabajadores de la EERSA, en el Ministerio de Relaciones Laborales, para su respectiva revisión, previa la renovación y aprobación. El documento definitivo, con los requisitos solicitados para su renovación y actualización, fueron presentados en ese Ministerio el 26 de septiembre de 2011, por la Fundación CICE, firma adjudicada para este proceso.

- Incorporación de Médico Ocupacional

Debido a la identificación y evaluación de riesgos de la EERSA y, a fin de ar cumplimiento al Reglamento para el Funcionamiento de los Servicios Médicos de Empresas", Acuerdo Ministerial 1404, actualmente se está realizando las gestiones para la incorporación de un Médico Ocupacional a tiempo completo al Departamento de Higiene y Seguridad Industrial.

- Con el propósito de mantener un control estadístico se ha realizado una recopilación de información y análisis completo de los accidentes e incidentes ocurridos dentro del período comprendido 2005-2011, determinándose los accidentes registrados con bajas y sin bajas.
- Difusión y Aplicación del reglamento Interno de Seguridad Industrial y Salud de los Trabajadores.
- Difusión del Reglamento Interno de Trabajo de la EERSA.
- Difusión del Manual de Conducción Segura
- Diseño e implementación de Base de Datos Interna
- 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 en la difusión del Reglamento de Seguridad, difusión de afiches, dotación de equipos e implementos de seguridad, 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.



- Identificación y evaluación de los riesgos
- Evaluación para el personal a contratarse como choferes y electricistas
- Capacitación al Personal
 - Curso Electricista Básico en Redes Eléctricas
 - Charlas de uso obligatorio e las "5 Reglas de Oro"
 - Programas de Promoción y difusión de la Seguridad Industrial y - Salud de los Trabajadores.
- Procesos Operativos Básicos.
 - Inspecciones a los sitios de trabajo
 - Inspecciones de Equipos e Implementos de protección personal y colectiva.
 - Programa de Inducción al personal nuevo de contrato
 - Programa de Inspección de Vehículos
 - Programa de Prevención de Incendios
 - Seguridad Física y Electrónica

8.5. 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 administra el Convenio entre SOLCA de Chimborazo y la Empresa Eléctrica Riobamba, para atención de exámenes de laboratorio y rayos X, a precios módicos, en beneficio de los señores trabajadores y de 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 18 de abril al 21 de julio de 2011; 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.



8.6. 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.

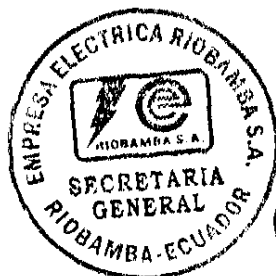
Por lo expuesto se ha coordinado la participación del personal de las diferentes áreas de la Empresa, en varios eventos de capacitación. Durante el año 2011 se ha programado Cursos, Seminarios y Conferencias entre los que podemos citar: Word, Excel e Internet (Versión 2007) u Ofimática para la Gestión Administrativa, Operación de Grúa Carro Canasta, Líneas Energizadas, Seguridad, Operación y Mantenimiento de Redes de Distribución, Procedimientos de la Contratación Pública, Actualización Tributaria, Motivación y Servicio al Cliente, Salud Ocupacional para Trabajos en Altura, Salud Ocupacional para personal Administrativo, con un total de 692 participantes.

8.7. 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. Por disposición del Ministerio de Relaciones Laborales, a partir del mes de junio de 2011, se dejó de prestar este servicio a los padres, cónyuge o conviviente e hijos del trabajador, así como al personal de jubilados de la Institución, pues este beneficio fue suprimido de la contratación colectiva de trabajo.
- Para la prestación de estos servicios la Empresa contó, durante el año 2011, 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. Adicionalmente, se contrató una Auxiliar de Odontología (a tiempo completo); y, para atender al personal de la Agencia Alausí, con convenio de servicios profesionales, con pago de honorarios, tenemos 1 Médico y 1 Odontólogo.

8.8. 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.

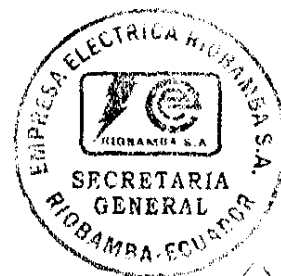
8.9. Comisariato

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.

Al no ser posible culminar con el proceso de Contratación Directa con la firma ZEUS CONSULTING SOLUCIONES DE CONSULTORIA INTEGRAL CIA. LTDA., para contratar los servicios de Consultoría para la convergencia de los Estados Financieros del Comisariato de la Empresa a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), por cuanto la mencionada Firma aparece, en el Sistema Nacional de Contratación Pública, como NO HABILITADA en el Registro Único de Proveedores, con la colaboración de la Ing. Martha Moreno, del Departamento de Contabilidad, se está realizando este trabajo y se espera que el Comisariato adopte las normas NIIFS, a partir del año 2012.



IX. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

9.1. 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	2010	2.011	Δ(%)
Central Alao (kWh)	80,295,490	77.070.896	(4,02)
Central Río Blanco (kWh)	20,863,476	19.112.528	(8,39)
Grupo Térmico General Motors (kWh)	1,632,627	0,0	(100,00)
Central Nizag (kWh)	2,909,133	4.647.275	59,75
Total (kWh)	105,700,725	100.830.699	(4,61)

Del análisis a los datos obtenidos se desprende que:

La Central Alao disminuyo su producción con relación al año 2009, en el 4,02% la razón básicamente está en la disponibilidad del recurso agua.

Con respecto a la Central Hidráulica Río Blanco, al igual que la Central Alao presenta también disminución en su producción en el 8,39% la explicación también se basa en la disponibilidad de agua.

En el año 2.010 en la Central Nizag presenta una producción de energía con un apreciable incremento del 59,75%, la razón más importante para este aumento de generación fue la mayor disponibilidad del recurso agua.

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 implica los



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

repuestos a más de la implementación de un sistema de control del stock y consumo de diesel en línea con el CENACE para cumplir con la normativa exigida para las Centrales Térmicas del país, razón por la cual se ha cursado comunicación a TERMOPICHINCHA, con la intención de que esta empresa adquiera el nuestro Grupo Térmico, en virtud de que ellos disponen de más unidades y centrales con estos tipos de unidades y por lo tanto los costos de importación de repuestos como los operativos serian menos costosos.

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

Energía efectiva adquirida de EERSA al MEM			
DESCRIPCION	2.010	2.011	Δ(%)
Requerimiento (kWh)	271.480.787	285.448.203	5,14
Del SIN (kWh)	165.780.062	184.617.504	11,36
Generación Centrales Propias (kWh)	105.700.725	100.830.699	(4,61)

De los datos indicados se desprende que el requerimiento de energía de la EERSA se ha incrementado en 5,14% con relación al año 2010, al presentarse una disminución del 4,61% de la energía generada por las Centrales de Generación de propiedad de EERSA, para el cubrimiento de la demanda se requirió un incremento en el requerimiento de energía del Sistema Nacional Interconectado con relación al año 2010 del 11,367%.

De acuerdo a lo indicado, durante el año 2.011, la EERSA ha generado el 35,32% del total de su requerimiento y ha adquirido el 64,62% 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.

Para poder disponer de las Centrales en forma continua se requiere realizar mantenimientos de carácter preventivo 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.

9.2. Subestaciones:

Las actividades del Departamento de Subestaciones se basan en la ejecución de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo con la finalidad de reducir al máximo el tiempo de interrupción del servicio eléctrico a los abonados, la ejecución de las diferentes actividades se programa utilizando 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 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 diagnóstico 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.

Las actividades enmarcadas dentro del mantenimiento correctivo se lo realiza como amerite al momento de la ejecución, el detalle de las mismas se adjunto en el informe del área, pero entre las más importantes podemos citar las siguientes.

- Cambios de silicagel en transformadores de potencia.
- Pruebas de apertura y cierre de disyuntores de 69 KV.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

- Cambios o llenado de aceite y empaques con su respectivo tratamiento en equipos que contiene aceite dieléctrico.
- limpieza de relés.
- Pintura de diversos equipos.
- Cambios de puntas terminales en salidas de alimentadores.
- Mantenimiento de seccionadores.
- Retiro de transformador averiado de la subestación Guamote y traslado hacia la fabrica ECUATRAN (Ambato) para que procedan a diagnosticar el estado del equipo, supervisión del desmontaje de las bobinas del transformador de potencia, verificación de avería de las bobinas.
- Mantenimiento general de barras de 13.8 KV.
- En la Central Alao se realizó el cambio de configuración de la salida a de los alimentadores Licto y Pungala para alimentar a la subestación Guamote en 13.8 KV. Utilizando la línea nueva de subtransmisión Alao Guamote de 69 KV.

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

Subestación N° 1.

- Se realizó el cambio de los seccionadores de 69 KV con mando manual, por seccionadores que disponen de mando motorizado, esto con la finalidad de ir preparando las diversas subestaciones hacia la automatización de las subestaciones.
- Se realizó el cambio de 10 interruptores de 13,8 KV en los tableros de control.

Subestación N° 7 (Cajabamba).

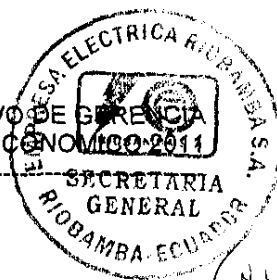
- Se realizó el cambio dos seccionadores de 69 KV con mando manual, por seccionadores que disponen de mando motorizado.
- Se realizó conexiones del Ethernet transceiver del relé SEL-451 en la S/E Cajabamba con la finalidad de que mediante el software AcSELeratorQuickSet, se realice la apertura y cierre del interruptor a control remoto, instalando el programa AcSELeratorQuicksetDesigner en Despacho, para desde ahí proceder con la operación del mismo.

Subestación N° 10 (Chunchi).

- Se realizó el cambio del seccionador de 69 KV con mando manual, por seccionadores que disponen de mando motorizado.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



Actividades varias

Dentro de esta actividades citamos la reparación de interruptores de 13,8 KV., instalados en la líneas de distribución para entrar en paralelo entre los diversos alimentadores.

Revisado 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.

Con el objetivo de evitar desconexiones de las líneas, durante todo el año se realizaron varias inspecciones y limpieza de vía de la línea de 69 KV.

Elaboración y presentación de diversos informes y seguimiento de procesos de compras públicas.

Labores de Mantenimiento Radiocomunicaciones de Voz y Datos.

El detalle de las actividades, se adjunta en el informe del área de subestaciones.

9.3. Unidad de Medio Ambiente:

La actividad principal de esta unidad está dirigida a la protección del ambiente, uso racional de los recursos naturales, y educación ambiental, a través de:

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.

Programa de 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, Rio Blanco y Nizag, desplegando actividades en las comunidades de las zonas.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

Participación y recepción de todos los materiales que son dados de baja en los diferentes departamentos de nuestra Empresa.

Coordinación, Supervisión y Realización de los análisis de presencia de PCB'S, en los centros de transformación que están operando en los alimentadores de las diferentes subestaciones.

Continuación con la planificación y realización de pruebas colorimétricas N-CLOR-OIL de 50 ppm sobre la presencia de PCB'S en los equipos que son retirados del sistema y en los transformadores de distribución nuevos que fueron adquiridos por la EERSA.

Participación en el proceso para la contratación y ejecución de la Auditoría Ambiental Externa (AAE) correspondiente al año 10 de las instalaciones de generación y distribución.

Planificación, coordinación y supervisión del programa de canje de focos incandescentes por focos ahorradores del MEER, se canjearon un total de 30.982 focos (27.505 focos cambiados por los grupos contratados por la EERSA y 3.477 focos entregados en el punto de canje), EERSA realizó esta actividad en las zonas urbanas de los cantones de Riobamba, Chambo, Guano y Colta.

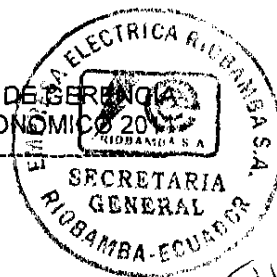
Ejecución del programa del árbol del sector eléctrico el cual fue solicitado por el MEER y consistió en la implementación de plantaciones protectivas en todos los sectores que recibieron obras FERUM en el año 2010, en este proyecto se entregaron un total de 2.392 plantas de especies nativas a 44 organizaciones, barrios, comunidades, etc., las mismas que se ubicaron en 9 cantones dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Coordinación y supervisión de limpieza y adecentamiento de las instalaciones de distribución, patios de subestaciones y generación.

Planificación, coordinación y supervisión en la construcción de cubetos para transformadores de potencia.

Coordinación y supervisión de los trabajos de limpieza del derecho de vía de la línea de 13,8 KV y 69 KV.

Implementación de las actividades planteadas dentro del Plan de Acción que se desprendió de la Auditoría Ambiental Externa e Interna.



9.4 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 35 alimentadores primarios, con 96485 postes de los cuales el 37% son de líneas primarias y el 63,0% de redes secundarias, con 8531 centros de transformación de los cuales el 93,87% son transformadores monofásicos y el 6.13% transformadores trifásicos, con 2164 puntos de seccionamiento de los cuales el 87,80% son monofásicos y el 12,20% son trifásicos, es decir en el sistema de distribución de energía existe un total de 2692 seccionadores, con 27051 luminarias con la tendencia de remplazar todas las luminarias a las de tipo de vapor de sodio.

Entre las principales actividades de esta área podemos citar:

Recepción y ejecución de reclamos presentados por los Clientes, mediante una base de datos que ha permitido, 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.

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 del sistema de alumbrado público, cambio de bombillas, cambio de auxiliares eléctricos, conexiones y del control de encendido (P/A), mejoramiento del servicio de alumbrado público



mediante el cambio del tipo de luminarias de mercurio a luminarias de sodio.

Cambio de transformadores de distribución dañados, quemados y sobrecargados.

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.

Identificación de cargas que por su aplicación introducen variaciones de voltaje a la red secundaria, aislándolas del sistema.

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.

Pruebas de carga y balance de carga de centros de transformación de distribución de energía eléctrica

Mantener existencias de materiales en bodega, definir especificaciones técnicas, análisis de ofertas y recomendaciones.

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

Realización de inspecciones y presupuestos para instalaciones temporales, en base a los requerimientos de los solicitantes.

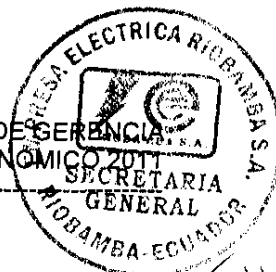
X. DIRECCION DE INGENIERIA Y CONSTRUCCION

La Dirección de Ingeniería y Construcción a través de sus Departamentos y Secciones, durante el año 2011 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:

- Readecuación y habilitación de la salida de la línea a 69 kV Alao-Guamote, en la subestación Alao.
- Derrocamiento del pórtico de hormigón de 13,8 kV, en la subestación Alao, desmontaje de equipos, construcción de uno nuevo con estructuras



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONÓMICO 2011



metálicas, montaje de equipos y habilitación de las salidas para tres alimentadores (Licto; Pungalá y Chambo)

- Terminación física de la construcción de la línea de subtransmisión Alao-Guamote y puesta en operación a 69 kV, luego sirvió para superar la emergencia por el daño del transformador de la subestación Guamote, a la fecha se encuentra operando a 13,8 kV.
- Se realizó el cambio de la disposición de fases a nivel de 69 kV y 2,4 kV en la subestación de la central Alao, lo que permitió que los transformadores de las subestaciones 1, 3 y Alao puedan entrar en paralelo para superar condiciones de emergencia y mayor flexibilidad para la operación del sistema.
- Administración del contrato de diseño, fabricación y suministro de estructuras metálicas para la subestación Guamote, monto del contrato sin IVA US \$ 63.000,00, avance 100%.
- Administración del contrato para la construcción de las obras civiles y montaje electromecánico de la línea de subtransmisión a 69 kV. Alao-Guamote, monto US \$ 318.486,97, avance físico 100 %, se encuentra pendiente la liquidación.
- Elaboración de Documentos Precontractuales y Análisis de ofertas técnicas e informes para la adquisición de equipos y materiales necesarios para las obras de distribución.
- Administración del contrato para el suministro de los equipos electromecánicos de las subestaciones Alao y Guamote, asociadas con la línea de subtransmisión a 69 kV Alao-Guamote, monto sin IVA US \$ 531.200,00; los equipos fueron entregados en su totalidad a fines de diciembre de 2011.
- Construcción del cerramiento para la ampliación de la subestación Guamote, adecuación del terreno, construcción de bases de hormigón para el montaje de las estructuras y equipos.
- Construcción de las obras de distribución del Programa FERUM 2011; programa cuyo resumen es el siguiente:



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

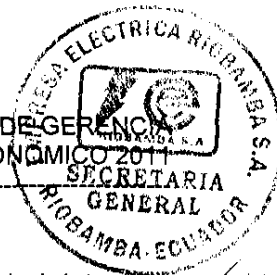
Número proyectos FERUM aprobados, distribución (25); subtransmisión (1)	Costo (US \$)	Asignado (US \$)
26	963.675	963.675

El avance del programa en las obras de distribución, fue del 100 % en la parte física, faltando únicamente el proceso de liquidación.

- Elaboración de los estudios y presentación al CONELEC de los proyectos para el programa FERUM 2012
- Durante el año 2011 en total por administración directa y por contrato de servicios técnicos especializados se han construido: 47,88 km de líneas de media tensión, 85,58 km de redes de baja tensión, instalación de 197 transformadores con una potencia de total de 2.915 kVA; instalación de 1.980 luminarias de 100 W, 29 de 150 w y 60 de 250 w que representa un total de 217,35 kW; a continuación se presenta un cuadro comparativo con lo ejecutado en el año 2.010 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
2010	139,17	214,44	444	4.060	1378	218	70	186,5
2011	47,88	85,58	197	2.915	1.980	29	60	217,35
2011/ 2010	0,34	0,40	0,44	0,72	1,44	0,13	0,86	1,17

- Por administración directa se han construido 24,45 km de líneas de media tensión; 50,16 km de redes de baja tensión; instalación de 1.576 luminarias de sodio de 100 W., 29 luminarias de sodio de 150 W., 56 luminarias de sodio 250 W lo que representa una potencia total de 175,95 kW; instalación de 132 transformadores de distribución con una potencia total de 2.225 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 23,43 km de líneas de media tensión; 35,42 km de redes de baja tensión; instalación de 65 transformadores de distribución con una potencia total de 690 kVA.

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

10.1 Sección Obras Civiles

Se construyeron 616 postes de hormigón de 11 metros y 904 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. Construcción del puente peatonal sobre río Guasuntos, reparación del azud de la bocatoma de la Central Nizag; Obras civiles y entubado de las aguas turbinadas de la central Nizag, para evitar la erosión y derrumbes en el sector de desfogue de las aguas turbinadas, Cubrimiento del canal de la central Nizag con postes de madera recortados en los sitios más vulnerables a los deslizamientos; Construcción de un muro de protección del canal de la central Alao a la salida del túnel 16. Los detalles constan en el informe anual de la Jefatura de Obras Civiles. Participación en la fiscalización de la construcción de las bases para las torres de la línea de subtransmisión a 69 kV Alao-Guamote; nivelación del terreno y construcción del cerramiento perimetral de la ampliación de la subestación Guamote en una longitud de 116,40 metros, mediante muros de contención de hormigón armado y mampostería de ladrillo. Construcción de 14 bases de hormigón para los pórticos y equipos.

10.2 Departamento de Fiscalización

Se han fiscalizado e inventariado 332 obras realizadas ya sea por contrato; administración directa; o, por particulares, con un total de 3.026 postes inventariados.

De las 218 Órdenes de Trabajo abiertas durante el año 2011 y que corresponden a distribución, se han inventariado y liquidado 188; las restantes se encuentran en proceso de construcción o liquidación.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

Liquidación del Programa FERUM 2.010.

Elaboración de informes de avance del programa FERUM 2011.

Por contrato de servicios técnicos especializados y que fueron administrados por este Departamento, se construyeron las obras del programa FERUM 2011 con un total de: 23,43 km de líneas de media tensión; 35,42 km de redes de baja tensión; instalación de 65 transformadores de distribución con una potencia total de 690 kVA; instalación de 404 luminarias de sodio de 100 w y 4 de 250 w. con una potencia instalada total de 41,4 kw. los detalles constan en los anexos respectivos.

10.3 Departamento de Construcciones Eléctricas

Durante el año 2.011 se construyeron 24,45 km de líneas de media tensión; 50,15 km de redes de baja tensión; instalación de 1.576 luminarias de sodio de 100 W., 29 luminarias de sodio de 150 W, 56 luminarias de sodio 250 W lo que representa una potencia total de 175,95 kW; instalación de 132 transformadores de distribución con una potencia total de 2.225 kVA, los detalles constan en el anexo respectivo.

Personal de éste Departamento colaboró en los trabajos de realizados en las subestaciones Alao y Guamote para la habilitación de la salida y llegada de la línea de 69 kv Alao-Guamote y el nuevo pórtico de 13,8 kV.

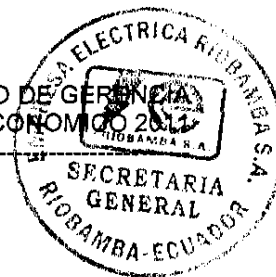
10.4 Departamento de Ingeniería y Diseño

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 411 proyectos con un total de 209,04 km de líneas de media tensión y 244,74 km de redes de baja tensión; se revisaron y aprobaron 207 diseños presentados por particulares. Inspecciones para certificados de factibilidad de servicio en un número de 480.

Elaboración de los proyectos FERUM 2.012 para presentar al CONELEC, 77 proyectos por un valor US \$ 3'333.309,10.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



COMPARACION CON EL AÑO 2010

A continuación se realiza una comparación con respecto a las cantidades de obra y actividades realizadas en el año 2011 con respecto a las del año 2010.

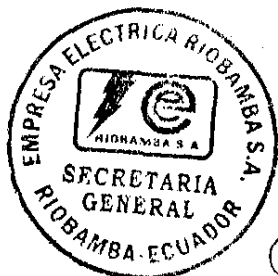
DESCRIPCION	NUMERO DE ORDENES DE TRABAJO 2010	NUMERO DE ORDENES DE TRABAJO 2011	RELACION 2011/2010
Dirección de Ingeniería y Construcción	282	218	0,77
Dirección de Operación y Mantenimiento	8	11	1,38
Dirección de Comercialización	4	6	1,5
Área de Obras Civiles	21	17	0,81
Área de Planificación	-	-	-
Orden de trabajo que no se ejecutó	-	-	-
Ordenes de Trabajo anuladas	1	-	-
TOTAL VALIDAS	315	252	0,8

SECCION OBRAS CIVILES

DESCRIPCION	2010	2011	2011/2010
Poste hormigón 11 m	1.000	616	0,62
Poste hormigón 9 m.	910	904	0,99
Bloque de anclaje	3.000	-	0

DEPARTAMENTO DE FISCALIZACION

DESCRIPCION	AÑO 2010	AÑO 2011	2011/2010
NUMERO DE OBRAS FISCALIZADAS	246	332	1,35
Obras por contrato fiscalizadas	80	21	0,26
Obras por administración directa fiscalizadas	79	247	3,13
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	86	64	0,74
NUMERO TOTAL DE POSTES INVENTARIADOS	3.463	3.026	0,87



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

Postes en Obras por contrato fiscalizadas	2.413	886	0,37
Postes en Obras por administración directa fiscalizadas	639	1.887	2,95
Postes en Obras realizadas por particulares fiscalizadas	411	253	0,62
Km. DE LINEA INSTALADOS	237,98	164,84	0,69
Obras por contrato fiscalizadas	174,73	58,86	0,34
Km. de líneas de Media Tensión	71,67	23,43	0,33
Km. de líneas de Baja Tensión	103,05	35,42	0,34
Obras por administración directa fiscalizadas	41,57	99,163	2,39
Km. de líneas de Media Tensión	16,72	37,888	2,67
Km. de líneas de Baja Tensión	24,81	61,275	2,47
Obras por particulares fiscalizadas	21,67	6,82	0,31
Km. de líneas de Media Tensión	13,62	3,24	0,24
Km. de líneas de Baja Tensión	8,06	3,59	0,46
Total Km. Líneas de Media Tensión	102,01	64,56	0,63
Total Km. Líneas de Baja Tensión	135,96	100,28	0,74
POTENCIA INSTALADA EN LAS OBRAS FISCALIZADAS (kVA)	6.538	5.573	0,85
Obras por contrato fiscalizadas	1.935	690	0,36
Obras por administración directa fiscalizadas	1.060	2.680	2,53
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	3.043	2.203	0,72
Total Potencia Monofásica Instalada (kVA)	5.038	4.600	0,91
Total Potencia Trifásica Instalada (kVA)	1.500	973	0,65
LUMINARIAS TOTALES INSTALADAS	649	2.951	4,55
Obras por contrato fiscalizadas	0	408	n/a
Obras por administración directa fiscalizadas	306	2.353	7,69
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	343	190	0,55
POTENCIA INSTALADA EN LUMINARIAS (KW)	71,00	313	4,41
Obras por contrato fiscalizadas	0	41,4	n/a
Obras por administración directa fiscalizadas	36,15	250,55	6,93
Obras realizadas por particulares fiscalizadas	34,69	20,65	0,60

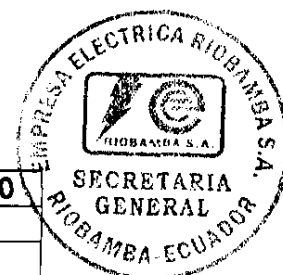


INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES ELECTRICAS

Obras construidas por personal de la EERSA.

DESCRIPCION	2010	2011	2011/2010
Líneas media tensión (Km)	38,0	24,45	0,64
Líneas de baja tensión (Km)	47,0	50,16	1,07
Luminarias 100 W	1.376	1.576	1,15
Luminarias 150 W	218	29	0,13
Luminarias 250 W	70	56	0,8
Luminarias de 70 W	-	-	-
Usuarios	1.467	1.184	0,81
KVA Instalados	2.300	2.225	0,97



DEPARTAMENTO DE INGENIERIA Y DISEÑO

DESCRIPCION	2010	2011	2011/2010
Diseños Comunidades, Barrios,	602 con 181,59 km de líneas de media tensión y 262,71 km de redes de baja tensión	411 con 209,4 km de líneas de media tensión y 244,74 km de redes de baja tensión	0,68
Revisión proyectos	217	207	0,95
Inspecciones varias, factibilidades.	458	480	1,05

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 periodo 2011, 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.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

Para el ejercicio económico 2011, se continua con resultados positivos en la gestión con una Utilidad de UDS. 6'501,169.91 manteniendo esta rentabilidad conforme el año 2006, 2007, 2008 y 2009 enmarcado dentro de un manejo y una gestión de control del gasto y adicionalmente se mantienen registros referentes al valor de la jubilación patronal que en ley corresponde.

En el año 2011 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, y el 97.34% al 31 de diciembre del 2011, en relación a los ingresos operacionales de cada año. Cabe indicar que al no encontrarse aún escindida la EERSA, dentro de este rubro se encuentra incluida la venta de energía por generación propia que corresponde a un valor de USD. 2'985,468.07 por tanto si descontamos este valor obtendremos un ingreso neto por venta de energía de USD. 22'377,619.90. Si comparamos este valor con el total de kilowatios (251.498 MWh) vendidos y facturados a usuario final en el año 2011, obtenemos un precio medio de venta de USD. 0,0890 por kwh.

Los gastos de operación del periodo económico 2011, tienen un incremento del 4.97%, con respecto a los gastos de operación del año 2010. De igual forma, si consideramos los gastos totales del periodo, determinamos un incremento del 2.74%, con relación al año 2010, lo que principalmente es debido al costo medio del KWh.

De acuerdo al Mandato No. 15, la EERSA así como las Empresas Eléctricas Quito, Centro Sur, Ambato, y otras de la Sierra, fueron excluidas del proceso de Unificación de Empresas, en virtud de los indicadores de Gestión y hasta que se expida el nuevo Marco Normativo del Sector Eléctrico; Adicionalmente entro en vigencia en el último trimestre del 2008 la Ley de Empresas Públicas que han determinado aspectos importantes que han requerido cambios en el funcionamiento Institucional que paulatinamente se han acoplado.

Dentro de los cambios importantes en el trabajo administrativo de la Institución es la aplicación del nuevo marco legal para los procesos de adquisiciones de Consultoría, Obras Bienes y Servicios, bajo la Ley de Contratación Pública, ante lo cual la empresa ha venido aplicando y cumpliendo lo que establece este nuevo modelo.

En la etapa de distribución el cumplimiento de esta etapa funcional corresponde a obras que se han realizado con cargo a utilidades, aportes



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



directos entregados por las instituciones, accionistas y recursos del FERUM y para atender pedidos para alumbrado público; es de indicar que el Programa FERUM Inicial, en la Provincia de Chimborazo se ejecutó hasta la presente fecha el 80% del programa FERUM Ampliatorio 2008, que sumado al proyecto de la Construcción de la línea de Subtransmisión Alao-Guamote con un plazo de ejecución propuesto para 2 años, se complementa el 100% de la propuesta integral FERUM. Cabe acotar que el del programa FERUM 2009 no se concretó el financiamiento por parte del Estado y todos los proyectos se unificaron para presentación del año 2011, es decir que FERUM 2011 contempla proyectos 2009 y 2011 y la Empresa ha efectuado los trámites correspondientes para la ejecución del programa establecido, como son tramites de adquisición de materiales y contratación de mano de obra.

Otro aspecto de considerar es la ejecución de proyectos que cada Municipio Accionista ha planteado para la ejecución y que han sido financiados principalmente con las Utilidades de ejercicios anteriores y que con los proyectos planteados por cada Municipio, se irán ejecutando de acuerdo a los requerimientos.

De igual forma en el campo de Subtransmisión, se concluyo con la construcción de la línea Alausi – Multitud, 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 precio de venta al usuario final congelado, que no está en relación con los precios y variabilidad de precios de compra venta de energía en el MEM.

De acuerdo al Balance de Energía entregado por la Dirección Comercial, en el periodo 2011 se obtiene el 11.88% de Pérdidas de energía eléctrica, con respecto a la energía disponible del sistema, que comparado con el porcentaje obtenido en el año 2010 que fue de 13.17%, se obtiene una disminución de 1.29 puntos. Cabe indicar que en este porcentaje se encuentran incluidas las pérdidas técnicas con el 9.09% y las no técnicas con el 4.08%.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

Es preciso resaltar la importancia y trascendencia de la revisión del Contrato Colectivo por parte del Ministerio de Relaciones Laborales, así como la aplicación del decreto ejecutivo 1701 que han incidido directamente en el costo de la Mano de Obra por el tema de unificación salarial.

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 26 camionetas MAZDA BT 50, 4 X 4, doble cabina y de cuatro vehículos Chevrolet Grand Vitara, para renovar el parque automotor; son acciones que, contribuyen a bajar los costos de mantenimiento preventivo y correctivo y el consumo de combustibles del parque automotor de la Institución y como complemento final para el 2011 se tiene previsto la adquisición de carros especiales, como son carros canasta, gruas y carros para mantenimiento en Distribución con lo que se tendrá un parque automotor totalmente renovado.

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.

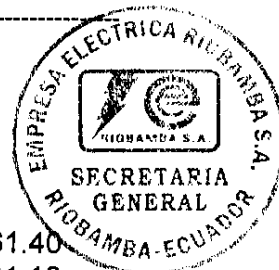
XII. RECOMENDACIONES

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 laborales, se registró en la Contabilidad la cantidad de USD. 1'067,897.85 afectando dicha cantidad a la cuenta de gastos, conforme el siguiente detalle:



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



501.11	GENERACIÓN HIDRÁULICA	USD	130,061.40
501.31	GENERACIÓN TÉRMICA	USD	10,691.18
501.66	SUBTRANSMISIÓN	USD	63,832.57
501.77	DISTRIBUCIÓN	USD	145,122.56
501.91	COMERCIALIZACIÓN	USD	211,603.92
501.94	ADMINISTRACIÓN	USD	506,586.22
TOTAL PROVISION PARA JUBILACION PATRONAL		USD.	1'067,897.85

12.1.2. El ejercicio económico del año 2011 arroja una Utilidad de USD. 6'501,169.91, 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:

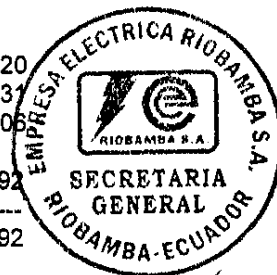
CONCILIACIÓN TRIBUTARIA

- DEDUCCION POR LEYES ESPECIALES	USD.	6'501,169.91
UTILIDAD GRAVABLE	USD	---
	BASE	IMPUESTO
REINVERSION 15%	---	---
BASE NO SUJETA A REINVERSION (25%)	---	---
UTILIDAD DEL EJERCICIO	USD.	6'501,169.91
- 15% IMPUESTO A LA RENTA CAPITALIZACION		---
- 25% IMPUESTO A LA RENTA (BASE REINVERSIÓN)		---
= UTILIDAD ANTES DE RESERVA LEGAL	USD.	6'501,169.91
- 10% RESERVA LEGAL		650,116.99
UTILIDAD A FAVOR DE ACCIONISTAS PARA REINVERTIR	USD.	5'851,052.92
Dividendos a Capitalizar		
GADM de Riobamba	USD.	657,346.06
GADM Provincia de Chimborazo	USD.	1'332,680.44
GADM de Guano	USD.	225,297.56
GADM de Colta	USD.	129,674.58
GADM de Guamote	USD.	304,799.75
GADM de Alausí	USD.	173,782.92
GADM de Chunchi	USD.	125,355.67

INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011

GADM de Penipe
GADM de Pallatanga
GADM de Chambo
Ministerio de Electricidad y Energía
Renovables

USD. 127,925.20
USD. 113,884.37
USD. 75,477.06
USD. 2'851,052.92
USD. 5'851,052.92



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.

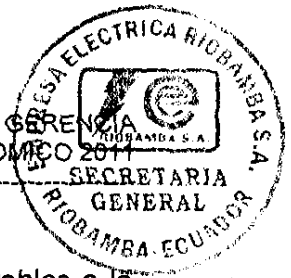
En razón de que la Empresa en base a la conciliación tributaria que antecede, arroja utilidades y debido a que el nuevo marco jurídico que cobija a la Empresa exonera el impuesto a la renta, la utilidad a reinvertir asciende a USD 5'851,052.92 una vez que se ha descontado el 10% de reserva legal cuyo valor es de USD 650,116.99.

12.1.3 Durante el año 2011, 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 Mandatos Constituyentes, inclusión en el marco legal de Contratación pública, definiciones sobre revisión del Contrato Colectivo por parte del Ministerio del Ramo, 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.

12.1.4 A partir del mes de Julio del 2008 se produjo la reducción de las tarifas a nivel de usuario final, bajo la condición de que las inversiones que eran parte de la tarifa a usuario final, del presupuesto inicial planteado para inversiones superior a seis millones de dólares, El Estado ha entregado un millón sesenta mil, sin embargo se han ejecutado más de cinco millones de dólares con recursos adicionales propios de la EERSA, producto de aportaciones directas de la EERSA y financiamientos mediante Utilidades. De mantenerse la no asignación de lo presupuestado, a la Administración limitará la ejecución de los programas de Inversiones, sin embargo de aquello se vienen cumpliendo con la programación de las obras planificadas para el año 2011 y se deberá tomar en consideración este tema para el normal desenvolvimiento de las Actividades de la EERSA.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2011



- 12.1.5 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 y los planes operativos anuales y sobre manera el reconocimiento del déficit tarifario que es de obligación su reconocimiento por parte del Estado.
- 12.1.6 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 2011, ha sido preparado en base a los Informes emitidos por las diferentes Direcciones de la Empresa, quienes han apoyado para el desarrollo de la gestión presentada y en este punto quiero 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 2011.

De los señores Accionistas y Directores, me suscribo,

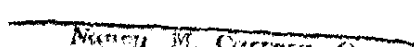
Muy atentamente,


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

JRP/nmcdec.
17.05.12

COPIA DEL ORIGINAL
DEPOSITADA EN EL ARCHIVO GENERAL DE LA
EERSA

 EERSA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.


Nancy M. Carranza G.
SECRETARIA GENERAL