



INFORME ADMINISTRATIVO DEL GERENTE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A., CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO DEL 2014

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 2014.

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

Siendo el compromiso institucional, velar por los intereses empresariales que estén enmarcados dentro de la transparencia y objetividad dirigida al mejoramiento del servicio tanto en la continuidad, calidad y economía, así como, con miras a presentar resultados que sean favorables, y que reflejen la eficiencia sinónimo de rentabilidad empresarial.

Una vez que se ha revisados los informes anuales que presentan cada una de las Direcciones de la EERSA, se puede mencionar que como institución se ha trabajado para el mejoramiento, tanto del servicio técnico como comercial, basado en la planificación estratégica la misma que se ha actualizado para el periodo 2014 – 2018, y que es una herramienta importante y que permite tener objetivos claros para la Institución.

Dentro del aspecto técnico, se puede mencionar que se han cumplido con los programas y proyectos planteados Institucionalmente y también mediante el Plan de Reducción de pérdidas PLANREP, Plan de Mejoramiento de la Distribución PMD, y se continúa como política Institucional. Adicionalmente



se ha cumplido con los lineamientos establecidos en el proyecto SIGDE (Sistema Integral para la Gestión de la Distribución Eléctrica) apoyado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Con la finalidad de cumplir con la calidad del servicio, se ha trabajado en la mejora del sistema de protecciones y en el mantenimiento del sistema de distribución, y dentro de este contexto limpiezas de franjas de servicio, así como mantenimiento de centros de transformación, lo que ha permitido tener los índices, de frecuencia de interrupciones (FAL=5.37) y Tiempo de interrupciones (TAL=3.15), muy por debajo de las metas establecidas por el MEER para la EERSA (FAL 11, TAL 12)

A continuación se realiza el detalle de aspectos más sobresalientes en las actividades de la empresa.

III. ASPECTOS GENERALES

3.1. Conformación Legal de la Empresa

3.1.1. Fecha

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

Es importante informar a los señores Accionistas y Miembros del Directorio de la Empresa que al concluir la vida Institucional de la Empresa el 06 de mayo del 2013, la Junta celebrada el 31 de marzo del 2014 autorizó y aprobó el Aumento de Capital y Reforma de Estatutos.

3.1.2. Objeto Social

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

3.1.3. Accionistas

Intervienen como Accionistas fundadores las siguientes Instituciones:

- Ilustre Municipalidad de Riobamba



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

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

- La última Reforma de Capital Social y Reforma de Estatutos fue realizada el 27 de diciembre del 2012; ante el Notario Dr. Jacinto Mera Vela e inscrita en el Registro Mercantil el 22 de abril del 2013. Se encuentra en trámite el aumento de Capital que corresponde a las utilidades generadas en el 2012, una vez que fue aprobada por la Junta General de Accionistas mediante resolución 01-JUA-2014 del 31 de marzo del 2014.

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

CARGO/REPRESENTACION	NOMBRE	FECHA NOMBRAMIENTO	OBSERVACIONES	PERIODO
PRESIDENTE/GOBIERNO AUTÓNOMO DESCEN. PROV. CHIMBORAZO	Abogado. Mariano Curicama G.	28-sep-09 ratificado 24-08-14	Continúa	2 años
GERENTE (o)	Ing. Joe Rualos Parroño	10-mar-08	Continúa	
COMISARIO	Ing. Marcelo Noboa (P)	11-dic-08 nueva designación 28-07-14	Continúa	
COMISARIO	Dr. Iván Iglesias (P)	09-nov-07 nueva designación 28-07-14	Continúa	
AUDITORIA EXTERNA EJERCICIO ECONOMICO 2014	LCDA. VELMA DEL ROSARIO MONTALUSA VIVAS	11-feb-14		
MIEMBROS DIRECTORIO				
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Dr. Tomás Alvear Peña (P)	14-abr-11		25-06-14
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Tito Torres Sarmlento (P)	14-abr-11		25-06-14
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Jorge Vergara Riofrío (P)	14-abr-11		25-06-14
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Luis Castelo León (S)	14-abr-11		25-06-14
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Ramiro Díaz Castro (S)	14-abr-11		25-06-14
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Johanna Vointimilla Aguilar (S)	14-abr-11		25-06-14
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Jorge Vergara Riofrío (P)	28-08-14		2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Ramiro Díaz Castro (P)	28-08-14		2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Dr. Rodrigo Salas Ponce (P)	28-08-14		2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Luis Castelo León (S)	28-08-14		2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Ing. Jorge Peñaherrera Sánchez (S)	28-08-14		2 años
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Dr. Pedro Comejo Espinoza (S)	28-08-14		2 años
GAD DE RIOBAMBA	Dr. Rodrigo Abarca (P)	14-oct-11		25-06-14
GAD DE RIOBAMBA	Ing. Erika Salazar (P)	14-oct-11		25-06-14
GAD DE RIOBAMBA	Ing. Marco Portalanza (S)	14-oct-11		25-06-14
GAD DE RIOBAMBA	Sr. Carlos Oleas (S)	14-oct-11		25-06-14
GAD DE RIOBAMBA	Ing. Marcelo Carrasco (P)	28-08-14		2 años
GAD DE RIOBAMBA	Ing. Matha Simbaña (P)	28-08-14		2 años
GAD DE RIOBAMBA	Lcdo. Fernando Barrero Hernández (S)	28-08-14		2 años
GAD DE RIOBAMBA	Arg. Rodrigo Montero (S)	28-08-14		2 años
GAD DE LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO	Abgo. Mariano Curicama G (P)	28-sep-09 ratificado 24-08-14		2 años
GAD DE LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO	Dra. Patricia Herrera C. (S)	28-sep-09		25-06-14
GAD DE LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO	Lcda. Tránsito Llucu (S)	28-08-14		2 años
GOBIERNOS AUTÓNOMOS DESCENTRALIZADOS DE LOS CANTONES DE GUAMOTE, CHUNCHI, ALAUSÍ, PALLATANGA COLTA GUANO PENIPE Y CHAMBO	Ing. Fausto Chunata	17-jul-13		25-06-14
	Tigo. Luis Guanga Once	17-jul-13		25-06-14
	Sr. José Quishpi	28-08-14		1 año
	Ing. Rodrigo Borja	28-08-14		1 año
REPRESENTACIÓN LABORAL	Tigo. Javier Zabala Angamarca	17-jul-13	continúa	
REPRESENTACIÓN LABORAL	Sr. Juan Ruiz Rodríguez	17-jul-13	continúa	

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 de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. al 31 de Diciembre de 2014 es de USD 20.260.117,00, y su estructura es la siguiente:



CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO
CAPITAL SOCIAL EN US DOLARES
AL 31 de diciembre del 2014

ACCIONISTAS	SUSCRITO	PAGADO	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
	USD	USD	
MEER	8,950,344	8,950,344	44.18%
GADM del Cantón Riobamba	2,276,157	2,276,157	11.23%
GAD Provincial de Chimborazo	4,614,598	4,614,598	22.78%
GADM del Cantón Guano	780,125	780,125	3.85%
GADM del Cantón Colta	449,017	449,017	2.22%
GADM del Cantón Guamote	1,055,413	1,055,413	5.21%
GADM del Cantón Alausi	601,748	601,748	2.97%
GADM del Cantón Chunchi	434,062	434,062	2.14%
GADM del Cantón Penipe	442,960	442,960	2.19%
GADM del Cantón Pallatanga	394,342	394,342	1.95%
GADM del Cantón Chambo	261,351	261,351	1.29%
TOTAL	20,260,117	20,260,117	100.00%

Fuente: Estados Financieros EERSA 2014

4.1.2. Aportes para Futura Capitalización

APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2014
EN US DOLARES

ENTIDADES	SALDO DE APORTES FUTURA CAP. AL 31-12-13	SALDO DE APORTES FUTURA CAP. AL 31-12-14	APORTES FUTURA CAP. ENTREGADO DURANTE EL AÑO 2014	% DE PARTICIPACION
GAD M de Riobamba	1,159,630.52	1,159,630.52	0.00	5.02
GAD P de Chimborazo	795,704.61	795,704.61	0.00	3.44
GAD M de Guano	557,717.60	557,717.60	0.00	2.41
GAD M de Colta	186,005.79	186,005.79	0.00	0.81
GAD M de Guamote	189,002.63	189,002.63	0.00	0.82
GAD M de Alausi	830,644.63	910,694.61	80,049.98	3.94
GAD M de Chunchi	174,076.25	174,076.25	0.00	0.75
GAD M de Penipe	63,139.33	63,139.33	0.00	0.27
GAD M de Pallatanga	95,454.57	95,454.57	0.00	0.41
GAD M de Chambo	172,836.90	172,836.90	0.00	0.75
GAD M de Cumandá	52,915.20	52,915.20	0.00	0.23
MEER	11,494,095.80	18,744,820.44	7,250,724.64	81.14
SUMAN	15,771,223.83	23,101,998.45	7,330,774.62	100.00

Fuente: Estados Financieros EERSA 2014

Durante el año 2014 la EERSA recibió en calidad de Aportes para Futura Capitalización los siguientes valores:



Gobierno Autónomo Descentralizado Alausí	USD	80.049,98
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	USD	<u>7.250.724,64</u>
Total	USD	<u>7.330.774,62</u>

Estos aportes se utilizan para realizar obras eléctricas de distribución, en el caso de Alausí en la jurisdicción de su competencia. El MEER entregó fondos para financiar los planes de Reducción de Pérdidas, Mejoramiento de Distribución, el Sistema Integrado de Distribución (SIGDE) y los proyectos FERUM-BID. Cada año se firman actas de conciliación de inversiones con los GADS y el MEER.

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A., sufrirá un cambio sustancial en su estructura legal con la expedición de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica publicada en el RO 418 del 16 de enero de 2015 tercer suplemento donde, en la Disposición Transitoria décima segunda señala: "Empresas incluidas en el régimen previsto en el Mandato Constituyente No. 15.- Para el caso de las empresas citadas en el Mandato Constituyente No. 15, en la Disposición Transitoria Tercera, primer inciso, y en la Disposición Transitoria Segunda numeral 2.2.1.5 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en el plazo de trescientos sesenta días (360) días, contado a partir de la expedición de la presente ley, llevará a cabo todas las acciones que sean necesarias, a efectos de que las mismas se estructuren como empresas públicas, para lo cual, consolidará a su favor el paquete accionario. Una vez consolidada la totalidad del paquete accionario a favor del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, estas empresas se disolverán sin liquidación y se transformarán en empresas públicas".

4.2. Resultados del Período

Con la finalidad de que se tenga una visión global de los resultados del ejercicio económico del año 2014, a continuación se presenta la estructura del Estado de Pérdidas y Ganancias:

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.
ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS -ESTRUCTURA
Del 1 de enero al 31 de diciembre
En US dólares

	2013	2014
Ingresos de Operación	30,064,122.36	35,607,972.14
Costos y Gastos de operación	36,652,527.35	36,046,251.35
Utilidad/Pérdida de operación	-6,588,404.99	-438,279.21
Otros Ingresos (Gastos)	1,093,123.22	731,540.89
Utilidad/Pérdida del ejercicio	-5,495,281.77	293,261.68

El resultado del ejercicio económico del año 2014 arroja una pérdida en operación de USD. 438.279,21. Los resultados ajenos a la operación suman USD 731.540,89 y absorben la pérdida determinándose una utilidad en el ejercicio de USD. 293.261,68.



Para analizar los resultados financieros alcanzados por la Compañía en el ejercicio del año 2014, deben observarse algunos aspectos que incidieron directamente y que merecen la atención de la Administración para en el futuro tomar decisiones que permitan sostener en el tiempo resultados positivos.

Los ingresos que corresponden a venta de energía a usuario final han aumentado en un 14,76%, por incremento en la venta de energía y por el nuevo Pliego Tarifario para la prestación del servicio de energía eléctrica que se aplicó a partir de los consumos de mayo/2014, aprobado por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC (Hoy ARCONEL). El nuevo pliego se fundamenta en el Informe de Análisis de Costos del Servicio Eléctrico que fue presentado al Directorio del CONELEC (ARCONEL) el 23 de abril de 2014, que considera entre otros aspectos un ajuste por la inflación para las diferentes categorías de usuarios. Para los usuarios residenciales hubo un ajuste de 1 centavo por kilovatio hora. El ajuste tarifario no aplicó a los beneficiarios de la Tarifa Dignidad. Para el caso de los usuarios comerciales e industriales el ajuste fue de 2 centavos en el valor del kilovatio hora consumido.

La venta de energía en el mercado eléctrico mayorista de la generación propia tuvo un decremento del 17,94%, sin embargo el rubro total de venta de energía aumentó con relación al año 2013 en un 12,78%, correspondiente a USD. 3.657.219,66.

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

	2013	2014	INCREMENTO
ENERGIA REQUERIDA (kWh)	329.600.000	352.128.879	22.528.879
COSTO CENTAVOS USD/kWh	5.30	5.38	0.08
VALOR COMPRA DE ENERGIA USD	17.461.543.87	18.941.875.53	1.480.331.66

Como se puede observar, la Empresa aumentó los niveles de consumo en el 2014 con relación al 2013 en USD.1.480.331,66 (8,48%); **el costo unitario es mayor en USD 0,08** con relación al 2013, factor este que se presenta como uno de los más importante en la generación de resultados de la Empresa.

El informe actuarial preparado para la EERSA por la consultora Logaritmo Cía. Ltda. fue elaborado en base a principios y normas actuariales generalmente aceptadas, las NIIF's, la normativa legal y reglamentaria del Código del Trabajo y al Contrato Colectivo. En este se determinó el valor que debe ser cargado al gasto y la inversión como apropiación contable por concepto de provisión para jubilación patronal en el ejercicio económico del año 2014, el mismo que alcanza la cantidad de USD. 428.191,06. Otro concepto por el que se elabora el cálculo actuarial es la Renuncia Voluntaria según el Mandato Constituyente No. 2 artículo 8, en el año 2014 se registró al gasto y la inversión la suma de USD. 726.754,56.

7 /



De igual forma se presenta la estructura financiera, representada en el Estado de Situación Financiera comparativo de los años 2013 -2014.

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA S.A.
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA

Al 31 de diciembre de
En US dólares

CUENTA ACTIVO	2013 MONTO USD	% FRENTE AL TOTAL	2014 MONTO USD	% FRENTE AL TOTAL
Activo Corriente	26,201,144.50	23.41	33,346,470.66	27.32
Activo No Corriente	85,743,472.23	76.59	88,700,418.87	72.68
Total Activo	111,944,616.73	100.00	122,046,889.53	100.00
PASIVO Y PATRIMONIO				
Pasivo Corriente	9,774,958.19	8.73	11,668,120.44	9.56
Pasivo No corriente	15,499,166.56	13.85	15,864,925.12	13.00
Patrimonio	86,670,491.98	77.42	94,513,843.97	77.44
Total Pasivo y Patrimonio	111,944,616.73	100.00	122,046,889.53	100.00

La estructura financiera de la Empresa es adecuada en el año 2013 la totalidad de los activos fue financiado con el 8,73% de obligaciones de corto plazo, 13,85% de largo plazo y 77,42% con aporte de los accionistas y otras cuentas patrimoniales. Para el año 2014 el 100% de los activos fue financiado con el 9,56% de obligaciones de corto plazo, el 13% de largo plazo y el 77,44% con aporte de los accionistas y otras cuentas patrimoniales, como se puede observar las variaciones registradas son mínimas.

Podemos destacar que la Propiedad, Planta y Equipo ha pasado de USD 94.419.592,37 en el 2013 a USD. 101.205.212,00 en el 2014, aumentado USD. 6.785.619,63 que representa el 7,19%, constituyéndose con respecto al total de los activos el 84,34% en el 2013 y el 82,92% en el 2014. Se han incorporado bienes como consecuencia de los programas de electrificación, el mejoramiento tecnológico en diversas áreas, la adquisición de vehículos de trabajo y la ejecución de obras utilizando cable pre ensamblado entre otros.

El valor de depreciación del año 2014 por la propiedad, planta y equipo de generación es de USD 811.441,35, el monto registrado en el gasto por este mismo concepto es de USD. 4.921.887,55. Estos valores guardan concordancia con el volumen de activos fijos, expectativa de vida útil y los años transcurridos. Toda la información y control referente a los activos fijos se obtiene del Sistema Informático Uniclass de Activos Fijos implementado en el año 2011.



Mediante el Sistema de Fideicomisos aplicado en el sector eléctrico desde el año 2001, se regulaban los pagos del mercado en función de los ingresos que por venta de la energía disponían las empresas eléctricas mensualmente y los valores por Déficit Tarifario y Tarifa Dignidad. Las Autoridades Superiores del sector eléctrico consideraron que las Empresas Eléctricas que participan en este proceso, disponían de la suficiente experticia y tecnología como para que puedan manejarlo en forma eficiente y oportuna por sí mismas, sin requerir de los fideicomisos, es por eso que a partir de la facturación febrero recaudación marzo 2014, la corrida de prelacones así como las transferencias monetarias a las generadoras la realiza la EERSA, siguiendo las directrices estipuladas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, el ARCONEL (antes CONELEC) y el CENACE, debiendo presentar mensualmente un informe de rendición de cuentas al Comité Técnico de Supervisión y Control de Recaudación y Pagos, presidido por el MEER.

Un aspecto que debe destacarse es el hecho de que la Empresa en el año 2014 ha procurado cubrir sus obligaciones con las generadoras y demás entes del Mercado Eléctrico Mayorista, los altos costos en la compra de energía, la falta de pago del déficit tarifario por parte del Estado, han obligado a pagar parcialmente de enero a abril y de septiembre a diciembre 2014, en el periodo de mayo a agosto 2014, hubieron sobrantes luego de cubrir las facturas por USD. 743.072,43, este valor por disposición del MEER fue considerado para cubrir el déficit tarifario del año 2014.

En cuanto al pago de obligaciones con proveedores, trabajadores, retenciones a favor de terceros, se han realizado normalmente.

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 la Reforma Presupuestaria que se presentó en el transcurso del segundo semestre del año 2014, obtuvimos en un resumen tanto 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:



ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LA REFORMA PRESUPUESTARIA 2014
Y EL ESTADO DE RESULTADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014

CONCEPTOS	PRESUPUESTO* (EN USD.\$.)	ESTADO DE RESULTADOS (EN USD.\$.)	VARIACION	
			VALORES	EN %
INGRESOS DE OPERACIÓN				
- Ventas de energía	32,955,556.78	32,597,588.73	-357,968.05	-1.09
- Otros	3,225,023.28	3,010,383.41	-214,639.87	-6.66
TOTAL	36,180,580.06	35,607,972.14	-572,607.92	-1.58
GASTOS DE OPERACIÓN				
- Directos	32,354,422.05	30,312,922.45	-2,041,499.60	-6.31
- Depreciación	4,611,361.00	5,733,328.90	1,121,967.90	24.33
TOTAL	36,965,783.05	36,046,251.35	-919,531.70	-2.49
RESULTADOS DE OPERACIÓN	-785,202.99	-438,279.21	346,923.78	-44.18
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	322,204.00	835,442.99	513,238.99	159.29
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	103,000.00	103,902.10	902.10	0.88
RESULTADOS AJENOS A LA OPERACIÓN	219,204.00	731,540.89	512,336.89	233.73
RESULTADOS TOTALES	-565,998.99	293,261.68	859,260.67	-151.81

* Valor que consta en la Reforma Presupuestaria 2014

Como se puede observar el comportamiento de los ingresos de operación presupuestados según la reforma con los ingresos de operación del Estado de Resultados, tiene una diferencia de -1,58% que corresponde a una disminución de USD. 572.607,92. En la venta de energía hay un diferencia de -1,09%, USD. 357.968,05 menos, en los otros ingresos de operación se produce una disminución de USD. 214.639,87, lo que indica que los ingresos fueron menores a los presupuestados.

En cuanto a los costos y gastos de operación estos arrojan una diferencia de -2.49% entre lo presupuestado y el Estado de Resultados (Pérdidas y Ganancias), si se realiza una lectura minuciosa los costos y gastos directos registran un valor menor que el presupuestado en 6.31%, pero el valor de la depreciación aumenta en USD. 1.121.967,90 que corresponde el 24.33%.

En cuanto a los ingresos ajenos a la operación se registra un incremento entre el valor presupuestado y el real de USD. 513.238,99 (159,29%). En los gastos ajenos a la operación la diferencia es de USD. 902,10 (0.88%), cifra que no es relevante.

En resumen se puede manifestar que comparados los ingresos con los gastos operacionales, tanto del presupuesto reformado como del estado de resultados arrojan un déficit presupuestario de USD. 785.202,99y una pérdida operacional de USD. 438.279,21, respectivamente, mientras los resultados ajenos a la operación presupuestados y el estado de resultados presentan un superávit de USD 219.204,00 y una utilidad de USD. 731.540,89 respectivamente, produciéndose como consecuencia un déficit para la estimación presupuestaria reformada de USD 565.998,99 y para el estado de resultados una ganancia de USD. 293.261,68.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA EJERCICIO ECONOMICO 2014

EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S. A.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

NOMBRE DE LA CUENTA	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2013	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2014	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION	% DE CRECIM.
ACTIVO										
Bancos	2 126 948.27	2.00	4 945 890.69	4.28	1 143 628.27	1.02	8 464 631.35	6.94	7 321 203.08	640.17
Inversiones temporales de caja	15 280 000.00	14.33	3 000 000.00	2.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fondos Rotativos	2 200.00	0.00	2 290.45	0.00	2 200.00	0.00	2 200.00	0.00	0.00	0.00
Financiamiento	1 522 146.53	1.43	2 675 585.40	2.37	399 063.75	0.36	0.00	0.00	-399 063.75	-100.00
DISPONIBLE	18 911 294.80	17.76	10 527 166.54	9.30	1 545 692.02	1.38	8 467 031.35	6.94	6 821 339.33	447.76
Documentos por cobrar	36 349.50	0.03	25 913.68	0.02	33 628.65	0.03	32 255.36	0.03	-1 373.29	-4.09
Cuentas por cobrar consumidoras	6 134 504.58	5.78	6 366 068.30	5.62	7 199 663.12	6.43	7 293 820.07	5.98	94 156.95	1.33
Otras cuentas por cobrar	2 489 729.25	2.34	7 112 663.68	6.29	4 118 289.91	3.68	6 539 464.65	5.36	2 421 174.94	58.57
Provisión Acum. Para cuentas incobrables	-867 823.54	-0.81	-972 241.46	-0.86	-1 372 384.76	-1.23	-1 519 483.48	-1.24	-147 098.72	10.72
EXIGIBLE	7 792 758.78	7.32	12 532 434.20	11.07	9 979 196.92	8.91	12 346 056.80	10.12	2 366 859.88	23.72
Bodega	5 850 510.68	5.49	6 445 646.32	5.69	7 183 433.93	6.42	7 603 471.52	6.36	620 037.69	8.63
Compras en tránsito	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13 124.17	0.01	13 124.17	0.00
Materiales en transformación	32 091.84	0.03	18 351.75	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Provisión inv. Obsoletos y en mal estado	0.00	0.00	0.00	0.00	-25 000.00	-0.02	-50 000.00	-0.04	-25 000.00	100.00
Provisión inv. Por deterioro físico u obsoletos	0.00	0.00	-29 067.99	-0.03	-9 840.88	-0.01	-150 360.44	-0.12	-140 519.56	1 427.92
REALIZABLE	5 882 662.52	5.52	6 434 930.68	5.68	7 148 593.09	6.39	7 618 235.35	6.24	467 642.30	6.54
Otros activos corrientes	3 177 736.54	2.98	2 907 841.55	2.57	7 527 662.51	6.72	4 917 147.16	4.03	-2 610 515.35	-34.68
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	3 177 736.54	2.98	2 907 841.55	2.57	7 527 662.51	6.72	4 917 147.16	4.03	-2 610 515.35	-34.68
ACTIVO CORRIENTE	35 764 393.65	33.58	32 402 372.37	28.61	26 201 144.50	23.41	33 346 470.66	27.32	7 145 326.16	27.27
ACTIVO NO CORRIENTE										
Activo fijo no depreciable	2 673 685.43	2.51	2 679 685.43	2.37	2 679 685.43	2.39	2 679 685.45	2.20	0.00	0.00
Bienes e instalaciones en servicio	71 437 422.27	67.08	81 653 357.17	72.28	94 419 592.37	84.34	101 205 212.00	82.92	6 785 619.63	7.19
Bienes en proceso de retiro	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Activo fijo dado en arrendo	19 532.85	0.02	37 036.22	0.03	65 909.95	0.06	81 598.31	0.07	15 688.36	23.94
ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	71 455 955.12	67.10	81 690 393.39	72.31	94 485 502.32	84.40	101 286 810.31	82.99	6 801 307.99	7.20
Cap Acum. Bienes instalación servicio y arrendo	-12 942 162.45	-12.15	-17 315 135.24	-15.29	-22 043 624.11	-19.69	-27 055 042.76	-22.17	-5 011 418.65	22.73
DEPRECIACIONES ACUMULADAS	-12 942 162.45	-12.15	-17 315 135.24	-15.29	-22 043 624.11	-19.69	-27 055 042.76	-22.17	-5 011 418.65	22.73
OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES										
Pagos anticipados	13 793.38	0.01	7 560.12	0.01	1 047 572.73	0.94	1 678 019.67	1.37	630 446.94	60.18
Inversiones a largo plazo	0.00	0.00	5 915 024.75	5.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros activos no corrientes	658.39	0.00	688.39	0.00	668.39	0.00	668.39	0.00	0.00	0.00
Cuentas por cobrar a largo plazo	2 117 830.50	1.99	2 175 840.69	1.92	5 508 192.91	4.92	5 657 958.54	4.64	149 765.63	2.71
Obras en construcción	7 374 621.59	6.93	5 064 422.20	4.47	3 924 507.45	3.51	4 309 317.08	3.53	384 809.63	9.81
Activos fijos no en operación	32 779.98	0.03	312 036.58	0.28	29 029.74	0.03	31 063.84	0.03	2 035.10	7.03
Propiedades de inversión	0.00	0.00	111 738.35	0.10	111 738.35	0.10	111 738.35	0.09	0.00	0.00
OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES	9 539 713.84	8.96	13 587 311.08	12.00	10 621 708.87	9.48	11 788 785.07	9.68	1 167 057.30	10.99
ACTIVO NO CORRIENTE	70 727 391.96	66.42	80 542 434.68	71.39	85 743 472.23	76.59	88 700 418.87	72.68	2 956 946.64	3.45
TOTAL ACTIVO	106 491 785.81	100.00	113 244 827.05	100.00	111 944 616.73	100.00	122 046 889.53	100.00	10 102 272.80	9.02



EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S. A.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2014

NOMBRE DE LA CUENTA	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	AL TOTAL	% FRENTE	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	AL TOTAL	% FRENTE	AL TOTAL	VARIACION	% DE CRECIM.
PASIVO															
Documentos por pagar	-61 025.97	-49 448.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	-49 448.53	-302 510.65	-399 213.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Servicios relacionados al personal	-51 692.64	-240 294.47	0.21	0.27	0.27	0.21	0.05	-173 341.32	-415 398.68	-298 404.78	0.23	0.23	0.23	120 991.91	31.96
Cuentas por pagar varios	-2 019 016.41	-173 341.32	0.15	0.37	0.37	0.15	1.60	-173 341.32	-173 341.32	-298 404.78	0.23	0.23	0.23	120 991.91	31.96
Provisión para cuentas corrientes	-236 173.12	-1 566 900.00	1.37	1.14	1.14	0.98	0.22	-1 566 900.00	-1 280 529.79	-1 196 256.77	0.98	0.98	0.98	65 273.02	-6.66
Dividendos con el IESS	-116 140.17	-128 725.38	0.11	0.13	0.13	0.11	0.11	-128 725.38	-128 725.38	-113 914.27	0.09	0.09	0.09	28 020.78	-18.59
Dividendos con el SHU	-75 398.90	-125 017.63	0.11	0.08	0.08	0.07	0.07	-125 017.63	-88 169.41	-48 917.43	0.04	0.04	0.04	37 351.88	-43.35
Valores de facturas por pagar	-233 571.43	-242 571.00	0.21	0.35	0.35	0.22	0.22	-242 571.00	-389 271.75	-412 022.38	0.34	0.34	0.34	10 760.63	4.77
Proveedores	-1 220 172.12	-645 483.21	0.57	0.81	0.81	1.15	1.15	-645 483.21	-910 948.00	-1 261 268.88	1.03	1.03	1.03	350 320.80	38.46
Cuentas por pagar compra de energía	-2 997 914.58	-4 514 688.64	3.99	5.44	5.44	2.82	2.82	-4 514 688.64	-6 089 722.54	-7 603 207.83	5.44	5.44	5.44	1 773 545.29	29.12
Otras cuentas por pagar	-213 529.30	-289 181.83	0.30	0.12	0.12	0.20	0.20	-289 181.83	-137 268.27	-60 754.81	0.08	0.08	0.08	68 511.46	-49.91
Otros pasivos corrientes	-2 934.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	-19 200.00	-19 200.00	-19 200.00	0.02	0.02	0.02	0.00	0.00
PASIVOS CORRIENTES	-13 680 602.00	-15 480 791.98	13.63	13.83	13.83	14.89	14.89	-15 480 791.98	-15 480 166.58	-13 664 825.12	13.06	13.06	13.06	368 798.58	2.37
TOTAL PASIVO	-21 006 781.40	-23 446 445.87	20.70	22.58	22.58	21.68	21.68	-23 446 445.87	-25 274 124.75	-27 533 045.56	22.58	22.58	22.58	2 358 920.81	9.83
PATRIMONIO															
Capital Social	-14 409 051.00	-14 409 051.00	12.72	18.10	18.10	13.53	13.53	-14 409 051.00	-20 260 117.00	-20 260 117.00	16.60	16.60	16.60	0.00	0.00
Aportaciones para futura capitalización	-8 650 546.79	-13 332 481.01	11.90	14.09	14.09	8.25	8.25	-13 332 481.01	-16 771 223.83	-23 101 998.45	18.93	18.93	18.93	-7 330 774.82	-48.48
CAPITAL SOCIAL Y APORTES	-23 059 597.79	-27 741 532.01	24.68	32.18	32.18	22.78	22.78	-27 741 532.01	-36 031 340.83	-43 362 115.45	35.53	35.53	35.53	-7 330 774.82	-28.23
Reservas	-1 615 124.26	-2 455 241.26	2.16	2.43	2.43	1.70	1.70	-2 455 241.26	-2 722 536.57	-2 722 536.57	2.43	2.43	2.43	0.00	0.00
Donaciones y contribuciones	-88 086.72	-220 256.78	0.19	0.32	0.32	0.08	0.08	-220 256.78	-365 898.53	-575 212.22	0.47	0.47	0.47	-219 315.69	61.62
RESERVAS Y DONACIONES	-1 904 010.01	-2 675 508.06	2.37	2.75	2.75	1.79	1.79	-2 675 508.06	-3 087 433.10	-3 297 748.79	2.75	2.75	2.75	-219 315.69	8.17
Resultados del Ejercicio Corriente	-6 501 169.91	-2 573 003.65	2.27	-4.91	-4.91	6.10	6.10	-2 573 003.65	5 465 281.77	-293 201.68	-4.91	-4.91	-4.91	-5 788 543.45	-105.34
Resultados de Ejercicios Anteriores	0.00	-5 651 052.92	5.17	2.07	2.07	0.00	0.00	-5 651 052.92	-2 315 775.28	-2 315 775.28	1.90	1.90	1.90	0.00	0.00
Resultados Acumulados	-65 332 277.26	-65 332 277.26	40.03	40.50	40.50	42.57	42.57	-65 332 277.26	-65 332 277.26	-39 838 996.48	40.50	40.50	40.50	5 499 281.77	-12.12
RESULTADOS	-61 833 487.17	-62 759 419.83	47.47	37.60	37.60	48.67	48.67	-62 759 419.83	-42 152 770.77	-42 448 822.45	34.78	34.78	34.78	-293 201.68	0.55
RESERVAS, DONACIONES Y RESULTADOS	-43 737 487.18	-56 441 921.89	49.84	40.40	40.40	50.68	50.68	-56 441 921.89	-45 231 203.87	-45 743 781.24	37.48	37.48	37.48	-512 577.37	0.91
Acuerdo Municipal 153	-5 240 172.64	-5 240 172.64	4.63	4.68	4.68	4.92	4.92	-5 240 172.64	-5 240 172.64	-5 240 172.64	4.29	4.29	4.29	0.00	0.00
Mandato Constituyente 15	-187 774.64	-187 774.64	0.15	0.15	0.15	0.16	0.16	-187 774.64	-187 774.64	-187 774.64	0.14	0.14	0.14	0.00	0.00
OTRAS CUENTAS PATRIMONIALES	-4 607 947.28	-4 607 947.28	4.76	4.83	4.83	5.09	5.09	-4 607 947.28	-4 607 947.28	-4 607 947.28	4.43	4.43	4.43	0.00	0.00
TOTAL PATRIMONIO	-63 403 004.21	-69 788 281.18	78.30	77.42	77.42	79.32	79.32	-69 788 281.18	-68 670 481.88	-64 873 843.87	77.42	77.42	77.42	-7 843 351.99	8.73
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	-106 491 785.61	-113 244 727.05	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-113 244 727.05	-111 944 606.73	-112 046 889.53	100.00	100.00	100.00	-10 102 272.85	9.02



**INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2014**

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

CONCEPTO	ANO 2011	ANO 2012	ANO 2013	ANO 2014	VARACION 2014-2013	% DE CRECIM.
ACTIVO						
ACTIVOS CORRIENTES	36.764.393,65	32.402.372,37	26.201.144,60	33.346.870,66	7.145.726,16	27,27
Deposito	16.911.294,60	10.527.166,54	1.545.692,02	6.467.031,35	6.921.339,33	447,76
Cuentas y documentos por cobrar	7.792.759,79	12.532.434,20	9.979.196,92	12.346.056,80	2.366.859,88	23,72
Inventarios	6.652.622,52	6.434.930,05	7.146.593,05	7.816.235,35	467.642,30	6,54
Otros Activos Corrientes y Acumulados	3.177.738,54	2.907.841,56	7.527.662,51	4.917.147,16	-2.610.515,35	-34,66
ACTIVOS NO CORRIENTES	70.277.391,96	60.842.664,68	68.743.472,23	68.700.418,87	2.956.946,64	4,33
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS	61.187.678,12	67.262.143,60	76.121.763,66	76.911.653,00	1.789.889,34	53,72
Bienes e Instalaciones en Servicio	71.437.422,27	61.653.357,17	94.419.592,37	101.205.212,00	6.785.619,63	7,16
Bienes en Proceso de Retiro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Deprec Acum de Bienes en Servicio	-12.941.777,67	-17.314.750,46	-22.043.239,33	-27.054.657,98	-5.011.418,65	22,73
Activo fijo dado en arrendo	18.542,65	37.038,22	65.908,06	61.598,31	15.680,36	23,60
Dep acum Activos fijos dados en arrendo	-364,76	-364,76	-364,76	-364,76	0,00	0,00
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE	2.679.685,46	2.679.685,46	2.679.685,46	2.679.685,46	0,00	0,00
DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO	9.539.036,46	13.474.884,36	10.809.301,83	11.676.369,13	1.167.087,30	11,10
Deudores a Largo Plazo	2.117.630,50	2.175.940,69	5.500.162,91	5.657.968,34	149.766,63	2,72
Otras Inversiones a Largo Plazo	0,00	5.915.024,75	0,00	0,00	0,00	0,00
Otras en Construcción	7.374.621,56	5.064.422,20	3.924.507,45	4.309.317,08	384.809,63	9,51
Pagos anticipados	13.793,36	7.560,12	1.047.572,13	1.678.019,67	630.446,94	60,16
Activos fijos no en operación	32.779,96	312.036,56	29.020,74	31.063,64	2.033,70	7,01
OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES	668,39	112.426,74	112.406,74	112.406,74	6,99	0,00
Otros activos no comerciales	668,39	668,39	668,39	668,39	0,00	0,00
Propiedades de inversión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Estudios y Otras	0,00	0,10	0,10	0,10	0,00	0,00
Otros Debitos Diferidos	0,00	111.738,35	111.738,35	111.738,35	0,00	0,00
TOTAL DEL ACTIVO	106.491.786,61	113.244.827,05	111.944.618,73	122.046.889,63	10.102.272,60	9,02
PASIVO Y PATRIMONIO						
PASIVOS	-23.064.781,40	-23.444.646,87	-26.274.124,76	-27.533.046,66	-2.268.920,81	8,94
Pasivos Corrientes	-7.226.176,60	-7.905.053,69	-9.774.956,10	-11.664.120,44	-1.893.162,25	19,37
Pasivo no Corriente	-15.838.604,80	-15.490.791,90	-15.499.168,56	-15.868.925,12	-365.758,56	2,36
Pasivos Diferidos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PATRIMONIO	83.426.999,21	89.739.381,18	88.870.491,98	94.813.843,97	7.843.351,98	9,05
Capital Social y Aportaciones	-24.239.599,75	-27.949.512,01	-36.031.340,63	-43.362.115,45	-7.330.774,65	20,35
Reservas (Reservas Reguladas)	-63.737.457,16	-66.441.921,69	-45.231.203,87	-45.743.781,24	-512.977,37	1,13
Otras Cuentas Intermedias (Mantenido)	-5.407.947,28	-5.407.947,28	-4,76	-4,83	-0,00	0,00
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	-106.491.786,61	-113.244.827,05	-111.944.618,73	-122.046.889,63	-10.102.272,60	9,02

13



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2014

EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

CONCEPTO	AÑO 2013	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2014	% FRENTE AL TOTAL	VARIACION 2014-2013	% DE CRECIM.
INGRESOS DE OPERACIÓN						
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA						
Residencial	12.649.241,57	40,49	13.839.648,32	38,14	1.190.404,75	9,41
Comercial	4.413.031,50	14,12	5.357.121,59	14,76	944.090,09	21,39
Industrial	2.221.798,64	7,11	2.687.711,09	7,41	465.912,45	20,97
Industrial Cemento Chimborazo	2.532.124,19	8,10	3.484.840,22	9,60	952.716,03	37,63
Alumbrado Público	3.363.536,11	10,77	3.525.793,15	9,72	162.257,04	4,82
Comercialización						
VENTA DE ENERGIA SECTOR PRIVADO	28.179.732,01	80,59	28.895.112,37	79,62	3.715.380,36	14,76
Entidades Oficiales	368.342,31	1,18	490.915,77	1,35	122.573,46	33,28
Entidades Municipales	0,00		0,00	0,00	0,00	
Bombeo de Agua	258.345,33	0,83	273.857,74	0,75	15.312,41	5,93
Asistencia Social	223.571,68	0,72	255.750,53	0,70	32.178,85	14,39
Entidades Públicas (Beneficio Público)	546.817,83	1,75	641.555,41	1,77	94.737,58	17,33
Locales Deportivos y Autoconsumos	67.394,32	0,22	79.666,45	0,22	12.272,13	18,21
Suministros ocasionales						
VENTA DE ENERGIA ORG. DEL ESTADO	1.464.471,47	4,69	1.741.546,80	4,80	277.074,43	18,92
Suministros Ocasionales	21.446,25	0,07	35.123,00	0,10	13.676,75	63,77
Venta Generación Propia	1.932.362,54	6,18	1.585.785,07	4,37	-346.577,47	-17,94
Corriente usada no facturada	2.843,38	0,01	3.236,78	0,01	393,40	13,84
Otras ventas tarifa 0			1.446,86	0,00	1.446,86	0,00
Bienes dados en arriendo	18.913,59	0,06	14.738,92	0,04	-4.174,67	-22,07
VENTA ENERGIA ESPECIALES	1.975.665,76	6,32	1.640.330,63	4,52	-335.235,13	-16,97
TOTAL VENTA DE ENERGIA	28.619.769,24	91,60	32.276.968,90	88,94	3.657.219,66	12,78
INGRESOS QUE NO SON VENTA ENERGIA	314.034,25	1,01	320.599,83	0,88	6.565,58	2,09
OTROS INGRESOS DE OPERACIÓN	1.130.318,87	3,62	3.010.383,41	8,30	1.880.064,54	166,33
OTROS INGRESOS DE OPERACIÓN	1.444.363,12	4,62	3.330.983,24	9,18	1.886.630,12	130,62
TOTAL INGRESOS DE OPERACIÓN	30.064.122,36	96,23	35.607.972,14	98,12	5.543.849,78	18,44
Ingresos Ajenos a la Operación	826.960,88	2,65	566.568,88	1,56	-260.392,00	-31,49
Ajustes de Periodos Anteriores					0,00	
Otros ingresos	351.983,06	1,13	116.383,02	0,32	-235.600,04	-66,94
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	1.178.943,94	3,77	682.951,90	1,88	-495.992,04	-42,07
TOTAL INGRESOS	31.243.066,30	100,00	36.290.924,04	100,00	5.047.857,74	16,16
COSTOS Y GASTOS						
COSTOS						
Generación Hidráulica	2.330.965,87	6,34	1.273.886,09	3,52	-1.057.079,78	-45,35
Generación Termoelectrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Energia Comprada al MEM	17.461.543,87	47,51	18.941.875,53	52,40	1.480.331,66	8,48
Depreciación			811.441,35	2,24	811.441,35	
TOTAL COSTOS	19.792.509,74	53,85	21.027.202,97	58,17	1.234.693,23	6,24
GASTOS DE OPERACIÓN						
Subtransmisión	727.879,24	1,98	737.372,62	2,04	9.493,38	1,30
Distribución y Alumbrado Público	4.143.584,20	11,27	2.441.063,79	6,75	-1.702.520,41	-41,09
Comercialización e Instalación de Abonados	1.818.556,09	4,95	1.846.988,30	5,11	28.430,21	1,56
Administración General	6.197.446,88	16,86	5.071.738,12	14,03	-1.125.708,76	-18,16
Gastos de oper. que no son por Vta. Energia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Provisiones	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Depreciación	3.972.551,20	10,81	4.921.887,55	13,62	949.336,35	23,90
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	16.860.017,61	45,87	15.019.048,38	41,55	-1.840.969,23	-10,92
TOTAL COSTOS Y GASTOS	36.652.527,35	99,72	36.046.251,35	99,71	-506.276,00	-1,65
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN						
Gastos Ajenos a la Operación	62.667,43	0,17	30.752,93	0,09	-31.914,50	-50,93
Ajustes de Periodos Anteriores	38.757,80	0,10	73.101,73	0,20	36.343,93	98,87
Gastos Financieros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Otros	5.235,67	0,01	48,00	0,00	-5.187,67	-99,08
TOTAL GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	104.660,90	14	103.902,66	0,29	-758,24	-0,72
TOTAL GASTOS	36.757.188,25	100,00	36.150.154,01	100,00	-607.034,24	-1,65
Componente de resultado integral	18.840,18		152.491,08		133.650,91	709,39
UTILIDAD (PERDIDA) DEL EJERCICIO	-5.495.281,77		293.261,12		5.788.542,89	-105,34



EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

CONCEPTO	AÑO 2010	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2011	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2012	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2013	% FRENTE AL TOTAL	AÑO 2014	% FRENTE AL TOTAL	CRECIMIENTO	% DE CRECIM.
INGRESOS DE OPERACIÓN	30.716.139,78	100,00	34.323.606,08	100,00	31.739.373,60	100,00	30.064.122,36	100,00	36.607.972,14	100,00	6.543.849,78	18,44
Venta de energía	26.109.476,07	85,00	25.869.411,30	75,37	27.147.060,97	85,53	28.933.803,49	96,24	32.597.588,73	91,55	3.663.785,24	12,66
Que no son venta de energía	4.606.663,71	15,00	8.454.194,78	24,63	4.592.312,63	14,47	1.130.318,87	3,76	3.010.383,41	8,45	1.880.064,54	166,33
GASTOS	27.916.882,36	90,88	28.687.204,96	83,29	30.067.971,19	94,73	36.662.627,36	121,91	36.046.261,35	101,23	-606.276,00	-1,66
Gastos directos de operación	24.125.811,06	78,54	25.325.150,63	73,78	25.727.658,58	81,06	32.679.976,15	108,70	30.312.922,45	85,13	-2.367.053,70	-7,24
Depreciación	3.790.071,29	12,34	3.262.054,32	9,50	4.340.312,61	13,67	3.972.551,20	13,21	5.733.328,90	16,10	1.760.777,70	44,32
UTILIDAD (PÉRDIDA) OPERACIONAL	2.800.257,43	9,12	5.736.401,13	16,71	1.671.402,41	5,27	-6.688.404,99	-21,91	-438.279,21	-1,23	6.160.126,78	-83,35
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	1.073.586,94	3,50	938.701,01	2,73	1.214.605,09	3,83	1.178.943,94	3,92	682.951,90	1,92	-495.992,04	-42,07
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	79.120,10	0,26	173.932,23	0,51	371.182,94	1,17	104.660,90	0,35	103.902,10	0,29	-758,80	-0,73
COMPONENTES RESULT. INTEGRAL	0,00	0,00	0,00	0,00	58.269,08	0,18	18.840,18	0,06	162.481,09	0,43	133.660,91	709,39
UTILIDAD (PÉRDIDA) AJENO OPER.	994.466,84	3,24	764.768,78	2,23	901.681,24	2,84	1.093.123,22	3,64	731.640,89	2,06	-361.682,33	-33,08
UTILIDAD (PÉRDIDA) DEL EJERCICIO	3.794.724,27	12,36	6.601.169,91	18,94	2.673.083,66	8,11	-6.496.281,77	-18,28	293.261,60	0,82	6.788.643,46	-105,34



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

Del análisis del cuadro comparativo entre los años 2013 y 2014 que consta en la página anterior

El ingreso por venta de energía por el año 2014 es de USD. 32.276.988,90 tiene un incremento de 12,78% con relación al año 2013, que corresponde a USD. 3.657.219,66. Del total de ingresos, la venta de energía a usuario final es de USD. 30.675.018,05, los ingresos que no son venta de energía suman USD. 3.330.983,24 y los ingresos ajenos a la operación son de USD. 699.137,68. Un análisis especial merece la venta de energía de la generación propia de la Empresa al Mercado Eléctrico Mayorista, misma que alcanza la suma de USD. 1.585.785,07, constituyendo el 4,91% de la venta de energía y el 4,37% del total de ingresos; con relación al año 2013, tuvo un decremento de USD. 346.577,47, que corresponde al 17,94%.

Los ingresos por venta de energía a usuario final tienen un incremento de 14,97% al haberse facturado en el 2014 USD. 30.675.018,05 frente a USD. 26.668.493,11 del año 2013, como consecuencia del aumento en el consumo y el incremento en la tarifa que se aplicó a partir de los consumos de mayo 2014.

Los gastos de operación del año 2014 con relación al año 2013 tuvieron un decremento de 1.65% y los ingresos un incremento de 18.44%; lo que ha dado como resultado que aunque se experimente una importante mejoría, todavía se produce una pérdida en operación.

ANALISIS COMPARATIVO DE GASTOS POR ETAPAS FUNCIONALES 2013 - 2014

ETAPAS FUNCIONALES	2013	2014	VARIACION	
			VALOR	%
COMPRA DE ENERGIA AL MEM Y CONTRATOS	17,461,543.87	18,941,875.53	1,480,331.66	8.48
GENERACION HIDRAULICA	2,330,965.87	2,085,327.44	-245,638.43	-10.54
GENERACION TERMICA	27,824.28	27,824.28	0.00	0.00
SUBTRANSMISION	1,379,389.69	1,379,506.21	116.52	0.01
DISTRIBUCION	5,982,094.15	4,592,484.32	-1,389,609.83	-23.23
COMERCIALIZACION	2,350,772.53	2,997,259.67	646,487.14	27.50
ADMINISTRACION GENERAL	7,119,936.96	6,021,973.90	-1,097,963.06	-15.42
TOTAL	36,652,527.35	36,046,251.35	-606,276.00	-1.65

Fuente: Contabilidad EERSA

El total de gastos en el año 2014 fue de USD. 36'046.251,35, comparando esta cifra con la del año 2013 y por etapas funcionales encontramos que en la Generación Hidráulica existe una disminución del 10.54%, los valores de Subtransmisión y Administración también disminuyeron en un 23.23% y 15.42% respectivamente. Comercialización experimentó un aumento de 27.50% y también el valor de Compra de Energía se incrementó en el 8,48%. El porcentaje de comercialización aumenta debido a que el Sistema de Activos Fijos, está arrojando el valor de la depreciación actualizada del grupo de Acometidas y Medidores.

El gasto que genera la Etapa de Generación Térmica se relaciona con la depreciación de algunos equipos y tanques de combustible, que todavía conservan valor monetario, y que están fuera de servicio.



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2014

GASTOS DE OPERACIÓN PERÍODOS 2013-2014
(VALORES EN DOLARES)

CONCEPTO DEL COSTO	GASTOS OPERACIÓN 2013		GASTOS OPERACIÓN 2014		VARIACIÓN	
	VALOR	%	VALOR	%	VALOR	%
Depreciación	3,972,551.20	11.57	4,921,887.55	14.49	949,336.35	23.90
Compra Energía MEM	17,461,543.87	50.88	18,941,875.53	55.78	1,480,331.66	8.48
Mano de Obra	8,143,501.52	23.73	6,341,468.28	18.67	-1,802,033.24	-22.13
Material, Combustible, etc.	1,302,903.29	3.80	1,059,061.32	3.12	-243,841.97	-18.72
Otros	3,441,061.60	10.03	2,696,631.23	7.94	-744,430.37	-21.63
TOTAL	34,321,561.48	100.00	33,980,923.91	100.00	-360,637.57	-1.05

FUENTE: Contabilidad EERSA

En el cuadro anterior se demuestra la estructura de los gastos de operación de la Empresa comparados con el año 2013, en este se puede observar el comportamiento de los componentes del gasto y su porcentaje de ocurrencia frente al total. La compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista presenta la mayor incidencia 55.78%, aumentando en un 8.48% con relación al año anterior, la depreciación tiene una participación de 14.49% con un incremento de 23.90%, los conceptos como Mano de Obra, Material, Combustible y Lubricantes y Otros representa un 18.67%, 3.12% y 7.94% respectivamente con relación al total y tienen una variación negativa, es decir han reducido costos con respecto al año 2013 en 22.13%, 18.72% y 21.63% en su orden.

Las consecuencias de las acciones emprendidas se reflejan en la variación de los indicadores financieros, el índice de liquidez financiera se mantiene alto en el 2013 fue de USD. 2,68 y en el 2014 de USD. 2,86 por un dólar de deuda, inclusive la prueba ácida para el año 2013 fue de USD. 1,95 y en el año 2014 fue de USD.2,21 por cada dólar de deuda a corto plazo, lo que demuestra que la Empresa está en condiciones de atender sus obligaciones corrientes de manera inmediata. Sin embargo para mejorar los índices señalados se debe continuar fortaleciendo el programa para bajar la cartera, especialmente la estatal (déficit tarifario, subsidios, cobro agentes del MEM) y reducir las pérdidas privilegiando la relación beneficio costo.

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)

En el siguiente cuadro se puede observar la evolución de los precios y costos del KWH para los años 2013 y 2014, en esta demostración no se toman en consideración los gastos ajenos a la operación.

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS Y COSTOS MEDIOS 2013-2014
(EN DOLARES)

DETALLE	2013	2014	VARIACION	
			VALOR	%
ENERGIA FACTURADA MWH	295.755	313.566	17,811.00	6.02
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION (USD)	19,897,170.64	21,131,105.63	1,233,934.99	6.20
GASTOS DE EXPLOTACION USUARIO FINAL (USD)	30,747,613.61	29,538,578.73	-1,209,034.88	-3.93
INGRESOS VENTA DE ENERGIA (USD)	28,619,769.24	32,276,988.90	3,657,219.66	12.78
INGRESOS VENTA DE ENERGIA USUAR.F (USD)	26,668,493.11	30,675,018.05	4,006,524.94	15.02
PRECIO MEDIO USD/KWH	0.0902	0.0978	0.01	8.49
COSTO MEDIO USD/KWH	0.1040	0.0942	-0.01	-9.39
UTILIDAD/PERDIDA POR KWH FACTURADO (USD)	-0.0138	0.0036	0.02	-126.28

Fuente: Contabilidad EERSA, datos Planificación



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

Los ingresos por venta de energía a usuario final tuvieron un incremento de 15.02%, porcentaje que resulta positivo por el incremento en el consumo y en la variación de las tarifas.

La energía facturada ha aumentado en el año 2014 en 17.811 MWH, que representa el 6.02%, debido al comportamiento de los usuarios en el mercado, especialmente en venta de energía al sector privado.

El precio medio de venta tuvo un incremento de 8.49% en tanto que el costo medio de producción disminuyó en 9.39%, observándose una recuperación de USD 0.02 con respecto al año 2013.

Como se puede observar los ingresos por venta de energía a usuario final logran cubrir los gastos de explotación a usuario final.

4.3. Análisis de Endeudamiento de la Empresa

4.3.1 Compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

En cumplimiento de las leyes y reglamentos que regulan el MEM, en la EERSA al 31 de diciembre de 2014 se encontraban pagos pendientes por USD.7.863.267,83 que corresponden a saldos por pagar de las últimas emisiones de facturas por parte de los agentes del MEM y reliquidaciones dispuestas por el CENACE, que serán canceladas si el Gobierno transfiere los valores correspondientes a subsidios por déficit tarifario y tarifa de la dignidad.

4.3.2 Otras deudas por Préstamos Internos y Externos

Préstamos Internos

No existen préstamos internos, las obligaciones por pagar corresponden a proveedores por la adquisición de materiales, cuyos saldos quedaron pendientes de pago al 31 de diciembre de 2014 y que se cancelaron en el primer mes del presente año.

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.

4.4. Análisis de los resultados del presente ejercicio

Los resultados alcanzados en el ejercicio 2014 experimentaron mejoría, sin embargo la utilidad generada no es consecuencia de las actividades ordinarias de la Empresa, sino de otras ajenas a la operación, algunos factores que incidieron se analizan a continuación.

4.4.1 Ingresos por venta de generación propia

Esta cuenta en el año 2014 registra un valor de USD. 1.585.785,07 y en el año 2013 USD. 1.932.362,54, provocándose una disminución de USD. 346.577,47 que representa el 17.94%.

4.4.2 Compra de energía

La Empresa compró en el año 2014 por concepto de energía USD. 18.941.875,53 y en el año 2013 USD. 17.461.543,87, registrándose un aumento de USD. 1.480.331,66 que representa el 8.48%., esto debido al aumento en la cantidad comprada y el costo del kWh.



4.4.3 Incremento de las provisiones laborales

Los valores registrados en el gasto e inversión suman USD. 1.154.945,62 correspondiente a la Jubilación Patronal y Bonificación por Renuncia Voluntaria por el año 2014.

V ASPECTOS DE COMERCIALIZACION

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

5.1 Alcance

El informe de Gestión Comercial se presenta a través del resumen ejecutivo, considerando el período enero - diciembre del 2014; el mismo que se refiere a los siguientes aspectos: mercado, recaudación, cartera, atención con los diferentes servicios a los clientes, reclamos, novedades y pérdidas no técnicas de energía.

5.2 Gestión Comercial

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

5.3 Área de Concesión.

En el año 2014 la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., ha mantenido como su área de concesión los 10 cantones de la Provincia de Chimborazo: Riobamba, Alausí, Chunchi, Colta, Cumandá, Chambo, Guano, Guamote, Pallatanga y Penipe; con una cobertura del 98,28%, es decir, que a diciembre del 2014 se estima que la Empresa tiene una población atendida de 488.230 habitantes.

Mercado

La E.E.R.S.A a diciembre de 2014 tiene 164.325 clientes, de los cuales el 56.51% se encuentran ubicados en el sector rural, en tanto que el 43.49% se encuentra en el sector urbano. Cabe indicar que como sector urbano está considerada exclusivamente la ciudad de Riobamba.

Respecto a ventas de potencia y energía durante el año 2014, se alcanzó a los siguientes valores:

a) Energía Facturada Clientes Regulados (MWh): 313.566,20

b) Ingresos Facturados (miles de dólares):

2.1 Ingresos Globales:	35.903,80
2.2 Ingresos por venta de energía:	28.252,19
2.3 Ingresos por Alumbrado Público	3.537,69
2.4 Ingresos ajenos a la explotación:	117,84
2.5 Bomberos	3.996,08

- Precio Medio (U\$/kWh): 0,1013
- c) Consumo medio (kWh/consumidor): 74,32*
- Considerado solo clientes residenciales.

d) Pérdidas de energía (MWh):

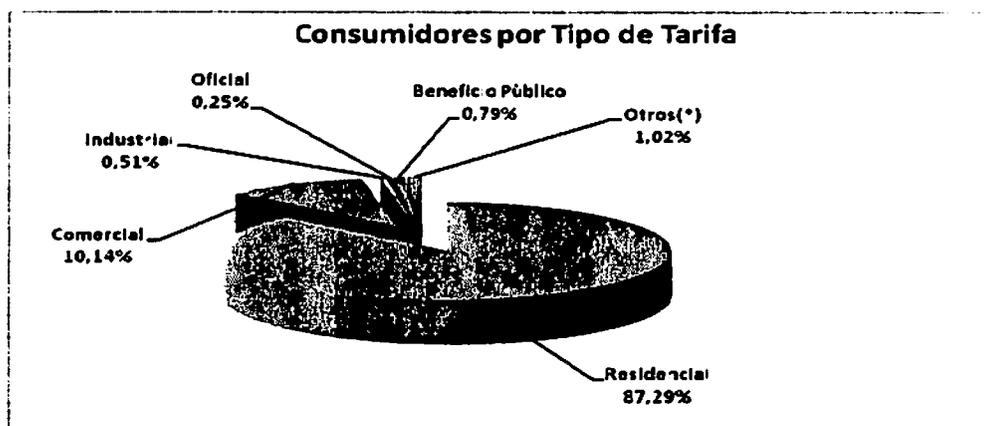
- Energía Disponible del Sistema: 352.028,00
- Energía Facturada Clientes Regulados: 313.566,20
- Pérdidas Totales del Sistema (MWh): 38.461,79
- Porcentaje : 10,93%

Referente al número de clientes por tipo de tarifa, la Empresa al término del ejercicio económico del año 2014, tiene cubierto al mercado bajo la siguiente estructura:

Número de Consumidores al 31 de diciembre del 2014

Sector	Consumidores	Porcentaje
Residencial	143.437	87,29%
Comercial	16.668	10,14%
Industrial	846	0,51%
Oficial	408	0,25%
Beneficio Público	1.294	0,79%
Otros(*)	1.672	1,02%
Total	164.325	100,00%

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



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



El sector productivo (industrial) está conformado por 846 clientes que representa el 0,51% del total de clientes, de los cuales 698 son artesanales; el sector comercial está conformado por 16.668 consumidores, el cual representa el 10,14% del mercado, de estos clientes apenas 646 clientes son comerciales con demanda, los restante 16.022 clientes son negocios pequeños.

Se debe indicar que Empresa Cemento Chimborazo y Ecuatoriana de Cerámica, son nuestros clientes de mayor consideración y como medianos consumidores tenemos a, Moderna Alimentos, Tubasec, Embutidos la Ibérica, Inmobiliaria Motke, ESPOCH, UNACH, Corporación la Favorita, Hospital Policlínico, Hospital del IEES, EP EMAPAR y Nuvinat. Como se puede observar la empresa tiene un mercado mínimo de consumidores industriales y comerciales representativos.

El sector residencial representa el 87,29%, en consecuencia el mercado que atiende nuestra Empresa es netamente residencial en términos de número de consumidores, los mismos que en un porcentaje mayor se encuentra ubicados en el sector rural.

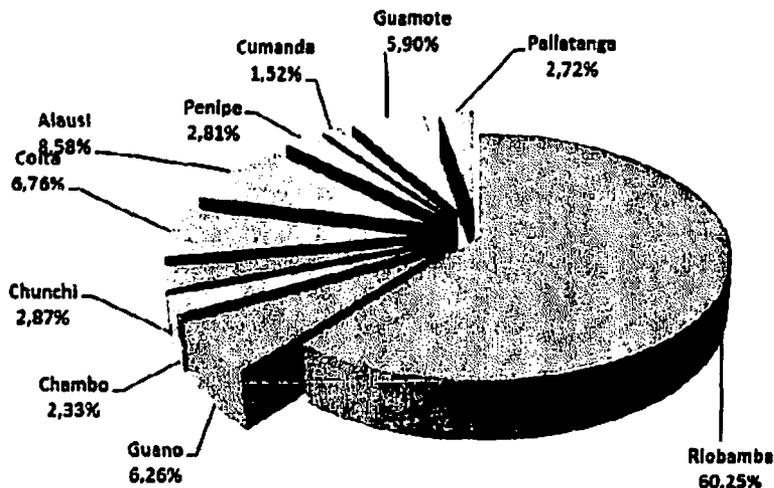
Los otros sectores representan el 2,06%.

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

Número de Consumidores por Cantón al 31 de diciembre del 2014

Cantón	Consumidores	Porcentaje
Riobamba	99 799	60,25%
Guano	10 335	6,26%
Chambo	3 823	2,33%
Chunchi	4 721	2,87%
Colta	10 703	6,76%
Alausi	13 866	8,58%
Penipe	4 453	2,81%
Cumanda	2 467	1,52%
Guamote	9 656	5,90%
Pallatanga	4 512	2,72%
Total	164 335	100,00%

Consumidores por Cantón





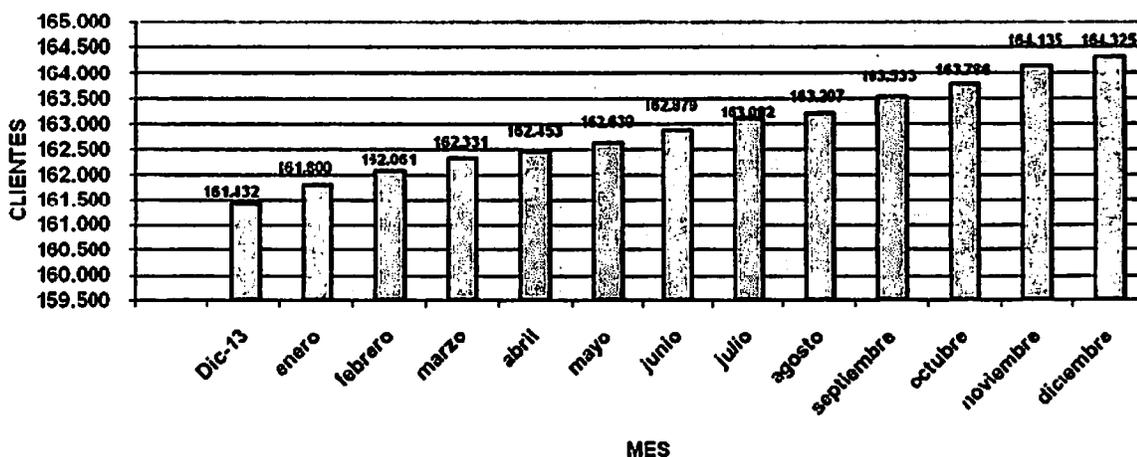
En el cantón Riobamba incluido la ciudad y todas las parroquias tanto urbanas como rurales, se encuentran el mayor porcentaje de consumidores con el 60,25%.

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-13	161.432		
enero	161.800	368	0,23
febrero	162.061	261	0,16
Marzo	162.331	270	0,17
Abril	162.453	122	0,08
Mayo	162.639	186	0,11
Junio	162.879	240	0,15
Julio	163.082	203	0,12
Agosto	163.207	125	0,08
septiembre	163.533	326	0,20
Octubre	163.786	253	0,15
noviembre	164.135	349	0,21
diciembre	164.325	190	0,12
Total	164.325	2.893	3,29

CRECIMIENTO DE CONSUMIDORES



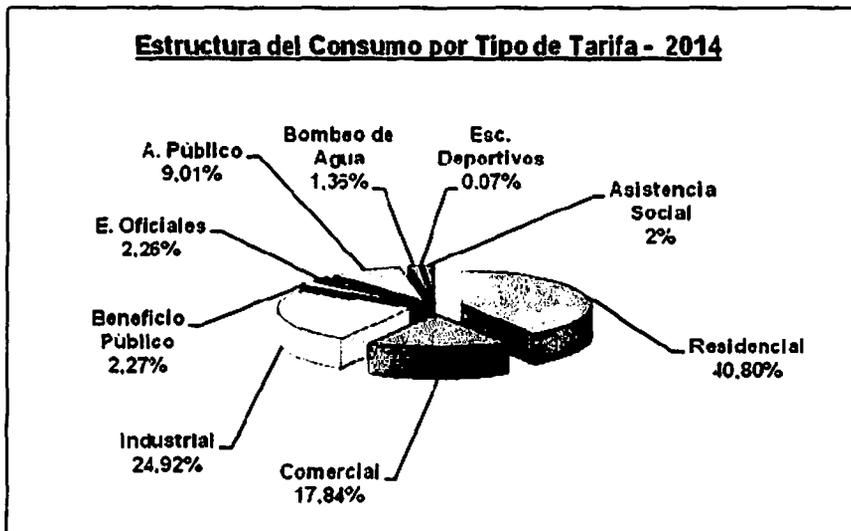
Energía Facturada

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	127.924,76	40,80%
Comercial	55.938,93	17,84%
Industrial	78.133,35	24,92%
Beneficio Público	7.119,75	2,27%
E. Oficiales	7.077,97	2,26%
A. Público	28.256,97	9,01%
Bombeo de Agua	4.276,77	1,36%
Esc. Deportivos	215,01	0,07%
Asistencia Social	4.622,69	1,47%
Total	313.566,20	100,00%

Estructura del Consumo por Tipo de Tarifa - 2014



Observamos que el sector residencial consume el 40,80% de la energía disponible, por tanto es el sector con el mayor aporte en consumo.

El sector industrial representa apenas el 24,92% de la energía disponible.

El consumo de energía del sector productivo (industria y comercio) representa el 42,76%.

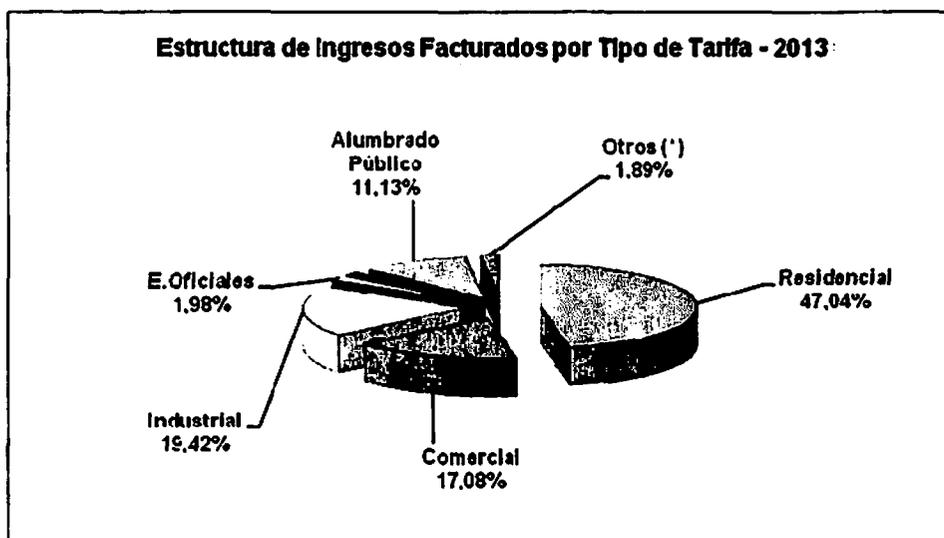
Ingresos Facturados

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	14.952,77	47,04%
Comercial	5.428,42	17,08%
Industrial	6.174,95	19,42%
E.Oficiales	630,81	1,98%
Beneficio Publico	465,73	1,47%
Alumbrado Público	3.537,69	11,13%
Otros (*)	599,51	1,89%
Total	31.789,88	100,00%

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



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



El sector Industrial, representa el 19.42% y el sector comercial con el 17,08%, significa que entre estos dos sectores aportan con el 36,50%.

Los sectores residencial aporta con el 47.04%. Mientras que el alumbrado público representa el 11.13%.

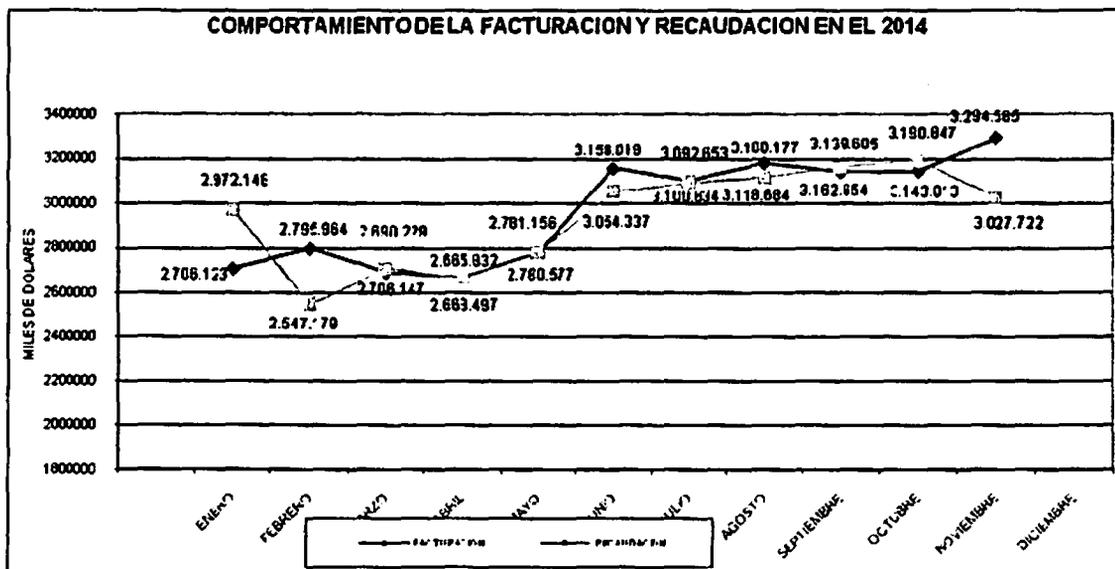
Recaudación

Durante el año 2014 la Empresa recaudó, el valor de 35.645.77 miles de dólares; mismo que representa un ingreso promedio mensual de 2.970,48 miles de dólares.

A continuación presentamos la evolución mensual y su comportamiento:

RESULTADOS DE RECAUDACION ENR/14-DIC/14

MES	FACTURACION	RECAUDACION	INDICE
ENERO	2.706.123	2.972.148	109,83%
FEBRERO	2.795.964	2.547.179	91,10%
MARZO	2.690.229	2.706.147	100,59%
ABRIL	2.668.497	2.665.832	99,90%
MAYO	2.781.156	2.780.577	99,98%
JUNIO	3.158.019	3.054.337	96,72%
JULIO	3.100.634	3.092.653	99,74%
AGOSTO	3.180.177	3.118.684	98,07%
SEPTIEMBRE	3.139.605	3.162.654	100,73%
OCTUBRE	3.143.013	3.190.847	101,52%
NOVIEMBRE	3.294.585	3.027.722	91,90%
DICIEMBRE	3.245.801	3.326.999	102,50%
TOTALES	35.903.804	35.645.779	99,28%

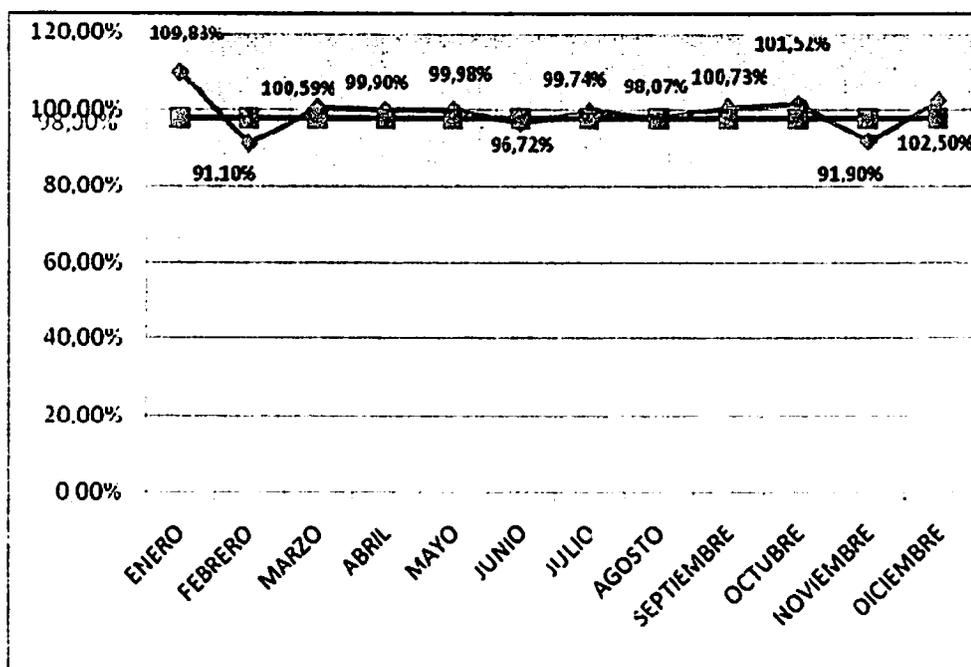


Se tiene meses de recaudación con índices superior al 100%, como es el caso de los meses de enero, marzo, septiembre, octubre y diciembre, los meses de menor recaudación son los meses de febrero y diciembre y el resto de meses se encuentra sobre el 96%.

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

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

COMPORTAMIENTO DE RECAUDACION



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

Para cumplir con la gestión de recaudación 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 99,28%, superior en 0,41% al porcentaje de recaudación del año 2013 y 1,28% superior al considerado en el presupuesto del año de la empresa, lo cual significa que se recaudó US\$ 271.540,36 más de lo que se tenía previsto, dando mayor liquidez a la Empresa.



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

Cartera Total

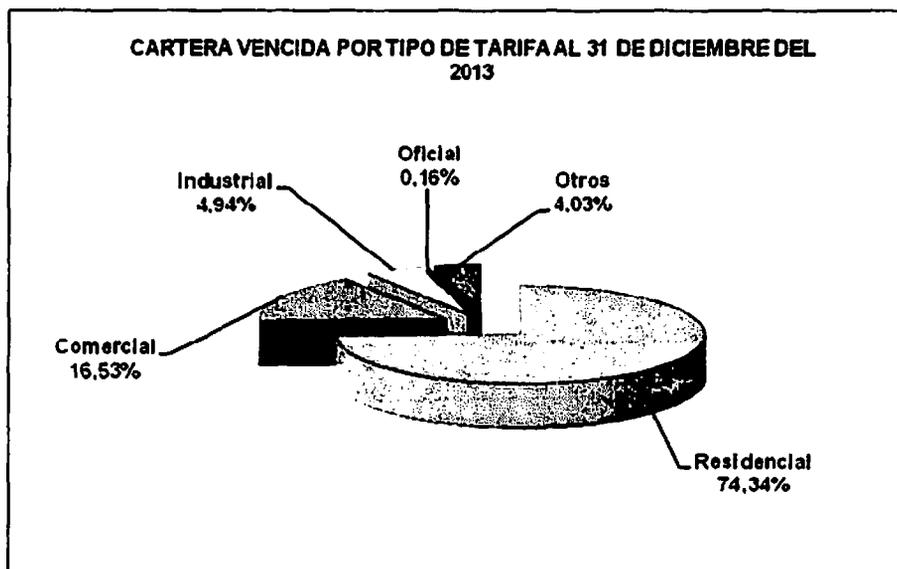
La cartera Total al 31 de diciembre de 2014 es 4.036,77 miles de dólares; en el valor indicado se encuentra los valores de cartera de Bomberos y FERUM, que suman 926,41 miles de dólares, significa que la cartera total que corresponde a la empresa es de 3.110,36 miles de dólares.

Cartera Vencida

La cartera vencida total incluido la Cartera vencida por Bomberos y FERUM al 31 de diciembre de 2014, asciende a 3.028,12 miles de dólares; la cartera vencida de los rubros que corresponden a la Empresa sin considerar FERUM (US\$ 0,48) y Bomberos (US\$ 727,36), es de US\$ 2.300,28 miles de dólares.

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

Sector	Valor Miles (US\$)	Participación
Residencial	1.710,09	74,34%
Comercial	380,13	16,53%
Industrial	113,63	4,94%
Oficial	3,72	0,16%
Otros	92,67	4,03%
Total	2.300,24	100,00%



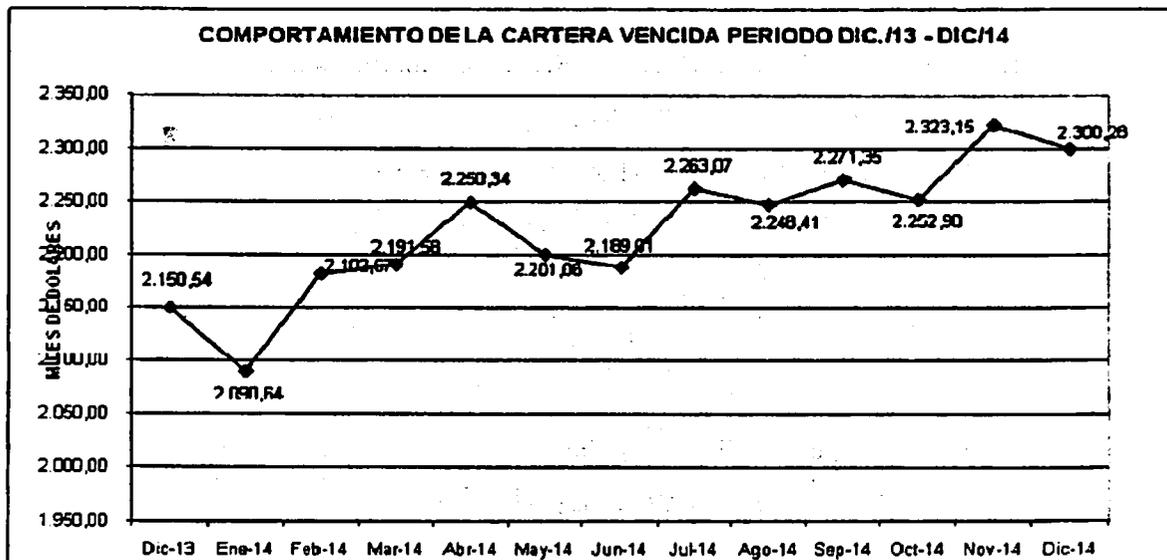


Como se puede observar, el sector residencial representa el 74,34% de la cartera vencida total, seguido del sector comercial con el 16,53%, en el resto de tarifas los valores de la cartera vencida no son representativos.

La cartera vencida mensual ha tenido el siguiente comportamiento:

COMPORTAMIENTO DE LA CARTERA VENCIDA PERIODO DIC/13-DIC/14

Mes	(Miles) (US\$)	Variación Mensual	
		(Miles US\$)	Porcentaje
Dic-13	2.150,54		
Ene-14	2.090,64	-59,90	-2,8%
Feb-14	2.182,67	92,03	4,4%
Mar-14	2.191,58	8,91	0,4%
Abr-14	2.250,34	58,76	2,7%
May-14	2.201,06	-49,28	-2,2%
Jun-14	2.189,01	-12,05	-0,5%
Jul-14	2.263,07	74,06	3,4%
Ago-14	2.248,41	-14,66	-0,6%
Sep-14	2.271,35	22,94	1,0%
Oct-14	2.252,90	-18,45	-0,8%
Nov-14	2.323,15	70,25	3,1%
Dic-14	2.300,28	-22,87	-1,0%



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



ATENCIÓN A CLIENTES

a) Prestaciones de servicios de suministro eléctrico

Durante el ejercicio económico del 2014 la Empresa de acuerdo a los requerimientos de los clientes y a la disponibilidad de recursos humanos, equipos y materiales atendió en las siguientes prestaciones de servicio:

PRESTACION DE SERVICIOS EN EL AÑO 2014		
SERVICIOS	INSTALACIONES	INSPECCIONES
Nuevos servicios	5.641	6.888
Cambio de Medidores	8.055	8.561
Reubicación de Medidores	737	876
Retiro de medidores	3.065	3.120
Cambio de materiales	239	413
Cambio de nombre	2.167	2.169
Cambio de domicilio	78	51
Cambio de Tarifa	642	710
Otras modificaciones	558	1.160
Total	21.182	23.948

Como podemos observar, durante el año 2014 se atendió 21.182 eventos relacionados a nuevas instalaciones, cambio y/o reubicación de acometidas y medidores y modificaciones al servicio instalado. Así mismo se atendió a 23.948 inspecciones para diferentes servicios.

El mayor porcentaje de atención al cliente se relaciona a nuevos servicios y a mantenimiento de los mismos: se atendió 5.641 nuevos servicios, 8.055 cambios de medidores, 2.167 cambios de nombres, así como 3.065 retiros de medidores.

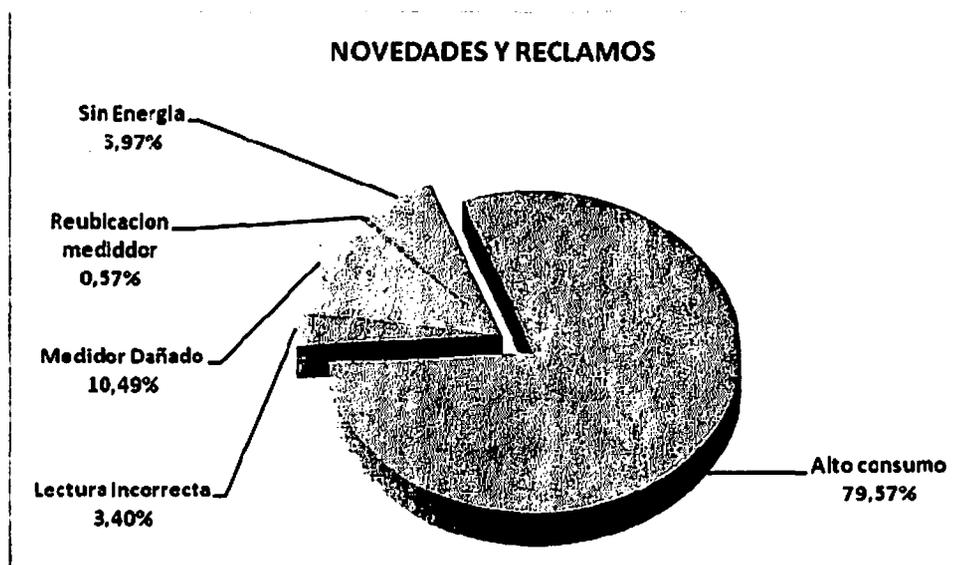
Los cambios y/o reubicaciones de medidores, fueron ejecutados por el departamento de Acometidas y Medidores, las Agencias de Alausí, Chunchi, Cumanda y Pallatanga y por la Unidad de Control de Pérdidas.

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 10.949, lo cual representa apenas el 0,55% de las 1.956.231 facturaciones realizadas en el año 2014. Se presenta un resumen de los reclamos y novedades que se han presentado por diferentes razones:

**TIPOS DE NOVEDADES Y RECLAMOS EN EL
2014**

Novedades	Cantidad	Participación
Alto consumo	10.949	79,57%
Lectura incorrecta	468	3,40%
Medidor Dañado	1.443	10,49%
Reubicación medidor	78	0,57%
Sin Energía	822	5,97%
TOTAL	13.760	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 con alto consumo, sin energía y lecturas incorrectas.

Pérdidas de Energía

Al término del ejercicio económico del año 2014, de acuerdo al Balance Energético; mismo que será analizado más adelante, se llegó a obtener el 10,93% de pérdidas de energía eléctrica de todo el sistema, porcentaje que en términos de energía representa 38.461,79 MWh/año.

Cabe indicar que en el porcentaje de pérdidas antes mencionado se encuentra incluido las pérdidas técnicas, mismas que alcanzan al 8,06%; en consecuencia, las pérdidas no técnicas alcanzaron al valor de 2,87%.



5.4 Resultados

5.4.1 Análisis de Variación Comercial

Número de Clientes

Al término del ejercicio económico del 2014, la Empresa obtuvo un crecimiento respecto al año 2013 del 1,78% lo que significa un incremento de 2.893 clientes, se debe indicar que los medidores que realmente se instalaron fueron 5.641, 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 2014, 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 2014 no está considerado en el archivo en referencia.

Facturación.

Comparando los valores facturados por concepto de venta de energía, entre los años 2013 - 2014 observamos que existe un incremento de energía facturada en el valor del 6,02%, cual representa 17.811,55 MWh más que lo facturado en el año 2013.

Respecto a valores monetarios, la facturación con respecto al año 2013 se ha incrementado en 4.676,43 miles de dólares, que representa el 14,98%, este incremento se debe al mayor número de clientes y al incremento de las tarifas que se dio a partir del mes de mayo de 2014.

Recaudación

Se debe indicar que en el año 2014 comparado con lo considerado en el presupuesto del año (98%), se ha recaudado con incremento en 1,28%, que representa una recaudación adicional de 460.060 dólares, lo cual da como resultado una mayor liquidez a la empresa y que se puedan cumplir con todos los programas y proyectos.

Cartera Vencida

La cartera vencida de los valores que corresponden a la Empresa, comparado con el año 2013, se incrementó en US\$ 149.790,00, pese a que la facturación aumentó en US\$ 4.676.420,00 y la recaudación se incrementó en US\$ 4.771.420,00. El incremento de cartera vencida, representa el 0,4% de la facturación del año 2014.

Existe un incremento de la cartera vencida que no es considerable, pese a las gestiones realizadas y a pesar de tener un índice importante de recaudación (99,28%) superior al estimado en la proforma presupuestaria (98%); uno de los factores más importantes que dificulta mejorar aún más la recaudación y de esta manera poder disminuir la cartera vencida, es el tipo de clientes que tenemos y que en su mayoría son residenciales (143.437) con un porcentaje del total de clientes del 87,29% y de estos clientes 101.800 que representa el 70,97% se encuentran dentro de la tarifa de la dignidad. 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 2015 intensificar las gestiones, implementar políticas de recuperación de cartera y poder mejorar más estos índices.

Las emisiones vencidas con respecto al cargo promedio del año, se tiene que para el año 2013 fue de 0,90 emisiones vencidas y para el 2014 es de 0,77 emisiones vencidas, concluyendo que en emisiones vencidas la cartera vencida prácticamente se han mantenido.

Pérdidas de Energía.

En el ejercicio del año económico de 2013, la Empresa Eléctrica Riobamba S.A obtuvo el 10,24% de pérdidas de energía eléctrica total del sistema, en tanto que para el año 2014 se obtiene el índice de pérdidas del 10.93%; por tanto existe un incremento del 0,69% con respecto al año 2013, existen varias razones por las cuales se ha producido este incremento, las mismas que son explicadas ampliamente en el informe del departamento de Control de Pérdidas, el mismo que es parte de este informe.

DEPARTAMENTO DE CONTROL DE PÉRDIDAS

5.5. Antecedentes

Al finalizar el año 2013, la Empresa presentó un índice de pérdidas totales del sistema de 10,24%, de los cuales el 8,15% corresponden a pérdidas técnicas y la diferencia, 2,09% son pérdidas no técnicas.

Con el objetivo de disminuir el índice anual de pérdidas no técnicas, se planteó el programa de reducción para el 2014 fijando una meta anual del 9,85% (8,15% pérdidas técnicas y 1,7% pérdidas no técnicas) respecto a la energía total disponible en el sistema. El programa consistió de los siguientes proyectos:

01-14: Control de clientela masiva

02-14: Control de clientes especiales

03-14: Cambio de medidores obsoletos

04-14: Cambio de acometidas y medidores en circuitos readecuados.

05-14: Normalización de consumos ceros

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

5.6 Resultado de los proyectos:

5.6.1 Proyecto 01-14: 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 200 novedades. El aporte esperado de recuperación anual de pérdidas de este proyecto era de 262 MWh ó 0,07%.

Hasta diciembre de 2014, se realizaron 8.780 inspecciones, lo cual trajo como consecuencia ubicar 287 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.

5.6.2 Proyecto 02-14: 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, y dos Tecnólogos eléctricos, con la asesoría continua de la jefatura.

Se planificaron realizar 275 inspecciones técnicas, esperando encontrar 10 novedades. El valor esperado a recuperación anual era de 37 MWh ó 0,010%

Realizamos 265 inspecciones, encontrando 19 novedades en total, entre medidores que cumplieron su vida útil y en error de equipos de medición. La evaluación de beneficios se presenta más adelante. Esta actividad no se pudo ejecutar en el mes de marzo, porque no se pudo contar con el ingeniero asistente.

Adicionalmente, hemos cambiado la medición electrónica con memoria interna por medición inteligente, lo cual nos permite minimizar los errores de lectura y facturación del segmento de grandes clientes. Actualmente, tenemos 32 clientes de alto consumo con este sistema inteligente.

5.6.3 Proyecto 03-14: 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 5.000 cambios de acometidas y medidores. Este proyecto debería producir una recuperación anual de energía de 749,20 MWh ó 0,20% y participan todos los departamentos de la Dirección Comercial. 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 6.033 cambios de medidores obsoletos durante el año 2014.

5.6.4 Proyecto 04-14: Cambio de acometidas y medidores en circuitos readecuados

La Dirección de Ingeniería y Construcciones durante el año 2014, 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 12 con un total de 74 circuitos secundarios y que se desglosa de la siguiente manera: calle 15 de Agosto (3), Las Abras (2), Victoria (2), Tumbug (4), Guamote centro (6), San Miguel (5), Cubijies(12), Majipamba (12), Cacha Rey (9), Castug (1) y Anguñay (9).

Los clientes involucrados en este proyecto fueron 1.287 de los cuales fueron cambiados 1.111 acometidas y medidores, 12 reubicaciones y retirados del servicio 182. La red secundaria blindada en total fue aproximadamente de 22,86 Km, así como también 20,01 Km de acometida antifraude.

5.6.5 Proyecto 05-14: Normalización consumos ceros.

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

Debemos indicar que realizamos un total de 1.842 inspecciones, de las cuales fue necesario cambiar 822 medidores, lo que representa el 44,6%.

5.7 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.

5.7.1 Refacturación:

Durante el año 2014, se normalizó, calculó y tramitó los siguientes valores:

Reliquidaciones y Refacturaciones 2014		
	Energía (KWh)	Valor (USD)
Reliquidación	102,297	9,836.32
Refacturación	1,095,847	95,859.31
Total	1,198,144	105,695.63

Fuente: Estadística de Facturación EERSA

Por este concepto se facturó 1.198.144 KWh lo que representa USD 105.695,63. De este total 102.297 KWh equivalente a USD 9.836,32 corresponde a reliquidaciones, y 1.095.847 KWh valorado en USD 95.859,31 son refacturaciones. Todos estos valores están agregados a la facturación de la Empresa.



5.7.2 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
2014

Proyectos	Recuperación		
	MWh	%	USD
Proyecto 01-14	103.32	0.0294	9,247.14
Proyecto 02-14	387.20	0.1100	34,653.95
Proyecto 03-14 (obsoletos)	367.32	0.1043	32,875.14
Proyecto 04-14	248.24	0.0705	22,217.64
Proyecto 05-14 (ceros)	460.30	0.1308	41,197.06
Total	1,566.38	0.4450	140,190.94

Fuente: Estadísticas Control de Pérdidas y EERSA

En total, se recuperó 1.566,38 MWh/año (equivalente a 130.53 MWh/mes) valorado en USD 140.190,94/año (equivalente a USD 11.682,57/mes), cifras que se incorporaron mes a mes a la facturación en el rubro consumo de cada tarifa en la cuenta de cada cliente regulado. La energía recuperada representa el 0,445% de la energía disponible en el sistema.

5.8 Indicadores de pérdidas no técnicas:

A continuación realizamos una comparación de los principales indicadores de pérdidas no técnicas de los años 2013 y 2014.

Indice	unidad	2013	2014	Diferencia
Inspecciones realizadas totales	Nº.	7,527	8,780	16.6%
Novedades encontradas	Nº.	1,097	1,231	12.2%
Medidores cambiados	Nº.	6,149	8,055	31.0%
Recuperación Energética	MWh/mes	169.11	130.53	-22.8%
Recuperación Financiera	USD/mes	15,135.71	11,682.57	-22.8%
Refacturación Energía	MWh	1,278.73	1,198.14	-6.3%
Refacturación valores	USD	106,095.72	105,695.63	-0.4%
Recuperación Energética total	MWh/año	3,308.05	2,764.50	-543.54
Recuperación Financiera Total	USD/año	287,724.24	245,886.47	-41,837.77
Pérdidas no Técnicas	MWh/año	6,890.07	10,071.03	3,180.96
% de pérdidas no técnicas [1]	%	2.09	2.86	0.77
Pérdidas Técnicas	MWh/año	26,846.55	28,390.76	1,544.21
% de pérdidas [1]	%	8.15	8.06	-0.09

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 2.764,50 MWh lo que equivale a USD 245.886,47. El porcentaje de pérdidas técnicas se mantuvo, en tanto que las pérdidas no técnicas experimentó un crecimiento de 0,77%.

5.9 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.

5.10 Balance Energético:

A fin de realizar una evaluación total de pérdidas de energía, hemos procedido a elaborar el balance energético del año 2014 con la información proporcionada por las Direcciones de: Operación y Mantenimiento, Comercialización y Planificación.

El balance energético del 2014, señala una disponibilidad neta de energía en el sistema eléctrico de 352.028,00 MWh, de los cuales se facturó a clientes regulados 313.566,20 MWh; existiendo una pérdida total de energía de 38.461,79 MWh lo que representa el 10,93% de la energía disponible del sistema. De este total, 28.390,76 MWh (8,06%) corresponde a la parte técnica (pérdidas operacionales) y 10.071,03 MWh (2,87%) a las pérdidas no técnicas (pérdidas comerciales). Comparado con el índice de pérdidas anual del sistema correspondiente al 2013 (10,24%), se tiene un aumento neto de pérdidas de 0,69%.

Las pérdidas técnicas disminuyen 0,09%, en tanto que las pérdidas no técnicas han aumentado en 0,77%, lo cual significa que el aumento neto de pérdidas totales es de 0,69%.

Es importante indicar que, en el balance energético anual tanto las pérdidas técnicas como el Alumbrado Público no son medidos sino calculados en función de la información de la infraestructura eléctrica y datos de carga. A partir del mes de mayo y disponiendo de información técnica levantada en el GIS, la Administración toma la decisión de "sincerar" tanto la metodología de cálculo de las pérdidas técnicas como el cálculo del consumo de Alumbrado Público, resultando una disminución de la facturación de Alumbrado Público en promedio de 365,82 MWh/mes [2.926,56 MWh/año (1,23%) para el 2014 por el período de los 8 meses]. Este ajuste del cálculo de Alumbrado Público provocó el incremento de pérdidas no técnicas. Se debe resaltar que con la nueva metodología es importante la actualización permanente y oportuna de los cambios en el sistema eléctrico, pues cualquier error se reflejará en el indicador de pérdidas no técnicas.

5.11 Distribución de las pérdidas de energía

La distribución de las pérdidas de energía en sus distintas componentes durante el 2014 fue la siguiente:

**Distribución de Pérdidas
2014**

		MWh	%
Técnicas	Lineas Subtransmisión	1 669.23	0.47
	Subestaciones	3 400.82	0.97
	Alimentadores Primarios	5 138.39	1.46
	Transformadores	7 763.40	2.21
	Secundarios	4 382.60	1.24
	A. Público	3 092.74	0.88
	Acometidas	1 866.99	0.53
	Medidores	1 076.58	0.31
	Subtotal técnicas	28 390.76	8.07
No Técnicas		10 071.03	2.86
Totales		38,461.79	10.93

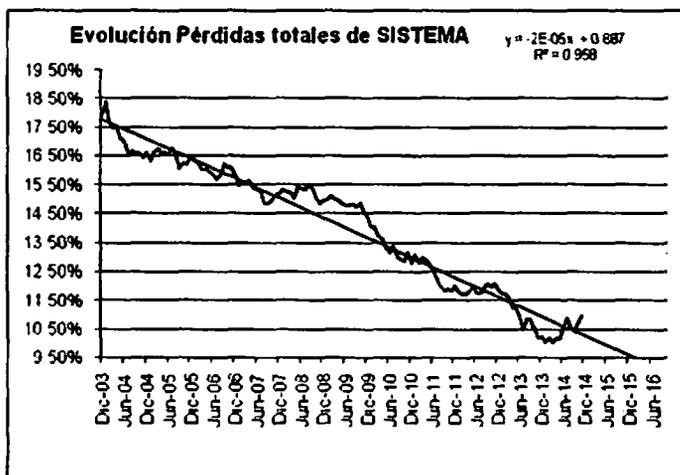
Fuente: Planificación

Las pérdidas técnicas representan 28.390,76 MWh (8,07%), siendo su componente más importante las pérdidas en transformadores con 7.763,40 MWh (2,21%). Las pérdidas no Técnicas representan 10.071,03 MWh (2,86%).

5.12 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:

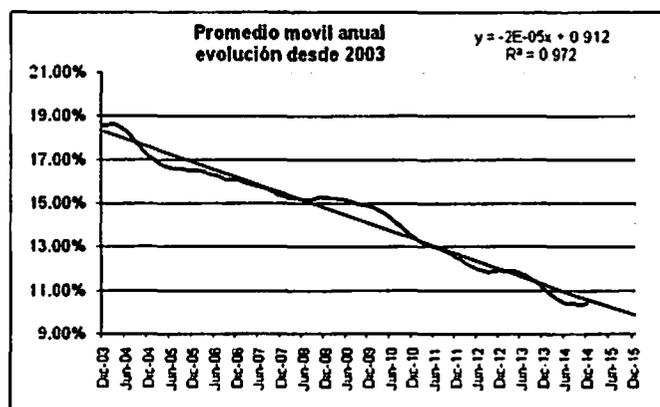


Podemos ver que este indicador conserva su tendencia gradual y sostenida a la baja. Todos los datos se mantienen con una línea de tendencia de -0,02% mensual.



Podemos observar el efecto del ajuste en Alumbrado Público explicado anteriormente desde el mes de mayo.

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



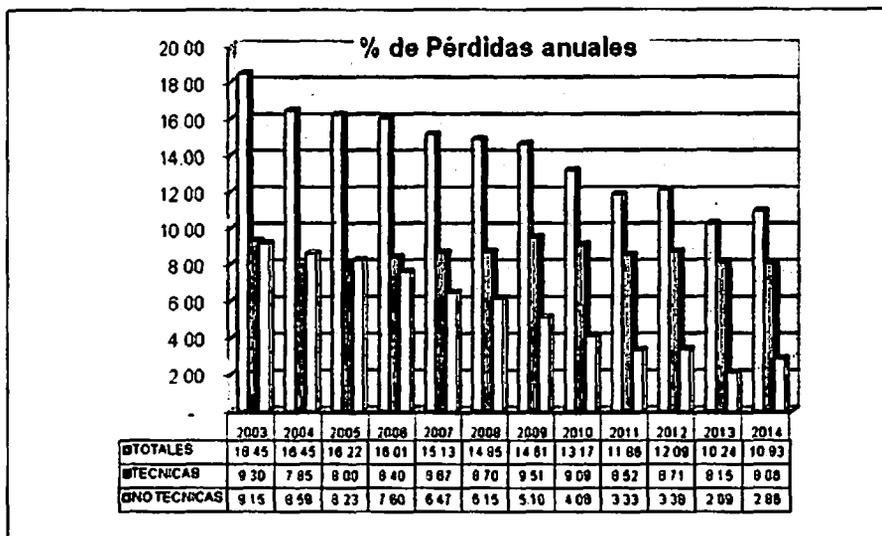
En los dos casos se observa el importante resultado obtenido en el control y reducción de pérdidas de los años 2010, 2011 y 2013. Para el 2014 la tendencia ha sido mantenerse constante en 10,50%. El valor alcanzado en el año 2013 es el mas bajo en el histórico de la Empresa.

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

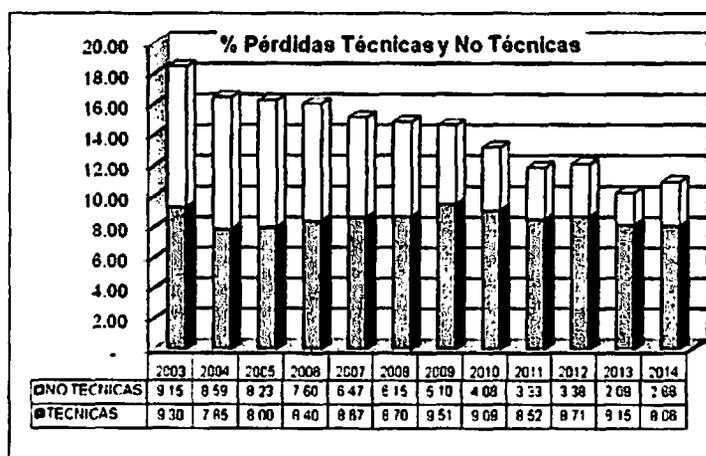
Pérdidas totales del sistema

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	11.98	1.29	6.57
2012	12.09	-0.21	6.36
2013	10.24	1.85	8.21
2014	10.93	-0.69	7.52

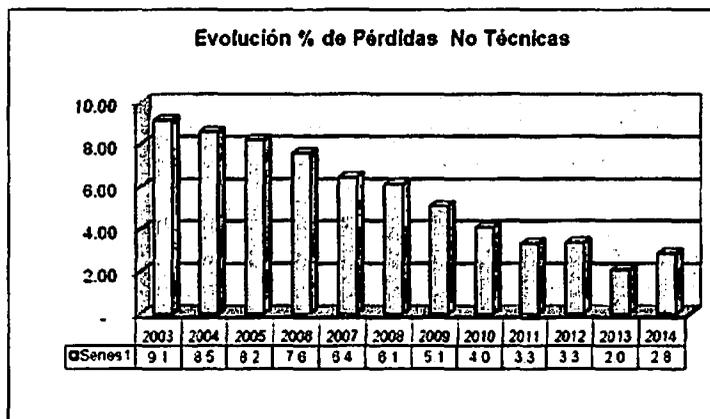
Desde el año base 2003 hasta el 2014 se tiene una reducción acumulada del 7,52%; esto es, existe una reducción, a razón promedio de 0,683% anual. Los índices anuales de pérdidas totales, técnicas y no técnicas se ilustran a continuación.



El peso de las pérdidas no técnicas sobre las pérdidas totales sigue siendo cada año menor, el valor de 2% es considerado como aceptable en los estándares internacionales. Actualmente el componente de pérdidas técnicas es el más significativo. Lo manifestado podemos observar en la siguiente gráfica.



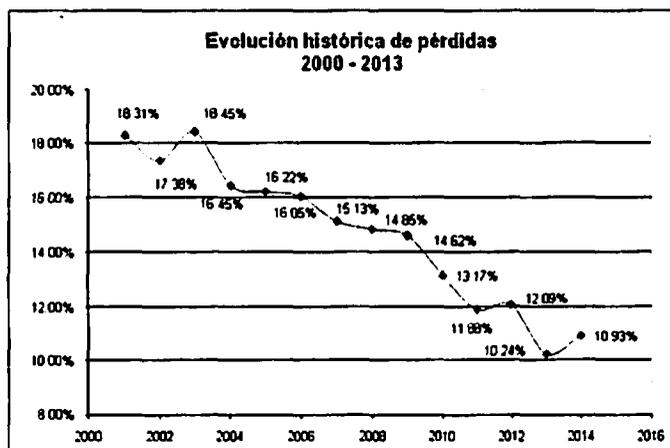
De igual forma, podemos decir que las pérdidas no técnicas de energía han evolucionado del 9,15% en 2003, a un valor de 2,86% logrado en el 2014; de hecho, se ha conseguido una reducción acumulada de 6,29%, tal como se muestra en el siguiente gráfico:



El valor alcanzado de pérdidas no técnicas del 2%, es considerado como aceptable en los estándares internacionales.

5.13 Evolución histórica de las pérdidas de energía

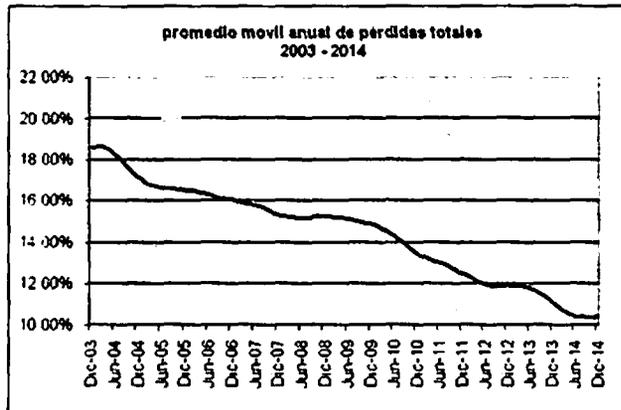
Es importante también mantener la visión en el largo plazo sobre la evolución de pérdidas de la empresa para medir el impacto de las acciones que se han tomado en el cumplimiento del objetivo de reducirlas hasta un valor que sea técnica y económicamente aceptable para la empresa. En el siguiente gráfico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



Podemos ver que antes de 2003, la Empresa presentaba pérdidas promedio 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 sostenibles en el tiempo.

5.14 Beneficios del programa de control de pérdidas

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



Sin medidas de control, a diciembre de 2013 el nivel de pérdidas estimado hubiese sido de 21,65%, que comparado con el nivel real alcanzado de 10,94% con medidas de control, tenemos que el beneficio logrado es 10,71% menos en pérdidas. El beneficio de controlar y reducir las pérdidas es que la empresa en 2014 dejó de perder al menos: 37.737,40 MWh lo que representa USD 3'019.000 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; así como los demás departamentos de la Dirección de Comercialización y la Dirección de Ingeniería y Construcción. También es importante resaltar el apoyo de la Dirección de Comercialización y la Gerencia para el cumplimiento del programa planteado.

5.15 Análisis de Índices de Gestión Comercial.

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

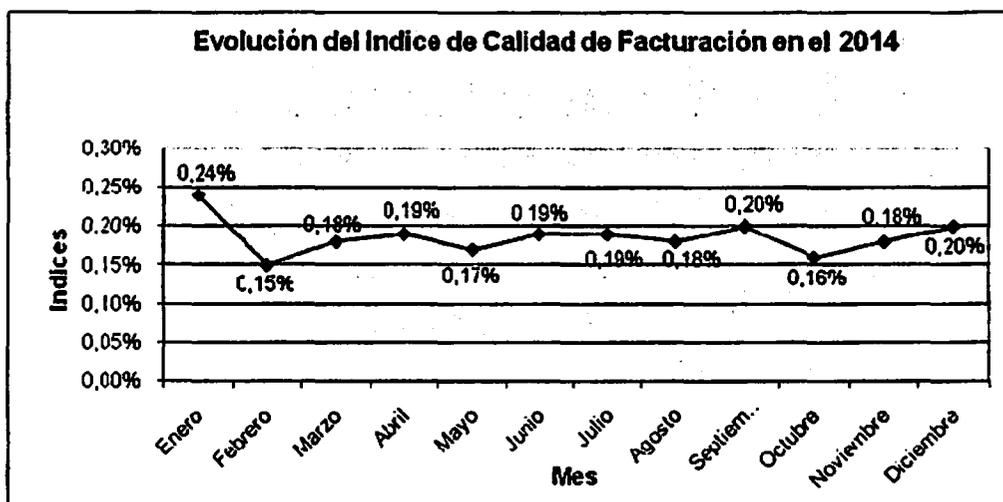
Tasa de Reclamos Comerciales

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

Calidad de Facturación

Indice de Calidad de Facturación

Mes	Refacturación	Facturación	Indice
Enero	390	161.800	0,24%
Febrero	247	162.061	0,15%
Marzo	293	162.331	0,18%
Abril	301	162.453	0,19%
Mayo	271	162.639	0,17%
Junio	317	162.879	0,19%
Julio	304	163.082	0,19%
Agosto	300	163.207	0,18%
Septiembre	335	163.533	0,20%
Octubre	262	163.786	0,16%
Noviembre	290	164.135	0,18%
Diciembre	326	164.325	0,20%
TOTAL	3.636	1.956.231	0,19%



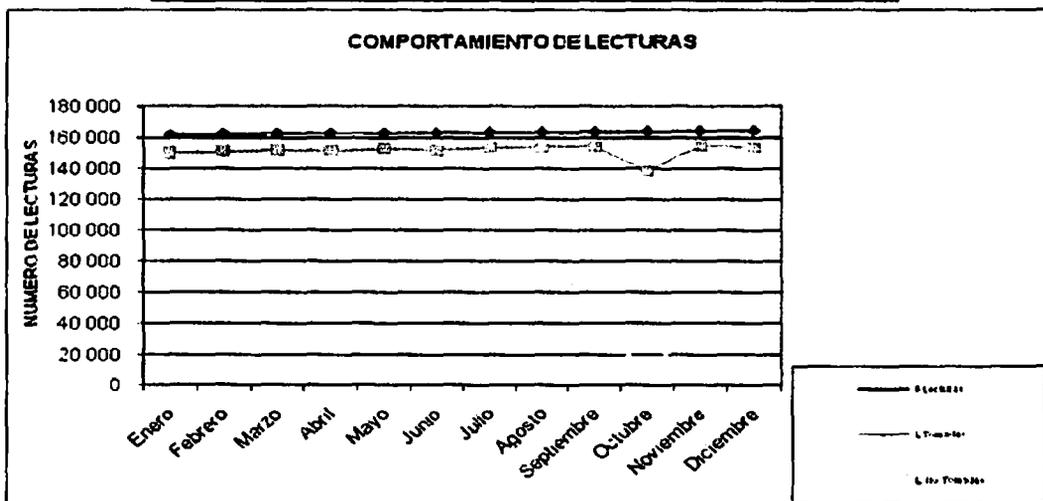
Uno de los índices más importantes dentro del proceso de Comercialización de energía es la calidad de facturación, mismo que se refiere al volumen de planillas refacturadas frente al volumen de planillas emitidas. Como se puede observar en la tabla anterior, este índice alcanza un promedio anual del 0,19%, índice que se encuentra dentro de la meta planteada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable que es del 1%; las lecturas se vienen tomando con equipos electrónicos



(PANDS), esto permite que la descarga de las lecturas se lo realice automáticamente y se evite la digitalización de las mismas, garantizando de una mejor calidad en la facturación; uno de las estrategias que incide en tener un buen índice es la de realizar los cambios de medidores obsoletos y reubicación de los medidores que se encuentran en el interior de las viviendas (Se realizaron 8.792 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 2014			
	P. Lecturas	L. Tomadas	L. no Tomadas
Enero	161.800	149.677	12.123
Febrero	162.061	150.710	11.351
Marzo	162.331	151.728	10.603
Abril	162.453	151.345	11.108
Mayo	162.639	152.712	9.927
Junio	162.879	151.594	11.285
Julio	163.082	153.644	9.438
Agosto	163.207	153.876	9.331
Septiembre	163.533	154.272	9.261
Octubre	163.786	138.477	25.309
Noviembre	164.135	154.739	9.396
Diciembre	164.325	153.661	10.664
Total	1.956.231	1.816.435	139.796
Promedio/mes	163.019	151.370	11.650





Respecto a este índice, la Empresa en el 2014 obtuvo el valor de 92.85%, superior en 2,68% al obtenido en el 2013; el cual está dentro del rango aceptable (90 al 95 %) y que está regulado; está dando resultados positivos el cambio y reubicación de medidores que se realizan todos los años, es así que en este año entre cambios y reubicaciones de medidores se han realizado 8.792.

Periodo Medio de Cobro

Se tiene un índice de periodo medio de cobro en el valor de 41 días, representa 4 días menos que el valor del año 2013; 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 99,28%, mayor en 1.28% al porcentaje que está considerado en el presupuesto del año (98%) y superior en 0,41% al índice del año 2013.

Se debe indicar que por el tipo de clientes que tiene la empresa, por la distancia de los clientes del sector rural y por los problemas socio-económicos de una gran parte de nuestros clientes, cada vez se vuelve más difícil la gestión de cobro, sin embargo se ha podido ir controlando gracias a las diferentes gestiones de recuperación de cartera.

Se ha emprendido en un programa de retiro de medidores con deudas de varios meses o que se encuentran abandonados, es así que se han retirado 3.065 medidores, lo cual evita seguir facturando y que se incremente la cartera vencida.

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 2014 fue del 8,43%, porcentaje que se ha disminuido en 0,57% con respecto al año 2013.



Índice de Cartera Vencida

Nos indica el número de emisiones vencidas; que para el presente caso se determinó en 0,77 emisiones; índice técnicamente aceptable y que ha disminuido en 0,13% con respecto al año 2013, de conformidad con el sistema uniforme de cuentas; mismo que manifiesta sobre el periodo 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.

Pérdidas de Energía

El balance energético del 2014, señala una disponibilidad neta de energía en el sistema eléctrico de 352.028,00 MWh, de los cuales se facturó a clientes regulados 313.566,20 MWh; existiendo una pérdida total de energía de 38.461,79 MWh lo que representa el 10,93% de la energía disponible del sistema. De este total, 28.390,76 MWh (8,06%) corresponde a la parte técnica (pérdidas operacionales) y 10.071,03MWh (2,87%) a las pérdidas no técnicas (pérdidas comerciales). Comparado con el índice de pérdidas anual del sistema correspondiente al 2013 (10,24%), se tiene un incremento de 0,69%.

El incremento que se presenta este año, se debe a que al disponer Planificación del levantamiento de las luminarias instaladas en nuestro sistema, la Administración tomó la decisión de considerar a partir del consumo del mes mayo de 2014 el valor real por concepto de Alumbrado Público, lo cual representó en promedio una disminución mensual en la facturación de 365.820kWh, que en los 8 meses significó una disminución de 2.926.560kWh, que en porcentaje representa el 0,58% en las pérdidas no técnicas y si adicionalmente consideramos que en la facturación del mes de diciembre por los feriados de navidad, se tuvo que adelantar la toma de lecturas en 2 días, lo cual provocó que se facture menos de lo que correspondía realmente, lo cual se verá reflejado en la facturación del consumo del mes de enero de 2015.

De no realizar las gestiones y programas de reducción de pérdidas, lo cual permitió recuperar 2.764,50Mwh, que representa el 0,88%, las pérdidas se hubiesen incrementado en ese valor adicional y si consideramos además el adelanto de la toma de lecturas en el mes de diciembre, se hubiese logrado una disminución en el porcentaje de pérdidas y se estaría bajo la meta del 10%, se continuarán realizando gestiones y programas tendientes a seguir disminuyendo el porcentaje de pérdidas de energía que con seguridad en el 2015 se lograra tener el porcentaje que la empresa tiene como meta.

Se presenta un resumen general de los parámetros más representativos resultantes de la gestión realizada por Dirección Comercial en los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013 lo cual permite realizar un análisis comparativo



RESUMEN GENERAL

Concepto	2010	2011	2012	2013	2014	Diferencia	Porcentaje
Cientes	147.123	152.029	156.981	161.432	164.325	2.893	1,79%
MWh Facturados	235.601,87	251.497,95	269.719,37	295.754,65	313.566,20	17.811,55	6,02%
(Miles US\$) Facturados	23.759,60	25.519,19	28.581,32	31.227,37	35.903,80	4.676,43	14,98%
(Miles US\$) Recaudados	23.586,43	25.189,95	28.156,97	30.874,36	35.645,78	4.771,42	15,45%
% de recaudación	99,27%	98,71%	98,52%	98,87%	99,28%	0,41	41,47%
* Cartera Total (Miles US\$)	2.210,00	2.449,45	2.713,85	2.976,41	3.158,64	182,23	6,12%
* Cartera Vencida (Miles US\$)	1.653,02	1.869,50	1.938,70	2.150,54	2.300,33	149,79	6,97%
Emisiones vencidas	1,06	0,98	0,89	0,90	0,77	-0,13	-14,57%
Pérdidas de Energía T. del Sistema	13,17%	11,88%	12,09%	10,24%	10,93%	0,69	6,74%
Nuevos servicios	7.837,00	6.400,00	6.859,00	5.982,00	5.641,00	-341,00	-5,70%
Cambio de medidores	6.000,00	7.647,00	7.048,00	6.216,00	8.055,00	1.839,00	29,58%
Reubicación de medidores	2.554,00	3.320,00	1.615,00	1.028,00	737,00	-291,00	-28,31%
Retiro de medidores	1.237,00	1.788,00	2.171,00	1.705,00	3.065,00	1.360,00	79,77%
Medidores bifásicos Instalados			3.406,00	5.807,00	16.734,00	10.927,00	188,17%
Total inspecciones realizadas	23.767,00	26.138,00	24.443,00	24.137,00	23.945,00	-192,00	-0,80%
Total de instalaciones realizadas	20.817,00	22.535,00	21.628,00	20.670,00	21.182,00	512,00	2,48%
Número de Facturaciones	1.728 090	1.798 375	1.858 289	1.914 773	1.956 232	41 459	2,17%
Número de Refacturaciones	3.240,00	3.826,00	3.222,00	4.190,00	3.636,00	-554,00	-13,22%
Calidad de facturación	0,19	0,21	0,17	0,22	0,19	-0,03	-13,64%
Recuperación de Pérdidas (MWh)	3.289,66	2.380,62	2.726,40	3.308,05	2.764,50	-543,55	-16,43%
Recuperación de Pérdidas (US\$)	366.977,99	259.541,67	253.337,04	287.724,24	245.886,47	-41.837,77	-14,54%
Lecturas tomadas	1.564 673	1.672 321	1.717 589	1.726 569	1.816 435	89.866	5,20%

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

Se ha considerado importante presentar este cuadro resumen de los años, 2010, 2011, 2012, 2014, 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.



- 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 y acciones que se ejecutaron en las diferentes áreas y Agencias de la Dirección.
- La cartera vencida se ha incrementado en este año con respecto al 2013, en un valor mínimo comparado con los valores facturados, significa que se está controlando la cartera.
- Para cumplir con la gestión de recaudación y lograr controlar la cartera vencida, se aplicaron las siguientes políticas:
 - Se ha logrado mantener que toda la facturación de nuestros clientes, se la realice dentro de los primeros 8 días de cada mes, lo cual ha permitido tener un tiempo mayor para poder recaudar.
 - Corte del servicio por mora de los clientes de los sectores urbano y rural por administración directa con grupos propios de la Empresa.
 - Se continuo con la Jefatura de Recaudación realizando una gestión personalizada de cobro de los clientes especiales con un grupo propio de la Empresa, priorizando los montos de las deudas y el número de meses adeudados, esto ha permitido tener controlado a estos clientes que tienen facturaciones importantes.
 - Se realizó el retiro de medidores abandonados o sin uso o de aquellos clientes que tienen un número considerable de meses vencidos.
 - Con la continuación de la aplicación de la política que tomó la empresa de aislar las redes en aquellos sectores identificados como conflictivos y que presentan un porcentaje alto de pérdidas de energía y una cartera vencida elevada, se ha logrado 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.
 - Se están llevando adelante programas permanentes dirigidos a controlar la cartera vencida, así como las pérdidas de energía, programas que fueron descritos en la parte pertinente de este informe, esto ha permitido la recuperación de energía y valores para la Empresa.
- El problema de pérdidas se está considerando como una política de Empresa, en la cual se están involucrando todas las áreas.
- La política que se tomó 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 cambió 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 tiene el sistema de recaudación en línea en todas las Agencias de la Empresa. Todos los clientes de la Empresa pueden realizar sus pagos indistintamente en cualquiera de las agencias de los diferentes cantones o en los puntos de recaudación de la ciudad de Riobamba, lo cual ha permitido tener un mejor control sobre los valores diarios recaudados y depositados. Se ha mantenido los contratos de recaudación con los Gobiernos Parroquiales de Columbe y Pungala para dar facilidades de pago a los clientes de esas Parroquias, también se han mantenido 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 Internacional mediante débitos automáticos de las cuentas de los usuarios que lo soliciten, Banco de Guayaquil, Cooperativa Riobamba, y Cooperativa Acción Rural; esto da mayor facilidad para que los usuarios realicen sus pagos tanto en la Provincia como en otras ciudades del país. Se tiene también convenios para cobros mediante las Tarjetas de Crédito Diners Club, Master Card y Visa.

- En este año se ha incrementado la instalación de medidores de telemedida a 34 clientes con cargas importantes, teniendo este tipo de medición en la mayor parte de clientes que tienen un consumo importante; esto ha permitido que tengamos la información diaria de todos los parámetros y tener un mejor control sobre 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 que tienen este tipo de medición, ya que ellos también están monitoreando permanentemente los diferentes parámetros y les permite tomar acciones para ser más eficientes en la utilización de la energía. Con la experiencia positiva que se ha tenido con este tipo de medición durante estos tres años, para este año se tiene previsto instalar a 9 clientes adicionales.
- Se continúa llevando adelante el Plan RENOVA, que está a cargo de esta Dirección y que es un Proyecto del Gobierno Nacional, para lo cual se ha dado prioridad para realizar los trabajos y trámites que son necesarios para que los clientes accedan al Programa.
- En el mes de agosto se inicio el Programa del Gobierno Nacional de Cocción Eficiente y calentamiento de agua con electricidad, proyecto que está a cargo de esta Dirección, para lo cual a partir del mes de julio del 2013 se viene instalando y cambiando en los clientes residenciales medidores Bifásicos. A los clientes que han accedido al Programa se les ha atendido con los diferentes trámites, cambios de medidores y a aquellos que han requerido que la Empresa les realice el circuito expreso, se ha procedido a atenderles y se han realizado los trabajos correspondientes, al haber existido un número pequeño de clientes que han ingresado al programa, los diferentes trabajos se han ejecutado con personal propio de la Empresa, para el próximo año en base a los requerimientos y recursos que se tengan, se tomara las acciones que correspondan para atender oportunamente a los clientes que accedan al Proyecto.
- Se trabaja 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%	99,28%	1,28%	1,31%
Emisiones Vencidas	1,00	0,77	-0,23	-23,00%
% Perdidas de energía del sistema	10,00%	10,93%	0,93%	9,30%
Instalación de Nuevos Servicios	6.000	5.641,00	-359,00	-5,98%
Cambio y/o reubicación medidores	7.000,00	8.792,00	1.792,00	25,60%
Retiro de medidores	1.500,00	3.065,00	1.565,00	104,33%
Inspección de medidores	8.000,00	8.780,00	780,00	9,75%
Calidad de Facturación	1,00%	0,19%	-0,0081	-81,00%

Se debe indicar que año a año se van logrado cada vez mejores resultados, los mismos que se encuentran en valores aceptables a pesar de mantener el personal y los recursos mínimos necesarios, especialmente en los Departamentos de Agencias, Acometidas y Medidores, Control de Pérdidas y para emprender en los programas de recuperación de cartera vencida; adicional a esto los nuevos usuarios del sector rural se encuentran cada vez más alejados lo cual hace que se requiera de más tiempo para ejecutar los trabajos de inspección, instalación, control y mantenimiento.

Se espera en el 2015 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 y soporte que han dado la Gerencia y los Organismos Directivos a los requerimientos de la Dirección.



VI. INVERSIONES

La ejecución financiera del presupuesto de inversiones se ha cumplido con un valor reformado equivalente a USD. 9.017.228,47, que corresponde al 46.07%.

En el año 2014 no se han ejecutado obras por concepto de la generación hidráulica a pesar de la asignación presupuestaria.

En subtransmisión las obras programadas se han ejecutado en el 28.94% se están realizando trabajos por la ampliación de la Subestación Gatazo, repotenciación de la Subestación Churchi, montaje de interruptor y transformador en la Subestación Multitud, repotenciación de los centros de transformación y otros.

La generación de energía eléctrica eficiente es el pilar fundamental para cumplir con el objetivo de suministrar electricidad al país y abastecer adecuadamente sus necesidades de demanda, cumpliendo con criterios de calidad y seguridad. Es prioridad mejorar la calidad del servicio y ampliar la cobertura, por lo mencionado se diseñaron proyectos de calidad cuyo monto asignado ascendió a USD. 2.748.895,45, la ejecución en el año 2014 fue de USD. 577.650,15 (21.01%), quedando proyectos que serán ejecutados en el año 2015.

Como consecuencia de lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15, artículo 1, el Estado dispuso la disminución de la tarifa y se comprometió a entregar el componente de inversiones directamente a las Empresas. En el año 2014 el MEER a través de sus programas ha entregado los siguientes valores:

INVERSIONES MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE

PROGRAMA	ASIGNACION 2014 USD.
PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS (PLAN REP)	139.148.88
PLAN DE MEJORAMIENTO DE DISTRIBUCIÓN (PLAN PMD)	1.365.044.42
PLAN REFORZAMIENTO SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN (PMD RSND)	3.889.972.85
PROGRAMA ECUADOR CAMBIA - COCCIÓN EFICIENTE (PMD PEC)	1.273.291.32
SISTEMA INTEGRADO DE DISTRIBUCIÓN (SIGDE)	567.909.33
FERUM BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO BID	15.357.84
TOTAL	7,250,724.64

Fuente: Contabilidad EERSA

El gobierno busca generar más riqueza, lograr un desarrollo más sostenible e impulsar actividades ligadas al talento humano, a la tecnología y el conocimiento, a través del cambio de la matriz productiva.

En ese marco también impulsa la transformación de la matriz energética para pasar de una energía cara y contaminante, basada en hidrocarburos (centrales térmicas), a una más barata y limpia como la generada por nuevas hidroeléctricas que están en construcción y que empezarán a operar en 2016.

La EERSA se encuentra inmersa en el Programa Ecuador Cambia (PEC) el mismo que está dirigido a sustituir el uso del gas licuado de petróleo en el sector residencial, por este motivo el gobierno ha transferido USD. 1.273.291,32 y la Empresa ha comprometido recursos por USD. 714.873,92 para el cumplimiento de este programa.



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 2014 se efectuaron 05 Juntas de Accionistas de las cuales se tomaron 34 resoluciones; y, 06 sesiones de Directorio con 39 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 Durante el ejercicio económico del 2014, la Asesoría Jurídica continuó prestando el asesoramiento a funcionarios en el nivel ejecutivo, directivo, servidores y obreros que laboran en la EERSA para la toma de decisiones y emisión de criterios y dictámenes, observando las diferentes disposiciones constitucionales, legales, reglamentarias y demás normativa aplicable en el ámbito empresarial; de igual manera en cumplimiento a la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, y como unidad de asesoría y apoyo, ha continuado prestando asesoría en los procesos de contratación que realiza la Institución; así como ha participado en el análisis de documentos en todas sus fases cuando las diferentes Comisiones designadas por la Administración han requerido de su intervención y apoyo.

Se ha continuado patrocinando la defensa del juicio verbal sumario seguido por la señora Inés María del Pilar Borja Guijarro por accidente de trabajo del señor Luis Paullan, en el que se ha dictado auto en firme de nulidad del proceso emitida por la Corte Nacional de Justicia, evitando el pago de USD200.000,00 ordenado en sentencia en primera instancia ; de igual forma en los procesos ordinario y verbal sumarios que por indemnizaciones de daños y perjuicios plantearon a la Empresa los señores, ex funcionario y ex trabajador de la Empresa, Dr. Eduardo Landívar Pazmiño, y Ezequiel Marchán Sánchez, respectivamente, así como del juicio que por incumplimiento de contrato de suministro y montaje de equipos electromecánicos para la Central Nízag se sigue en contra de la Compañía GUGLGER, los mismos que se seguirán impulsando hasta obtener sentencias definitivas.

Se ha continua patrocinando la defensa del juicio de reclamación patronal No. 224-2013, presentada por el Dr. José Soria, encontrándose en este momento presentado apelación ante la Corte Provincial de Justicia de Chimborazo hasta la



obtención de resultados definitivos; de igual forma durante el año 2014, se ha patrocinado la defensa de 73 juicios laborales presentado por reclamaciones de pago de pensiones jubilares patronales y canasta familiar en contra de la Institución, a la fecha dentro de estos procesos se encuentran efectuándose audiencias tanto preliminares como definitivas.

En el transcurso del año 2014, la Dirección Financiera ha solicitado gestiones judiciales para la recuperación de valores de 9 Convenios de pago ya sea por instalación de transformadores, extensión de líneas y redes o de gestión para recuperar valores por acuerdos transaccionales de choques contra bienes de propiedad de la Empresa, de los cuales se ha iniciado la acción coactiva en contra de tres usuarios que no han cancelado su obligación, los mismos que se encuentran con acuerdos de pago parciales y en los seis casos restantes se logrado la recuperación del valor de USD.3.712.04 de manera extra judicial.

Durante el ejercicio económico del 2014 se suscribieron 9 Acuerdos Transaccionales por choques contra bienes de propiedad de la EERSA ante la Procuraduría General del Estado, logrando los pagos totales en un valor aproximado de USD6.286.76; de igual forma también se ha seguido acciones por accidentes de tránsito de los vehículos 13, 30 y 58 de propiedad de la EERSA, encontrándose uno de estos procesos en etapa de llamamiento a juicio al responsable del accidente y de los dos restantes se encuentra en indagación previa.

En el año 2014 al no haber tenido resultados favorables en los procesos judiciales verbal sumarios iniciado en contra de la Compañía GOLDEN LEAF, nuevamente ha presentado un juicio de quiebra fraudulenta en contra de la Compañía GOLDEN LEAF, patrocinando su defensa hasta la obtención de resultados definitivos y favorables de ser el caso para la Empresa.

Durante el ejercicio económico del 2014 se tramitaron 10 Acuerdos Transaccionales por choques contra bienes de propiedad de la EERSA, logrando acuerdos de pago por un valor aproximado de USD6.088.76; de igual forma se ha seguido acciones por accidentes de tránsito de tres vehículo de propiedad de la EERSA, encontrándose uno de ellos en etapa de llamamiento a juicio al responsable del accidente y de los dos restantes se encuentra en indagación previa.

En el año 2014 se realizó 60 trámites de desahucios ante la Inspección del Trabajo de Chimborazo por terminación de contratos de trabajo.

7.3.2. Auditoría Interna

La Unidad de Auditoría Interna siendo el Organismo de Control de la Empresa, viene constituyéndose como un apoyo para la toma de decisiones para la Gerencia, por cuanto se ha venido aplicando una Auditoría moderna y no la tradicional, que como su principal actividad viene realizando Auditorias concurrentes, lo que genera un valor agregado para optimizar los procesos, cuyos informes en su oportunidad fueron conocidos y aprobados por los Organismos Superiores de la Empresa.

7.3.3. Centro de Procesamiento de Datos



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

En resumen podemos detallar las siguientes actividades:

HARDWARE:

- Adquisición de Equipos informáticos
- Mantenimiento de Equipos Informáticos

SOFTWARE

- Es necesario el mantenimiento de los Sistemas como el desarrollo de nuevos Sistemas, estas actividades de acuerdo a su dimensión y la disponibilidad de recursos el proyecto se lo ha realizado in-house con nuestro personal de Sistemas y/o con desarrollo out-house con empresas especialistas en software con la coordinación y/o participación de nuestro personal.

➤ **IMPLEMENTACION DE SISTEMAS INFORMÁTICOS**

- **SISTEMA PEC.**

Con la finalidad de cumplir con los requerimientos del programa PEC. Se han desarrollado los siguientes aplicativos.

Configuración e instalación de servidor.

- Instalación de Sistema Operativo
- Configuración de conexiones y seguridades con los servidores del MEER.

Módulo para registro de usuarios a través de la página Web institucional, hasta que el MEER ponga en producción la plataforma web del SIPEC.

Desarrollo del Web services de consulta de clientes, validando tarifa, nivel de tensión y pagos, a fin de que el sistema SIPEC pueda consumir esta información.

Desarrollo del módulo para determinar el consumo base de los clientes en función de las disposiciones del CONELEC, aplicando métodos estadísticos de desviación estándar e índices.

Desarrollo de la aplicación del incentivo tarifario por utilización de cocinas y calentadores de agua

- Generación de tarifas para el programa PEC



- Residencial PEC
- Residencial Tercera edad PEC
- Residencial Capacidades especiales PEC

- Modificación de la estructura del pliego tarifario para la aplicación de nuevos rubros
 - Incentivo Cocinas de Inducción Kw
 - Incentivo Calentadores de agua Kw
 - Incentivo Cocinas de Inducción USD
 - Incentivo Calentadores de agua USD

Modificación de reportes para incluir los nuevos rubros y tarifas en estadísticos, planillas, etc.

- Sistema facturación electrónica.
- Aplicación Android
- Página Web (Mantenimiento de Software IN-HOUSE)
- Renovación de auto impresores para el Sistema Comercial
- Sistema Comercial
- Sistema Financiero
- Sistema de Roles de Pago
- Módulo de envío de correos (IN-HOUSE)
- Administración del Sistema de Video Conferencia
- Administración del Quipux
- Módulo de Contratos RRHH y Asesoría Jurídica
- Control de Viáticos
- Plan Renova
- Control de contratos
- Medidores
- Sistema Sar
- Telefonía IP
- Videovigilancia
- Business Intelligence, SOA, BPM y documentación digital

COMUNICACIONES

- Integración con la Red de Datos del Sistema Nacional
- Integración con el Sistema de Cocinas de Inducción



- Publicación del Servidor de Facturación Electrónica
- Conexión Segura con el Banco Central del Ecuador
- Administración y Monitoreo del Sistema de Seguridad Firewal
- Configuración de Port Channel
- Administración y Monitoreo del Switch de Core
- Configuración y Administración de VPNS
- Administración del Servidor de Correo Electrónico ZIMBRA
- Convenio firmado con TELCONET S.A.
- 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.

VIII. Planificación

La Dirección de Planificación realizó estudios y análisis técnicos como económicos referentes a aspectos técnicos-operativos de la EERSA a través de sus tres Jefaturas:

- ✓ Jefatura de Sistemas de Información Geográfica
- ✓ Jefatura de Análisis Técnico
- ✓ Jefatura de Estudios Económicos.
- En el año 2014 se realizó la actualización permanente de información de red eléctrica como de acometidas y medidores reportados por la DIC, DOM y DIL. Por pedido del MEER en varias ocasiones se realizaron cambios en el modelo de datos SIG, implementación de dominios, campos y atributos así como actualizaciones del catálogo de objetos con la finalidad de adecuar la información GIS al modelo exigido para el SCADA/ADMS; de igual manera se realizó la depuración de la base de datos a través de herramientas provistas por el MEER y se migró la información GIS al sistema SCADA/ADMS.
- Se participó a través de los Profesionales correspondientes en múltiples talleres planificados por el MEER en el Comité SIG, Subcomité de Cartografía, Subcomité de Tecnología SIG, en los mismos se definieron algunos aspectos para mejorar el flujo y la calidad de la información tanto eléctrica como cartográfica para el sistema GIS, así como la interoperabilidad con el sistema SCADA/ADMS.
- Se realizó el levantamiento y georeferenciación de la información de la red de subtransmisión de 69 kV, así como de semáforos y cámaras digitales del ECU 911 en el área de concesión de la Empresa, mediante el levantamiento de información en campo y en base a información entregada por la Agencia Nacional de Transito, ECU911 y del Ministerio de Transporte y Obras Públicas.



- Como parte del Subcomité de Tecnología GIS en coordinación con el MEER se colaboró en la implementación de la nueva base de datos GIS en las Empresas Eléctricas ELEPCO Y EMELNORTE; de igual manera se realizó la instalación y configuración de la Interfaz Sistema GIS – Sistema Comercial en la Empresa Eléctrica ELEPCO.
- En coordinación con el MEER dentro de la Empresa se administró los convenios de licenciamiento ELA y ULA para la obtención de licencias del software GIS y base de datos ORACLE respectivamente, de acuerdo a las necesidades de la Empresa y disposiciones del MEER.
- Levantamiento de información cartográfica usando la tecnología GPS WGS 84 en zonas de implantación de redes eléctricas donde no existía cartografía y se requería su actualización.
- Se colaboró en la instalación, configuración y administración de servidores para sistemas que ayudan en la gestión de las otras direcciones de la EERSA, estos sistemas son:
 - Sistema de Transportes SITOP.
 - Sistema del Seguro Social.
- En cuanto tiene que ver a Calidad del Producto en el año 2013 se monitorearon 36 barras de salida de las subestaciones de distribución, 204 centros de transformación en baja tensión, 192 clientes de baja tensión, 12 clientes de media tensión; de acuerdo a la regulación de calidad del servicio 004/01 y publicado en el SISDAT mensualmente. Igualmente de acuerdo a la disposición emitida por el MEER se realizó el análisis de 104 centros de transformación y de existir novedades en los mismos se informó a la Dirección de Operación y Mantenimiento para las acciones correspondientes; por solicitud realizada por las diferentes direcciones se ha ejecutado el análisis de calidad de energía a 17 centros de transformación y 8 usuarios.
- En relación a calidad del servicio técnico se determinó los índices FAL y TAL mensualmente terminando a diciembre del 2014 en: FAL = 5,37 y TAL =3,15h, existiendo una disminución en el año 2014 con respecto al 2013 de 68.37% en el índice FAL y en lo que respecta al índice TAL una disminución del 83,22%. Las metas establecidas por el MEER para el año 2014 fueron de FAL=12 y TAL =11, encontrándose nuestros índices por debajo de dichas metas cumpliéndose con las exigencias del MEER.
- Se realiza el análisis de las pérdidas técnicas de potencia y energía en todas las subetapas del sistema de la Empresa esto es: Líneas de subtransmisión, transformadores de las subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, alumbrado público, acometidas y medidores dichos análisis se lo realiza con una periodicidad mensual y los resultados son publicados en el CONELEC a través del SISDAT.
- Se realizó estudios en diferentes elementos del sistema eléctrico de la Empresa entre los que se destaca:
 - Estudios para recomendar la ubicación óptima para la construcción de la subestación Balsayán con su respectiva línea de subtransmisión, así como



- la reconfiguración de los alimentadores primarios de la subestación 4 y subestación 2 en el área de influencia de la nueva subestación Balsayán.
- Se ejecutó el análisis para la reconfiguración, repotenciación y balance de carga de todos los alimentadores de la subestación 1, 3 y 4 en la ciudad de Riobamba.
 - En base a la proyección de la demanda con la metodología presentada por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables y en base a las encuestas de los hábitos de uso de los sistemas de cocción, se realizaron los análisis preliminares del impacto del ingreso de las cocinas de inducción en los sistemas de subtransmisión y en el sistema de acometidas y medidores, misma que fue enviada al MEER el 13 de febrero del 2014.
 - Se realizó los trámites precontractuales y se administró el contrato para el estudio de reconfiguración y repotenciación de los circuitos secundarios de los alimentadores de la subestación 2 con el ingreso del programa PEC, con un total de 307 circuitos secundarios. Cuyos resultados se encuentran disponibles a fin de solicitar recursos del Estado para su ejecución.
 - Colaboración en el análisis de las condiciones operativas del alimentador 0214 mediante flujos de potencia en el programa CYMDIST para el ingreso de la carga de PRONACA
- Elaboración de curvas de carga activa y reactiva para clientes residenciales, comerciales e industriales; tanto urbano y rural, información solicitada por TELVENT a través del MEER para la implementación del sistema SCADA/ADMS.
 - En lo que tiene que ver a los programas financiados por el estado esto es PMD, PLANREP, se ha venido reportando mensualmente el avance de los proyectos por pedido del Ministerio de Electricidad través del software GPR.
 - En forma mensual se toma los datos de lecturas de medidores, de todas las subestaciones del sistema eléctrico de la EERSA, Con la información recopilada y resumida se elaboran las proyecciones de demanda de potencia y energía a corto y mediano plazo, los mismos que se los presenta en el estudio Tarifario solicitado por el CONELEC, de igual manera dichas proyecciones son utilizadas para la reforma presupuestaria y para la elaboración del presupuesto del año siguiente.
 - Se ha venido cumpliendo estrictamente con el envío de información, que como obligación tenemos ante el ente regulador CONELEC, de tal forma de no sobrepasar las fechas señaladas para el envío de cada una de las documentaciones requeridas. En forma mensual se envía información relacionada a estadísticos los mismos que incluyen: estadísticas de generación de energía eléctrica por centrales de generación y por unidades de generación, resúmenes de energía comprada, energía vendida en el MEM, Facturación mensual de clientes regulados y no regulados, cuadros mensuales de distribución de frecuencias, resúmenes mensuales de balance de energía así como de balance de pérdidas, detalle de alimentadores primarios y transformadores de distribución, redes secundarias, descripción de cantidades de acometidas, medidores y luminarias. Anualmente en el mes de enero se envía información relacionada con: descripción de información de centrales de generación, descripción de unidades por centrales de generación, descripción de subestaciones, transformadores de potencia, descripción de información técnica sobre líneas de subtransmisión.



- En el primer trimestre del año se prepara el Plan de Expansión decenal, que involucra la proyección de la demanda a corto y mediano plazo, así como la identificación de los requerimientos del sistema para satisfacer la demanda creciente, el mismo que se lo presenta al CONELEC en base a proyectos de inversión en formato SENPLADES, con la finalidad de obtener recursos provenientes del Presupuesto General del Estado.
- Durante el cuarto trimestre del año se prepara el Estudio Tarifario, el mismo que involucra estudios adicionales de proyección de la demanda, estadística detallada de los elementos del sistema de distribución, análisis de costos de mano de obra, administración y materiales, estudios de requerimientos futuros para operación del sistema.
- Se realiza la actualización de los costos de mano de obra y precios de materiales con una periodicidad anual, los mismos que son utilizados para la elaboración de presupuestos en las direcciones de Ingeniería y Construcciones (DIC), Operación y Mantenimiento (DOM).
- En coordinación con la dirección Financiera, se prepara y presentan los detalles de la reforma presupuestaria y elaboración del presupuesto del año siguiente, el mismo que incluye la cuenta a la cual debe ser cargada la partida solicitada y el detalle del flujo de gastos previsto en forma mensual.
- Por disposición del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en julio del 2014 se inició un nuevo proceso para la contratación directa de una consultoría para la elaboración de la planificación estratégica de la Empresa para el período 2014-2018, de acuerdo a las nuevas políticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano y alineados a los objetivos del Plan Nacional del Buen Vivir. De esta manera, en el mes de noviembre del 2014 se concluyó la consultoría para definir la Planificación Estratégica 2014-2018 y luego de absolver algunas observaciones de la Dirección de Planificación del MEER, se espera ya la aprobación del documento definitivo por parte de la Junta General de Accionistas de la EERSA
- Se participó conjuntamente con la Dirección de Relaciones Industriales en la etapa precontractual para la Contratación de la Consultoría para la Implementación del Sistema de Gestión por Procesos y el Talento Humano por competencias dentro de la Empresa.
- la Dirección de Planificación participó en los talleres para la definición de procesos, debiendo hacer el levantamiento de todos los procesos, procedimientos y actividades de nuestra Dirección, en coordinación con los Consultores contratados para el efecto.
- 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.
- Se capacitó a las Direcciones Técnicas y Comercial en el manejo del Software SIG, así como en el manejo de la información geográfica en el Geoportal que es una herramienta que se puede consultar a través del INTERNET. Dicha capacitación se la dictó también a constructores particulares, a fin de que entreguen la información



de nuevas obras y remodelaciones de acuerdo a las especificaciones técnicas necesarias para ingresar en el sistema SIG.

IX. RELACIONES INDUSTRIALES

El presente informe de gestión de la Dirección de Relaciones Industriales resume los principales resultados de las acciones desarrolladas e implementadas por cada una de las áreas que la integran. Todas ellas, orientadas en la misión de la Dirección y de la EERSA y en los objetivos estratégicos y proyectos planteados en el Plan Estratégico 2012-2015 y actualizados para el periodo 2014-2018.

Dos de los proyectos son de competencia de la Dirección de Relaciones Industriales, y corresponden a los objetivos estratégicos: Fortalecer la Capacidad Institucional y Fortalecer la Capacidad de Gestión del Talento Humano. Estos proyectos tienen un avance del 56% de cumplimiento en su desarrollo.

Las áreas de Recursos Humanos, Trabajo Social, Médico-Odontológico, Servicios Generales, Transportes, Comisariato, Fondos Rotativos y Seguridad e Higiene Industrial, desarrollaron actividades competentes a cada una, enfocadas en los nuevos lineamientos de cambio de la EERSA, las mismas que se plasman en el presente informe, acompañadas de datos relevantes del resultado de la gestión.

El desarrollo de los Sistemas de Gestión por Procesos y Talento Humano por Competencias, conforme las 4 fases planteadas en el contrato de consultoría, concluirán en junio de 2015. A Diciembre de 2014, se avanzó en un 56% de actividades planteadas en el cronograma de trabajo, representando el 100% de cumplimiento.

Es necesario recalcar que la implementación total y mejoramiento continuo de Sistemas como los mencionados, requieren de la madurez de la organización, del respaldo de la alta gerencia y de la buena actitud de personal. Por y para ello, se ha trabajado en la capacitación y formación del "grupo de facilitadores del cambio", se ha involucrado a personal clave de cada una de las áreas, se ha programado eventos de capacitación en gestión del cambio, procesos y competencias, etc. Todo ello, para que, efectivamente, se dé una transferencia de conocimientos de los consultores hacia el personal de la EERSA.

9.1 Jefatura de Recursos Humanos

El área de Recursos Humanos, proporciona apoyo técnico en materia de Talento Humano, a la Dirección de Relaciones Industriales y a la Gerencia.

En el año 2014, Recursos Humanos, trabajó en un solo macro proceso que es el "Compensaciones", desarrollando actividades de: Gestión de Nómina, Control de Personal, Formalización de Contratos y Finiquitos; por cuanto, y como se puede observar en el informe de avance de la consultoría, en el año 2015, Recursos Humanos, cambiará sustancialmente su enfoque, pues se implementará el Sistema de Gestión de Talento Humano por Competencias.



La ejecución de las actividades Gestión de Nómina, Control de Personal, Formalización de Contratos y Finiquitos, las realizó en estricto cumplimiento a la normativa legal vigente, tanto interna como externa.

Principales acciones desarrolladas y ejecutadas

- Gestión de Nómina
- Formalización de Contratos y Finiquitos
- Gestión de Control de Personal
- Gestión de Horas Extras

9.2 Servicios Generales

Ésta área tiene como misión, gestionar la administración eficiente de los servicios generales, a fin de garantizar que la EERSA esté dotada de todos los insumos necesarios para desempeñarse idóneamente.

El área está a cargo del Supervisor de Servicios Generales.

Las principales acciones desarrolladas y ejecutadas fueron:

- Administración de contratos.
- Administración del personal a su cargo.

9.3. Transportes

El área de transportes centró su accionar en la administración del parque automotor de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Las principales acciones desarrolladas fueron:

- Elaboración del presupuesto anual, que permitió disponer de los recursos necesarios para la adquisición de Combustibles, Lubricantes, Repuestos, para el mantenimiento del Parque Automotor de la Empresa.
- Elaboración, ejecución y seguimiento del Programa de Mantenimiento Preventivo y Correctivo del Parque Automotor.
- Gestión para la adquisición y reencauche de llantas, lubricantes, repuestos y combustibles para el Parque Automotor de la EERSA, a través del Sistema de Compras Públicas.
- Trámites y seguimiento en la aplicación de la póliza de seguro de vehículos.
- Firma del convenio con el Ministerio de Transporte y Obras Públicas – MTOP- para la Implementación del Sistema de Control y Mantenimiento de los Vehículos.
- Elaboración del estudio para la implementación del Sistema de Rastreo Satelital de los vehículos del Parque Automotor de la EERSA.
- Reemplazo y adquisición de vehículos para la Dirección de Comercialización:



- Reemplazo de 2 camionetas (N° 1 y 20)
- Adquisición de 2 camionetas (N° 94 y 95) para el Proyecto Cero Consumos del área de Control de Perdidas.
- Adquisición de 5 motocicletas, destinadas al proyecto "PEC" Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción.
- Adecuación del Taller Mecánico de la Empresa, con la adquisición e implementación de 2 elevadores hidráulicos de vehículos y de herramientas que facilitan la realización de los mantenimientos.

9.4. Seguridad Industrial

- Seguridad Industrial, es el área encargada de la implementación del Sistema de Gestión de Prevención de Riesgos -SGP-, conforme la normativa vigente. Este Sistema integra requisitos técnicos legales (RTL) que deben ser ejecutados e implementados, orientados a alcanzar altos indicadores de productividad, sin la pérdida de horas-hombre a causa de accidentes de trabajo o enfermedades profesionales.
- La implementación de Sistema de Gestión de Prevención de Riesgos -SGP- fue una prioridad, por ello se firmó el convenio interinstitucional con el IESS, por dos años.
- Las acciones relevantes desarrolladas por Seguridad Industrial, estuvieron enfocadas en:
- Cumplir con los componentes del Sistema de Gestión de Prevención de Riesgos -SGP-, como son: Gestión Administrativa, Gestión de Talento Humano, Gestión Técnica y Procesos Operativos Básicos.
- Realizar el análisis de los "Indicadores Proactivos y Reactivos", del año 2014.
- Identificar las áreas de trabajo y tipos de accidentes con mayor frecuencia y gravedad, de acuerdo a los datos estadísticos del año 2014, a fin de establecer medidas correctivas efectivas, para evitar la recurrencia o nuevos accidentes que afecte al personal, material, equipos y procesos.

Las actividades más importantes que ejecuta el área de Seguridad e Higiene Industrial están basadas en el Sistema de Administración de la Seguridad y Salud en el Trabajo (SASST), recomendado por el Instituto Ecuatoriano de seguridad Social, en la Resolución CD N° 390, que integra:

- Gestión Administrativa
- Gestión Técnica
- Gestión del Talento Humano
- Procesos Operativos Básicos

En el presente año se ha emprendido acciones inmediatas tendientes a reducir los índices de accidentes de trabajo como también proponer programas que permitan



cumplir con los objetivos del área. Las principales actividades operativas ejecutadas en el año 2013 se describen a continuación:

- Inspecciones a los sitios de trabajo.
- Inspecciones de Equipos e Implementos de protección personal y colectiva a Grupos Operativos.
- Programa de Inducción al personal nuevo de contrato.
- Programa de Inspección de Vehículos
- Análisis de Seguridad en el Trabajo
- Programa de Prevención de Incendios
- Implementación Plan de Emergencia del Edificio Administrativo Principal
- Implementación Plan de Emergencia del Edificio Administrativo Antiguo
- Plan de Salud ocupacional
- Procedimientos para Mantenimiento de Redes
- Procedimientos de Seguridad
- Seguridad Física y Electrónica

9.5. Trabajo Social

El objetivo del área de Trabajo Social, es incrementar el bienestar social, laboral y familiar de los servidores y obreros, para mejorar la productividad de la EERSA.

En este contexto, el Trabajador Social, encaminó su accionar a:

- ❖ Apoyar a servidores y obreros, en el ámbito del bienestar social, laboral y familiar.
- ❖ Administrar la Póliza del Seguro de Vida y Accidentes Personales
- ❖ Coordinar con el área de Seguridad e Higiene Industrial, la presentación de Avisos de Accidentes Laborales.
- ❖ Coordinar con el área de Recursos Humanos, la contratación del personal con discapacidad.
- ❖ Coordinar eventos con el Comité de Capacitación de la EERSA.

9.6. Actividades de Capacitación

La capacitación se ha constituido en una estrategia para mejorar las competencias del Talento Humano de la EERSA. La programación de la misma inició con la determinación de necesidades de capacitación, requerimiento que se cumplió con la colaboración de las áreas: técnica, de salud y seguridad. Éstas fueron analizadas y priorizadas por los miembros del Comité de Capacitación, luego diseñado el Plan Operativo de Capacitación de la Empresa del año 2014 y finalmente fue aprobado por la Gerencia.

De los 9 eventos que se programaron, se ejecutaron 6. Es decir se cumplió con el 67% de la programación. El evento "Licencias para Electricistas" no se ejecutó, ya que las empresas u organizaciones, debidamente acreditadas ante el CISHT, lo hicieron en el mes de diciembre de 2014. En el caso del evento "Manejo a la Defensiva", fue adjudicado, a la UNACH, en el mes de diciembre de 2014 y se ejecutará en los primeros meses del año 2015.



También, se realizaron los siguientes eventos de capacitación:

- Capacitación a brigadistas del Edificio Antiguo.
- Charla de VIH.
- Charla de Sensibilización, dirigido al personal con discapacidad

Estos eventos fueron claves, para el cumplimiento de las exigencias de IESS y Ministerio de Trabajo.

A continuación, en el Reporte de Eventos de Capacitación, se observa que el 81% de los convocados asistió a la capacitación programada.

REPORTE DE EVENTOS DE CAPACITACIÓN EJECUTADOS AÑO 2014

No	EVENTO	Total convocados	Total asistentes	Porcentaje de Asistencia
1	Charla sobre Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo	36	31	86%
2	Retroalimentación en Primeros Auxilios	465	380	82%
3	TeamBuilding	150	113	75%
4	Programación Neurolingüística	40	35	88%
5	Inteligencia Emocional Aplicada a la Seguridad Industrial	150	125	83%
6	Limpieza y mantenimiento de oficinas y centros de trabajo	25	17	68%
	TOTAL	866	701	81%

Fuente: Informe de labores de Trabajo Social 2014

9.7. Servicio Médico

El área médica de la EERSA, tiene como objetivo primordial: Mejorar las condiciones de salud y calidad de vida de los trabajadores, a través de la promoción, prevención y control; para incrementar los índices de productividad.

Para la prestación de estos servicios la Empresa contó, durante el año 2014, con relación de dependencia, con un profesional Médico y un Odontólogo, que actualmente laboran a tiempo completo (8 horas diarias), cada uno de ellos y con una Auxiliar de Enfermería, a tiempo completo en los dos casos; y, para atender al personal de la Agencia Alausí, con convenio de servicios profesionales, con pago de honorarios, tenemos 1 Médico y 1 Odontólogo.

Sus principales actividades desarrolladas y ejecutadas son las siguientes:

- Prestación de la atención médica y de emergencia.
- Coordinación y ejecución de los Programas de Medicina Preventiva.
- Supervisión de la elaboración de estadísticas y registros de atención médica.
- Supervisión de las actividades de apoyo del Auxiliar de Enfermería.
- Administración de contratos relacionados con el área médica.



- Elaboración y mantenimiento de historias clínicas.
- Coordinación con el área de Medicina Ocupacional.

9.8. Fondos Rotativos

El área de Fondos Rotativos es una dependencia netamente operativa, que tramita y procesa los gastos de movilización de todo el personal de la EERSA. De la misma manera, lo hace con los Anticipos de Sueldos, contemplados en la cláusula 45 del Contrato Colectivo vigente.

Sus principales actividades desarrolladas y ejecutadas son las siguientes:

- Concesión de anticipos de sueldos al personal.
- Elaboración y procesamiento de comisiones de servicios.
- Administración del Fondo de Caja Chica.
- Presentación del "Informe Mensual de disponibilidad del Fondo de Anticipos"

9.9. Comisariato

El área de Comisariato es responsable de la correcta administración financiera del mismo, en estricto cumplimiento a lo que estipulan las leyes laborales y el contrato colectivo EERSA-CEUTEERSA vigente, en el que establece que la EERSA debe mantener el servicio de Comisariato para los obreros. El comisariato proporciona artículos de primera necesidad.

X. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La operación y mantenimiento de las Centrales de Generación como también de los sistemas de Subtransmisión y Distribución de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., con la finalidad de suministrar la energía eléctrica a nuestros usuarios observando las normativas vigentes y parámetros técnicos de calidad y confiabilidad, conservando y desarrollando actividades para un manejo sustentable de los recursos naturales renovables, especialmente en las micro cuencas que abastecen de agua y se encuentran dentro del área de concesión, es la función específica de la Dirección de Operación y Mantenimiento.

Forman parte de la Dirección las áreas de Generación, Subtransmisión, Distribución y la Unidad de Medio Ambiente, a continuación se presenta un resumen de cada una de estas Áreas.

10.1 Generación

El departamento de Generación conjuntamente con el área de Mantenimiento Mecánico son los responsables de la operación, mantenimiento, elaboración y aplicación de planes de mantenimiento tanto programado y correctivo como del buen funcionamiento de las Centrales de Generación Eléctrica.

Para la producción de energía eléctrica la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. dispone de tres Centrales de Generación Hidráulica Central Alao con una potencia efectiva de 10,4 MW, Central Río Blanco con una potencia efectiva 3 MW, Central



Nizag con una potencia efectiva de 0,753 MW, generación que a excepción de la generada por la Central Nizag es puesta al Mercado Eléctrico Ecuatoriano, de conformidad con la normativa vigente, la operación y mantenimiento de, las Centrales Hidráulicas se rigen estrictamente al programa previamente dado a conocer al CENACE.

Para cubrir la demanda de energía eléctrica, EERSA lo realiza a través del Sistema Interconectado Nacional, adquiriendo energía a los diferentes Agentes Generadores que participan en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.

Para efectos de comparación con años anteriores consideraremos la energía adquirida del Sistema Interconectado Nacional a la diferencia de la energía total adquirida a través de compras en el Mercado Eléctrico menos la energía generada por EERSA.

En los siguientes cuadros se expresa lo generado por las centrales y la compra en el Mercado considerando lo antes indicado, y una comparación con la generación de las Centrales de EERSA del año 2013.

Generación bruta de las Centrales

CENTRAL	2.013	2014	$\Delta(\%)$
Central Alao (kWh)	71.643.088	81.466.578	13,71
Central Río Blanco (kWh)	20.988.921	18.991.239	-9,52
Central Nizag (kWh)	2.323.511	3.650.804	57,12
Total (kWh)	94.955.520	104.108.621	9,64

Del análisis a los datos obtenidos se desprende que:

Las centrales hidroeléctricas de propiedad de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. no cuentan con sistema de embalse por lo que su producción depende directamente del cumplimiento de los mantenimientos programados y del comportamiento que tenga la microcuenca donde se encuentran ubicadas.

La Central Alao aumento su producción con relación al año 2013, en 13,71% la razón fundamental está en la disponibilidad del recurso agua, adicionalmente se contó con la continuidad en su operación ya que en el 2013 se vio obligada a parar su producción debido a los deslaves presentados en la zona de Peltetec por donde atraviesa el canal de conducción del agua.

La Central Hidráulica Río Blanco, presenta una disminución en el orden del 9,52% Esta reducción obedece a que en el mes de julio se realizó el cambio del sistema de control de la Central Río Blanco paralizando la central por el tiempo de 22 días.

En el año 2.014 la Central Nizag presenta incremento del 57,12% en la producción de energía, la razón principal de este aumento en la producción se debe a su mayor continuidad en la operación ya que pese a presentarse daños en el estator del generador su reparación fue mucho más rápida que la reparación del rotor producido en el 2013.



En cumplimiento con la normativa vigente se pone en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano toda la producción de energía de las Centrales Alao y Nizag, más no así la producción de la Central Nizag, por cuanto la regulación dispone que la producción de las centrales de generación mayores a 1 MW, sea puesto en el Mercado Eléctrico, y así mismo que la energía requerida sea adquirida del Mercado Eléctrico.

En el siguiente cuadro se expresa el requerimiento de la Empresa en general, para efectos de comparación separamos la energía eléctrica puesta en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano, la energía eléctrica producida por la Central Nizag y la energía que llamamos del SIN adquirida a través de contratos en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano necesaria para cubrir la demanda de EERSA.

Energía efectiva adquirida de EERSA al MEM			
DESCRIPCION	2.013	2014	$\Delta(\%)$
Requerimiento (kWh)	329.599.640	352.128.879	6,84%
Central Nizag (kWh)	2.323.511	3.650.804	57,12%
Generación puesta en el MEM (kWh)	92.632.009	100.457.817	8,45%
Del SNI	234.644.120	248.020.258	5,70%

Basado en los datos antes indicados se desprende que el requerimiento de energía de la EERSA se ha incrementado en 6,84% con relación al año 2013, y también aumento la producción de energía eléctrica de las centrales hidráulicas puesta al Mercado Eléctrico Ecuatoriano.

De acuerdo a lo indicado, durante el año 2.013, la EERSA ha generado el 28,81% del total de su requerimiento y ha adquirido el 71,19% del Sistema Nacional Interconectado en 8,45%.

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 y Perú, entre los Generadores Estatales que conforman: CELEC EP son (Hidropaute, Hidroagoyán, Termopichincha, Termoesmeraldas, Electroguayas Hidronación, Termogas Machala), EMAAPQ, Elecaastro, Termoguayas; entre los Generadores Privados constan: Electroquil, Intervisa, Hidalgo-Hidalgo, Generoca, Ecoluz, Hidroabanico, Larfage y Enermax, además de la energía puesta en el mercado por las Empresas Eléctricas de Distribución que poseen generación.

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



indica las actividades programadas y las ejecutadas, como también la ejecución de los planes operativos del plan estratégico.

10.2 Subestaciones

Las principales actividades del área de Subestaciones como de toda la Dirección de Operación y Mantenimiento van encaminadas hacia la reducción de los tiempo de interrupción del servicio eléctrico a los abonados que reciben energía desde las diferentes subestaciones, las actividades del área de subestaciones, para conseguir este objetivo se programa diversas diligencias en mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, apoyándose en el Software SISMAC.

Es de resaltar entre las actividades más importantes la implementación del sistema SCADA con integración de todas las subestaciones, además el montaje de los interruptores de 69 KV en las subestaciones N° 2, 7, 13, la instalación de las RTUs en las subestaciones N° 4 y 7, integración de las RTUs de todas las subestaciones al sistema SCADA, adquisición de transformadores de potencia e interruptores para las subestaciones 3, 7, 10, 13, 14, instalación de nuevos relés digitales en las subestaciones 8 y 9.

Dentro del mantenimiento predictivo se realizaron inspecciones termográficas a todas las subestaciones y líneas de subtransmisión detectando puntos calientes y procediendo a realizar los trabajos de eliminación de los mismos.

Bajo el criterio expuesto del mantenimiento preventivo mensual, se tiene como actividades importantes las realizadas a cada uno de los equipos de las diferentes subestaciones, con una frecuencia de cinco semanas cada a una de las subestaciones cronograma elaborado en el programa de mantenimiento SISMAC, 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.

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.

Revisión y reparación de mecanismos de operación

Recalibración de relés

Pruebas de apertura y cierre de disyuntores de 69 KV.

Cambios o llenado de aceite y empaques con su respectivo tratamiento en equipos que contiene aceite dieléctrico.

Limpieza de relés.

Pintura de diversos equipos.

Reparaciones menores.

Instalación de equipos nuevos



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

Subestación N° 1.

- Montaje e instalación de un nuevo interruptor de 69 KV salida a la subestación N° 13.
- Montaje e instalación de un nuevo interruptor para el banco de capacitores.

Subestación N° 2.

- Montaje e instalación de dos nuevos interruptores de 69 KV para la salida a las subestaciones N° 3 y 4.

Subestación N° 4

- Instalación de RTU con su respectivo cableado de control y elaboración de planos.

Subestación N° 7

- Instalación de RTU con su respectivo cableado de control y elaboración de planos.
- Instalación de un relé SIEMENS a cambio del relé SEL, el relé SEL se lo instalará en la SE 03.

Subestación N° 8

- Instalación de los relés de sobrecorriente en los alimentadores Guamote y Columbe.

Subestación N° 9

- Instalación de los relés de sobrecorriente en los alimentadores 1, 2, 3, 4, Principal y salida a la SE 10.

Subestación N° 13

- Montaje e instalación de dos nuevos interruptores de 69 KV para la salida al transformador y salida a la SE 01.
- Instalación de un relé para activar la alarma del alimentador de 2/13.

Recalibración de protecciones.

Para una mayor confiabilidad en el sistema se revisó las calibraciones de los relés de sobrecorriente de todos los Alimentadores del sistema, además se cambiaron de calibraciones en los relés de baja frecuencia de acuerdo a lo solicitado por el CENACE.

Mantenimiento de Líneas de 69 KV

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 de todo el sistema de la EERSA, ya sea por mantenimiento programado o a su vez por fallas ocurridas, además se plantó un poste de 69 KV en medio vano, este trabajo se lo realiza con línea energizada, como actividades relevantes podemos citar.

- En Guamote en la calle Chimborazo se planta un nuevo poste de fibra en medio vano de la línea de 69 KV tramo subestación Guamote – Subestación Alausí, este trabajo se lo realizó con la compañía Energy Line con línea energizada.



- Se realiza tala de árboles en la línea de 69 KV sector de la Universidad.
- Se realiza una inspección al poste de 69 KV que se encuentra ubicado en el sector del redondel de la Media Luna Lican, conjuntamente con el personal del Municipio
- Conjuntamente con personal de Planificación se realiza la codificación de los postes en la línea de 69 KV de todo el sistema de la EERSA.
- Por presentarse una falla en la línea de 69 KV de la S/E 2-S/E 4 se realiza una inspección, se detecta rabos de cometa, y cascara de árbol sobre la línea, se ejecuta la limpieza.
- Por solicitud de una usuaria se realiza una inspección de la línea de 69 KV en el barrio San José del Chibunga.
- Se realiza limpieza de los aisladores de la línea de 69 KV tramo de la subestación N° 2 – subestación N° 3.
- En la línea de 69 KV de la subestación N° 2 a la 3 se reubica un poste tensor en el sector de la Circunvalación y se reubica los tensores de un poste de 69KV en el sector de Pisin.

Implementación del Sistema SCADA

- En la SE13, SE07 se realizan pruebas de comunicaciones de los reconectores Cooper y ABB mediante transceiver.
- Revisión de información de los protocolos que hablan los relés SEL y se determinan que tienen como protocolo común el IEC-61850 y que el DNP3 solo es por serial.
- Entrega información a ingenieros de ABB Colombia para la integración de los relés a las RTUs de todas las subestaciones para su integración.
- Pruebas de comunicación de los relés de la subestación ocho tanto de los ABB con el protocolo DNP3 y los protocolos IEC61850 con los Micom.
- Trabajos del SCADA en la S/E 03, se activa el protocolo DNP serial para comunicación de las señales de protección de sobrecorriente y frecuencia.
- Pruebas de disparo de los relés de la subestación dos se prueba protecciones que concuerden con lo que registra la RTU y medidas de los relés.
- Se realizan los CID (adquisición de datos nativos de los relés para transformarlos y poder utilizar con protocolos 61850)de los relés SEL de la subestación dos.
- Activación de la comunicación del DNP3 en los reconectores marca SCHNEIDER, se cambia el mapeo, activación/desactivación de protección de tierra, recierre, todo para observar en el sistema SCADA.
- Programación de todos los relés GE Multilin F650 de la SE14, se activa el protocolo DNP3 y se cambia la dirección IP para que se comunique con la RTU.
- Configuración de relés Micom en la subestación Guamote y Alausí se obtiene los archivos ICD de los relés.
- Elaboración de Base de datos para el Sistema SCADA, para las 10 subestaciones, para el envío a TELVENT.
- Levantamiento de información referente a protocolos de los diferentes IEDs para el envío a ABB para que se realice la parametrización.
- Determinación, cuantificación de señales por subestaciones , elaboración de TAGs para el envío a ABB para la parametrización de RTUs



- Levantamiento de planos de Cableado de las 10 Subestaciones para el envío a ABB.
- Levantamiento de planos de comunicación de IEDs de cada subestación.
- Levantamiento de tablas de direccionamiento IP para los diferentes IEDs por Subestaciones y Reconectores, en coordinación con el CPD de la EERSA.
- Levantamiento de Diagramas Unifilares por subestaciones para la graficación de diagramas HMI por subestaciones del SCADA Local.
- Direccionamiento y establecimiento de nomenclatura para la identificación de los re-conectores del Sistema de Sub-transmisión.
- Pruebas de comunicaciones y actualización de Firmware de las 10 RTUs ABB para el sistema SCADA.
- Carga de programas a las RTUs y pruebas de integración de IEDs con las 10 RTUs ABB, en cumplimiento del contrato de parametrización con ABB.
- Mapeo de señales de protocolos y adecuación de interfaces para la integración definitiva de los IEDs de las 10 subestaciones.
- Pruebas y ajustes de programación del sistema de comunicaciones para los reconectores SCHNEIDER .
- Mapeo de señales e integración al sistema SCADA de los reconectores SCHNEIDER.
- Ajuste de la base de datos del Sistema SCADA en el programa OASYS de TELVENT, base de datos previamente levantada y enviada por la EERSA, trabajo realizado en coordinación con TELVENT.
- Reajuste de la parametrización de cada una de las 10 RTUs, para la integración de señales adicionales acorde a las últimas necesidades, disponibilidad de IEDs y protocolos.
- Pruebas de operación de las subestaciones SE01, SE02, SE03, SE04, desde la pantalla HMI del Sistema SCADA, en coordinación con TELVENT.
- Pruebas de operación por comunicaciones de reconectores que disponen de comunicación; ABB y SCHNEIDER.
- Pruebas FAT de 2 RTUs. TELVENT, en la Ciudad de Quito.
- Cableado, instalación y acoplamiento de señales de la RTU en la SE07.
- Trámite para la adquisición de copia de licencia de RTU ABB 560C, para utilizar en la SE07.
- Cableado de señales eléctricas desde el patio de las subestaciones hacia las RTUs para la implementación del Sistema SCADA; adecuación de señales de posición de interruptores extraíbles, cableado de seguros eléctricos en la SE01, SE02, SE04; instalación de conmutadores estáticos DC en las RTUs.

Labores de Mantenimiento Radiocomunicaciones de Voz y Datos.

- Definición de características técnicas y adquisición de equipos transceivers de fibra óptica.
- Instalación de tomas de datos para internet.
- Instalación enlace de radio entre la Agencia Alausí y Repetidora Puchucal.
- Instalación de equipos de radio comunicación en unos casos y desmontaje de equipos de radio comunicación en otros casos, especialmente en nuevas Agencias y Agencias que se cerraron.



- Pruebas de señales digitales de protección por forzamiento de condiciones anómalas en varios IEDs.
- Levantamiento de información técnica para el proceso de cambio del cable de guarda del anillo de 69 KV.
- Cambio de equipos de radio en el enlace de datos Repetidora Sindiquiri Repetidora Cuchca.
- Implementación de enlace de datos mediante fibra óptica entre los edificios (EERSA) antiguo y principal, para comunicación del Centro de Control con los servidores del Sistema SCADA.
- Instalación y mantenimiento de radios de comunicación en vehículos, estaciones base y portátiles.
- Mantenimiento correctivo del enlace de fibra óptica entre subestaciones.
- Pruebas y validación de las fibras ópticas del cable OPGW que se utilizará en el reemplazo del cable de guarda del anillo de 69KV.
- Instalación y programación de PLCs que controla las luces navideñas.

10.3 Unidad Medio Ambiente:

El uso racional de los recursos naturales, el cuidado del entorno ambiental, a través de la educación ambiental son funciones principales de la Unidad de Medio Ambiente de la EERSA, desarrollando actividades tales como.

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

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

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

- Participación en las casas abiertas en los cantones de Riobamba, Alausí, y Chunchi, en donde se entregaron un número de 8.000 plantas respectivamente a los asistentes a los stands de la EERSA.
- Coordinación y supervisión en la toma de muestras para el monitoreo de la calidad y calidad biológica del agua, caudal ecológico, calidad del suelo, niveles de ruido ambiente, campos electromagnéticos, vibraciones en edificaciones en las instalaciones pertenecientes a la central de Alao, esta actividad se la ejecuto como requerimiento al Plan de Acción de la Auditoría Ambiental Interna del año 2014 y fue ejecutada por el personal del Consultor Ambiental Ingeniero Ricardo Cisneros.
- Mantenimiento y adecentamiento de los espacios verdes ubicados dentro de la central hidroeléctrica de Alao.

Actividades realizadas en la microcuenca del Río Blanco

En esta microcuenca se cumplió el 100% de las actividades presupuestadas para el año 2014, entre las principales destacamos lo siguiente.



- Coordinación y supervisión de la toma de muestras para el monitoreo de la calidad y calidad biológica del agua, caudal ecológico, calidad del suelo, niveles de ruido ambiente y ruido laboral, campos electromagnéticos, vibraciones en edificaciones en el sistema de generación de la central de Rio Blanco, esta actividad se la ejecuto como requerimiento al Plan de Acción de la Auditoría Ambiental Interna del año 2014 y fue ejecutada por el personal del Consultor Ambiental Ingeniero Ricardo Cisneros.
- Coordinación y supervisión de las actividades de limpieza, adcentamiento y ordenamiento de los espacios verdes de la casa de máquinas de la central de Rio Blanco.
- Coordinación de actividades con comunidades asentadas en esta área.

Trabajos relacionados con las actividades descritas dentro de los planes de manejo y de acción de las instalaciones de Generación y Distribución de la EERSA

- Recepción, almacenamiento provisional y valoración de la disposición final de todos los materiales que son dados de baja en las diferentes Direcciones y Departamentos de la EERSA.
- Realización de pruebas colorimétricas N-CLOR-OIL de 50 ppm sobre la presencia de PCB'S en aceite dieléctrico de los equipos que son retirados del sistema, transformadores de distribución nuevos y con el inventario definitivo de PCB'S.
- Coordinación y Supervisión de la realización de la Auditoría Ambiental Interna (AAI) correspondiente al año 2013 de los sistemas de generación y distribución.
- Planificación, coordinación y supervisión de entrega de focos ahorradores del MEER.
- Coordinación y seguimiento a la instalación y funcionamiento de las 5 estaciones meteorológicas (vía Cañí, sector del arenal, comunidad de San José de Chocón, San José de Igualata y sector de Ozogoché) que están funcionando dentro de lo que indica el Convenio EERSA-ESPOCH.
- Trámites ante el IMR para la obtención del certificado respectivo sobre el uso del suelo de los predios de la Subestación N°-1, este requisito es necesario para el registro de la EERSA como generador de desechos peligrosos.
- Planificación y coordinación de los trabajos de limpieza y mantenimiento del derecho de vía de las líneas de 13,8 kV trifásica y monofásica y de 69 kV de los cantones de la Provincia de Chimborazo.
- Preparación y participación en varias casas abiertas con material didáctico para charlas y entrega de material vegetativo arbóreo y arbustivo nativo, con la finalidad de difundir los trabajos ejecutados por la EERSA en el campo ambiental.
- Implementación de las actividades identificadas dentro del Plan de Acción que se desprendió de las Auditorías Ambientales, así como del Plan de Manejo respectivo.

10.4 Distribución:

El área de Distribución y Alumbrado Público es la encargada de velar por la operación del sistema de distribución tendiendo a mantener dentro de los



parámetros de continuidad, confiabilidad y calidad de energía a los usuarios de la EERSA.

El Sistema de Distribución de energía eléctrica para servir a la provincia de Chimborazo se encuentra constituido por 38 alimentadores primarios de media tensión (MT), con 111.210 postes de los cuales el 59,06 % son de líneas primarias (MT) y el 40,94% de redes secundarias (BT), con 11.290 centros de transformación de los cuales el 93,9% son transformadores monofásicos y el 6,10% transformadores trifásicos, con 3.148 puntos de seccionamiento de los cuales el 61,34 % son monofásicos, el 2,51% son bifásicos y el 36,15 % son trifásicos, es decir en el sistema de distribución de energía existe un total de 5.503 seccionadores, 40.338 luminarias de las cuales el 98,11% son a vapor de sodio y el 1,89% a vapor de mercurio, información proporcionada por la Dirección de Planificación.

Para atender los requerimientos de mantenimiento el departamento de Distribución está conformado por 1 Ingeniero Eléctrico, Jefe Departamental; 1 Ingeniero Eléctrico, Ingeniero de Guardia; 1 Ingeniero Eléctrico, Mantenimiento de Primarios y soporte técnico Alausi y Chunchi; 1 Ingeniero Eléctrico, Mantenimiento de Centros de Transformación y soporte técnico Pallatanga Cumandá, 1 Tecnólogo, encargado de la gestión de calidad e información para mantenimiento del sistema GIS, 1 Ingeniero de Sistemas de Computación, mejoras en el programa SAR y aplicación de trabajo móvil con el GPS, 2 Tecnólogos; en lo que respecta al personal operativo se dispone de vehículos de mantenimiento con 4 personas, vehículos para atender alumbrado público con 3 personas y carros especiales grúas y canasta, en un total de 12 en la ciudad de Riobamba, cuando se requiere soporte a las agencias se coordina también con este personal y estos vehículos, normalmente se cuenta en la ciudad de Alausí con 2 vehículos y un vehículo por cada agencia en Chunchi, Pallatanga y Cumandá.

Entre las principales actividades de esta área podemos citar:

- Durante el año 2014 se desarrollo la etapa de implementación y pruebas, con la participación de la Dirección de Planificación en el proyecto GIS, la Dirección de Operación y Mantenimiento en los proyectos SACADA a cargo del Departamento de Subestaciones y los proyectos DMS – MWM a cargo del Departamento de Distribución y Alumbrado Público. El proyecto "Automatización de Primarios" del Plan Estratégico de la EERSA superaría lo planificado por la EERSA con la implementación del proyecto integral del MEER, por cuanto el alcance de este proyecto llega a nivel de control operativo integral de subestaciones y alimentadores primarios de distribución de energía eléctrica, atención de reclamos y gestión de cuadrillas de trabajo con los proyectos OMS – MWM.
- Para mejorar las protecciones y operación del sistema de distribución de energía eléctrica y como parte del proyecto de automatización de primarios, se contrató en el año 2013 los servicios técnicos especializados para la instalación de estructuras, montaje y energización de reconectores tripolares, trabajos que concluyeron en el año 2014, instalándose en varios alimentadores y considerando los aspectos de separación de cargas urbanas y cargas rurales, facilidades para transferencia de cargas entre alimentadores.



- **Mantenimiento Predictivo**, con el objeto de disminuir las interrupciones del sistema mediante la detección oportuna de conexiones de alta resistencia, conexiones sulfatadas y degradación de materiales en las redes de MT del área de concesión de la EERSA, en los 37 alimentadores de las diferentes subestaciones, se revisaron principalmente: puntos de corte, seccionamiento, cruces, puentes, transformadores, grapas de conexión.
- **Mantenimiento preventivo en los centros de transformación de los alimentadores de la subestación 3**; siendo intervenidos 1359 transformadores. En base a las actividades realizadas se valora que se ha avanzado en este proyecto un 100%.
- Para el año 2014 estaba previsto el mantenimiento preventivo de líneas y redes primarias de las subestaciones 8 y 13, pero no fueron ejecutados debido a que los proyectos no fueron aprobados en el estudio del VAD. Sin embargo, debido a que a finales del año 2013 se contrató los servicios para el mantenimiento preventivo de líneas y redes primarias de las subestaciones 2 y 4, estos trabajos se realizaron durante el año 2014.
- En los Alimentadores de la Subestación N° 2, se cambiaron 1184 estructuras y 36 Km de conducto 4/0 en los 59.969 Km de 5 alimentadores.
- En los Alimentadores de la Subestación N° 4 se han cambiado 1738 estructuras en 61.854 Km
- **Mejoramiento del Alumbrado Público**, con el objeto de mantener niveles de iluminación óptimos, continuación del programa de cambio de luminarias de Hg por Na, obsoletas y para mejorar la calidad del servicio de alumbrado público, se presentó el estudio en el VAD para el cambio de 2160 luminarias en los diferentes cantones de la provincia por un monto de USD. 418.188,66 (cuatrocientos dieciocho mil ciento ochenta y ocho dólares con sesenta y seis centavos, proyecto aprobado por un monto de USD. 92.280,00 (noventa y dos mil doscientos ochenta dólares) lo que equivale a un total de 652 luminarias, se instalaron un total de 747, es decir, un cumplimiento de 114,5%, considerando como meta las 652 luminarias financiadas.

La tasa de falla del servicio de alumbrado público determinada en función de las regulaciones CONELEC 08/11 vigente hasta el mes de septiembre y CONELEC 05/14 en los meses de enero, febrero y noviembre fue menor al 0,02 (valor regulado), en los meses restantes oscilo entre el 0,02 y 0,03.
- **Recepción y atención de reclamos** presentados por los Clientes, mediante una base de datos y el programa Servicio Atención de Reclamos (SAR) que permite, mejorar la atención, disminuir los tiempos de respuesta, mejorar el control y optimizar los recursos.
- En los siguientes cuadros se presenta cuantitativamente las actividades realizadas en el año y un resumen comparativo de las mismas con respecto a las normativas vigentes, el detalle de las actividades se expresa en el informe del área.



- Reclamos atendidos en el año 2014

Nº Total de reclamos técnicos		Sector	Nº de Reclamos	Tiempo Promedio(h:m:s)	Plazos Regulación
13610	Servicio Eléctrico 9.195	Urbano	4113	2:55:52	24 h
		Rural	5082	13:01:22	36 h
	Alumbrado Público 4.415	Urbano	2763	11:04:46	24 h
		Rural	1652	24:13:32	72 h

Se realizaron 20612 actividades orientadas a la restitución del servicio, atención de solicitudes de servicio temporales, reubicaciones y readecuaciones de líneas y redes, las mismas que se muestran en el tabla y grafico siguientes:

ACTIVIDADES REALIZADAS	CANT.	%
TRANSFORMADORES	1864	9,04
RED SECUNDARIA	2166	10,51
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	3511	17,03
ALUMBRADO PUBLICO	4381	21,25
RED PRIMARIA	2208	10,71
SUBESTACION	15	0,07
PROGRAMADOS Y PLANILLADOS	4468	21,68
INSPECCIONES	1071	5,20
OTROS	928	4,50
	20612	100

La actividad de "PROGRAMADOS Y PLANILLADOS", representan el rubro más alto, 21,68% La siguiente actividad más representativa es "ALUMBRADO PUBLICO" con el 21,25%.

Generación de reportes, con la base de datos del Sistema de atención de Reclamos (SAR) se generaron reportes de información para:

- GIS
 - Calidad
 - Inventarios
 - Contabilidad
-
- Coordinación para la limpieza de vía de líneas primarias y redes secundarias de distribución de energía eléctrica.
 - Mantenimiento correctivo de redes secundarias y líneas primarias principalmente en lo que se refiere a, cruces, puentes, aisladores, crucetas, postes, tensores, herrajes, daños causados por agentes externos, entre otros.



XI. DIRECCION DE INGENIERIA Y CONSTRUCCION

Entre las actividades realizadas por la Dirección de Ingeniería y Construcción durante el año 2.014 se destacan las siguientes:

- Elaboración de Documentos Precontractuales y Análisis de ofertas técnicas e informes para la adquisición de equipos y materiales necesarios para las obras de distribución.
- Elaboración de pliegos y de dos procesos contractuales (el primero se declaró desierto) para el cambio de calibre de conductor de la línea de subtransmisión a 69 kv Gatazo-Cajabamba-Guamote (33,08 km).
- Administración y Fiscalización del contrato suscrito con Jaime Ortega Pazmiño JOP Ingeniería Eléctrica Cía. para el cambio de calibre de conductor de la línea de subtransmisión a 69 kv Gatazo-Cajabamba-Guamote (33,08 km), avance aprox. 30%. (monto del contrato sin IVA US \$ 579,729.86)
- Elaboración de pliegos y del proceso contractual para la repotenciación de la línea de subtransmisión a 69 kv Licán-Gatazo- (6,10 km) el cambio de estructuras y calibre de conductor e implementación de un nuevo circuito para convertirlo en doble circuito ACAR 2x(3x600 MCM); e, instalación de cable OPGW (fibra óptica).
- Elaboración de pliegos y del proceso contractual para la construcción del cerramiento, conformación de plataformas, y sala de tableros para la futura ampliación de la subestación Gatazo.
- Construcción del cerramiento del perímetro, conformación de terrazas y sala de tableros para la ampliación de la subestación Gatazo US \$ 109.245,04 sin IVA.
- Elaboración de pliegos y administración de los procesos para la contratación de las obras de distribución de los Programas BID RSND para el programa del Gobierno Central de coacción eficiente, que por exigencia del BID debía realizarse mediante la modalidad "Obra"; programa cuyo monto asignado asciende a US \$ 3,036,019.37

CÓDIGO	PROYECTO	MONTO	ESTADO
BID-RSND-EERSA-DI-OB-001	CONSTRUCCIÓN DE OBRAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS COMUNIDADES SHUID BAJO Y PAJON SHULCAN DEL CANTÓN ALAUSÍ PROVINCIA DE CHIMBORAZO	\$ 125,836.25	Construido



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2014

BID-RSND-EERSA-ST-OB-011	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN LICAN GATAZO	\$ 1,341,310.10	Adjudicado
BID-RSND-EERSA-DI-OB-013	REMODELACION DE REDES DE LAS COMUNIDADES GOMPUENE LAUREL, CENTRAL Y SAN VICENTE	\$ 255,933.08	Avance 30 %
BID-RSND-EERSA-DI-OB-014	REMODELACION DE REDES DE LAS COMUNIDADES RAYOLOMA Y NIÑOLOMA, PARROQUIA PUNGALA, RIOBAMBA	\$ 205,460.05	Construido
BID-RSND-EERSA-DI-OB-015	REMODELACION DE REDES DE LAS COMUNIDADES DE BARRIO EL VERGEL, SAN CLEMENTE, RIOBAMBA/ COMUNIDAD ZISATE, PARROQUIA QUIMIAG, RIOBAMBA/SECTOR LA INMACULADA, PARROQUIA SAN LUIS, RIOBAMBA	\$ 190,998.14	Construido
BID-RSND-EERSA-ST-OB-017	REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV GATAZO-GUAMOTE	\$ 545,657.74	Avance 30 %
BID-RSND-EERSA-ES-FC-001	ESTUDIOS Y DISEÑOS ELECTROMECÁNICOS Y DE IMPACTO AMBIENTAL PARA EL ENLACE DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV, TAPI - SAN ANTONIO - BALSAYÁN Y DE LA SUBESTACIÓN BALSAYÁN.	\$ 100,000.00	Proceso Precontractual
BID-RSND-EERSA-ES-FC-002	ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA RECONFIGURACIÓN Y REPOTENCIACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS Y CIRCUITOS SECUNDARIOS DE LA S/E 1	\$ 117,534.00	Desierto
BID-RSND-EERSA-ES-FC-003	ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA RECONFIGURACIÓN Y REPOTENCIACIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS Y CIRCUITOS SECUNDARIOS DE LOS ALIMENTADORES DE LA S/E 3	\$ 153,290.00	Desierto

\$ 3,036,019.37

- Durante el año 2014 en total por administración directa y por contrato de servicios técnicos especializados se han construido: 82,06 km de líneas de media tensión, 135 km de redes de baja tensión, instalación de 290 transformadores con una potencia de total de 3.320 kVA; instalación de 2.023 luminarias de diferentes capacidades que representa un total de 221,47 kW; a continuación se presenta un cuadro comparativo con lo ejecutado en el año 2.013 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
2013	190.53	254.23	568	6.445	3.310	343	98	406.95
2014	82,06	135,00	290	3.320	1.874	62	67+ 20x400	221,47
2014/2 013	0.43	0.53	0.51	0.52	0.57	0.18	0,89	0.54

- Por administración directa se han construido 47,65 km de líneas de media tensión; 86,66 km de redes de baja tensión; instalación de 1.424 luminarias de sodio de 100 W., 62 luminarias de sodio de 150 W., 67 luminarias de sodio 250 W y 20 reflectores de 400 w lo que representa una potencia total de 176 kW; instalación de 173 transformadores de distribución, los detalles constan en los anexos respectivos.
- Por contrato de servicios técnicos especializados que fueron Administrados y fiscalizados por los Departamentos Construcciones Eléctricas y Fiscalización, se construyeron 34,41 km de líneas de media tensión; 48,34 km de redes de baja tensión; instalación de 114 transformadores de distribución.

11.1 Sección Obras Civiles

Se realizó el mantenimiento de los sistemas de conducción de agua de las centrales Alao, Río Blanco y Nizag.

Central Alao:

- Construcción de muro de hormigón armado para proteger las cámaras de la bocatoma.
- Ejecución de trabajos para resolver el problemas del deslizamiento a la salida del túnel N°5 (reparación y desalojo de materiales).
- Extracción de bloques de rocas y reparación de tramos del canal de conducción (sector desarenador), a consecuencia de la apertura de la vía.
- Aumento de la altura de la pared del canal de conducción en el sector del túnel N° 3.

Central Río Blanco

- Reparación de las cunetas de coronación de hormigón en el sector del sifón, una longitud de 105ml.
- Inspección global de todo el sistema de la central, bocatoma, desarenador, canal de conducción, aliviadero, compuertas, sifón, canal rápida de desfogue, túnel de conducción, tanque de presión, tubería de presión e instalaciones de



la casa de máquinas, para verificar el estado de funcionalidad de cada componente.

- Reparación tubería sector "Chini Loma".
- Limpieza de drenes y sellado de fisuras a lo largo del túnel de conducción.

AMPLIACIÓN SUBESTACION GATAZO

- Elaboración de diseños, especificaciones técnicas y presupuesto referencial para construcción de la ampliación de la sub estación Gatazo.
- Procesos precontractuales MCO-EERSA-DIC-10-14 para la CONFORMACIÓN DE PLATAFORMAS, CONSTRUCCIÓN DEL CERRAMIENTO Y SALA DE TABLEROS DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN GATAZO".
- Fiscalización del contrato N° 61-DIC-2014 para la "CONFORMACIÓN DE PLATAFORMAS, CONSTRUCCIÓN DEL CERRAMIENTO Y SALA DE TABLEROS DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN GATAZO" suscrito con el Ing. Edgar Yuquilema y liquidado por un valor de \$ 109.245,04 sin IVA.
- Elaboración de diseños, especificaciones técnicas y presupuesto referencial para la remodelación de la agencia Alausí

11.2 Departamento de Fiscalización

Se han fiscalizado e inventariado 267 obras realizadas ya sea por contrato; administración directa; o, por particulares, con un total de 2.837 postes inventariados.

De las 261 Órdenes de Trabajo abiertas durante el año 2.014 y que corresponden a distribución, se han inventariado y liquidado 210; las restantes se encuentran en proceso de construcción o liquidación.

Por contrato de servicios técnicos especializados y que fueron administrados por este Departamento, se construyeron obras por un total de: 25,76 km de líneas de media tensión; 33,87 km de redes de baja tensión; instalación de 82 transformadores de distribución con una potencia total de 830 kVA; instalación de 341 luminarias de sodio de 100 w con una potencia instalada total de 34,1 kw. los detalles constan en los anexos respectivos.

11.3 Departamento de Construcciones Eléctricas

Durante el año 2.014 tanto por administración directa como por contrato se construyeron 56,3 km de líneas de media tensión; 101.13 km de redes de baja tensión; instalación de 1.533 luminarias de sodio de 100 W., 62 luminarias de sodio de 150 W, 67 luminarias de sodio 250 W Y 20 reflectores de mercurio de 400 W. lo que representa una potencia total de 187,4 kW; instalación de 208 transformadores de distribución con una potencia total de 2.490 kVA, los detalles constan en el anexo respectivo.



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 812 proyectos con un total de 533,09 km de líneas de media tensión y 465,91 km de redes de baja tensión; se revisaron y aprobaron 219 diseños presentados por particulares. Inspecciones para certificados de factibilidad de servicio en un número de 564.

Se preparó la documentación correspondiente de los Proyectos a ser considerados en el Programa del Plan de Expansión de la Distribución 2015 y en el Programa del Plan de Expansión del Alumbrado Público 2015.

La documentación se preparó en los formatos exigidos por el CONELEC y SENPLADES que, entre otros requisitos, contempla los cálculos de caídas de voltaje de media y baja tensión; cálculos del VAN, TIR, RE y B/C; planos digitalizados y con coordenadas georeferenciadas UTM – WGS84; número y listados de usuarios para cada proyecto; entre otros.

Para el Programa del Plan de Expansión de la Distribución 2015 se presentaron 151 proyectos, los cuales beneficiarían a 5,851 viviendas por un valor total presupuestado de US \$ 16'451,254.54; **de los cuales se financiaron 69 proyectos por un valor de US \$ 7'239,436.86;**

Para el Programa del Plan de Expansión de Alumbrado Público 2015 se presentaron 16 proyectos, por un valor total presupuestado de **71,902.40 USD – Setenta un mil novecientos dos dólares con cuarenta centavos.**

COMPARACION CON EL AÑO 2013

A continuación se realiza una comparación con respecto a las cantidades de obra y actividades realizadas en el año 2014 con respecto a las del año 2013.

DESCRIPCION	NÚMERO DE ÓRDENES DE TRABAJO	NÚMERO DE ÓRDENES DE TRABAJO	RELACIÓN 2014/2013
	2013	2014	
Dirección de Ingeniería y Construcción	351	261	0,74
Dirección de Operación y Mantenimiento	59	36	0,61
Dirección de Comercialización	6	7	1,17
Área de Obras Civiles	1	1	1
Dirección de Planificación	-	-	-
Órdenes de Trabajo anuladas	1	-	n.a
TOTAL VÁLIDAS	416	305	0,73



DEPARTAMENTO DE FISCALIZACION

DESCRIPCIÓN	AÑO 2013	AÑO 2014	2014/2013
NUMERO DE OBRAS FISCALIZADAS	336	267	-25.84%
Obras fiscalizadas por contrato	20	10	-100.00%
Obras fiscalizadas por administración directa	253	210	-20.48%
Obras fiscalizadas realizadas por particulares	63	47	-34.04%
NUMERO TOTAL DE POSTES INVENTARIADOS	2498	2837	12.02%
Obras fiscalizadas por contrato	685	896	23.55%
Obras fiscalizadas por administración directa	1738	1880	7.55%
Obras fiscalizadas realizadas por particulares	73	61	-19.67%
Km. DE LINEA INSTALADOS	138.19	169.85	18.64%
<i>Obras fiscalizadas por contrato</i>	<i>40.89</i>	<i>59.62</i>	<i>31.42%</i>
Km. de líneas de Media Tensión	15.20	25.76	40.98%
Km. de líneas de Baja Tensión	25.69	33.87	24.15%
<i>Obras fiscalizadas por administración directa</i>	<i>91.957</i>	<i>107.03</i>	<i>14.08%</i>
Km. de líneas de Media Tensión	34.81	38.53	9.65%
Km. de líneas de Baja Tensión	57.15	68.50	16.56%
<i>Obras fiscalizadas por particulares</i>	<i>5.35</i>	<i>3.20</i>	<i>-67.45%</i>
Km. de líneas de Media Tensión	4.69	2.30	-104.27%
Km. de líneas de Baja Tensión	0.66	0.90	26.59%
Total Km. Líneas de Media Tensión	54.69	66.58	17.86%
Total Km. Líneas de Baja Tensión	83.50	103.26	19.14%
POTENCIA INSTALADA EN LAS OBRAS FISCALIZADAS (kVA)	4765	4382.5	-8.73%
Obras fiscalizadas por contrato	585	830	29.52%
Obras fiscalizadas por administración directa	2065	2165	4.62%
Obras fiscalizadas realizadas por particulares	2115	1387.5	-52.43%
Total Potencia Monofásica Instalada (kVA)	3452.5	3612.5	4.43%
LUMINARIAS TOTALES INSTALADAS	2103	1776	-18.41%
Obras fiscalizadas por contrato	238	341	30.21%
Obras fiscalizadas por administración directa	1824	1398	-30.47%
Obras fiscalizadas realizadas por particulares	41	37	-10.81%
POTENCIA INSTALADA EN LUMINARIAS (KW)	230	194	-18.53%
Obras fiscalizadas por contrato	24.85	34.1	27.13%
Obras fiscalizadas por administración directa	198.78	156.25	-27.22%
Obras fiscalizadas realizadas por particulares	6.2	3.7	-67.57%



DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIONES ELÉCTRICAS

Obras construidas por personal de la EERSA.

DESCRIPCIÓN	2013	2014	2014/2013
Líneas media tensión (Km)	53,73	56,3	1,06
Líneas de baja tensión (Km)	77,15	101,13	1,31
Luminarias 100 W	1703	1533	0,9
Luminarias 150 W	144	62	0,43
Luminarias 250 W	86	67	0,78
Reflectores 400 W	-	20	N.A.
KVA Instalados	2.565	2490	0,97

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA Y DISEÑO

DESCRIPCIÓN	2013	2014	2013/2012
Diseños Comunidades, Barrios,	603 con 374,85 km de líneas de media tensión y 417,76 km de redes de baja tensión	812 con 533,09 km de líneas de media tensión y 465,91 de redes de baja tensión	1,35 en #. De Proyectos y 1,26 (km)
Revisión proyectos	197	219	1,11
Inspecciones varias, factibilidades.	558	564	1,01

XI. CONCLUSIONES

Mediante las políticas definidas y apoyadas por la Administración a través de cada una de sus Direcciones enmarcadas dentro de la planificación estratégica y en función de las directrices definidas por el MEER, se ha 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, recalándose que los gastos operativos del periodo han sido los mínimos necesarios para mantener y mejorar los índices técnico comerciales de la Empresa.

El ejercicio económico 2014, está enmarcado dentro de un manejo y una gestión de control del gasto, presentándose una Utilidad en el ejercicio económico, sin embargo de que se han registrado rubros de incrementos salariales, así como las



provisiones para Jubilación Patronal. El manejo de los recursos ha sido austero en la expectativa de que los gastos administrativos no incidan en los resultados del período.

Los gastos de operación del período económico 2014, tienen una disminución del 1.65%, con respecto a los gastos de operación del año 2013. De igual forma, si consideramos los gastos totales del período, determinamos una disminución del 10.86%, con relación al año 2013.

En la parte operativa del sistema se ha trabajado bajo los lineamientos del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable apoyando todos los programas emprendidos por esta Cartera de Estado, y uno de los lineamientos claves es el tema de Calidad del Servicio, que sigue siendo uno de los puntos de mayor atención en la operación y atención en la entrega del servicio eléctrico, así como el cumplimiento de los diferentes Planes que lidera el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, como son PLANREP, PMD y FERUM y el proyecto SIGDE en el que la empresa se encuentra participando en la implementación del sistema SCADA para las Empresas Distribuidoras y en el proceso del sistema de información Geográfica. Dentro de este contexto, se puede ver que las pérdidas de energía eléctrica total del sistema están en el 10,93%, existiendo un incremento de 0,69% con respecto al año 2013, manteniéndose una tendencia a la baja en los últimos años.

En distribución el cumplimiento de esta etapa funcional corresponde a obras que se han realizado con cargo a utilidades, aportes directos entregados por las instituciones, accionistas y recursos del MEER a través de diferentes programas de inversiones como PMD, PLANREP Y FERUM.

De igual forma en el área de Subtransmisión, se concluyó con el cambio de sistema de protecciones en alimentadores de subestaciones, se construyó el cerramiento y sala de tableros en la ampliación de la Subestación Gatazo, todo esto para el mejoramiento de las condiciones de entrega del suministro de energía eléctrica, así como la implementación de equipos de seccionamiento mejorando de esta forma la operatividad del sistema y acorde a los nuevos requerimientos de capacidad requerida.

Un tema importante de mencionar es el mejoramiento en la calidad del servicio para lo cual, se ha disminuído las interrupciones del servicio por debajo de las metas establecidas por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables con lo cual los usuarios tienen el servicio de energía eléctrica con mayor confiabilidad y continuidad; esto se logró en base a un programa de mantenimiento preventivo de transformadores de distribución de los alimentadores de las Subestaciones, limpieza de vía en las líneas de subtransmisión y distribución mediante la poda de y arbustos y se realiza estudios de termografía en redes primarias de distribución.



XII. RECOMENDACIONES

El presente Informe Administrativo de Gerencia, correspondiente al año 2014, ha sido preparado en base a los Informes emitidos por las diferentes Direcciones de la Empresa y me permito añadir las siguientes recomendaciones para su aprobación:

12.1.1 Según la normativa legal y contable, la Administración de la Empresa tuvo que insertar a la Contabilidad valores que inciden en los resultados, por lo que solicito a ustedes ratificar los siguientes registros contables.

Provisión Jubilación Patronal

La firma Logaritmo en base al estudio actuarial sugirió actualizar los pasivos laborales por este concepto en un monto de USD. 428.191,06, afectando dicha cantidad mayoritariamente al gasto.

Provisión Renuncia Voluntaria

La firma Logaritmo Consultoría Matemático Actuarial Dueñas Loza Cia. Ltda. en base al estudio actuarial sugirió actualizar los pasivos laborales por este concepto en un monto de USD. 726.754,56, afectando dicha cantidad mayoritariamente al gasto, según el siguiente detalle:

ETAPA FUNCIONAL	JUBILACION PATRONAL	RENUNCIA VOLUNTARIA
GENERACION HIDRAULICA	32.774.79	117.297.25
SUBTRANSMISION	11.009.52	30.855.08
DISTRIBUCION	19.200.40	70.104.57
ALUMBRADO PUBLICO	5.815.94	11.280.70
COMERCIALIZACION	41.263.39	124.953.32
ADMINISTRACION	288.757.27	275.506.52
CONSTRUCCIONES ELECTRICAS	29.369.75	96.757.12
TOTAL PROVISIONES	428.191.06	726.754.56

12.1.2 El ejercicio económico del año 2014 arroja una utilidad de USD. 293.261,68, la misma que de acuerdo a disposiciones legales se ha de distribuir, conforme al siguiente detalle:



INFORME ADMINISTRATIVO DE GERENCIA
EJERCICIO ECONOMICO 2014

UTILIDAD ANTES DE RESERVA LEGAL	USD.	293,261.68
-10% RESERVA LEGAL	USD.	<u>29,326.17</u>
UTILIDAD A FAVOR DE ACCIONISTAS	USD.	<u>263,935.51</u>
<i>DISTRIBUCION DE UTILIDADES</i>		
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	USD.	116,599.21
GADM de Riobamba	USD.	29,652.28
GAD Provincial de Chimborazo	USD.	60,115.95
GADM Guano	USD.	10,162.96
GADM Colta	USD.	5,849.50
GADM Guamote	USD.	13,749.23
GADM Alausí	USD.	7,839.18
GADM Chunchi	USD.	5,654.67
GADM Peripe	USD.	5,770.59
GADM Pallatanga	USD.	5,137.23
GADM Chambo	USD.	<u>3,404.71</u>
TOTAL		<u>263,935.51</u>

En razón del marco jurídico tributario que se aplica, la Empresa está exenta del pago del impuesto a la renta, por lo que la utilidad del ejercicio es igual a la utilidad antes de la reserva legal es decir USD. 293.261,68; una vez que se ha descontado el 10% de reserva legal USD. 29.326,17, la utilidad a distribuirse a los accionistas es de USD. 263.935,51.

12.1.3 Para mantener los resultados económicos financieros favorables de la empresa en los próximos ejercicios económicos, deberá continuarse atento a los principales aspectos y situaciones que inciden directamente en los resultados en función del plan estratégico que fue actualizado para el período 2014 – 2017 y los planes operativos anuales y sobre manera el reconocimiento del déficit tarifario que es de obligación su reconocimiento por parte del Estado.

12.1.4 Es importante manifestar que el enfoque Global del Sector Eléctrico del país estará sujeto a las políticas del Gobierno Nacional a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, aplicación de la Ley de Empresas Públicas así como la Ley aplicación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica que entro en vigencia a partir de enero del 2015.

Como representante legal de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. y una vez que los Estados Financieros se encuentran auditados tanto por los Comisarios de la Empresa como por la firma KRESTON AUDIT SERVICES CÍA. LTDA. que es la firma auditora contratada por la Contraloría General del Estado según contrato de prestación de servicios de auditoria N° 012—CGE-DAyS-AE-2015 (código del proceso en el portal de compras públicas: CDC-CGE-AE-051-2014) "PARA PRESTAR EL SERVICIO DE AUDITORIA PARA REVELAR Y EVALUAR LA INFORMACIÓN PARA EXPRESAR UNA OPINIÓN PROFESIONAL SOBRE LA RAZONABILIDAD DE LOS ESTADOS FINANCIEROS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A. POR EL EJERCICIO ECONÓMICO DEL AÑO



TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014", y al contar con el documento definitivo de conformidad con el informe de auditoría, me permito solicitar la aprobación de los mismos.

Finalmente debo dejar constancia de que la gestión y los resultados que se han podido obtener, es gracias al trabajo, al apoyo y a la colaboración de todos y cada uno de los trabajadores que integran la Empresa, así como también hacer extensivo el agradecimiento a los miembros del Directorio y a los Señores Accionistas por el apoyo y la confianza conferida a mi persona.

Por lo expuesto, a través de este informe pongo en conocimiento del Directorio y la Junta General de Accionistas, un detalle completo de la marcha Institucional y de la gestión cumplida durante el año de 2014.

De los señores Accionistas y Directores, me suscribo,

Muy atentamente,

Ing. Joe Ruales Parreño

GERENTE DE LA EERSA(e)

JRP/nmcdec.

19.04.13