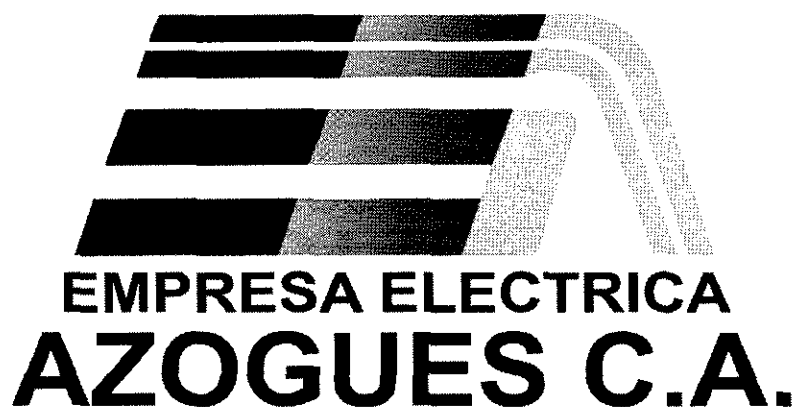


INFORME DE GESTIÓN MEMORIA ANUAL AÑO 2015



EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.

ING. FRANKLIN ISAAC QUIÑONEZ MOROCHO.

GERENTE GENERAL

Página | 1

Contenido

1	INTRODUCCION	6
2	GESTION DE LA DIRECCION FINANCIERA	7
2.1	ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y ANALISIS DE VARIACIONES	7
2.2	APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION	7
2.3	RESULTADOS DEL PERIODO	8
2.3.1	INGRESOS	9
2.3.2	COSTOS Y GASTOS DE OPERACION	9
2.3.3	PÉRDIDA DEL EJERCICIO ECONOMICO DE 2015	10
2.4	OBLIGACIONES DE LA EMPRESA	10
2.4.1	OBLIGACIONES A CORTO PLAZO	10
2.4.2	OBLIGACIONES A LARGO PLAZO	11
2.5	INDICADORES FINANCIEROS	11
3	GESTION DE LA DIRECCION TECNICA	17
3.1	ATENCION DE LA DEMANDA ELECTRICA Y MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO – PLAN DE OBRAS	17
3.1.1	SUBTRANSMISION	18
3.1.2	DISTRIBUCION	19
3.1.3	ALUMBRADO PÚBLICO SAPG 2014-2015	25
3.1.4	SIGDE (SCADA, OMS, DMS, CIS, CRM)	26
3.2	LA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO	26
3.2.1	A nivel de Alta Tensión, se programó mantener los siguientes índices de Frecuencia de Interrupción (FAIc) y Duración de la Interrupción (DAIc).	26
3.2.2	Media Tensión	27
3.3	LA CALIDAD DEL PRODUCTO	29
3.4	GESTION DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	30
3.4.1	Atención de Reclamos por falta de servicio	30
3.4.2	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	30
3.4.3	MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO	36
3.4.4	ACTIVIDADES VARIAS	36
3.5	GESTION INGENIERIA Y CONSTRUCCION	37
3.5.1	SUBESTACION AZOGUES 2 Y CENTRO DE CONTROL	37
3.5.2	COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO	37
3.6	CUMPLIMIENTO DE METAS	39
3.6.1	Reducir los Índices de Interrupción del Servicio y parámetros de calidad de servicios a valores establecidos en la Regulación CONELEC 04/001 y alcanzar los siguientes indicadores:	39
3.6.2	Mantener los valores de nivel de voltaje, Armónico individual de voltaje, factor de distorsión armónico THD y flicker de corta duración Pst en transformadores de distribución, dentro de los límites establecidos en la Regulación, CONELEC 04/01 en la Subetapa 2, esto es:	40

3.6.3	Ejecutar el 56,70% de avance físico y 44,6% de avance financiero del Plan de Inversiones del Sistema Eléctrico. 41	
3.6.4	Incrementar en 100 kw la potencia instalada del alumbrado público.....	41
3.7	CONCLUSIONES.....	41
4	GESTION DE LA DIRECCION COMERCIAL.....	42
4.1	PERDIDAS DE ENERGÍA.....	42
4.1.1	Acciones y Resultados.....	43
	Resultados.....	43
	Pérdidas de Energía Móvil.....	43
4.2	RECAUDACIÓN.....	44
4.2.1	3.2.1. Resultados.....	44
4.3	CARTERA VENCIDA.....	45
4.3.1	Resultados.....	45
4.4	EFFECTIVIDAD DE LECTURAS.....	45
4.5	PORCENTAJE DE ERRORES EN FACTURACIÓN.....	47
4.5.1	Resultado.....	48
4.6	EFICACIA EN LA CONEXIÓN DEL SERVICIO.....	49
4.6.1	Resultado.....	49
4.7	RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO SUSPENDIDO POR FALTA DE PAGO.....	50
4.7.1	Resultados.....	50
4.8	ÍNDICE DE SATISFACCIÓN DEL CONSUMIDOR.....	51
4.8.1	Resultados.....	51
4.9	INDICADORES PEC.....	52
5	GESTION DE LA DIRECCION DE PLANIFICACION.....	54
5.1	Gestión de Tecnologías de Comunicación e Información.....	54
5.1.1	Conducir a la Empresa hacia una modernización tecnológica conforme a iniciativas propias y a los lineamientos y proyectos establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables.....	54
5.1.2	Mejorar y sistematizar el nivel de servicio en soporte tecnológico tanto a nivel de infraestructura como en sistemas de información. Incorporando mejores prácticas de la industria y alineados con los objetivos empresariales.....	55
5.1.3	Mejorar y precautelar la calidad de información para planificación y operación de la red.....	55
5.1.4	Optimización de la infraestructura tecnológica.....	56
5.2	Gestión Informática.....	56
5.3	JEFATURA DE PLANIFICACIÓN TÉCNICA.....	57
5.3.1	Estudio de la demanda en magnitudes de potencia y energía.....	58
5.3.2	Estudio de la Compra.....	60
5.3.3	Estudio del Déficit Tarifario.....	61
5.3.4	Estudio de Pérdidas.....	62
5.3.5	Estadísticas SISDAT.....	63
5.3.6	Balance de Energía.....	63

5.3.7	Perfiles de Carga de Alimentadores	64
5.3.8	Control y liquidación mensual de las transferencias de energía en Mercado Eléctrico Mayorista	64
5.3.9	Modelación del Sistema de Subtransmisión y Distribución Primaria en el programa CYMDIST	64
5.3.10	Plan de Inversiones.....	64
5.3.11	Estudio de Costos 2016.....	67
5.3.12	Levantamiento de Procesos.....	67
6	GESTION DE ASESORIA JURIDICA	67
7	GESTION DE SEGURIDAD INDUSTRIAL	69
7.1	OBJETIVOS PROPUESTOS.....	69
7.1.1	GENERAL	69
7.1.2	ESPECIFICO	69
7.2	CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS.....	70
7.2.1	Gestión de la Seguridad y Salud.....	70
7.2.2	Gestión de investigación.....	71
7.2.3	Gestión de capacitación.....	72
7.2.4	Gestión ambiental.....	72
8	GESTION AUDITORIA INTERNA.....	73
8.1	ANTECEDENTES.....	73
8.2	OBJETIVOS DE LAS ACTIVIDADES CUMPLIDAS.....	73
8.3	ALCANCE DE LA EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE CONTROL.....	74
8.4	SÍNTESIS DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS.....	75
8.4.1	EXAMEN ESPECIAL A LAS CUENTAS CAJA GENERAL, CUENTAS POR COBRAR CLIENTES-CONSUMIDORES; Y, OTRAS CUENTAS POR COBRAR OTROS SERVICIOS.....	75
8.4.2	EXAMEN ESPECIAL AL CUMPLIMIENTO DE RESOLUCIONES EMITIDAS POR EL DIRECTORIO Y JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS DE LA EMPRESA.....	76
8.4.3	EXAMEN ESPECIAL AL PLANREP 2014 FINANCIADO CON RECURSOS DEL ESTADO.....	76
8.4.4	EXAMEN ESPECIAL A LA EVALUACIÓN, APLICACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LAS RECOMENDACIONES FORMULADAS POR AUDITORIA INTERNA, AUDITORIA EXTERNA, COMISARIO; Y, CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO.....	76
8.4.5	EXAMEN ESPECIAL A LA EJECUCIÓN DEL PMD 2014 FINANCIADO CON RECURSOS DEL ESTADO.....	77
8.4.6	EXAMEN ESPECIAL A LA EJECUCIÓN DEL PMD 2014 FINANCIADO CON RECURSOS DEL BID	77
8.4.7	EXAMEN ESPECIAL A LOS PROYECTOS DE CALIDAD DEL SERVICIO AÑOS 2013 Y 2014.....	77
8.5	ÁREAS EXAMINADAS.....	78
8.6	OTRAS ACTIVIDADES CUMPLIDAS POR AUDITORIA INTERNA	78
8.7	DESTINO DE LOS INFORMES.....	78
8.8	BASE LEGAL.....	78
8.9	CRITERIO.....	79
8.10	CONCLUSIÓN.....	79
9	GESTIÓN TALENTO HUMANO.....	79

9.1	Distributivo de sueldos.....	80
9.2	Gestión del Recurso humano	81
9.3	Gestión del parque automotor	81
9.4	Gestión de alimentación, subsistencias y otros	81
9.5	Gestión pago arriendos y otros.....	81
9.6	Gestión Seguros Ramos Generales, y Seguro de vida Trabajadores	81
9.7	Contratos legalizados año 2015	81
10	RECOMENDACIONES.....	84

EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C. A.

INFORME DE GESTIÓN DEL AÑO 2015

1 INTRODUCCION

El pasado 18 de mayo de 2015 la Junta General de Accionistas designó al Ing. Franklin Quiñonez M. como Gerente de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. por el periodo de dos años. La Gerencia General de la Empresa Eléctrica Azogues C.A., dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10 y 11 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas que señalan, entre otras las obligaciones del Gerente, como informar a los Organismos Superiores sobre los resultados de la gestión, la aplicación de las políticas y los resultados de planes, proyectos y presupuestos, e igualmente, presentar las memorias anuales; pone a consideración el Informe de Gestión del Ejercicio Económico 2015.

La evaluación y análisis de la gestión que a continuación se presenta, se enmarca en las acciones, objetivos y metas propuestas por la actual administración, además es el resultado del cumplimiento a las políticas emitidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable con el único propósito de brindar un servicio de calidad con calidez y acorde al Plan Nacional del Buen Vivir.

Estamos impulsando el cambio de la Matriz Productiva y Energética del País, es por eso que en este informe se detalla la gestión referente a la cobertura y calidad del servicio eléctrico, las inversiones que se han ejecutado con la incorporación del Programa de Cocción Eficiente, al igual que el Proyecto Plan Renova. La puesta en marcha de la Subestación Azogues 2, obra histórica que garantiza la calidad y eficiencia del servicio con la distribución adicional de 20MVA para que la ciudadanía y potenciales clientes industriales operen a plena capacidad durante los próximos treinta años.

Igualmente este Informe de Gestión expone la situación económica actual de la Institución. Es preciso apuntar que en la última década la Empresa Eléctrica Azogues venía registrando déficit presupuestario, año tras año. La gestión de la actual administración ha permitido que luego de 10 años y al cierre del 2015 el presupuesto registra un superávit de USD 1.304,46. Es oportuno indicar que las metas alcanzadas durante el 2015 son producto del trabajo coordinado con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, entidad que ha dedicado su total apoyo a esta Empresa además del esfuerzo de sus autoridades y del aporte valioso de cada funcionario quienes permanentemente están coordinando las tareas como Sector Eléctrico Ecuatoriano.

El informe pretende evidenciar el trabajo que se ha desarrollado desde cada área de la institución, a la vez el documento es una perspectiva real de la Empresa y, finalmente registramos el compromiso de trabajo para las metas y objetivos para este 2016.

2 GESTIÓN DE LA DIRECCIÓN FINANCIERA

2.1 ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y ANÁLISIS DE VARIACIONES

El Capital suscrito y Pagado de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. al 31 de Diciembre del 2015 asciende a un valor de USD \$ 20'742.093,60, del cual el principal accionista constituye el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable con el 77.69% con un total de 40'286.918 acciones a un valor nominal de 0.40 por acción, tal como se puede observar en el siguiente cuadro:

EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A.				
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO				
ACCIONISTAS	NÚMERO DE ACCIONES		TOTAL	%
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	40.286.918	\$	16.114.767,20	77,69%
GOBIERNO PROVINCIAL DEL CAÑAR	9.756.050	\$	3.902.420,00	18,81%
GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE AZOGUES	1.812.266	\$	724.906,40	3,49%
TOTAL	51.855.234	\$	20.742.093,60	100,00%

Fuente: Dirección Financiera

2.2 APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN

Los aportes para futura capitalización constituyen la fuente de financiamiento que otorgan las Entidades Accionistas, a fin de que la Compañía pueda llevar adelante importantes proyectos de electrificación. Los aportes realizados hasta el 31 de diciembre del 2015 son los siguientes:

EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A.					
APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN EN DÓLARES					
ACCIONISTAS	AÑO 2014	AÑO 2015	VARIACIÓN	%	
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	\$ 10.049.418,27	\$ 12.236.309,97	2.186.891,70	21,76%	
GOBIERNO PROVINCIAL DEL CAÑAR	\$ -	\$ -	-	-	
GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO MUNICIPAL DE AZOGUES	\$ 3.950,00	\$ 3.950,00	0,00	0,00%	
TOTAL	\$ 10.053.368,27	\$ 12.240.259,97	2.186.891,70	21,75%	

Fuente: Dirección Financiera

Tal como se puede observar en el cuadro anterior, los aportes para futura capitalización durante el año 2015 ascienden a USD \$ 12.240.259,97, que corresponden básicamente a los aportes del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y que sirvieron para financiar proyectos de PMD, PMD-BID, PMD-CAF, HIDROAZOGUES, SIGDE, PLANREP Y FERUM, presentado un incremento de 21.75% con relación al año anterior.

2.3 RESULTADOS DEL PERIODO

Del análisis efectuado a los Estados Financieros por el período terminado al 31 de diciembre de 2015, los resultados económicos obtenidos y comparados con los del período inmediato anterior muestran los siguientes valores:

EN DOLARES AMERICANOS				
CONCEPTO	2014	2015	VARIACION	
			VALOR	%
INGRESOS				
VENTA ENERGIA A CONSUMIDORES	7.967.535,90	9.036.981,98	1.069.446,08	13,42%
VENTA ENERGIA SISTEMA ALUMBRADO PUBLICO G.	968.824,17	1.014.012,72	45.188,55	4,66%
OTRAS VENTAS CON TARIFA 0%	14.656,80	1.784,85	12.871,95	-87,82%
VENTAS CON TARIFA 12%	114.154,99	142.388,12	28.233,13	24,73%
SUBSIDIOS Y RECONOCIMIENTOS ESTATALES	1.648.042,11	2.036.408,33	388.366,22	23,57%
INTERESES GANADOS	12.121,84	13.208,73	1.086,89	8,97%
TOTAL INGRESOS ACTIVIDADES ORDINARIAS	10.725.335,81	12.244.784,73	1.519.448,92	14,17%
OTROS INGRESOS	267.473,58	544.829,50	277.355,92	103,69%
TOTAL OTROS INGRESOS	267.473,58	544.829,50	277.355,92	103,69%
TOTAL INGRESOS:	10.992.809,39	12.789.614,23	1.796.804,84	16,35%
COSTOS Y GASTOS				
COSTOS DE VENTAS	5.857.432,83	5.781.580,33	75.852,50	-1,29%
TOTAL COSTOS	5.857.432,83	5.781.580,33	75.852,50	-1,29%
GASTOS DE VENTAS	4.022.929,81	3.882.947,58	139.982,23	-3,48%
GASTOS ADMINISTRATIVOS	2.166.058,01	2.110.282,89	55.775,12	-2,57%
GASTOS FINANCIEROS	3.066,53	2.303,78	762,75	-24,87%
TOTAL GASTOS	6.192.054,35	5.995.534,25	196.520,10	-3,17%

Fuente: Dirección Financiera

Las variaciones presentadas entre los períodos 2014 y 2015 dentro de su estructura, es decir, Ingresos y Gastos, fueron las siguientes:

2.3.1 INGRESOS

Al 31 de diciembre de 2015 el monto de los Ingresos Totales fue de US \$ 12.789.614,23 mismo que al relacionar con el presentado en el año 2014 que fue de USD \$ 10.992.809,39, se obtuvo un incremento en los ingresos por el valor de US \$ 1.796.804,84 equivalente al 16,35%, incremento atribuible fundamentalmente a un incremento de ingresos por concepto de venta de energía y déficit tarifario.

2.3.2 COSTOS Y GASTOS DE OPERACION

Igualmente al 31 de diciembre de 2015 el monto de los Costos y Gastos Totales fue de US \$ 11'777.114,58 mismo que al relacionar con el presentado en el año 2014 que fue de USD \$ 12'049.487,18, se obtuvo una reducción en los costos y gastos por el valor de US \$ 272.372,60 equivalente al 2.26%, reducción atribuible por una parte a una reducción en los gastos tanto en las áreas Técnica como administrativa, especialmente en lo que respecta al tema de materiales y depreciaciones; y por otra parte a una reducción en los costos de energía.

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN EN DOLARES AMERICANOS USD				
CONCEPTO	2014	2015	VARIACION CANTIDAD	%
COSTOS DE OPERACIÓN				
COSTOS DE ENERGIA	5.857.432,83	5.781.580,33	75.852,50	-1,29%
TOTAL COSTOS	5.857.432,83	5.781.580,33	75.852,50	-1,29%
GASTOS DE VENTAS				
MANO DE OBRA	1.982.815,03	2.223.453,63	240.638,60	12,14%
SERVICIOS	82.706,54	166.677,21	83.970,67	101,53%
MATERIALES	287.662,04	219.953,93	67.708,11	-23,54%
GASTOS SERVICIOS DE COMERCIALIZACION		12.770,70	12.770,70	100,00%
GASTO DEPRECIACION PPE	1.503.565,13	1.134.681,76	368.883,37	-24,53%
TOTAL GASTO DE VENTAS	3.856.748,74	3.757.537,23	99.211,51	-2,57%
GASTOS ADMINISTRATIVOS				
MANO DE OBRA	1.455.771,91	1.409.954,63	45.817,28	-3,15%
SERVICIOS	419.647,27	493.889,14	74.241,87	17,69%
MATERIALES	99.693,86	38.956,65	60.737,21	-60,92%
GASTO DEPRECIACION PPE	166.181,07	125.410,35	40.770,72	0,00%
GASTO DETERIORO OTROS ACTIVOS	49.813,65	132.992,06	83.178,41	166,98%

OTROS GASTOS	141.131,32	34.490,41	106.640,91	-75,56%
TOTAL GASTO DE VENTAS	2.332.239,08	2.235.693,24	96.545,84	-4,14%
GASTOS FINANCIEROS				
INTERESES	1.590,11	1.094,53	495,58	-31,17%
COMISIONES BANCARIAS Y FIDUCIARIAS	1.476,42	1.209,25	267,17	-18,10%
TOTAL GASTOS FINANCIEROS	3.066,53	2.303,78	762,75	-24,87%
TOTAL:	12.049.487,18	11.777.114,58	272.372,60	-2,26%

Fuente: Dirección Financiera

2.3.3 UTILIDAD DEL EJERCICIO ECONOMICO DE 2015

Para el ejercicio económico de 2015 se cuenta con una utilidad de US \$ 1'012.499,65 valor que varió favorablemente frente al obtenido en el periodo 2014, periodo en el cual se contó con una pérdida por el orden de USD \$ (1'056.677,79) situación que demuestra claramente el esfuerzo por una parte del principal accionista (MEER) mediante el mejoramiento de tarifas y por otra parte el compromiso de la Administración en el uso eficiente de los recursos asignados mediante políticas de austeridad. Sin embargo es muy importante mencionar que otro de los componentes claves en la obtención del presente resultado fue el Déficit Tarifario.

2.4 OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

El pasivo total de la Empresa al término del ejercicio económico 2015 fue de US \$ 10'153.605,84, el mismo que se descompone de la siguiente manera:

PASIVO	VALOR
Pasivo Corriente	6.032.449,33
Pasivo No Corriente	4.121.156,51
TOTAL DEL PASIVO:	10.153.605,84

Fuente: Dirección Financiera

2.4.1 OBLIGACIONES A CORTO PLAZO

El pasivo a corto plazo durante el periodo 2015 se descompone de la siguiente manera:

PASIVO CORRIENTE	VALOR
Documentos y cuentas por pagar	4.407.426,01

Provisiones por beneficios a empleados	200.058,49
Otras obligaciones corrientes	404.833,60
Cuentas por pagar diversas	238.175,41
Otros pasivos corrientes	781.955,82
TOTAL PASIVO CORRIENTE	6.032.449,33

Fuente: Dirección Financiera

2.4.2 OBLIGACIONES A LARGO PLAZO

El pasivo a largo plazo se descompone de la siguiente manera:

PASIVO A LARGO PLAZO	VALOR
Provisiones por beneficios a empleados	2.165.968,61
Otros pasivos no corrientes	1.955.187,90
TOTAL PASIVO A LARGO PLAZO	4.121.156,51

Fuente: Dirección Financiera

2.5 INDICADORES FINANCIEROS

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

INDICADORES

Prueba Ácida.- Este índice nos demuestra la capacidad de pago que la Compañía tiene para hacer frente a las obligaciones corrientes es decir con vencimiento inferior a un año, pero sin depender de la venta de sus existencias, es decir básicamente con sus saldos en efectivo, el de sus cuentas por cobrar, inversiones temporales y algún otro activo de fácil liquidación, diferente de los inventarios. Se presenta por la siguiente relación:

ACTIVO CORRIENTE-INVENTARIOS	8.719.751,16	1,45
PASIVO CORRIENTE	6.032.449,33	

Fuente: Dirección Financiera

De acuerdo al resultado presentado la empresa dispone de US \$ 1.45 para cubrir un dólar de deuda.

Liquidez Financiera. Este índice demuestra la cantidad de recursos en efectivo que la Empresa dispone para atender sus compromisos corrientes en forma inmediata, se mide por la siguiente relación:

DISPONIBILIDADES	1.775.162,49	0,29
PASIVO CORRIENTE	6.032.449,33	

Fuente: Dirección Financiera

El resultado presentado en este índice demuestra que la Empresa dispone de US \$ 0.29 para hacer frente a cada dólar de deuda.

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

ACTIVO CORRIENTE-PASIVO CORRIENTE	10.203.949,88-6.032.449,33	4.171.500,55
-----------------------------------	----------------------------	--------------

De acuerdo al resultado alcanzado el capital de trabajo es de US \$ 4'171,500.55, por lo que se puede manifestar que la Compañía en este ejercicio económico tiene un capital de trabajo adecuado.

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

Rentabilidad Financiera o de Patrimonio

UTILIDAD/(PERDIDA)	1.012.499,65	3,65
PATRIMONIO	27.750.178,42	

Fuente: Dirección Financiera

La Empresa durante el ejercicio económico de 2015 obtuvo una utilidad de US \$ 1'012,499.65 lo cual significa una capitalización del patrimonio del 3.65%.

Margen de Beneficio

Mide la utilidad neta obtenida en el ejercicio, con relación a los ingresos por venta de energía, luego de cubrir los gastos operativos, se calcula con la siguiente expresión:

UTILIDAD/(PERDIDA)	1.012.499,65	10,07
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	10.050.994,70	

Fuente: Dirección Financiera

Este índice nos demuestra una tasa de rentabilidad positiva del 10.07% por el año 2015, lo cual significa que los Ingresos por Venta de Energía son suficientes para cubrir los Gastos Operativos.

Endeudamiento del activo.- Este índice permite determinar el nivel de autonomía financiera. Cuando el índice es elevado indica que la empresa depende mucho de sus acreedores y que dispone de una limitada capacidad de endeudamiento, o lo que es lo mismo, se está descapitalizando y funciona como una unidad financiera más arriesgada.

PASIVO TOTAL	10.153.603,34
ACTIVO TOTAL	38.916.283,91
	0,26

Fuente: Dirección Financiera

El resultado del índice de endeudamiento con relación al activo total es de 0,26 representa un índice aceptable demostrando que la empresa no depende en mayor cantidad de sus acreedores funcionando como una unidad con menos riesgo.

2.6 EJECUCIÓN PAC 2015

2.6.1 DIRECCION TECNICA

Código	Objeto del Proceso	Estado del Proceso	Presupuesto Referencial Total(sin IVA)	Monto Ejecutado
<u>SIE-EEAZ-2015-001</u>	COMPRA DE REPUESTOS Y MATERIALES PARA MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES	Ejecución de Contrato	\$26,964.30	25.346,45
<u>SIE-EEAZ-2015-007</u>	ADQUISICIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA	Ejecución de Contrato	\$45,191.99	45.136,00
<u>SIE-EEAZ-008-2015</u>	ADQUISICIÓN DE: -LUMINARIA SIMPLE NIVEL DE POTENCIA CON LÁMPARA DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESIÓN CON CARCASA DE ALUMINIO INYECTADO DE 150W Y DE 250W. -CABLE CONDUCTOR DE Cu. - CONECTOR ALEACIÓN DE Cu - Al.	Ejecución de Contrato	\$88,527.74	83.000,00
<u>SIE-EEAZ-015-2015</u>	Adquisición de Postes de Hormigón Armado Circular	Ejecución de Contrato	\$9,240.00	7.852,88
<u>CONSUL-EEAZ-DT-001</u>	CONCLUSIÓN DE LA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE LAS OBRAS CIVILES DE LA SUBESTACIÓN AZOGUES 2	Ejecución de Contrato	\$3,500.00	3.500,00

<u>CONSUL-EEAZ-DT-002</u>	CONCLUSIÓN DE LA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE LAS OBRAS ELÉCTRICAS DE LA SUBESTACIÓN AZOGUES 2	Ejecución de Contrato	\$6,250.00	6.250,00
<u>CONSULT-EEAZ-005-15</u>	ESTUDIO Y DISEÑO DE REDES Y ALUMBRADO PUBLICO COLEPATO PUTILTE CENTRAL ALAZAN ACCESO SUBESTACION COLECTORA (ZONA 1)	Adjudicado - Registro de Contratos	\$3,574.06	3.576,06
<u>CONSULT-EEAZ-006-15</u>	ESTUDIO Y DISEÑO DE REDES Y ALUMBRADO PUBLICO LA RAMADA, TIO PAMBA, ZARÁN, MARÍA AUXILIADORA, DISINCHO (ZONA 2)	Ejecución de Contrato	\$3,391.42	3.391,42
<u>MCO-EEAZ-002-15</u>	Suministro de materiales, equipos, mano de obra y operación de Dudas, María Auxiliadora San Juan Disincho, Colepato, Putilde, Alazán y Tanque de Carga.	Ejecución de Contrato	\$138,340.02	138.340,02
<u>MCO-EEAZ-003-2015</u>	Suministro de Materiales, Equipos, Mano de Obra y Operación de Tio Pamba, Ramada, Minas Rambrán, Acceso a la S/E Colectora y Zarán	Ejecución de Contrato	\$128,263.24	128.263,24

2.6.2 DIRECCION COMERCIAL

Código	Objeto del Proceso	Estado del Proceso	Presupuesto Referencial Total(sin IVA)	Monto Ejecutado
<u>SIE-EEAZ-010-2015</u>	ADQUISICION DE 90.000 METROS DE CABLE MULTICONDUCTOR DE AL 600V THHN (2X6 + 10 AWG)	Adjudicado - Registro de Contratos	\$72,000.00	68.391,45
<u>SIE-EEAZ-011-2015</u>	ADQUISICIÓN DE MATERIALES, KITS Y ACCESORIOS PARA CIRCUITOS EXPRESOS	Adjudicado - Registro de Contratos	\$47,850.00	45.361,69
<u>SIE-EEAZ-016-2015</u>	ADQUISICIÓN DE CABLE DE ACERO GALVANIZADO Y CONDUCTOR ASCR	Ejecución de Contrato	\$8,820.00	8.201,31
<u>SIE-EEAZ-017-2015</u>	ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRONICOS DE 2 y 3 FASES, DE 3 y 4 HILOS, DE CLASE 100, DE FORMA 13A y 16A, CON REGISTRADOR DE ENERGIA ACTIVA, REACTIVA Y DEMANDA	Adjudicado - Registro de Contratos	\$25,214.20	23.254,50
<u>CONSUL-EEAZ-009-2015</u>	CONTRATACION DIRECTA CONSULTORIA PARA REALIZAR ENCUESTAS DE SATISFACCIÓN DE LOS CONSUMIDORES 2015	Adjudicado - Registro de Contratos	\$7,460.71	7.460,00

CATE-EEACA-02-2015	SERVICIO DE INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA INSTALACIÓN DE CIRCUITOS EXPRESOS	Finalizada	13940,64	13.940,64
CE-EEAZ-004-2015	SERVICIO DE INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA INSTALACIÓN DE CIRCUITOS EXPRESOS	Finalizada	16264,08	16.264,08
CE-EEAZ-005-2015	SERVICIO DE INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA INSTALACIÓN DE CIRCUITOS EXPRESOS	Finalizada	16264,08	16.264,08
CE-EEAZ-006-2015	SERVICIO DE INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA INSTALACIÓN DE CIRCUITOS EXPRESOS	Finalizada	2323,44	2.323,44
CE-EEAZ-007-2015	SERVICIO DE INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA INSTALACIÓN DE CIRCUITOS EXPRESOS	Finalizada	4646,88	4.646,88
CE-EEAZ-008-2015	SERVICIO DE INSTALACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA INSTALACIÓN DE CIRCUITOS EXPRESOS	Finalizada	9293,76	9.293,76

2.6.3 DIRECCION DE PLANIFICACION Y TECNOLOGIAS

Código	Objeto del Proceso	Estado del Proceso	Presupuesto Referencial Total(sin IVA)	Monto Ejecutado
<u>SIE-EEAZ-004-2015</u>	ADQUISICIÓN DE RASTREO SATELITAL PARA EL PARQUE AUTOMOTOR DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES.	Ejecución de Contrato	\$18,000.00	15.093,71

2.6.4 ADMINISTRACION

Código	Objeto del Proceso	Estado del Proceso	Presupuesto Referencial Total(sin IVA)	Monto Ejecutado
CONSUL-EEAZ-08A-2015	Este proyecto tiene como objetivo realizar la contratación del Consultor para desarrollar la Auditoría Ambiental consolidada hasta al 31 de Diciembre del Año 2014, para el sistema de subtransmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. (incluido el fin del proceso de construcción de la S/E Azogues 2), de acuerdo a las especificaciones constant	Finalizada	\$11,200.00	10.800,00
CONSUL-EEAZ-011-2015	CONTRATACIÓN DIRECTA CONSULTORÍA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES 2015 - 2018	Finalizada	\$9,622.00	9.622,00
RE-EEA-001-2015	CONTRATACION DE SERVICIOS JURIDICOS	Finalizada	7.200	7.200,00
RE-EEA-004-2015	SERVICIO DE PROMOCION Y PUBLICIDAD	Finalizada	10.810,00	10.810,00
RE-EEA-005-2015	SERVICIO DE TRANSMISIÓN SATELITAL	Finalizada	8.928,57	8.928,57
CATE-EEACA-01-2015	ADQUISICIÓN DE SUMINISTROS DE OFICINA	Finalizada	262,84	262,84
CE-EEAZ-003-2015	ADQUISICIÓN DE MATERIALES Y SUMINISTROS DE ASEO	Finalizada	242,62	242,62

2.6.5 RESUMEN ADQUISICIONES AÑO 2015

PROCESO	No.	AÑO 2015
CATALOGO ELECTRONICO	8	63.238,34
SUBASTA INVERSA ELECTRONICA	9	321.637,99
CONTRATACION DIRECTA CONSULT.	6	44.599,48
MENOR CUANTIA OBRAS	2	266.603,26
REGIMEN ESPECIAL	3	26.938,57
INFIMA CUANTIA	279	143.987,65
TOTAL	307	867.005,29

Durante el año 2015, se tramitaron 320 procesos de adquisición de los cuales 307 han sido adjudicados incluidos 279 por Ínfima Cuantía, y 13 desiertos.

Del análisis a la ejecución del PAC por las diferentes Direcciones de la Empresa, según los datos que muestra el Cuadro correspondientes al año 2015, permite establecer que se adquirieron: bienes, obras, y servicios incluidos los de consultoría, por un valor de \$ 867.005,29 que representa una ejecución del 23,50 % respecto al PAC.

3 GESTIÓN DE LA DIRECCIÓN TÉCNICA

3.1 ATENCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA Y MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO – PLAN DE OBRAS

La incorporación del Programa de Cocción Eficiente, requiere la ejecución de obras de fundamental importancia, para atender el incremento de la demanda y mejorar la calidad del servicio eléctrico, para lo cual se cuenta con un Plan de Obras que son financiadas con recursos del BID, CAF, AFD, así como recursos fiscales que transfiere el MEER, con cargo al Programa de Mejoramiento de la Distribución PMD.

La Empresa ejecutó los siguientes programas de inversión destinados al reforzamiento de la red eléctrica y crecimiento de la demanda:

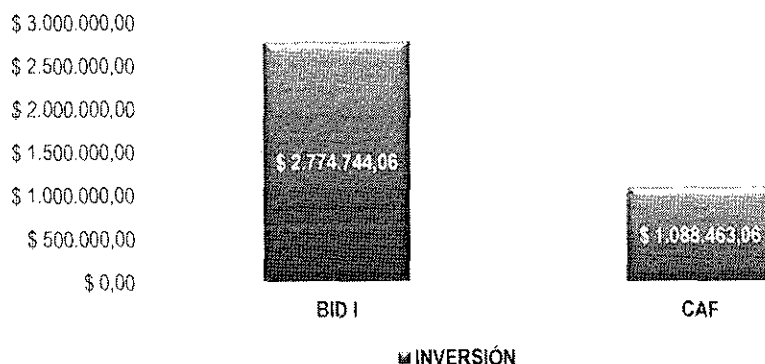
- BID I (PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN BID I).
- CAF (PROGRAMA DE REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN).

A continuación se presenta un cuadro resumen de la información de las inversiones importantes ejecutadas con el financiamiento BID I y CAF.

FINANCIAMIENTO	MONTO ASIGNADO	MONTO DEVENGADO HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2015	NÚMERO DE PROYECTOS	% AVANCE FÍSICO DE OBRA	% AVANCE FINANCIERO
BID I	\$ 3.390.240,00	\$ 2.774.744,06	15	91,16%	81,85%
CAF	\$ 2.828.000,00	\$ 1.088.463,06	10	65,67%	38,49%
Total Inversión	\$ 6.218.240,00	\$ 3.863.207,12	25		

Fuente: Dirección Técnica

Plan de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución (RSND) 2015



3.1.1 SUBTRANSMISION

En esta etapa funcional se presupuestó el valor de US \$. 1'530,953.29, al término del ejercicio económico se ejecutó el valor de US \$ 330,691.59 equivalente al 21,60%, con un avance físico ponderado del 23,64%. El avance financiero de los proyectos al año 2015 es US \$ 330,691.59.

Los proyectos de electrificación que conforman esta etapa funcional, fueron financiados con recursos provenientes del Presupuesto General del Estado-Fiscales IVA; PMD-BID I, BID II; y, Aporte Propio (Transferencia de la Bahía), los mismos que a continuación se detalla:

SUBTRANSMISIÓN						
PROYECTOS	INVERSIÓN PRESUPUESTADA AÑO 2015	INVERSIÓN AÑO 2015	INVERSIÓN EN EL PROYECTO AL AÑO 2015	% AVANCE FINANCIERO DEL PROYECTO AL AÑO 2015	% AVANCE FÍSICO	OBSERVACIONES
Estudios, Diseños Definitivos y Construcción de la Subestación Azogues 2, 69/22 kV, 16/20 MVA, incluye líneas de seccionamiento y requerimientos adicionales para interconexión regional.	220.000,00	188.742,45	188.742,45	85,79	100,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. Liquidado
Secccionamiento de la Línea a 69 kV S/E 12- S/E 9 en la Subestación Azogues 2.	112.163,09	112.149,14	112.149,14	99,99	100,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. Liquidado

Diseño del sistema de comunicaciones, protección y medición entre las S/E's Rayoloma (Cuenca)- Azogues 2 - S/E 9.	17.400,00	17.400,00	17.400,00	100,00	100,00	PROYECTO MULTIANUAL Liquidado
Posición de línea para S/E Guapán UCEM en la S/E Azogues 1	275.251,68					PROYECTO MULTIANUAL Etapa precontractual
Conclusión integración de los sistemas de subtransmisión de las Empresas Azogues-Centro Sur-Celec Ep Hidroazogues	893.738,51					PROYECTO MULTIANUAL Etapa precontractual
Estudios de la Variante de Línea de 69KV S/E Cuenca-S/E Azogues 1, sector Llaico	12.400,00	12.400,00	12.400,00	100,00	100,00	PROYECTO MULTIANUAL Liquidado
TOTALES	1.530.953,28	330.691,59	330.691,59	21,60	23,64	

Fuente: Dirección Técnica

3.1.2 DISTRIBUCIÓN

El valor presupuestado fue de US \$. 7'279,041.40, al término del ejercicio económico se ejecutaron US \$ 2'538,967.57 equivalente al 34,88%, con un avance físico ponderado del 54,52%.

El avance financiero total de los proyectos es USD 4'157.599,86 que representa el 57,12% con un avance físico ponderado del 57,11%.

En esta etapa funcional se programaron proyectos financiados con recursos provenientes del Aportes Propios (Transferencia de la Bahía); VAD Calidad del Servicio 2015; BID I, BID II, Presupuesto General del Estado-Recursos Fiscales IVA.; CAF-2014, AFD, PLANREP-2014; PMD-2012-2014; y, CELEC EP-HIDROAZOGUES.

A continuación se presentan el estado de cada uno de los proyectos por componente de la etapa funcional.

3.1.2.1 ELECTRIFICACIÓN URBANA

El presupuesto fue de US \$ 3'591.442,78 y se ejecutó US \$ 1'187.938,52 que corresponde a un avance financiero del 33,08% y físico ponderado del 35,79%.

El avance financiero total de proyectos de US \$ 2'000.376,80 que representa el 55,70% En el siguiente cuadro se presentan los avances de cada proyecto de este componente.

ELECTRIFICACIÓN URBANA						
PROYECTOS	INVERSIÓN PRESUPUESTADA AÑO 2015	INVERSIÓN AÑO 2015	INVERSIÓN EN EL PROYECTO AL AÑO 2015	% AVANCE FINANCIERO DEL PROYECTO	% AVANCE FÍSICO	OBSERVACIONES

				O AL AÑO 2015		
Alimentadores Primarios Centro de Déleg y otros (PMD -2012)	20.000,00	20.000,00	20.000,00	100,00	100,00	En operación. Liquidado
Reforzamiento de la distribución Centro de Déleg Etapa 1 (BID I)	123.124,86	60.724,89	144.320,31	100,00	100,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. Liquidado
Distribución Secundaria Centro de Déleg y otros (PMD 2012)	20.414,44	20.414,44	20.414,44	100,00	100,00	En operación. Liquidado
Estudios y diseños del soterramiento del centro histórico de Azogues y Remodelación de redes Urbanas (EMPRESA)	24.585,56	-	-	-	-	Se reprogramó para año 2016
Construcción del alimentador Autopista(BID I)	346.992,47	126.550,66	372.614,15	65,49	70,00	En ejecución
Construcción del Alimentador Pucañan(BID I)	77.631,35	23.894,67	100.892,41	100,00	100,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. Liquidado
Reforzamiento de la red de distribución Avenida 16 de Abril Etapa 1(BID I)	466.778,04	462.157,73	792.735,00	100,00	100,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. Liquidado
Repotenciación de Centros de Transformación y Redes de Baja Tensión Zona 1: Área Urbana de Azogues.(BID I)	98.236,61	45.920,27	121.124,42	69,42	90,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. En liquidación
Transformadores Reforzamiento de Redes PMD 2014	12.028,22	-	-	-	-	PROYECTO MULTIANUAL. Se reprogramó para año 2016
Estudios y diseños de reforzamiento del sistema de distribución en diferentes sectores del área de servicio. (BID I)	112.000,00	-	-	-	-	Se reprogramó con autorización del MEER
Fortalecimiento Programa PEC. (BID I)	33.600,00	27.450,00	27.450,00	81,70	81,70	En ejecución.
Repotenciación de transformadores, redes de baja tensión, acometidas y medidores Área Urbana de	292.000,31	207.690,01	207.690,01	71,13	56,34	En ejecución.

Azogues 1 (Incluye Fiscalización)(CAF)						
Repotenciación de transformadores, redes de baja tensión, acometidas y medidores Área Urbana de Azogues 2 (Incluye Fiscalización)(CAF)	290.200,01	95.318,63	95.318,83	32,85	49,34	En ejecución.
Repotenciación de transformadores, redes de baja tensión, acometidas y medidores Área Urbana de Azogues 3 (Incluye Fiscalización)(CAF)	295.303,98	97.128,28	97.128,28	32,89	40,00	En ejecución.
Repotenciación de centros de transformación, redes de baja tensión y acometidas y medidores Azogues Urbano 2 M1 AFD	406.557,73			-	-	En etapa precontractual
Repotenciación de centros de transformación, redes de baja tensión y acometidas y medidores Azogues Urbano 2 M2 AFD	406.557,72			-	-	En etapa precontractual
Adquisición Corporativa de 1039 KITS de Circuitos Express medidores AFD	68.918,16			-	-	En etapa precontractual
Remanente de Adquisición Corporativa de Medidores PRSND-CAF (2.000)	52.416,00	688,94	688,94	1,31	-	Ejecutado.
Electrificación Rural, Sector la Ramada-Taday (FERUM)	17.771,25			-	-	Se reprogramó año 2016
Equipo de Calidad de Energía e Ingeniería	282.365,69			-	-	En etapa precontractual
Saldo para liquidación Programas RSND BID I	143.960,38			-	-	Se reprogramó para cubrir contratos complementarios.
TOTAL ELECTRIFICACIÓN URBANA	3.591.442,78	1.187.938,52	2.000.376,80	55,69	35,79	

Fuente: Dirección Técnica

3.1.2.2 ELECTRIFICACIÓN CON CARGO AL PROGRAMA PMD 2014-CALIDAD 2015

El presupuesto programado fue de US \$ 52.010,43 y se ejecutó US \$ 19.949,10 que corresponde a un avance financiero del 38,36% y físico ponderado del 100%. A continuación se presentan los avances de cada proyecto de este componente.

PROYECTOS	INVERSIÓN PRESUPUESTADA AÑO 2015	INVERSIÓN AÑO 2015	INVERSIÓN EN EL PROYECTO AL AÑO 2015	% AVANCE FINANCIERO DEL PROYECTO AL AÑO 2015	% AVANCE FÍSICO	OBSERVACIONES
Construcción e implementación de nuevas redes en Baja y Media tensión La Villa-Déleg	7.215,57	10.316,58	236.557,87	142,98	100,00	Acta entrega-recepción definitiva. Liquidado.
Remodelaciones y extensiones de redes en diferentes sectores	44.794,86	9.632,52	9.632,52	21,50	21,50	En operación.
TOTAL	52.010,43	19.949,10	246.190,39	38,36	32,39	

3.1.2.3 ELECTRIFICACIÓN RURAL URBANO-MARGINAL

Se programó una ejecución de \$ 3'635.988,19 y se ejecutó US \$ 1'331.079,95 que equivale a un avance financiero del 36,61% mientras que el avance financiero total de los proyectos es USD 1'911.032,67 que representa el 52,56%. El avance físico ponderado es del 72,53%.

En el siguiente cuadro se presentan los avances de cada proyecto de este componente.

ELECTRIFICACIÓN RURAL URBANO MARGINAL						
PROYECTOS	INVERSIÓN PRESUPUESTADA AÑO 2015	INVERSIÓN AÑO 2015	INVERSIÓN EN EL PROYECTO AL AÑO 2015	% AVANCE FINANCIERO DEL PROYECTO AL AÑO 2015	% AVANCE FÍSICO	OBSERVACIONES
Construcción de las redes eléctricas de Sigsipamba Chico y Grande(BID I)	100.330,24	94.868,72	166.681,21	100,00	100,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. Liquidado
Construcción de las redes eléctricas de Sinin(BID I)	109.232,69	44.704,65	195.793,87	100,00	100,00	PROYECTO MULTIANUAL. En

						operación. Liquidado
Construcción de las redes eléctricas de Shipliquin (BID I)	71.893,31	70.392,14	124.355,37	100,00	100,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. Liquidado
Construcción de las redes eléctricas de Mantapamba y Sageo(BID I)	90.827,21	54.233,95	140.812,46	100,00	100,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. Liquidado
Repotenciación de Centros de Transformación y Redes de Baja Tensión Zona 2: Parroquia Cojitambo y Déleg.(BID I)	99.817,35	3.870,42	80.439,27	45,27	95,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. En liquidación.
Repotenciación de Centros de Transformación y Redes de Baja Tensión Zona 3: Parroquias Borrero, J Loyola, San Miguel, Luis Cordero (BID I)	98.950,71	61.406,66	130.455,95	81,67	90,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. En liquidación.
Repotenciación de Centros de Transformación y Redes de Baja Tensión Zona 4: Parroquias Guapán y Orientales (BID I)	97.744,40	63.006,71	133.597,95	63,92	90,00	PROYECTO MULTIANUAL. En operación. En liquidación.
Convenio Interinstitucional con CELEC EP HIDROAZOGUES	353.883,87	252.400,11	252.400,00	71,32	90,00	En operación.
Repotenciación de transformadores, redes de baja tensión, acometidas y medidores Guapán 1. CAF	253.034,26	82.141,33	82.141,33	32,46	77,60	En ejecución
Repotenciación de transformadores, redes de baja tensión, acometidas y medidores Guapán 2. CAF	258.095,54	83.935,83	83.935,83	32,52	70,73	En ejecución
Repotenciación de transformadores, redes de baja tensión, acometidas y medidores Zona Oriental . CAF	261.182,07	84.138,93	84.138,93	32,21	46,53	En ejecución
Repotenciación de transformadores, redes de baja tensión, acometidas y medidores Javier Loyola. CAF	235.424,88	162.189,93	162.489,93	69,02	46,56	En ejecución

Repotenciación de transformadores, redes de baja tensión, acometidas y medidores Bayas. CAF	238.339,80	76.840,08	76.840,08	32,24	49,99	En ejecución
Repotenciación de transformadores, redes de baja tensión, acometidas y medidores Luis Cordero . CAF	235.478,52	75.916,85	75.916,85	32,24	46,52	En ejecución
Repotenciación de transformadores, redes de baja tensión, acometidas y medidores Deleg. CAF	237.03,75	79.575,04	79.575,04	34,05	36,83	En ejecución
Repotenciación de centros de transformación, redes de baja tensión y acometidas y medidores Borrero 2 - San Miguel 1 AFD	382.937,52	-	-	-	-	En ejecución
Repotenciación de centros de transformación, redes de baja tensión y acometidas y medidores Guapán 2 AFD	331.891,28	-	-	-	-	En ejecución
FISCALIZACION PARA LA REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES, AREA URBANA DE AZOGUES ZONA 1 Y 2	37.856,00	22.818,62	22.818,62	60,28	60,28	En ejecución
FISCALIZACION PARA LA REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES, AREA URBANA DE AZOGUES ZONA 3	20.235,87	-	-	-	-	En ejecución
FISCALIZACION PARA LA REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES, GUAPAN ZONA 1 Y ZONA 2	33.246,75	9.654,22	9.654,22	29,04	29,04	En ejecución
FISCALIZACION PARA LA REPOTENCIACION DE CENTROS DE	33.542,96	5.989,81	5.989,81	17,86	17,86	En ejecución

TRANSFORMACION, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES, ZONA ORIENTAL Y LUIS CORDERO						
FISCALIZACION PARA LA REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES, JAVIER LOYOLA BORRERO	17.973,19	-	-	-	-	En ejecución
FISCALIZACION PARA LA REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES, BAYAS	16.777,32	2.995,95	2.995,95	17,86	17,86	En ejecución
FISCALIZACION PARA LA REPOTENCIACION DE CENTROS DE TRANSFORMACION, REDES DE BAJA TENSION, ACOMETIDAS Y MEDIDORES, DELEG	19.588,69	-	-	-	-	En ejecución
TOTALES	3.635.588,19	1.331.079,95	1.911.032,67	52,56	72,53	

Fuente: Dirección Técnica

3.1.3 ALUMBRADO PÚBLICO SAPG 2014-2015

El presupuesto programado para alumbrado público que se ejecuta dentro del Servicio de Alumbrado Público General SAPG por los años 2014 y 2015, fue de \$ 154.079,08 y se ejecutaron US \$ 41.500,00 que representa un avance financiero del 21,60% y un avance físico ponderado 23,64%. A continuación se presentan los proyectos del plan de alumbrado:

ALUMBRADO PÚBLICO SAPG 2014-2015						
PROYECTOS	INVERSIÓN PRESUPUESTADA AÑO 2015	INVERSIÓN AÑO 2015	INVERSIÓN EN EL PROYECTO AL AÑO 2015	% AVANCE FINANCIERO 2015	% AVANCE FÍSICO	OBSERVACIONES
EXPANSIÓN						

Ampliación General: Zumbahuayco, La Dolorosa, Rumiurcu, La Merced, San Agustín, Zhapacal, Zinín, Shipilquin, Mantapamba, Guapán, Cachipamba y otros)	121.212,04	41.500,00	41.500,00	34,24	34,24	En operación 37 kW de potencia en alumbrado público
CALIDAD						
Sageo-Bibilán(Calidad)	3.597,80					Reprogramado para año 2016
Sigsipamba Chico-Déleg(Calidad)	8.292,95					Reprogramado para año 2017
Sigsipamba-Grande(Calidad)	15.122,45					Reprogramado para año 2018
Sinín	5.853,84					Reprogramado para año 2019
TOTAL SAPG 2014-2015	154.079,08	41.500,00	41.500,00	26,93	9,22	
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO	186.946,13	41.500,00	41.500,00	22,20	7,60	

Fuente: Dirección Técnica

3.1.4 SIGDE (SCADA, OMS, DMS, CIS, CRM)

El presupuesto programado fue de US \$ 287.981,71 y el valor ejecutado es de USD 60.438,16 que equivale al 20,99% de avance financiero y del 70% físico.

3.2 LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

La ejecución de los diferentes programas de reforzamiento del sistema de distribución así como la puesta en operación de la Subestación Azogues 2 y el inicio de la operación del Centro de Control, contribuyen al mejoramiento de la calidad del servicio técnico, que se puede medir a través de los Indicadores de Interrupción del Servicio y Parámetros de Calidad.

Al 31 de Diciembre de 2015, se obtuvieron los siguientes Índices de Interrupción del Servicio y parámetros de calidad de servicios establecidos en la Regulación CONELEC 04/001:

3.2.1 A nivel de Alta Tensión, se programó mantener los siguientes índices de Frecuencia de Interrupción (FAIc) y Duración de la Interrupción (DAIc).

INDICADOR	FAIc(Regulado)	FAIc (Proy.)	DAIc (Regulado)	DAIc (Pro)
Industrias Guapán	6	6	4	4

Los índices alcanzados fueron:

INDICADOR	FAIc (Proy.)	FAIc (obten.)	DAIc (Proy.)	DAIc (obten.)
Industrias Guapán	6	2	4	7,5

El índice de la frecuencia de interrupción (FAlc) alcanzado fue de 2, valor muy inferior al de 6 programado, por lo tanto se cumplió la meta. En lo que respecta al índice de duración de horas de interrupción (DAIc), el valor alcanzado fue de 7,5 por lo que no se cumplió la meta. Las causas del incumplimiento de la meta, se deben a factores externos a la Empresa, como son:

- **Suspensión del servicio realizadas el 30 de Agosto de 2015**, para realizar el cambio de un conductor de fase y el cable de guardia, de la línea de 69 kV S/E Cuenca-S/E Azogues 1, que fueron afectados por disparos de bala, ocasionados por cazadores en el sector de Pacchamama-EITablón, requiriéndose una intervención urgente, programada con UCEM Guapán, con una duración de suspensión del servicio de 6,5 Horas.
- **Una segunda suspensión** se suscitó el 31 de Octubre de 2015, desde las 04H20 hasta las 05H20, debido a una desconexión de la línea de 138 kV, S/E Paute-S/E Cuenca.

3.2.2 Media Tensión

Se programó disminuir los Índices de Interrupción del servicio para los alimentadores primarios y el Sistema de distribución en general a valores próximos a los límites establecidos en la regulación CONELEC 04/001, esto es de: Frecuencia media de interrupción FMIK y tiempo total de interrupción TTIK a los siguientes valores:

FMIK= 5 (número de veces) y TTIK = 4 horas, a nivel de cabecera de alimentadores (Meta establecida por el Ministerio de Electricidad y energía renovable).

Mientras en lo que respecta a los indicadores establecidos en la Regulación CONELEC 04/001, se programó alcanzar los siguientes indicadores:

FMIK = 8 y TTIK =10 para el Sistema de Distribución.

FMIK = 6 y TTIK = 12 para alimentadores primarios urbanos.

FMIK = 10 y TTIK = 18 para alimentadores primarios rurales.

Los valores alcanzados a Diciembre del año 2015 fueron:

FMIK= 5,08 y TTIK= 1,85

Es decir que la meta de la frecuencia de interrupción (número de veces) a nivel de cabecera de alimentador tuvo un cumplimiento del 98,4 %, mientras que el indicador del tiempo de interrupción se cumplió la meta fijada en el 100% puesto que el valor alcanzado de 1,85 horas que es inferior a la meta que fue de 4.

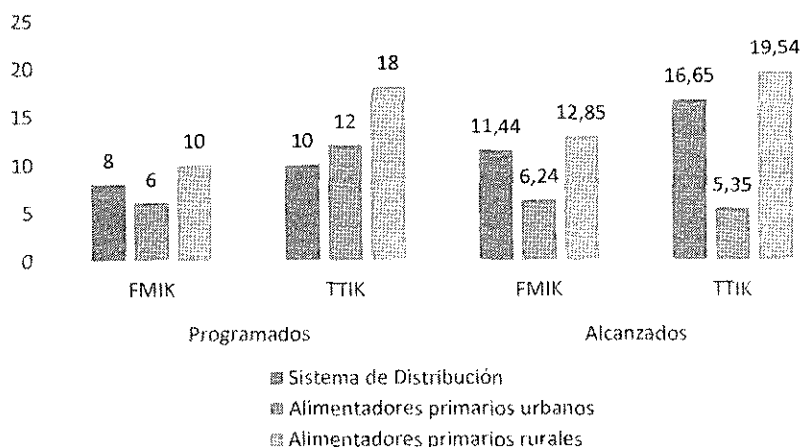
En lo que respecta a los indicadores alcanzados a nivel de sistema y de alimentadores fueron:

FMIK = 11,44 y TTIK =16,65 para el Sistema de Distribución.

FMIK = 6,24 y TTIK = 5,35 para alimentadores primarios urbanos.

FMIK = 12,85 y TTIK = 19,54 para alimentadores primarios rurales.

Índices de Interrupción de Servicio



Fuente: Dirección Técnica

El historial mensual de los índices de interrupción, el acumulado anual y los límites que deben cumplir los alimentadores primarios y el Sistema durante el año 2015 se presenta a continuación.

ÍNDICES DE INTERRUPCIÓN POR KVA INSTALADO DURANTE EL AÑO 2015										
PARTE DEL SISTEMA	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		ALIMENTADOR 121		ALIMENTADOR 122		ALIMENTADOR 123		ALIMENTADOR 124	
Mes	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo	Frecuencia	Tiempo
Enero	0,653	1,224	1,647	1,185	0,372	1,262	0,830	3,180	0,056	0,183
Febrero	2,643	1,717	3,718	2,260	2,669	2,343	2,600	1,364	2,098	0,310
Marzo	0,510	1,590	0,464	0,888	0,370	1,256	1,360	6,600	0,029	0,059
Abril	0,294	0,908	0,219	0,458	0,365	1,516	0,529	1,290	0,125	0,127
Mayo	0,303	0,891	0,071	0,074	0,459	1,847	0,172	0,313	0,030	0,026
Junio	0,54	1,280	0,902	1,821	0,563	1,354	0,191	0,227	0,324	1,142
Julio	0,296	0,757	0,394	0,915	0,319	0,997	0,538	1,074	0,037	0,034
Agosto	1,952	1,190	2,162	0,769	2,421	1,994	1,367	0,654	1,261	0,506
Septiembre	1,387	2,343	1,255	6,297	2,414	1,854	0,829	0,581	0,076	0,066
Octubre	1,67	2,629	2,184	4,460	1,463	2,875	2,472	3,060	1,099	1,180
Noviembre	0,865	1,227	0,551	1,444	1,204	1,499	0,105	0,453	0,966	1,121
Diciembre	0,33	0,889	0,238	0,992	0,231	0,743	0,980	1,640	0,134	0,600
TOTAL	11,44	16,65	13,81	21,56	12,85	19,54	11,97	20,44	6,24	5,35
Límites	4,00	8,00	6,00	18,00	6,00	18,00	6,00	18,00	5,00	10,00

Fuente: Dirección Técnica

En porcentaje de cumplimiento entre lo alcanzado y lo programado se tienen los siguientes valores:

FMIK = 69,93% y TTIK = 60,06% para el Sistema de Distribución.

FMIK = 96,15% y TTIK = 100% para alimentadores primarios urbanos.

FMIK = 77,82% y TTIK = 92,11 para alimentadores primarios rurales.

3.3 LA CALIDAD DEL PRODUCTO

Para el año 2015 se programó mantener los valores de Nivel de Voltaje, Armónico Individual de Voltaje, Factor de Distorsión Armónico THD y Flicker de Corta Duración Pst en transformadores de distribución, dentro de los límites establecidos en la Regulación, CONELEC 04/01 en la Subetapa 2, esto es:

Nivel de voltaje mínimo $V = 0.92$ p.u. y $V = 1.08$ p.u. máximo en redes urbanas

Nivel de voltaje mínimo $V = 0.90$ p.u. y $V = 1.10$ p.u. máximo en redes rurales

Flicker de corta duración $Pst = 1$

Factor de distorsión armónico THD ≈ 8

Nivel armónico individual del 2 al 40 dentro de límites establecidos en la Regulación

Los parámetros requeridos para el monitoreo y análisis de la calidad del producto de la Onda de Voltaje en los diferentes puntos de entrega del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Azogues, así como el número de las mediciones mensuales que deben realizarse, se encuentran establecidos en la regulación CONELEC 04/01 y están en concordancia con el número de transformadores de distribución instalados, usuarios de media y baja tensión existentes y número de barras de subestaciones existentes bajo el siguiente detalle:

Nivel de Voltaje, corresponde a 12 mediciones al año (1 mensual) de la barra de 22 KV de la Subestación Azogues 1, 60 mediciones al año (5 mensuales) de los transformadores de distribución y 120 mediciones anuales (10 mensuales) de los usuarios de baja tensión.

Flicker de corta duración Pst, armónicos y factor de distorsión armónica de la onda de voltaje THD, corresponde a 60 mediciones al año (5 mensuales) en transformadores de distribución.

Factor de potencia corresponde a 12 mediciones al año (1 mensual) de 1 usuario de media o alta tensión.

Todo esto nos da un total de 27 mediciones mensuales y 324 al año para los distintos puntos de medición y parámetros establecidos en la regulación Conelec 04/01.

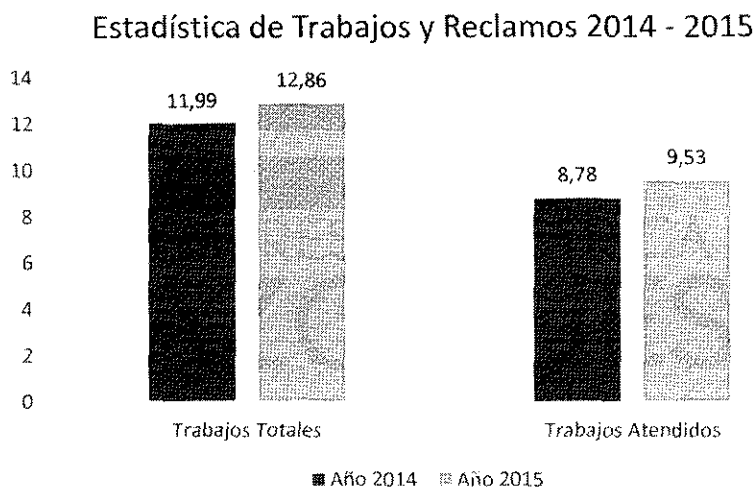
Para el monitoreo de todos los parámetros requeridos, la jefatura cuenta con 5 equipos de medición: 2 Memobox 300, 2 Fluke 1744 y 1 Fluke 1760, con estos equipos durante el año 2015 se han logrado realizar el siguiente número de mediciones: 0 mediciones, para la barra de distribución de la subestación Azogues 1; 62 mediciones en transformadores de distribución; 83 mediciones en usuarios de baja tensión y 9 mediciones en usuarios de media tensión, lo que representan un 48 % de lo requerido en la regulación CONELEC 04/01, esto se debe principalmente al daño de los TP's de la barra de 22 KV de la Subestación Azogues 1, desde enero de 2015 y las limitaciones en el número de equipos y del personal de calidad de energía para la instalación de los equipos sobre todo en los últimos meses del año.

3.4 GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

3.4.1 Atención de Reclamos por falta de servicio

El desempeño de atención de reclamos por falta de servicio o por variaciones de voltaje más los trabajos que realizan las cuadrillas de reparaciones, se evalúa mediante el valor promedio diario de los TRABAJOS REALIZADOS y de RECLAMOS ATENDIDOS, estos son producto del registro de los informes de atención de reclamos diarios reportados por los linieros, revisados por los jefes de turno y luego ingresados a una base de datos propia de la Jefatura; los registros ingresados son analizados mediante el software "calidad de servicio", los resultados nos permiten determinar el rendimiento diario del personal.

Para el año 2015, los TRABAJOS TOTALES REALIZADOS alcanzan un valor promedio de 12,86 al día, que comparados con el año 2014 que fue de 11,99, existe un aumento en este índice; el número total de RECLAMOS ATENDIDOS por falta de servicio incluidos las variaciones de tensión en el 2015 alcanza un valor promedio de 9,53 diarios, mientras que en el año 2014 fue de 8,78, existiendo también un incremento en este índice.



Fuente: Dirección Técnica

3.4.2 MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En base al Plan de Mantenimiento que fue remitido por la Jefatura al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER en el mes de febrero de 2015 y en función de las exigencias que estaban establecidas en el formato Excel remitido por el organismo rector para los informes mensuales que debían ser enviados, se realizó una planificación anual que contemplaba las etapas de mantenimiento preventivo y predictivo de la línea de subtransmisión de 69 KV entre las subestaciones Cuenca Azogues1-Guapan, las subestaciones de distribución Azogues 1 Tabacay y Zhapacal, la red trifásica de los alimentadores primarios 121, 122, 123 y 124 y de los transformadores de distribución con su red secundaria correspondiente, no se incluyen en estos informes los trabajos de mantenimiento realizados por el personal de atención de reclamos y la cuadrilla de mantenimiento correctivo.

Un resumen de los trabajos de mantenimiento realizados en el Sistema de Distribución de la Empresa durante el año 2015, se resumen a continuación.

3.4.2.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Involucran la reposición del servicio a nivel de usuario, transformadores de distribución, seccionadores en media tensión y alimentadores primarios, que fueron realizados por el personal de turno para la atención de reclamos, más los trabajos emergentes realizados por la cuadrilla de Mantenimiento correctivo para reponer el servicio cuando las reparaciones involucraron daños mayores al Sistema de Distribución que necesitaron más personal y recursos para su solución.

Analizando la base de datos de reclamos del año 2015, se ha determinado que del total de los **4,695** registros ingresados, **2,624** corresponden a reclamos del tipo técnico, **858** reclamos del tipo Comercial y **1,213** actividades clasificadas como del tipo general.

Reclamos Técnicos	Reclamos Comerciales	Actividades Generales	Total
2624	858	1213	4695

Fuente: Dirección Técnica

Los reclamos del tipo técnico más reiterados que provocaron las suspensiones de servicio tanto de origen programado como de origen forzado en los transformadores de distribución y ramales de media tensión de los alimentadores primarios se describen a continuación

Suspensiones	Total	Origen
Sin una fase en baja tensión	664	Origen forzado
Sin una fase en alta tensión	326	Origen forzado
Obra de la Empresa	421	Origen programado
Retención de líneas de AT	63	Origen programado
Alzar líneas luego de talar árboles	51	Origen programado
Bajar líneas para tumbar arboles	47	Origen programado
Obra particular	78	Origen programado
Árbol sobre la línea de baja tensión	24	Origen forzado
Línea arrancada	107	Origen forzado
Extensión de red en B.T.	93	Origen programado
Retención de líneas en AT o B	73	Origen programado
Reubicación de postes en alta y baja tensión	34	Origen programado
Otras debido a Mantenimiento	98	Origen programado
Cambio de base, bajante u otro	38	Origen programado

Material de la red de B.T. defectuoso	26	Origen programado
Reubicación de postería	34	Origen programado
Desbroce de la red de media y baja tensión	69	Origen programado
Trabajos de mantenimiento en general	18	Origen programado

Fuente: Dirección Técnica

Entre los reclamos del tipo Comercial que originaron suspensiones de servicio y/o variaciones de tensión a nivel de los usuarios se destacan:

Suspensiones y/o Variaciones	
Problemas en el medidor	311
Acometida floja	225
Acometida floja en sus conexiones	105
Acometida en mal estado	68*
Falla en el medidor	65*
Acometida mala	56*
Falta de conectores en la acometida	26
Conectores de acometida en mal estado	2

Fuente: Dirección Técnica

* Los reclamos que no pudieron ser solucionados por el personal para la atención de reclamos como el cambio de acometidas en mal estado y medidores dañados fueron comunicados oportunamente al personal de acometidas y medidores para su solución definitiva.

Entre las actividades del tipo general que no representan suspensiones de servicio y que son más frecuentes se destacan:

Suspensiones	
Servicio normal	376
Cortocircuito interno	147
Instalaciones internas mal realizadas	135
Inspecciones	128
Instalación de reflectores	114
Trabajos adicionales	98
Retiro de reflectores	82

Reconexión de servicio	53
Corte de servicio	43
Recorrido de alimentador	25

Fuente: Dirección Técnica

3.4.2.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Subestaciones

Cumpliendo con el cronograma establecido en el Plan de Mantenimiento 2015 y aprovechando la suspensión de servicio general por mantenimiento de la Subestación Cuenca, en el mes de agosto de 2015 se realizó el lavado de aisladores y bujes del GIS y el transformador de potencia de la Subestación Azogues 1, también fueron hechas pruebas de aislamiento y TTR en el transformador de potencia y en el aceite dieléctrico del transformador, complementariamente se realizó el mantenimiento del banco de baterías y limpieza de los cubículos o Switchears en la barra de 22 KV, estos últimos trabajos de mantenimiento fueron contratados con el Ing. Patricio Chacón.

Durante el mes de septiembre, en la subestación de Tabacay se procedió a realizar el lavado de aisladores y bujes de los reconectores, trabajos de ajuste de las conexiones en la barra de 22 KV, seccionadores, pararrayos y limpieza del patio de maniobra.

En el mes de octubre se realizó un trabajo similar al anterior en la subestación de Zhapacal, sin embargo por la falta de tiempo solamente se ejecutó la limpieza del patio de maniobra, quedando pendiente el lavado de aisladores y bujes y ajuste de conexiones en la barra de 22 KV.

Línea de Subtransmisión.

Los recorridos periódicos y desbroces selectivos de la línea de Subtransmisión entre las Subestaciones Cuenca-Azogues 1- Guapan, se realizaron a lo largo de toda la franja de servidumbre en todo el trayecto de la línea de aproximadamente 27 Km, de acuerdo con la programación enviada al MEER, es decir cada dos meses.

En el mes de Agosto en el sector de la Pacchamama se reparó la línea del subtransmisión entre las subestaciones Cuenca- Azogues 1, que presentaba una amenaza de ruptura, los trabajos involucraron el cambio total de los conductores de las tres fases en un vano de aproximadamente 430 metros.

Sistema de Distribución

Durante el año 2015, el personal de Mantenimiento preventivo (calidad de energía) en función de una programación trimestral precedió a recorrer los troncales trifásicos y ramales de media tensión de los diferentes alimentadores primarios para: revisar, ajustar bajantes y cambiar bases fusibles y conectores en las estaciones de transformación, para luego proceder con el desbroce selectivo de la red secundaria; sin embargo por limitaciones del personal y recursos el programa no fue cumplido en su totalidad así:

Alimentador 121: En el trimestre enero -marzo, se revisaron 354 de los 374 transformadores accesibles en este alimentador, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 95 %, esto debido a que la mayoría de estos transformadores están instalados en lugares distantes como Juval, Huangras, Palmira y las parroquias orientales.

Alimentador 122: En el trimestre abril-junio se revisaron 112 de los 647 transformadores existentes en este alimentador, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 17 %. Esto debido a la falta de personal para la cuadrilla de calidad de energía.

Alimentador 123: Para el trimestre julio- septiembre, se programó revisar 322 transformadores existentes en este alimentador, sin embargo por falta de personal y recursos para la cuadrilla de calidad de energía no se realizó el mantenimiento preventivo de estos transformadores.

Alimentador 124: Para el trimestre octubre-diciembre, se programó revisar 106 transformadores existentes en este alimentador, sin embargo por falta de personal de la cuadrilla de calidad no se realizó el mantenimiento preventivo de estos transformadores.

3.4.2.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El grupo de trabajo de operadores de "línea energizada" mediante el monitoreo con una cámara termografía, determinan puntos calientes o potenciales de falla e intervienen en su solución sin provocar ni desconexiones ni suspensiones de servicio a nivel de alimentadores primarios, ramales de media tensión y transformadores de distribución, minimizando de esta forma los índices de interrupción.

Durante el año 2015 se programaron y realizaron recorridos termográficos de la red de distribución primaria de varios alimentadores y se intervinieron en el cambio de elementos de maniobra y protección defectuosos eliminando puntos calientes detectados, bajo el siguiente detalle:

Alimentador 124: En el trimestre enero-marzo, se recorrió 12.39 Km de los 12.58 Km de la red trifásica existente, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 98 %, esto debido a que no todo el troncal del alimentador es accesible con el vehículo canasta.

Alimentador 122: En el trimestre abril- junio, se recorrieron 53.9 Km de los 59.33 Km de la red trifásica existente, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 91 %, esto debido a que no todo el troncal trifásico y ramales monofásicos del alimentador son accesible con el vehículo canasta.

Alimentador 123: En el trimestre julio-septiembre, se recorrieron 17.08 Km de los 30.86 Km de la red trifásica existente, lo que corresponde a un porcentaje de cumplimiento del 58 %, esto debido a que no todo el troncal trifásico y ramales de media tensión del alimentador son accesible con el vehículo canasta y el personal de línea energizada estuvo destinado a instalar transformadores y seccionadores de los programas de mejora de red BID I y CAF.

Alimentador 121: En el trimestre octubre- diciembre, estuvo programado recorrer 52.83 Km de la red trifásica y monofásica de media tensión existente, sin embargo por el daño de la cámara termográfica y los trabajos encomendados al personal de línea energizada para instalar transformadores y seccionadores de los programas de mejora de red BID I y CAF no se realizó el recorrido.

3.4.2.4 REUBICACION DE POSTES Y LINEAS

Otros trabajos dignos de mencionar son aquellos realizados por la cuadrillas de mantenimiento correctivo y del grupo de líneas energizadas, cuando previa inspección coordinada por la Jefatura, procedieron a realizar los trabajos de reubicación de postes y redes y adecuaciones en la red de distribución primaria:

Descripción	Alimentadores	Sectores
Intervención con grupo de línea energizada y cuadrilla de mantenimiento correctivo para la conexión de la nueva red de media tensión.	121, 124 y 122	Avenida 16 de abril: sectores de Macas, Playa, Senami, terminal terrestre nuevo, la Concordia y Borrero sector de la Iglesia del Divino Niño
Desmontaje de tramo de red trifásica de media tensión para construcción del distribuidor de tráfico por parte del GAD Municipal de Azogues.	124	Avenida 24 de mayo y Solano
Adecuaciones en la red de media tensión en para la conexión del nuevo alimentador 221 al Sistema de Distribución, transfiriendo la carga del alimentador 122 de la Subestación Azogues 1 hacia la Subestación Azogues 2.	221	Entrada a Virgenpamba y ciudadela Pucañan
Intervención con grupo de línea energizada y cuadrilla de mantenimiento correctivo para la conexión de la nueva red de media tensión.	221	Avenida Luis Monsalve Pozo sectores de San Pedro de Borrero y Bolivia
Intervención con grupo de línea energizada y cuadrilla de mantenimiento para la conexión de la nueva red de media tensión del alimentador Autopista.	221	Sectores del Carmen, el Tablón y la entrada a Javier Loyola
Remodelaciones y reubicaciones de líneas y postes de media y baja tensión en los diferentes puntos del sistema de distribución solicitada por los abonados	Varios	Sectores: La Unión de Zumbahuyaco, vía Dutasay Bayandel, Vegapama, Gulaquin, Pasavalle, calle Trajano Carrasco, Taday centro, San José Bajo, 4 esquinas de Bayas, El calvario de Rivera, Virgenpamba, calle las Herreras de J. Loyola, Opar Paccha de Bayas, Rumihurco, calle Rafael María García y Hornapala de Luis Cordero.

Fuente: Dirección Técnica

Complementariamente el grupo de línea energizada intervino en la conexión de transformadores y seccionadores para las nuevas obras de electrificación tanto de la Empresa BID y CAF y otras particulares que involucraban desconexión de alimentadores primarios y ramales de media tensión.

3.4.3 MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

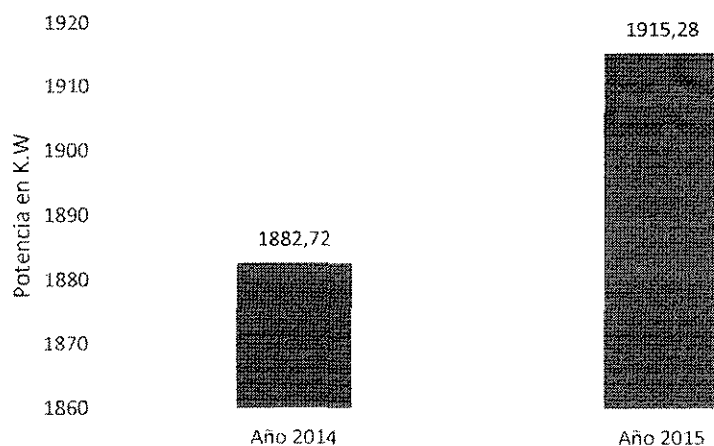
La ejecución del programa de mantenimiento permitió realizar un promedio de 121 trabajos de reparación mensuales para mantener el Servicio de Alumbrado Público funcionado adecuadamente, tanto en el área urbana como en el área rural, sin embargo de ello no fue posible atender todos los requerimientos de la comunidad, la actividad general se orientó a sustituir los elementos averiados y cambio de luminarias defectuosas, con el personal de laboratorio y la cuadrilla de mantenimiento correctivo, mientras que la cuadrilla de mantenimiento preventivo se destinó a recorrer los 4 alimentadores primarios para identificar y reparar luminarias encendidas durante el día y apagadas por la noche, toda esta información fue remitida oportunamente al ARCONEL mediante los formularios respectivos.

Los trabajos antes mencionados más las ampliaciones de alumbrado en varios lugares del Sistema de Distribución, significaron un incremento de la potencia instalada por alumbrado público, desde los 1,882.72 KW registrado a diciembre del 2014 hasta los 1,915.28 KW registrado en el mes de diciembre del 2015, lo que representa un incremento de 35.26 KW.

El número de equipos de iluminación instalados y en operación a diciembre de 2015, asciende a un total de 13,005, lo que comparado con el dato a diciembre del 2014 que fue de 12,842 representa un incremento de 163 luminarias instaladas.

Para una mejor ilustración a continuación se presenta el detalle de la estadística del crecimiento de la carga instalada en alumbrado público desde el año 2005 hasta el año 2015.

Carga instalada en Alumbrado Público



Fuente: Dirección Técnica

3.4.4 ACTIVIDADES VARIAS

- La administración de la calidad de servicio Técnico así como del mantenimiento preventivo de transformadores se realizó a través del software "Mejora de calidad de Servicio Técnico" desarrollado para el propósito en lenguaje de programación Fox Pro para Windows.
- Para la emisión de solicitudes de material y reingresos a bodega se utilizó el Software en lenguaje de programación Fox Pro para Windows, este es un lenguaje más moderno y versátil, que nos permite controlar

todo el movimiento del material y los recursos que se utilizan en los distintos trabajos realizados por el personal de Operación y Mantenimiento.

- Los informes del personal que trabaja para esta Jefatura han sido realizados mensualmente en el programa "Personal ", estos informes han sido remitidos regularmente al departamento financiero, detallando las diferentes actividades realizadas, clasificadas por orden de trabajo y etapas de funcionamiento.
- Finalmente, los cuadros de turno para choferes, linieros y tableristas que trabajan en el área de mantenimiento y en la Subestación Azogues 1 han sido elaborados en forma trimestral y remitidos en forma oportuna para su aprobación y cumplimiento.

3.5 GESTIÓN INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

- Consideró la dirección, coordinación, supervisión, fiscalización y liquidación del programa de obras del Presupuesto de Inversiones Año 2015, así como la supervisión y fiscalización de las obras financiadas exclusivamente por clientes.
- Las actividades de construcción de obras implican una serie de procedimientos desde la actualización de diseños, replanteos, elaboración de Pliegos para la adquisición de materiales, administración de contratos de materiales y mano de obra, hasta la puesta en operación y liquidación de cada una de las obras. A continuación se citan las actividades más relevantes

3.5.1 SUBESTACIÓN AZOGUES 2 Y CENTRO DE CONTROL

Con la conclusión y puesta en operación de la Subestación Azogues 2 y el Centro de Control, que representa una inversión en el orden de USD 5'470.000,00, se inició la operación y administración del sistema de subtransmisión y distribución integrado, para mejorar la gestión técnica operativa del sistema eléctrico, a través de un sistema integrado de gestión ADMS, cuya contribución es significativa en la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico que se brinda a los usuarios. Al año 2015, se realizan las siguientes funciones:

- Operación y Maniobras en todos los niveles de operación de la subestación: subtransmisión a 69 KV (Tableros de control y mando y equipos de patio); distribución a 22 KV (tableros de control y mando en SF6); y, Sistemas Auxiliares (sistemas a 220 y 120 V).
- Gestión de Reclamos y eventos a nivel de distribución (reclamos por falta de servicio, suspensiones no programadas por accidentes, suspensiones programadas por trabajos de expansión o mantenimiento, etc.)
- Supervisión del sistema, integrado al sistema de Control Nacional, con reportes en tiempo real de la operación del sistema. a la central en Quito las novedades encontradas en el funcionamiento.

3.5.2 COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO

3.5.2.1 Remodelaciones, Ampliaciones y Extensiones de red en baja tensión:

Requerimientos atendidos para la inclusión de nuevos servicios, cambios de medidores y reubicación de servicios solicitados por los clientes en diferentes sectores del área de concesión; la longitud total construida es de 3 kilómetros con un monto de inversión aproximado de USD 20.399,41.

3.5.2.2 Ampliación de redes en media tensión:

Actividades desarrolladas para el mejoramiento de la calidad de servicio técnico, así como la atención de solicitudes para la inclusión de nuevos usuarios, dichas ampliaciones representan un total de 0,5 kilómetros, con una inversión de USD 4.411,46 dólares.

3.5.2.3 Inserción de redes de media tensión construidas por los usuarios.

Se realizaron las siguientes actividades:

- Fiscalización y recepción de obras particulares con redes aéreas y subterráneas de medio voltaje cuyo financiamiento y ejecución se realiza directamente por el usuario.
- Fiscalización y Recepción de la red Subterránea de Media Tensión del señor Mauro Vazquez, Av. Ignacio Neira.
- Fiscalización y recepción de obra de la red Subterránea de Media Tensión para la Urbanización del señor Vicente Urgilés Chiriboga.
- Fiscalización y Recepción de la red Subterránea de Media

3.5.2.4 Realización de extensiones y/o remodelaciones de red de baja tensión.

Administración, realización y valoración de 92 inspecciones de nuevos servicios, cambios de medidor, reubicaciones y remodelaciones de redes de distribución.

Administración, realización de 26 inspecciones de nuevos servicios, cambios de medidor, reubicaciones y remodelaciones de redes de distribución.

Levantamiento de información para estudio de electrificación del sector El Rosario de la parroquia Guapán, total de beneficiarios 17 familias.

Levantamiento de información para estudio de la red de media tensión para la estación de bombeo de la Junta de regantes del sector Olleros de la parroquia San Miguel de Porotos, total de beneficiarios 36 familias.

3.5.2.5 ALUMBRADO PÚBLICO SAPG 2014 y 2015

Se adquirieron los equipos de iluminación para ejecutar el programa de expansión de alumbrado público 2014 y 2015.

En el año 2015, se aprobaron 27 estudios y diseños eléctricos presentados por Profesionales de la Ingeniería Eléctrica en Libre Ejercicio. Mientras que se fiscalizó y recibió 9 obras eléctricas de particulares para nuevos usuarios de la Empresa.

3.6 CUMPLIMIENTO DE METAS

3.6.1 Reducir los Índices de Interrupción del Servicio y parámetros de calidad de servicios a valores establecidos en la Regulación CONELEC 04/001 y alcanzar los siguientes indicadores:

3.6.1.1 A nivel de Alta Tensión, mantener los siguientes índices de Frecuencia de Interrupción (FAIc) y Duración de la Interrupción (DAIc)

INDICADOR	FAIc(Regulado)	FAIc(Proy.)	DAIc (Regulado)	DAIc (Pro)
Industrias Guapán	6	6	4	4

Fuente: Dirección Técnica

Los índices alcanzados fueron:

INDICADOR	FAIc (Proy.)	FAIc(obten.)	DAIc (Proy.)	DAIc (obten.)
Industrias Guapán	6	2	4	7,5

Fuente: Dirección Técnica

El índice de la frecuencia de interrupción (FAIc) alcanzó fue de 2, valor muy inferior al de 6 programado, por lo tanto se cumplió la meta. En lo que respecta al índice de duración de horas de interrupción (DAIc), el valor alcanzado fue de 7,5 por lo que no se cumplió la meta. Las causas del incumplimiento de la meta, se deben a factores externos a la Empresa, como son:

- **Suspensión del servicio** realizadas el 30 de Agosto de 2015, para realizar el cambio de un conductor de fase y el cable de guardia, de la línea de 69 kV S/E Cuenca-S/E Azogues 1, que fueron afectados por disparos de bala, ocasionados por cazadores en el sector de Pacchamama - El Tablón, requiriéndose una intervención urgente, programada con UCEM Guapán, con una duración de suspensión del servicio de 6,5 Horas.
- **Una segunda suspensión** se suscitó el 31 de Octubre de 2015, desde las 04H20 hasta las 05H20, debido a una desconexión de la línea de 138 kV, S/E Paute-S/E Cuenca.

3.6.1.2 Para Media Tensión, disminuir los Índices de Interrupción del servicio para los alimentadores primarios y el Sistema de distribución en general a valores próximos a los límites establecidos en la regulación CONELEC 04/001, esto es de: Frecuencia media de interrupción FMIK y tiempo total de interrupción TTIK a los siguientes valores:

FMIK= 5 (número de veces) y TTIK = 4 horas.

FMIK = 8 y TTIK =10 para el Sistema de Distribución.

FMIK = 6 y TTIK = 12 para alimentadores primarios urbanos.

FMIK = 10 y TTIK = 18 para alimentadores primarios rurales.

Los valores alcanzados a Diciembre del año 2015 fueron:

$FMIK = 5,08$ y $TTIK = 1,85$

Es decir que la meta de la frecuencia de interrupción (número de veces) a nivel de cabecera de alimentador tuvo un cumplimiento del 98,4 %, mientras que el indicador del tiempo de interrupción se cumplió la meta fijada en el 100% puesto que el valor alcanzado de 1,85 horas que es inferior a la meta que fue de 4.

En lo que respecta a las metas a nivel de indicadores, se programaron las siguientes:

$FMIK = 8$ y $TTIK = 10$ para el Sistema de Distribución.

$FMIK = 6$ y $TTIK = 12$ para alimentadores primarios urbanos.

$FMIK = 10$ y $TTIK = 18$ para alimentadores primarios rurales.

Los valores alcanzados fueron:

$FMIK = 11,44$ y $TTIK = 16,65$ para el Sistema de Distribución.

$FMIK = 6,24$ y $TTIK = 5,35$ para alimentadores primarios urbanos.

$FMIK = 12,85$ y $TTIK = 19,54$ para alimentadores primarios rurales.

Los indicadores alcanzados en lo que respecta al sistema de distribución y alimentadores, alcanzaron los siguientes niveles de cumplimiento:

$FMIK = 69,93\%$ y $TTIK = 60,06\%$ para el Sistema de Distribución.

$FMIK = 96,15\%$ y $TTIK = 100\%$ para alimentadores primarios urbanos.

$FMIK = 77,82\%$ y $TTIK = 92,11$ para alimentadores primarios rurales.

- 3.6.2 Mantener los valores de nivel de voltaje, Armónico individual de voltaje, factor de distorsión armónico THD y flicker de corta duración Pst en transformadores de distribución, dentro de los límites establecidos en la Regulación, CONELEC 04/01 en la Subetapa 2, esto es:

Nivel de voltaje mínimo $V = 0.92$ p.u. y $V = 1.08$ p.u. máximo en redes urbanas

Nivel de voltaje mínimo $V = 0.90$ p.u. y $V = 1.10$ p.u. máximo en redes rurales

Flicker de corta duración $Pst = 1$

Factor de distorsión armónico $THD = 8$

Nivel armónico individual del 2 al 40 dentro de límites establecidos en la Regulación

Los límites del nivel de voltaje es cumplido en el 92 % de los transformadores de distribución y en el 93 % de los usuarios de baja tensión monitoreados, el límite del Flicker de corta duración Pst es cumplido por el 98 % de los transformadores, mientras que el 97 % cumplen con el límite del factor de distorsión armónico de la onda de voltaje THD.; finalmente el límite del factor de potencia no es cumplido por la totalidad de los usuarios de media tensión monitoreados.

Las mediciones obtenidas por los equipos de calidad han sido debidamente analizadas, comprobando si los parámetros medidos en cada uno de los puntos de entrega están dentro de los límites establecidos por la regulación CONELEC 04/001. Los resultados obtenidos han sido reportados cada mes en el Sistema de registro de datos SISDAT que es un software que ha sido implementado por el CONELEC para este propósito.

3.6.2.1 Mantener los valores de nivel de voltaje, en la barra de la Subestación Azogues 1 dentro de los límites establecidos en la Regulación, CONELEC 04/01 en la Subetapa 2, esto es:

Nivel de voltaje mínimo $V = 0.95$ p.u. y $V = 1.05$ p.u. máximo

Por indisponibilidad de los transformadores de potencial en la subestación Azogues 1, no es posible evaluar este indicador, sin embargo de ello sobre la base del cumplimiento de los niveles de voltaje en transformadores y usuarios, se puede concluir que esta meta se cumplió en el 100%.

Y, vigilar que los niveles de factor de potencia FP, para los usuarios de media y alta tensión se mantengan dentro de los márgenes permitidos en las regulaciones CONELEC 04/01 y CONELEC 04/02, esto es:

Factor de potencia mínimo FP = 0,92 p.u. para usuarios de medio voltaje

Factor de potencia mínimo FP = 0.95 p.u. para usuarios en alto voltaje.

Los límites del factor de potencia no se cumplieron por la totalidad de los usuarios de media tensión monitoreados.

3.6.3 Ejecutar el 56,70% de avance físico y 44,6% de avance financiero del Plan de Inversiones del Sistema Eléctrico.

Se ejecutó el 50,03% de avance físico con un avance financiero del 31,15%.

La ejecución de los diferentes programas que conformaron el Plan de Inversiones del Año 2015:

PMD 2012: Avance físico del 100% y financiero 100%

PMD 2013-PMD 2014: Avance físico del 100% y financiero del 100%

BID I: Avance físico del 90,59% y financiero 87,83%

CAF: Avance físico del 52,04% y financiero del 50%

AFD: No registra avance físico y financiero.

BID 2: No registra avance físico y financiero.

SIGDE: Avance físico del 70%, financiero del 21%

3.6.4 Incrementar en 100 kw la potencia instalada del alumbrado público.

La potencia ingresada por alumbrado público fue de 37 kW, es decir se ejecutó el 37%, en vista que en el año 2015, se procedió con la adquisición de equipos de iluminación y materiales para instalar en el año.

3.7 CONCLUSIONES

Se avanza en la ejecución de los programas de obras, registrándose los siguientes valores por etapa funcional.

ETAPA FUNCIONAL	AVANCE FINANCIERO (%)	AVANCE FÍSICO (%)
Subtransmisión	21,60	23,64
Distribución	34,88	54,52
Alumbrado Público SAPG	21,60	23,64
SIGDE	20,99	70

Fuente: Dirección Técnica

- El programa BID I tiene un avance físico del 95% y financiero del 89,52% con respecto al programa contratado y el 82,76% con respecto al valor de la asignación USD 3'027.453,94%. Los programas AFD y BID 2, no registran avances ni financiero tampoco físico.
- Los indicadores de calidad de servicio FMIK y TTIK a nivel de cabecera de alimentadores, son cumplidos en un 98,4% y un 100% respecto a las metas fijadas por el MEER; mientras que a nivel alimentadores de acuerdo a la Regulación CONELEC 04/01 se alcanzan los siguientes porcentajes de cumplimientos:

FMIK = 69,93% y TTIK = 60,06% para el Sistema de Distribución.

FMIK = 96,15% y TTIK = 100% para alimentadores primarios urbanos.

FMIK = 77,82% y TTIK = 92,11 para alimentadores primarios rurales.

- Se cumple la Regulación CONELEC 04/01, en lo que respecta a los límites del nivel de voltaje, ya que es cumplido en el 92 % de los transformadores de distribución y en el 93 % de los usuarios de baja tensión monitoreados. En lo que respecta al límite del Flicker de corta duración Pst es cumplido por el 98 % de los transformadores, mientras que el 97 % cumplen con el límite del factor de distorsión armónico de la onda de voltaje THD; finalmente el límite del factor de potencia no es cumplido por la totalidad de los usuarios de media tensión monitoreados.
- Para el año 2015, los TRABAJOS TOTALES REALIZADOS alcanzan un valor promedio de 12,86 al día, que comparados con el año 2014 que fue de 11,99, existe un aumento en este índice; el número total de RECLAMOS ATENDIDOS por falta de servicio incluidos las variaciones de tensión en el 2015 alcanza un valor promedio de 9,53 diarios, mientras que en el año 2014 fue de 8,78, existiendo también un incremento en este índice.
- Existe un incremento de la potencia instalada por alumbrado público, desde los 1,882.72 KW registrado a diciembre del 2014 hasta los 1,915.28 KW registrado en el mes de diciembre del 2015, lo que representa un incremento de 35.26 KW. El número de equipos de iluminación instalados y en operación a diciembre de 2015, asciende a un total de 13,005, lo que comparado con el dato a diciembre del 2014 que fue de 12,842 representa un incremento de 163 luminarias instaladas.
- Se encuentra operativo el Centro de Control, inicialmente con el SCADA en la Subestación Azogues 1.

4 GESTIÓN DE LA DIRECCIÓN COMERCIAL

4.1 PERDIDAS DE ENERGÍA

El porcentaje de pérdidas a nivel nacional a diciembre de 2015, fue del 12,20%; se tenía como meta reducir al 11,74% hasta diciembre de 2015.

En el Plan Maestro de Electrificación, 2013-2022, se tiene como objetivo alcanzar las pérdidas a nivel nacional al 7,6% al final del período, en el 2022.

Para diciembre del año 2015 la Empresa Eléctrica Azogues tenía como meta reducir hasta el 4,5%.

4.1.1 Acciones y Resultados

Las acciones realizadas para el control y la reducción de pérdidas de energía comerciales, son:

1. Revisión de los sistemas de medición de los consumidores masivos; mediante el sistema de barrido, por sectores.
2. Revisión de sistemas de medición de clientes que presentaron reclamos.
3. Revisión de los equipos de medición retirados por mora y los que se van a instalar como servicios nuevos o cambios de medidores.
4. Instalación de suministros ocasionales.

Resultados

En el periodo enero-diciembre de 2015, con los equipos de trabajo del Departamento de Control de Pérdidas; se revisaron 10.045 en el Laboratorio, para ser utilizados como servicios nuevos o cambio de medidores, según se observa en el siguiente cuadro. Mostrando un importante trabajo de este indicador respecto de 2014.

TOTAL MEDIDORES CONTRASTADOS (U)	
2014	1.954
2015	10.045

De acuerdo a la gestión realizada se logra reducir las pérdidas comerciales a 4,54%, estando sobre la meta trazada en apenas 0,04%.

Servicios Ocasionales

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

Como se detalla a continuación, en 2015, se demandaron por concepto de servicios ocasionales un total de 430,463 kWh; y, representó un ingreso de U.S.D. 71,486. Qué sin embargo es levemente inferior a los requeridos en 2014, que se explica por la dinámica del comportamiento económico de las dos ciudades.

SUMINISTROS OCASIONALES	2014	2015
Total Facturado(KWh)	481.522	430.463
Total facturado(USD)	73.973	71.486

Fuente: Dirección Comercial

Pérdidas de Energía Móvil

Respecto al análisis del año móvil, periodo Enero 2015 – Diciembre 2015, las pérdidas móviles son del 4,54%.

Página | 43

SISTEMA EEA	Energía comprada (KWh)	Energía Facturada (KWh)	Energía no facturada (KWh)	Pérdidas de energía/Mes (%)
Enero	9.448.157,66	9.148.876,00	299.281,66	3,17
Febrero	8.390.847,24	8.333.324,00	57.523,24	0,69
Marzo	9.769.064,92	9.162.964,00	606.100,92	6,20
Abril	7.808.367,76	7.383.880,00	424.487,76	5,44
Mayo	9.556.159,56	8.969.300,87	586.858,69	6,14
Junio	9.602.680,42	9.314.187,03	288.493,39	3,00
Julio	10.062.008,13	9.479.332,89	582.675,24	5,79
agosto	9.531.807,38	9.198.030,00	333.777,38	3,50
septiembre	9.210.276,99	8.859.837,06	350.439,93	3,80
octubre	9.851.277,01	9.274.160,60	577.116,41	5,86
noviembre	8.460.975,53	8.195.306,31	265.669,22	3,14
diciembre	7.200.480,80	6.628.967,88	571.512,92	7,94
	108.892.103,40	103.948.166,64	4.943.936,76	4,54

Fuente: Dirección Comercial

4.2 RECAUDACIÓN.

El indicador clave para medir la gestión en la recaudación: es el **porcentaje de recaudación por venta de energía**, que integran los rubros: Cargos por energía, Cargos por demanda, Comercialización, Penalización por bajo factor de potencia, Consumo interno de energía y potencia del transformador; y, alumbrado público. Se debe incluir los servicios ocasionales - clientes regulados, ya que se les factura considerando el pliego tarifario.

4.2.1 3.2.1. Resultados

El porcentaje de recaudación por venta de energía, para el consumo de diciembre de 2015, corresponde al 92.7%, dato se obtiene del sistema informático SICO, y corresponde a la relación Recaudación por venta de Energía / facturación por venta de Energía.

	FACTURACION USD.	RECAUDACION USD.	PORCENTAJE %
Dic-15	895.609,15	830.291,73	92,70 %

Fuente: Sistema Comercial

4.3 CARTERA VENCIDA

La cartera vencida es la magnitud de los valores que no han sido recaudados y/o recuperados con la debida gestión dentro de un determinado período de tiempo. En esta categoría se agrupa a todos los créditos que no han cumplido el plazo aceptado.

4.3.1 Resultados.

La cartera vencida está alrededor del 10.7% de la facturación, con un excedente mínimo respecto de la meta establecida por la jefatura que correspondía para 2015 al 10%.

CARTERA PÚBLICA Y PRIVADA													
	Ene	Feb	Mar	Abr	may	jun	Jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
PUBLICO	13.676,60	13.736,20	10.110,80	16.714,40	13.902,30	13.389,10	12.435,10	12.307,00	14.659,60	14.456,70	26.686,90	21.412,30	163.689,00
PRIVADO	126.487,20	148.433,40	132.235,10	129.698,40	127.588,10	142.482,10	150.712,70	153.626,90	168.536,30	147.955,80	147.496,50	147.170,50	1.722.422,80
Total	140.163,80	162.169,60	142.345,90	146.412,80	141.490,40	155.871,20	163.147,80	165.933,90	183.195,90	162.412,20	174.383,40	168.582,80	1.906.111,80

Fuente: Dirección Comercial

4.4 EFECTIVIDAD DE LECTURAS.

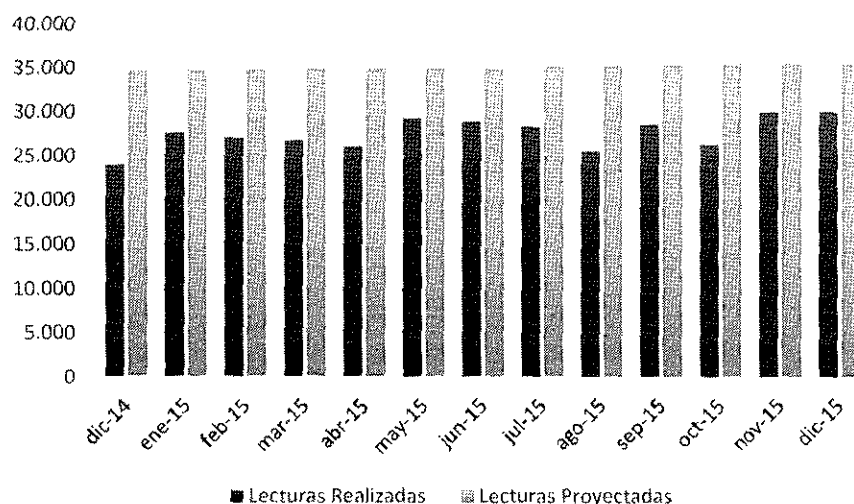
De acuerdo a la disposición del elemento humano, la cobertura de lecturas se ejecutó parcialmente.

Es de anotar que la ubicación geográfica de clientes en sectores alejados de las cabeceras parroquiales, medidores por reubicar, medidores sin número o mal codificados, cambio de vehículos por automotores en mal estado, enfermedades de lectores, calamidades domésticas, son factores que no han permitido que las lecturas se puedan realizar en calidad y cantidad. Además que no se reemplaza al personal que hace uso de sus vacaciones, enfermedades, reuniones comité, condiciones climáticas. Situaciones que generaron quedar muy por debajo de la meta trazada que fue de 90%.

LECTURAS REALIZADAS/LECTURAS A REALIZAR						
AÑO	Lecturas Realizadas	Lecturas a realizar	DIFERENCIA	% no ejecutado	% ejecutado	H/HOMBRE
dic-14	24.016	34.671	10.655	31%	69%	1.280
ene-15	27.598	34.734	7.136	21%	79%	1.280
feb-15	27.041	34.812	7.771	22%	78%	1.280
mar-15	26.739	34.881	8.142	23%	77%	1.280
abr-15	26.014	34.897	8.883	25%	75%	1.280
may-15	29.280	34.890	5.610	16%	84%	1.600
jun-15	28.880	34.903	6.023	17%	83%	1.664
jul-15	28.316	35.160	6.844	19%	81%	1.664
ago-15	25.497	35.237	9.740	28%	72%	1.600
sep-15	28.513	35.356	6.843	19%	81%	1.664
oct-15	26.242	35.426	9.184	26%	74%	1.600
nov-15	29.966	35.486	5.520	16%	84%	1.664
dic-15	29.992	35.547	5.555	16%	84%	1.664
			promedio	23%	77%	

Fuente: Dirección Comercial

LECTURAS REALIZADAS - LECTURAS PROYECTADAS



Fuente: Dirección Comercial

La efectividad de lecturas en el año 2015, se ha cumplido en un 77%, debido a las siguientes:

CONSIDERACIONES

- Desde el mes de mayo de 2015, hasta diciembre de 2015, hay un crecimiento del 4,87%, comparado con los meses anteriores de 2015, debido a que se contaba con dos personas más, a contrato.
- En ese período, los vehículos no daban problemas, debido a que estaban en buenas condiciones (buenos).
- En los meses de junio, julio, septiembre, noviembre y diciembre de 2015, se autorizó un total de 64 horas extras mensuales para que el personal de lecturas pueda cumplir con la planificación de lecturas.
- Un lector se encontraba con certificado médico desde el 19 de diciembre de 2015, hasta la presente fecha, es un trabajador que tiene un promedio de lecturas de 3000 mensuales,
- Un vehículo, se mantiene la mayor parte de tiempo en reparaciones.
- No se reemplaza al personal que hace uso de vacaciones.
- El Señor Marcelo Narváez, realiza las actividades de Lector y Chofer.
- En los meses (dic/14-abril/15), 8 lectores estables
- En los meses (mayo/15-dic/15), 8 lectores estables y 2 contratados.

4.5 PORCENTAJE DE ERRORES EN FACTURACIÓN

La Regulación No. CONELEC – 004/01, que trata sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, en lo referente a Calidad de la Facturación indica: "La medición del desempeño del Distribuidor en lo que se refiere a la calidad de la facturación a los consumidores se evaluará conforme al siguiente índice: Porcentaje de Errores en la Facturación (PEF). Se considera, mensualmente y por categoría tarifaria, el porcentaje máximo de re facturaciones de facturas emitidas.

$$PEF = \frac{Fa}{Ne} * 100$$

Dónde:

Fa: Número de facturas ajustadas con motivo de corregir un error de lectura o facturación.

Ne: Número total de facturas emitidas"

El límite establecido (Sub etapa 2), es del 2%.

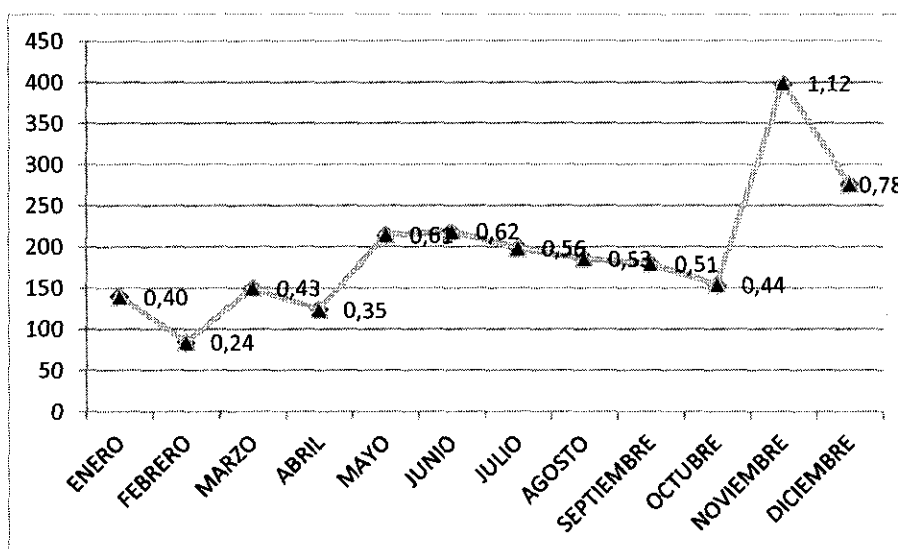
En el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, indica dentro de las metas para el año 2015, como límite para el PEF del 1%.

4.5.1 Resultado.

La modificación de facturas de consumo de energía, se han dado en base de errores de lecturas, CDP generados con exceso, y en la gran mayoría por defectos en las instalaciones de cambios de medidor, (medidores cambiados a otro usuario, medidores sin número, medidores mal ubicados, datos no actualizados oportunamente en el SICO, etc.), razones por las que el porcentaje en el mes de noviembre de 2015, alcanza el 1.12%, en los demás meses se cumple la meta establecida para 2015, el 1%.

PEF (Porcentaje de errores en Facturación)			
MES	Fa	Ne	%
ENERO	139	34735	0,40
FEBRERO	84	34781	0,24
MARZO	150	34813	0,43
ABRIL	123	34882	0,35
MAYO	214	34978	0,61
JUNIO	218	35089	0,62
JULIO	198	35160	0,56
AGOSTO	185	35237	0,53
SEPTIEMBRE	179	35328	0,51
OCTUBRE	154	35326	0,44
NOVIEMBRE	398	35381	1,12
DICIEMBRE	275	35447	0,78

Fuente: Dirección Comercial



4.6 EFICACIA EN LA CONEXIÓN DEL SERVICIO.

La Regulación CONELEC 004/01, que se refiere a la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, establece los porcentajes de cumplimiento de la conexión de servicio (tiempo desde que el cliente paga el depósito en garantía hasta que se instale el medidor), definiendo para el área urbana y rural el 98%.

4.6.1 Resultado.

En el año 2015, se instalaron, 1.057 servicios nuevos, y se procedió a cambiar 7.039 equipos de medición. El total de clientes a diciembre de 2015, fue de 35.381.

La instalación de servicios nuevos está en función de la demanda de los consumidores y está determinado por factores exógenos, en lo relacionado al cambio de medidores se ha cumplido con el indicador que fue de 2015 que establecía una meta de 8.000 entre medidores nuevos y cambio de medidores.

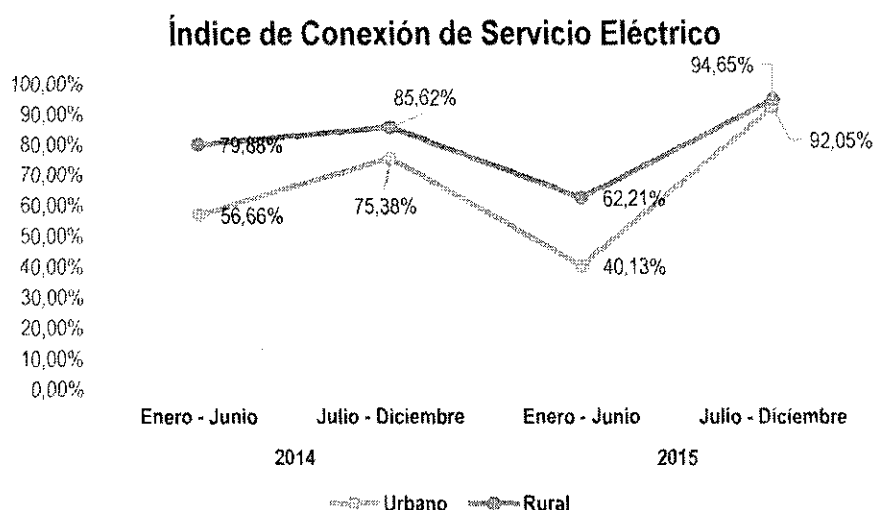
2015		
Medidores instalados: nuevos servicios	cambio de medidores	Total de medidores instalados
1057	7039	8096

Fuente: Dirección Comercial

El siguiente cuadro ilustra los datos comparativos entre la normativa y los valores del indicador de conexión de servicio de los años 2014 y 2015 de la institución.

Índice de conexión de servicio eléctrico				
	2014		2015	
	Enero - Junio	Julio - Diciembre	Enero - Junio	Julio - Diciembre
Urbano	56,66%	75,38%	40,13%	92,05%
Rural	79,88%	85,62%	62,21%	94,65%

Fuente: Sisdat



4.7 RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO SUSPENDIDO POR FALTA DE PAGO.

Referente a los índices y límites individuales del Restablecimiento del Servicio suspendido por falta de pago, éste se mide por el tiempo, en horas, en que el Distribuidor debe restablecer el servicio suspendido por falta de pago, a partir que el Consumidor haya cancelado su deuda. Para el área geográfica de densidad demográfica alta es de 10 horas, para la media de 15 horas y para la baja de 24 horas.

Con relación a los índices y límites globales, se considera el porcentaje de rehabilitaciones de suministros suspendidos por falta de pago que, como mínimo, deben ser realizados por el Distribuidor dentro de los plazos establecidos como índices individuales para cada consumidor. Para el área geográfica de densidad demográfica alta y media del 97% y para la baja del 95%.

4.7.1 Resultados.

Como se desprende del cuadro siguiente, la empresa está cumplimiento con las metas emanadas, del restablecimiento del servicio de energía eléctrica, después del corte por falta de pago.

Rehabilitación de suministros	
Mes	TOTAL %
dic-14	94,05%
ene-15	89,70%
feb-15	98,70%
mar-15	96,90%
abr-15	96,09%
may-15	93,70%
jun-15	92,60%
jul-15	93,28%
ago-15	92,85%
sep-15	92,82%
oct-15	93,05%
nov-15	92,29%
dic-15	97,38%

Fuente: Dirección Comercial

4.8 ÍNDICE DE SATISFACCIÓN DEL CONSUMIDOR.

La Regulación No. CONELEC – 004/01, que trata sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, sobre la satisfacción del consumidor indica: "Para evaluar la satisfacción de los Consumidores en relación con el suministro del servicio, se utilizará la siguiente expresión:

$$ISC = \frac{\text{Com.S}}{\text{Com.T}} * 100$$

ISC: Índice de satisfacción de los Consumidores en porcentaje.

Com.S: Número de Consumidores, de los encuestados, que se encuentran satisfechos con el servicio prestado por el Distribuidor.

Com.T: Número de Consumidores encuestados.

En la Regulación No. CONELEC – 007/08, que trata sobre el Procedimiento para la elaboración de Encuestas de Satisfacción de los Consumidores se indica: "Se considerará que el Distribuidor cumple satisfactoriamente con este Índice, cuando los valores obtenidos de las encuestas, para el ISC, sean iguales o mayores al 70%".

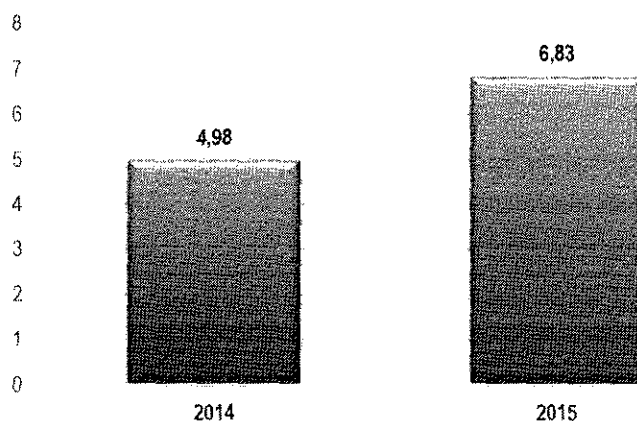
4.8.1 Resultados

A continuación se muestra un cuadro comparativo de las dimensiones de éste indicador, con sus valores en los años 2014 y 2015.

Índices	2014	2015	Porcentaje de variación (%)
Índice de satisfacción con el producto (IP)	5,5	6,8	23,64%
Índice de satisfacción con la información y comunicación con el cliente (IICC)	2,3	5,05	119,57%
Índice de satisfacción con la factura (IF)	5,3	6,32	19,25%
Índice de satisfacción con la atención al cliente (IAC)	4,9	7,31	49,18%
Índice de satisfacción con la imagen (II)	6,9	8,67	25,65%
ÍNDICE DE SATISFACCIÓN DEL CONSUMIDOR (ISC)	4,98	6,83	37,15%

Fuente: Estudio de satisfacción de consumidores 2015

Índice de Satisfacción al Consumidor



Como se observa el índice de satisfacción al cliente, muestra una importante recuperación respecto de los valores que se obtienen en 2014, sin embargo aún no se alcanza con los requerimientos de la mínima calidad establecida en plan nacional del buen vivir.

4.9 INDICADORES PEC

El Gobierno Nacional se encuentra impulsando el Programa Nacional de Cocción Eficiente conjuntamente con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, con el fin de sustituir el uso del GLP por electricidad para uso

doméstico, un insumo indispensable para este cometido, es el aporte de las empresas distribuidoras, con la finalidad de instalar medidores bifásicos y circuitos expresos a los clientes residenciales.

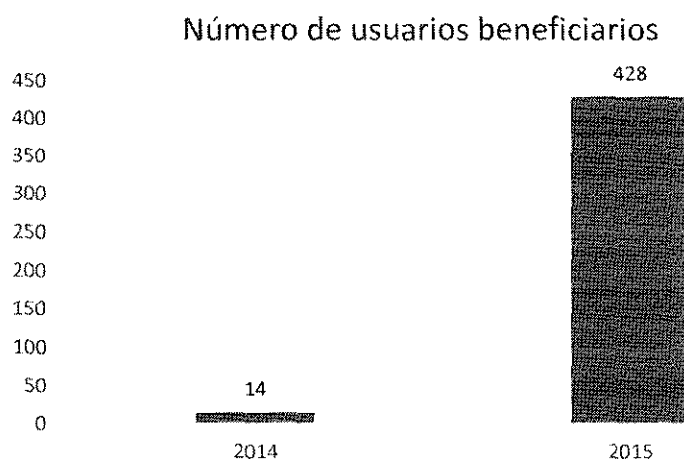
Hasta el 31 de diciembre de 2015, se beneficiaron del servicio de la Tarifa RP (PEC), 428 clientes: 380 cocinas, 14 duchas y 34 duchas y cocinas.

TARIFA PROGRAMA PEC						
Año	Mes	Beneficiados			Consumo [kWh]	Subsidio [USD]
		1	2	3		
2015	Enero	17	-	4	1100	99
2015	Febrero	51	-	9	1875	168,75
2015	Marzo	117	-	10	2831	254,79
2015	Abril	155	-	10	4588	412,92
2015	Mayo	158	-	14	5140	462,6
2015	Junio	236	4	15	6908	621,72
2015	Julio	266	4	16	7614	685,26
2015	Agosto	286	4	18	10174	915,66
2015	Septiembre	320	7	26	12262	1.103,58
2015	Octubre	354	7	29	13218	1.189,62
2015	Noviembre	367	7	30	14932	1.343,88
2015	Diciembre	380	14	34	15297	1.376,73

Fuente: Dirección Comercial

Año	Número de usuarios beneficiarios	Porcentaje de crecimiento	Número de circuitos expresos instalados
2014	14		
2015	428	2957,14%	2.866

Fuente: Formulario Indicadores PEC (Dirección Comercial)



Fuente: Formulario Indicadores PEC (Dirección Comercial)

5 GESTIÓN DE LA DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN

5.1 Gestión de Tecnologías de Comunicación e Información

5.1.1 Conducir a la Empresa hacia una modernización tecnológica conforme a iniciativas propias y a los lineamientos y proyectos establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables.

Se plantea como meta la implementación y modernización de herramientas de gestión administrativa, financiera y de operación, con miras a obtener una mejor coordinación de actividades y obtención de información.

La modernización propuesta, se establece como paso intermedio previo a la implementación de sistemas de gestión propuestos por el Proyecto SIGDE.

Acciones:

Se realizó el desarrollo de las siguientes aplicaciones que han permitido mejorar la gestión de las diferentes áreas.

- Sistema de envío de retenciones electrónicas.
- Sistema de Seguridad para aplicaciones.
- Sistema de control de actualizaciones en el GIS
- Sistema de Captura de Peticiones de Presupuesto.
- Sistema de Gestión de Indicadores de la Dirección Comercial.
- Automatización de reportes para SIsDAT desde la base de datos del GIS y SICO.
- Sistema de autorización y control de horas extras y permisos.

5.1.2 Mejorar y sistematizar el nivel de servicio en soporte tecnológico tanto a nivel de infraestructura como en sistemas de información. Incorporando mejores prácticas de la industria y alineados con los objetivos empresariales.

Acciones:

- Se adquirió un nuevo servidor para virtualización en este servidor se han montado los servicios más críticos de la Empresa como son, GIS, pagina web, secundario de Dominio, mensajería interna.
- Se realizó la implementación del servidor de correo corporativo ZIMBRA.
- Adquisición de un UPS de 12 Kva que permitirá una autonomía en electricidad de una hora para los equipos que se encuentran instalados en el Data Center.
- Implementación del enlace mediante fibra óptica a la sub estación dos para las comunicaciones del centro de control y la propia sub estación.

5.1.3 Mejorar y precautelar la calidad de información para planificación y operación de la red.

Acciones:

- Se planteó como proyecto el levantamiento de cada uno de los alimentadores de la red de distribución, la ejecución de este proyecto inició en el mes de diciembre con el alimentador 123 se tiene considerado para el año 2016 concluir con el levantamiento de los otros alimentadores. El resultado de este levantamiento evidencia problemas de actualización en la información tanto del área comercial como técnica y al momento nos encontramos trabajando en las acciones a tomar.
- Se realizó capacitación al Jefes de grupo operativos, en la herramienta ARCGIS que permitirán una coordinación directa en la actualización de la información.
- Se realiza actualización constante de la Red de Distribución, la cuantificación de estas actualizaciones se muestra en el siguiente cuadro.

REPORTES DE ACTUALIZACIONES DE ELEMENTOS SIG-EEA-2015								
ELEMENTO/TIPO	ACTUALIZACION ALIMENTADOR A0123	OBRAS BID	INGENIERIA Y CONSTRUCCIONES	OPERACION Y MANTENIMIENTO	CONTROL INTERNO	CAMBIO DE MEDIDOR	NUEVO SERVICIO	TOTAL
POSTE	489	1414	259	23	1485			3670
ESTRUCTURA-POSTE	1224	3536	648	58	3714			9180
INSTITUCION-POSTE	48	652	4	1	336			1041
TRAMO M.T AEREA	105	851	82	13	4263			5114
TRAMO B.T AEREA	1083	2346	175	27	7058	725	919	12333
TRAMO M.T SUBTERRANEA					79			79
TRAMO B.T SUBTERRANEA					417			417
SECCIONADOR	28	121	11	10	154			324
UNIDAD SECCIONADOR	28	121	11	10	154			324

TRANSFORMADOR	26	64	10	6	159			265
UNIDAD DE TRANSFORMADOR	26	64	10	6	159			265
PUESTO PROTECCION EN BAJA	25	51	5		620			701
PUNTO DE CARGA	477	1281			3655	725	919	7057
CONEXION CONSUMIDOR	477	1281			3655	725	919	7057
TENSOR	442	955	238	14	2160			3809
ESTRUCTURA-SUBTERRANEA					40			40
MISCELANEO					220			220
LUMINARIAS	147	366	85	13	1474			2085
PARARRAYOS					17			17

Fuente: Sistema de Información Geográfica

5.1.4 Optimización de la infraestructura tecnológica.

Acciones:

- Reconfiguramos la topología de red a fin de que el equipo Checkpoint que anteriormente se constituía en el corazón de la red ahora funcione únicamente como equipo de periferie y podamos tener una LAN más dinámica e independiente del firewall.
- Se realizó una etiquetación de toda la infraestructura de comunicaciones con el fin de que sea fácilmente identificable cualquier daño físico en la misma.
- Creación de VLANs por departamento, esto permitió contrarrestar los problemas broadcast.

5.2 Gestión Informática

Concordante con la filosofía empresarial de la institución la política fundamental de procedimiento es la atención al cliente interno con eficiencia, ética y calidad.

Por los mismos principios éticos se direccionara acciones de forma que los recursos de la Empresa sean debidamente aplicados y justificados en base a asesoramientos técnicos que beneficien a la institución.

En base al principio de proactividad planteado por la dirección se participara ofreciendo el aporte oportuno para establecer las conclusiones que determinen una correcta aplicación de la toma de decisiones.

Esta sección contribuyo con acciones positivas, para que la empresa se enrumbe hacia una modernización tecnológica conforme a iniciativas propias y a los lineamientos y proyectos establecidos.

De la misma forma acorde al desarrollo tecnológico en función a la experiencia aplicada se optara por Mejorar y sistematizar el nivel de servicio en cuanto a soporte.

Es imprescindible que el desarrollo vaya de la mano con la actualización de la infraestructura aplicada, por tanto se plantea como es obvio la incorporación de sistemas de informáticos que permitan a la empresa lograr un desarrollo sostenido tanto en el ámbito administrativo como institucional.

Acciones:

- Cumplimiento del PAC presentado para el año 2015.
- Adquisición para stock de ítems que garanticen el funcionamiento continuo de los equipos de la empresa.
- Mantenimiento de UPS, y renovación de baterías y equipos de respaldo.
- Adquisición de impresoras departamentales para ejecutar proyecto de "REPOSICION DE IMPRESORAS QUE HAN TERMINADO SU VIDA UTIL EN LA EMPRESA ELECTRICA AZOGUES", se adquirieron 4 impresoras.
- Mantenimiento de Hardware y Software de todos los equipos de computación de la empresa, con el fin de preservar el correcto funcionamiento de los mismos.
- Coordinación con personal técnico de la Centro Sur para solución de inconvenientes e imprevistos.
- Correcto funcionamiento en el Sistema Financiero del interfaz SICO-CONTABLE.
- Mejoramiento del manejo de los programas en pos de la eficiencia administrativa y de servicio como objeto principal.
- Supervisión y mantenimiento a los sistemas que hemos desarrollado y están en producción (sistema de roles, inventarios de bodega, inventarios contables, impuesto a la renta y tesorería).
- Mantenimiento completo al sistema presupuestario, en función a los requerimientos de organismos externos.
- Se desarrolló el Sistema de Requerimientos de Presupuesto, cumpliendo con la normativa del Manual Presupuestario del Sector Eléctrico o MAPRELEC.
- Se da soporte a los usuarios finales en el funcionamiento de los equipos, aplicaciones (office, quipux, etc.).
- Mensualmente se sube los datos de facturación, recaudación, y detalle de antigüedad al sistema BI (Business Intelligence) del MEER.
- Se ha dado atención a los usuarios internos en inconvenientes de hardware.

5.3 JEFATURA DE PLANIFICACIÓN TÉCNICA

Desde la óptica de la planeación técnica, esta jefatura ha cumplido con los objetivos planteados, en este contexto y dentro del ámbito de acción de la Dirección de Planificación y Tecnologías, detallo el cumplimiento de las siguientes actividades:

- Estudio de la demanda en magnitudes de potencia y energía con la inclusión de cargas provenientes del programa y elaboración del flujo mensual de ingresos por venta de energía a ser aplicados en la reforma presupuestaria 2015 y presupuesto 2016.
- Elaboración del flujo mensual pro compra de energía para la elaboración de la reforma presupuestaria

2015 y presupuesto 2016.

- Estudio del déficit tarifario a ser aplicados en la reforma presupuestaria 2015 y presupuesto 2016.
- Estudio de pérdidas técnicas, en término mensual.
- Coordinación con todas las áreas de la Empresa para el cumplimiento en la consignación de información estadística en la plataforma SISDAT que la ARCONEL tiene a disposición de las distribuidoras para este propósito.
- Preparación mensual del balance energético dinámico.
- Estudio y determinación de los perfiles de carga diarios de los alimentadores del sistema de distribución, mediante el desarrollo de modelos matemáticos.
- Control y liquidación mensual de las transferencias de energía en Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo la liquidación de ajustes efectuados por el CENACE.
- Modelamiento del sistema de subtransmisión y distribución primaria en el programa CYMDIST.
- Coordinación con todas las áreas de la Empresa en la elaboración del plan de Inversiones de la Empresa.
- Coordinación y elaboración del Estudio de Costos 2016, incluye Servicio Eléctrico SE y Servicio de Alumbrado Público General SAPG.
- Levantamiento de procesos.

5.3.1 Estudio de la demanda en magnitudes de potencia y energía

Además del estudio de la demanda para el presupuesto 2015 se preparó el estudio para la reforma presupuestaria 2015 y presupuesto 2016, resumen de sus resultados de reforma 2015 y presupuesto 2016 se presenta seguido de modo que se pueda realizar comparaciones

- **Usuarios.** Desagregados por tipo de consumo se muestran comparativos con el año para el cual se prepara el estudio y el previo.

Usuarios 2015

Año ▼	2014 ▼	2015 ▼	CR (%) ▼	Composición ▼
Residencial	31.242	32.077	2,7%	90,2%
Comercial	2.192	2.241	2,2%	6,3%
Industrial	482	483	0,2%	1,4%
Al. Púb.	1	1	0,0%	0,0%
UCEM	1	1	0,0%	0,0%
Otros	710	740	4,2%	2,1%
Total	34.628	35.543	2,6%	

Fuente: Planificación

La actualización para el presupuesto del año 2016 resultó en el cuadro seguido:

Año	2014	2015	2016	CR%	Composición
Residencial	31,242	32,197	33,191	3.09%	90%
Comercial	2,192	2,226	2,301	3.37%	6%
Industrial	482	463	478	3.24%	1%
Al. Púb.	1	1	1		0%
UCEM	1	1	1		0%
Otros	710	726	756	4.13%	2%
Total	34,628	35,614	36,728	3.13%	100%

Fuente: Planificación

- **Energía en KWh.** Energía facturada para reforma 2015 y presupuesto 2016

Energía Facturada, reforma año 2015.

Año	2014	2015	CR (%)	Composición
Residencial	28.132.777	29.105.458	3,5%	27,1%
Comercial	8.678.532	9.194.698	5,9%	8,4%
Industrial	2.421.957	2.375.137	-1,9%	2,3%
Al. Púb.	8.458.965	8.530.672	0,8%	8,2%
UCEM	52.601.533	51.832.274	-1,5%	50,7%
Otros	3.414.328	4.003.550	17,3%	3,3%
Total	103.708.092	105.041.789	1,3%	

Fuente: Planificación

Energía Facturada, presupuesto año 2016.

Año	2014	2015	2016	CR%	Composición
Residencial	28,132,777	29,215,559	30,317,487	3.77%	28.0%
Comercial	8,678,532	8,977,728	9,357,657	4.23%	8.6%
Industrial	2,421,957	2,278,440	2,413,458	5.93%	2.2%
Al. Púb.	8,458,965	8,621,609	8,999,852	4.39%	8.3%
UCEM	52,601,533	53,696,675	52,748,994	-1.76%	48.6%
Otros	3,414,328	4,161,041	4,606,453	10.70%	4.2%
Total	103,708,092	106,951,052	108,443,901	1.40%	100%

Fuente: Planificación

- **Ingresos.** Los resultantes se tabulan en USD

El resumen de ventas efectivas para la reforma presupuestaria 2015 se fijó como sigue:

RESULTADOS, Período: enero/2015 - diciembre/2015	
Energía total facturada (Kwh)	105.041.789
SE. en medio y bajo voltaje	44.678.843
SE. alto voltaje (UCEM)	51.832.274
SAPG	8.530.672
Ingresos facturados (USD)	9.879.871
SE. en medio y bajo voltaje	4.814.201,17
SE. alto voltaje (UCEM)	4.059.858,00
SAPG	1.005.811,76
PMV (US\$/Kwh)	0,0941
SE. en medio y bajo voltaje	0,1078
SE. alto voltaje (UCEM)	0,0783
SAPG	0,1179

Fuente: Planificación

La actualización resultante para la presupuesto 2016 resultó en:

RESULTADOS, Período: ene/2016 - dic/2016	
Energía total facturada (Kwh)	108,443,901
SE. en medio y bajo voltaje	46,695,055
SE. alto voltaje (UCEM)	52,748,994
SAPG	8,999,852
Ingresos facturados (USD)	10,189,899.11
SE. en medio y bajo voltaje	5,013,982.83
SE. alto voltaje (UCEM)	4,130,380.76
SAPG	1,045,535.52
PMV (US\$/Kwh)	0.0940
SE. en medio y bajo voltaje	0.1074
SE. alto voltaje (UCEM)	0.0783
SAPG	0.1162

Fuente: Planificación

5.3.2 Estudio de la Compra

La compra para la reforma del año 2015 resultó en 109,960,009.24 KWh a un costo de USD 5,519,882.28 La desagregación mensual de la compra de energía y su costo es como sigue:

mes	Kwh TOTAL	Kwh Ocasional	Kwh Contratos	USD TOTAL con transmisión e impuestos	USD Ocasional	USD Contratos	USD Transmisión
Ene	9.448.157,66	965.948,90	8.482.208,76	511.777,56	90.303,11	386.661,36	34.813,08
Feb	8.390.847,25	684.943,90	7.705.903,35	441.603,52	59.718,09	346.586,07	35.299,37
Mar	9.769.064,94	1.286.452,96	8.482.611,98	561.675,54	103.788,57	423.022,38	34.864,59
Abr	7.808.367,75	665.502,74	7.142.865,01	378.649,46	47.990,84	295.334,80	35.323,82
May	9.556.159,58	418.280,51	9.137.879,07	423.121,80	52.063,35	335.425,42	35.633,03
Jun	9.602.680,41	294.903,54	9.307.776,87	430.002,28	36.191,09	358.284,26	35.526,93
Jul	10.062.008,13	467.502,58	9.594.505,55	443.829,45	62.336,11	346.001,94	35.491,40
Ago	9.257.571,26	186.465,05	9.071.106,21	350.272,71	37.362,06	279.803,46	33.107,20
Sep	8.868.879,30	896.391,20	7.972.488,10	490.218,32	85.636,42	367.063,27	37.518,63
Oct	9.127.850,71	693.574,39	8.434.276,32	432.186,03	78.501,98	321.282,61	32.401,43
Nov	8.857.308,70	1.273.756,09	7.583.552,61	535.823,33	105.243,25	397.598,05	32.982,04
Dic	9.211.113,54	1.245.063,10	7.966.050,44	520.722,27	101.388,29	386.421,46	32.912,52
SUMA	109.960.009,24	9.078.784,97	100.881.224,27	5.519.882,28	860.523,16	4.243.485,07	415.874,05

Fuente: Planificación

La compra para el presupuesto del año 2016 resultó en 113,620,027.78 KWh a un costo de USD 4,923,947.41
La desagregación mensual de la compra de energía y su costo es como sigue

mes	Kwh TOTAL	Kwh Ocasional	Kwh Contratos	USD TOTAL con transmisión e impuestos	USD Ocasional	USD Contratos	USD Transmisión
Ene	9,461,927.93	967,356.73	8,494,571.21	407,767.71	67,260.56	287,848.38	52,658.78
Feb	8,751,115.91	714,352.59	8,036,763.32	370,768.03	46,322.15	268,840.04	55,605.83
Mar	9,470,338.64	1,247,114.77	8,223,223.87	430,882.53	74,831.99	305,000.88	51,049.66
Abr	9,204,929.01	784,530.86	8,420,398.15	363,913.52	42,076.90	258,940.53	62,896.09
May	9,540,370.21	417,589.40	9,122,780.82	341,449.12	38,657.98	249,059.46	53,731.67
Jun	9,258,178.51	284,323.70	8,973,854.81	334,599.57	25,951.35	256,912.97	51,735.25
Jul	9,669,753.96	449,277.61	9,220,476.35	343,377.75	44,554.92	247,305.93	51,516.90
Ago	9,461,989.76	848,692.30	8,613,297.46	389,145.46	62,266.20	273,942.48	52,936.78
Sep	9,512,192.53	940,846.39	8,571,346.14	438,616.51	80,238.89	301,738.47	56,639.14
Oct	9,819,669.88	829,572.12	8,990,097.75	437,265.26	63,783.69	318,727.97	54,753.59
Nov	9,592,835.49	1,671,861.95	7,920,973.53	542,698.58	120,197.41	369,160.92	53,340.25
Dic	9,876,725.96	1,617,935.32	8,258,790.64	523,463.38	114,642.16	356,123.19	52,698.02
SUMA	113,620,027.78	10,773,453.75	102,846,574.03	4,923,947.41	780,784.21	3,493,601.23	649,561.97

Fuente: Planificación

5.3.3 Estudio del Déficit Tarifario

Este estudio se lo realiza en término mensual y es reportado a la ARCONEL, para el informe me permito presentar solamente los resultados alcanzados para la inclusión en reforma 2015 y posteriormente en presupuesto 2016, es de resaltar que el monto total anual varían a la baja para el año 2016 en razón de los resultados del Estudio Tarifario 2016 emitido por la ARCONEL, el que regula el precio medio de generación a la baja para el año 2016.

Déficit año 2015

Mes	COSTOS DEL MERCADO				APLICACIÓN TARIFA				DÉFICIT TARIFARIO		
	Energía para Clientes Regulados kWh	Impuestos por Importación de Energía Dólares	Costo Total mensual LIQ SGL Dólares	Costo de Distribución USD/kWh	Costo Medio del Sistema USD/kWh	Energía Facturada MWh	Facturación Regulados Dólares	Precio Medio USD/kWh	Diferencial Tarifario Unitario USD/kWh	Diferencial Tarifario Dólares	Supera vti Tarifari o Dólares
ENERO	9.448.157,66	219,63	511.557,93	0,0618	0,116	8.418,20	764.002,52	0,091	0,025	212.230,66	-
FEBRERO	8.390.847,24	127,05	441.476,47	0,0618	0,114	7.673,94	705.580,37	0,092	0,022	172.542,28	-
MARZO	9.769.064,92	264,19	561.341,35	0,0618	0,119	8.431,20	753.608,51	0,089	0,030	252.194,46	-
ABRIL	7.809.367,76	99,57	378.558,89	0,0618	0,110	6.674,79	648.220,92	0,097	0,013	87.959,67	-
MAYO	9.556.159,56	80,35	423.028,45	0,0618	0,106	8.238,09	745.256,70	0,090	0,016	128.617,86	-
JUNIO	9.602.680,42	23,58	429.968,40	0,0618	0,107	8.610,99	789.042,37	0,092	0,015	128.711,36	-
JULIO	10.062.008,13	54,75	443.764,67	0,0618	0,108	8.696,90	799.245,17	0,092	0,014	121.838,08	-
AGOSTO	9.257.571,26	50,53	350.172,73	0,0618	0,100	8.139,44	748.014,59	0,092	0,008	62.969,09	-
SEPTIEMBRE	8.868.879,30	32,15	489.896,17	0,0618	0,117	7.759,42	713.091,01	0,092	0,025	195.335,09	-
OCTUBRE	9.127.650,71	212,22	431.968,71	0,0618	0,109	8.010,02	736.121,32	0,092	0,017	138.156,89	-
NOVIEMBRE	8.857.308,70	40,11	535.783,22	0,0618	0,122	7.753,38	712.635,95	0,092	0,030	235.663,92	-
DICIEMBRE	9.211.113,54	39,35	520.682,89	0,0618	0,116	8.104,77	759.339,74	0,094	0,025	199.713,72	-
TOTAL	109.960.009,19	1.682,39	5.518.199,89		0,112	96.511,12	8.874.059,17	0,092		1.935.932,47	-

Fuente: Planificación

Déficit año 2016

Año	Mes	COSTOS DEL MERCADO				APLICACIÓN TARIFA				DÉFICIT TARIFARIO	
		Energía para Clientes Regulados kWh	Costo Total mensual LIQ SGL USD	Costo de Distribución USD/kWh	Costo Medio del Sistema USD/kWh	Energía Facturada MWh	Facturación Regulados USD	Precio Medio USD/kWh	Diferencial Tarifario Unitario USD/kWh	Diferencial Tarifario Dólares	
2016	ENERO	9.461.927,93	407.767,71	0,0520	0,095	8.290,15	762.319,56	0,092	0,003	26.037,43	
2016	FEBRERO	8.751.115,91	370.768,03	0,0520	0,094	7.612,53	700.009,36	0,092	0,002	18.370,76	
2016	MARZO	9.470.338,64	430.882,53	0,0520	0,097	8.293,56	762.632,75	0,092	0,006	45.973,27	
2016	ABRIL	9.204.929,01	363.913,52	0,0520	0,092	8.041,30	739.436,39	0,092	-0,000	-	
2016	MAYO	9.540.370,21	341.449,12	0,0520	0,088	8.362,50	768.972,54	0,092	-0,004	-	
2016	JUNIO	9.258.178,51	334.599,57	0,0520	0,088	8.088,95	743.818,34	0,092	-0,004	-	
2016	JULIO	9.669.753,96	343.377,75	0,0520	0,088	8.479,88	779.766,43	0,092	-0,004	-	
2016	AGOSTO	9.461.989,76	389.145,46	0,0520	0,093	8.286,96	762.026,39	0,092	0,001	9.715,41	
2016	SEPTIEMBRE	9.512.192,53	438.616,51	0,0520	0,098	8.319,18	764.988,92	0,092	0,006	51.213,86	
2016	OCTUBRE	9.819.669,88	437.265,26	0,0520	0,097	8.612,07	791.921,87	0,092	0,005	39.397,36	
2016	NOVIEMBRE	9.592.835,49	542.698,58	0,0520	0,109	8.393,34	771.808,56	0,092	0,017	139.484,44	
2016	DICIEMBRE	9.876.725,96	523.463,38	0,0520	0,105	8.663,63	796.662,51	0,092	0,013	113.015,50	
	TOT	113.620.027,78	4.923.947,41		0,095	99.444,05	9.144.363,61	0,092		443.208,02	

Actualizado 23-dic-2015

Fuente: Planificación

5.3.4 Estudio de Pérdidas

El diagnóstico se lo realiza en término mensual utilizando la herramienta CYMDIST para la simulación de la operación de la red de media tensión, descartando la naturaleza mensual de estos estudios, presento seguido los resultados obtenidos para el año 2014.

PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA (MWH) 2014 EN S/E AZOGUES 1					
MES	Red de Media Tensión	transformador vacío	transformador cobre	Secundarios (MWh)	Acometidas (MWh)
ENERO	23,71	97,63	33,63	89,88	7,49
FEBRERO	21,94	88,10	31,05	82,04	6,83
MARZO	25,07	97,64	32,72	90,32	7,52
ABRIL	24,15	94,50	31,51	86,98	7,25
MAYO	25,67	97,64	33,30	91,08	7,59

JUNIO	24,81	94,53	31,94	87,92	7,32
JULIO	25,40	97,66	32,59	90,65	7,55
AGOSTO	24,79	97,72	31,68	89,43	7,45
SEPTIEMBRE	25,26	94,49	32,48	88,74	7,39
OCTUBRE	26,22	97,61	33,89	91,80	7,65
NOVIEMBRE	25,63	94,45	32,64	88,94	7,41
DICIEMBRE	28,57	97,45	35,77	94,11	7,84
TOTAL	301,21	1149,42	393,20	1071,90	89,28

Fuente: Planificación

5.3.5 Estadísticas SISDAT

Esta jefatura realiza la coordinación y seguimiento continuo con todas las áreas para que la información solicitada por la ARCONEL sea consignada mensualmente en los formularios preestablecidos.

Además esta jefatura es la responsable de generar la información mensual para:

- Compra de energía.
- Pérdidas de energía
- Déficit tarifario.
- Redes de media tensión. en lo concerniente a los parámetros técnicos de cada alimentador del sistema de distribución.

5.3.6 Balance de Energía

El balance energético también se lo prepara en término mensual y en forma dinámica, es reportado mensualmente.

Las pérdidas totales están dentro de los parámetros admitidos por la ARCONEL, las pérdidas para el año 2014 resultaron en 4.44% y para el año 2015 en 4.54%.

Año 2014 4.44%

Año 2015 4.54%

Desglose año 2015

MES	COMPRA	VENTA	PERDIDAS	PORC
ENERO	9,448,157.66	9,148,875.91	299,281.75	3.17%
FEBRERO	8,390,847.24	8,333,321.96	57,525.28	0.69%
MARZO	9,769,064.92	9,162,962.60	606,102.32	6.20%
ABRIL	7,808,367.76	7,383,878.97	424,488.79	5.44%
MAYO	9,556,159.56	8,969,298.87	586,860.69	6.14%
JUNIO	9,602,680.42	9,314,186.03	288,494.39	3.00%
JULIO	10,062,008.13	9,479,332.89	582,675.24	5.79%
AGOSTO	9,531,807.38	9,198,028.32	333,779.06	3.50%
SEPTIEMBRE	9,210,276.99	8,859,836.06	350,440.93	3.80%

OCTUBRE	9,851,277.01	9,274,160.60	577,116.41	5.86%
NOVIEMBRE	8,460,975.53	8,195,306.31	265,669.22	3.14%
DICIEMBRE	7,200,480.80	6,628,968.88	571,511.92	7.94%
TOTAL	108,892,103.39	103,948,157.40	4,943,945.99	4.54%

Fuente: Planificación

5.3.7 Perfiles de Carga de Alimentadores

Durante el año 2015, por causa de falla en el sistema de medición de la S/E1, no se dispone de lecturas en cabeceras de alimentadores en la S/E1, lo cual forzó para que se desarrolle un modelo matemático para la emulación de lecturas en cabeceras de alimentadores.

Son necesarias e imprescindibles estas bases de datos para ejecutar las simulaciones en el programa CYMDIST.

5.3.8 Control y liquidación mensual de las transferencias de energía en Mercado Eléctrico Mayorista

La liquidación mensual realizada en base de los reportes del CENACE y posteriormente modificados por los ajustes que se ejecutan sobre los montos iniciales, dio como resultado el siguiente cuadro resumen para las transacciones durante el año 2015 en el Mercado Eléctrico Mayorista.

MESES	TOTAL	Occasional	Continúa	SUBTOTAL CENACE	USD	USD	USD
					OTRO	CONTINUA	OTRO
Ene	9,448,157.66	965,948.90	8,482,208.76	511,777.56	90,503.15	386,461.33	34,813.08
Feb	8,390,847.25	684,943.90	7,705,903.35	441,603.52	59,718.09	346,586.07	35,299.37
Mar	9,769,064.94	1,286,452.96	8,482,611.98	561,675.54	103,788.57	423,022.38	34,864.59
Abr	7,808,367.75	665,502.74	7,142,865.01	378,649.46	47,990.84	295,334.80	35,323.82
May	9,556,159.58	418,280.51	9,137,879.07	423,121.80	52,063.35	335,425.42	35,633.03
Jun	9,602,680.41	294,903.54	9,307,776.87	430,001.64	36,203.39	358,271.31	35,526.93
Jul	10,062,008.13	467,502.58	9,594,505.55	443,829.45	62,336.11	346,001.94	35,491.40
Ago	9,531,807.40	854,954.59	8,676,852.81	490,689.13	84,262.23	371,120.41	35,306.49
Sep	9,210,276.98	910,984.07	8,299,292.91	533,639.87	104,507.44	392,823.54	36,308.89
Oct	9,851,277.17	832,242.33	9,019,034.84	552,326.31	86,035.97	429,922.92	36,367.42
Nov	8,460,975.52	858,136.27	7,602,839.25	524,584.50	85,667.86	403,001.09	35,915.54
Dic	7,200,480.82	716,277.31	6,484,203.51	466,479.17	71,387.05	366,148.62	28,943.51
SUMA	108,892,103.61	8,956,129.70	99,935,973.91	5,758,377.95	884,464.04	4,454,119.82	419,794.09

Fuente: Planificación

5.3.9 Modelación del Sistema de Subtransmisión y Distribución Primaria en el programa CYMDIST

Se ejecutó la modelación del nuevo sistema de subtransmisión y distribución Primaria, y en base de la actualización del sistema en el GIS, se ha ejecutado la actualización de las bases CYMDISAT respectiva mediante el uso de la interface GIS - CYMDIST.

En este proceso se coordina con personal de TIC's para la interpretación de errores luego del uso de la interface.

5.3.10 Plan de Inversiones

En coordinación con las direcciones y jefaturas se ha estructurado el plan de inversiones del año 2016, los que se muestran agrupados por tipo de proyecto en la siguiente tabla:



PLAN DE EXPANSIÓN 2016-2018

NOMBRE DEL PROYECTO	(USD)
Calidad	178,528
* DEPURACIÓN DE CATASTRO DE CLIENTES DE LA E.E.A. POR SECTORES, PARROQUIAS Y CANTONES.	28,000
* MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN.	150,528
Edif. y Estructuras	967,344
* ADQUISICIÓN DE TERRENO, CONSTRUCCIÓN Y REUBICACIÓN DE LAS BODEGAS DE LA EMPRESA ELECTRICA AZOGUES AL SECTOR SUR DE LA CIUDAD	967,344
Estudios	279,295
* ESTUDIOS Y DISEÑOS ELECTRICOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN EL AREA DE CONCESIÓN ZONA 1.	92,026
* ESTUDIOS Y DISEÑOS ELECTRICOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN EL AREA DE CONCESIÓN ZONA 2.	101,397
* ESTUDIOS Y DISEÑOS ELECTRICOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN EL AREA DE CONCESIÓN ZONA 3.	85,872
Expansión	921,809
* CONSTRUCCIÓN ALIMENTADOR COJITAMBO	368,088
* AMPLIACIONES Y EXTENSIONES DE RED 2016 DE LA E.E. A.	218,706
* ATENCIÓN DE SERVICIOS NUEVOS Y CAMBIO DE ACOMETIDAS Y/O MEDIDORES DENTRO DEL AREA DE SERVICIO.	335,014
Programa PEC	3,005,968
* INSTALACIÓN DE CIRCUITOS EXPRESOS EN EL AREA DE SERVICIO PLAN DE COCCIÓN EFICIENTE POR INDUCCIÓN.	3,005,968
Seguridad	145,000
* DISEÑO E INSTALACIÓN DE SISTEMAS CONTRA INCENDIOS PARA LA S/E AZOGUES1, CABINAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRANEO Y EDIFICIOS DE LA EMPRESA	145,000
SIGDE	128,856
* INCORPORACIÓN DE NUEVA TECNOLOGÍA PARA LA TOMA DE LECTURAS DE FACTURACIÓN EN LA EEA.	29,176
* MEJORA DE COMUNICACIÓN ENTRE LA EMPRESA Y CLIENTE	49,280
* REVISIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN EN EL AREA DE SERVICIO DE LA EEA.	50,400
Reforzamiento de Redes	1,866,434
* REFORZAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCION PAMPACRESPO.	84,908
* REFORZAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCION YOLON.	89,905
* REFORZAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCION BORMA	108,655
* REFORZAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCION AMAPUNGO	75,210
* REFORZAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCION LA CALDERA	256,678
* REPOTENCIACIÓN DE TRANSFORMADORES Y CAMBIO DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES EN EL ÁREA DE SERVICIO	1,251,078
Total general	7,493,233

5.3.11 Estudio de Costos 2016

Dentro de este proceso se estructuró las proyecciones enlistadas abajo y se solicitó a la ARCONEL la asignación para el costo propio

- Proyección de Magnitudes Físicas. Clientes, energía y potencia.
- Proyección Económica.
- Proyectos de calidad y Gestión Socio Ambiental

La asignación obtenida es detallada a continuación:

- **Servicio Eléctrico**

Para el Costo de Administración Operación, Mantenimiento y Comercialización	USD 4,360,392.00
Para el Costo de Calidad Gestión Socio-Ambiental	USD 1,824,966.51
TOTAL	USD 6,185,358.51

- **Servicio de Alumbrado Público General**

Para el Costo de Energía	USD 497,010
Para el Costo de Administración Operación, Mantenimiento	USD 234,332
Para el Costo de Calidad	USD 99,806
Para el Costo de Expansión	USD 435,452
TOTAL	USD 1,266,599

5.3.12 Levantamiento de Procesos

El número de procesos implementados a diciembre de 2015 suman seis, esto implica en términos porcentuales el 15% de los procesos identificados que suman cuarenta.

6 GESTIÓN DE ASESORIA JURÍDICA

La Empresa Eléctrica Azogues C.A., considera dentro de su ordenamiento Administrativo al Departamento de Asesoría Jurídica, como un ente consultivo en el plano legal. Esta se encarga de brindar la información y asesoría jurídica a quienes como funcionarios o trabajadores lo necesita de ella, para la resolución de asuntos que tienen que ver con la aplicación de las leyes normativas y reglamentos en las materias del derecho, actividades que están claramente expuestas en el manual de funciones vigente en la Compañía. Es así que enmarcado en el antecedente expuesto esta unidad ha realizado absoluciones jurídicas que han sido propiciadas por los Directores Departamentales tanto en el plano administrativo como en el laboral, como también en el plano legal, se ha hecho varias consultas al Ministerio del trabajo que han permitido viabilizar de mejor manera los derechos de los trabajadores como de los funcionarios, con el propósito de que exista una mejor relación y una mejor convivencia institucional.

Se ha resuelto varios reclamos administrativos en coordinación con los directores departamentales, en especial con el Técnico, y el Comercial, con la emisión de criterios apegados a las resoluciones emitidas desde el MEER, entre otras actividades.

DURANTE EL AÑO 2014, Y PRIMER SEMESTRE DEL AÑO 2015, ACTIVIDADES DE ASESORIA HAN SIDO LAS SIGUIENTES.

CONTRATOS

2014	2015	DESCRIPCIÓN
45	14	MEDIANTE MODALIDADES DE CONTRATACIÓN PÚBLICA
42	24	MODALIDADES DE CONTRATOS DE TRABAJO
8	8	CONVENIOS
5		CONTRATOS DE PUBLICIDAD
2		CONTRATOS DE ARRENDAMIENTO
7		ADENDUMS DE CONTRATOS
10	3	CONTRATOS Y CONVENIOS CON OTRAS ENTIDADES SIN NÚMERO
38		CONTRATOS DEL BID OBRAS Y FISCALIZACIÓN
20	6	ACTAS DE FINIQUITOS
177	55	TOTAL

Fuente: Asesoría Jurídica

PROCESOS ANTE EL DEFENSOR DEL PUEBLO AÑOS 2014 Y PRIMER SEMESTRE 2015:

Reclamo señora Karina Gálvez Garate (resuelto)

Reclamo Colegio Andrés Guitave (resuelto)

Reclamo Quezada Lola Raquel (resuelto)

Reclamo Peralta Luna Marcelo (resuelto)

Reclamo Sra. Nancy Yauri Tito (resuelto)

Reclamo Sr. Diego Armando Gómez (En trámite)

Reclamo Sra. Blanca Sara Abad (En trámite)

Reclamo Sr. Luis Bravo Rivas (En trámite)

PROCESOS ANTE EL MINISTERIO DEL TRABAJO AÑOS 2014 Y PRIMER SEMESTRE 2015

Mediación laboral propuesto por Sr. Rodrigo Dután (resuelto)

Mediación laboral propuesto por el Comité EMEL. (resuelto)

Solicitud desahucio propuesto por Ing. Efraín Alvarado (resuelto)

Negociación Décimo Noveno Contrato Colectivo (resuelto)

PROCESOS ANTE JUZGADOS - MINISTERIO PÚBLICO 2014 Y PRIMER SEMESTRE 2015:

Inspección judicial en contra de Remache Josué (resuelto)

Denuncia por robo de postes (archivado definitivamente por no haber indicios)

Reclamo Quezada Lola Raquel (resuelto)

Reclamo Ing. Marcelo Peralta (resuelto)

Reclamo Colegio Andrés Guritave (declarado abandonado la denuncia).

Asesoría Jurídica, coordina el trabajo con la Asesoría Legal Externa, y se emite los respectivos informes para el trámite de los pagos por los servicios prestados.

La documentación de sustento del presente informe para cualquier verificación se encuentra en los archivos de Asesoría Jurídica.

7 GESTIÓN DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

A objeto de aplicar la normativa vigente tanto en el tema de Seguridad y Salud Ocupacional así como las normas ambientales, en el año 2015, con la preparación del Plan Anual de Actividades, se buscó incluir las actividades más relevantes y que dan mayor valor al servicio que presta la Empresa, otro aspecto al que se orientaron las labores es a mejorar los índices de gestión en cuanto a la reducción de la accidentabilidad laboral, capacitación, mejoramiento de las condiciones de los espacios físicos, así como incrementar los niveles de cumplimiento en lo relacionado con las observaciones señaladas en las auditorías ambientales.

7.1 OBJETIVOS PROPUESTOS.

7.1.1 GENERAL

Prevenir los accidentes laborales y preparar al personal para hacer frente a los eventos naturales que pueden generarse, propendiendo a que en caso de ocurrencia estos generen el menor daño posible al personal, con ello se busca fortalecer el conocimiento, el adiestramiento, el análisis de las condiciones y en buen estado de sitios de trabajo, así como la provisión de herramientas y equipos apropiados al trabajo que desarrollen, buscando una interacción sana con el medio ambiente.

7.1.2 ESPECÍFICO

- Promover la prevención de accidentes laborales y control de riesgos de trabajo.
- Realizar el análisis de la Seguridad en las diferentes tareas que se desarrollan dentro de la institución.
- Desarrollar y socializar el Plan de Emergencias.
- Contribuir con la preservación del medio ambiente
- Ejercer una presencia activa en los diversos trabajos que desarrolla la Empresa.
- Mantener en las mejores condiciones los puestos de trabajo e instalaciones sanitarias.
- Continuar con el diagnóstico de las condiciones de salud del personal e identificar fuentes de riesgo para desarrollar enfermedades ocupacionales.
- Incorporar actividades basadas en la normativa legal vigente para Seguridad, Salud y Medio Ambiente

7.2 CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

Con el detalle de las actividades que se ejecutaron y se describen a continuación podemos determinar que los objetivos específicos se cumplieron en un 80%, clasificado de la siguiente manera.

7.2.1 Gestión de la Seguridad y Salud.

En este aspecto se incluyen las actividades orientadas a mejorar la satisfacción del cliente interno, mediante:

- El equipamiento de personal, en el que se adquirieron los equipos y herramientas apropiados para cada actividad, de lo propuesto en el POA, se adquirieron: equipos y herramientas menores por un monto de USD 22893.08, de un total planificado de USD 47098.00, lo cual representa un 48.67% de ejecución, sin embargo es necesario notar que existió en el momento de la aprobación recortes a los presupuestos solicitados, lo cual limitó que la actividad se cumpla a un 100%.
- Para la elaboración del plan de emergencia se planteó para incluirse en el presupuesto un valor de USD 30000.00, pero no se incluyó monto alguno. La actividad sin embargo se desarrolló siguiendo los lineamientos planteados por el MEER y Gestión de Riesgos del CONELEC, es así que el plan de emergencia se presentó en el mes de junio en el CONELEC, al no haber recibido notificación para correcciones, el documento se socializará en el año 2016.
- Para la implementación del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo se planteó la inclusión de USD 26500.00, este monto se incluyó en el presupuesto pero se hizo constar la informatización del mismo, situación que limitó la ejecución debido a que se enmendó el error en el mes de diciembre con la reforma al presupuesto. Sin embargo de ello se continuó desarrollando planes, procedimientos, registros que son documentos válidos dentro del sistema de gestión, entre ellos tenemos: Plan y programa de vigilancia de la salud, procedimiento para trabajos en líneas y redes sin tensión, Procedimiento para trabajos en posiciones forzadas, procedimiento para evaluación de riesgos, procedimiento para inspecciones de trabajo, entre otros.
- Se elaboraron los TDRs, se realizó la selección y se concluyó el proceso de contratación del servicio de limpieza por un monto aproximado de USD 6480.00.
- Se elaboraron los TDRs, se realizó la selección y se concluyó la adquisición de suministros de aseo y limpieza por un monto de USD 2250.00.
- Se elaboraron los TDRs, se realizó la selección y se concluyó el proceso de contratación del servicio de recarga de extintores por un monto de USD 500.00.
- Se elaboraron los TDRs, se realizó la selección y se concluyó el proceso de contratación del mantenimiento de la cubierta de la bodega 3 en Tabacay, por un monto de USD 4648.00.
- Se elaboraron los TDRs, se realizó la selección y se concluyó el proceso de contratación del mantenimiento del parte del alcantarillado interno en Tabacay, por un monto de USD 6524.67.
- Conjuntamente con Talento Humano y el área Médica se realizó el examen médico periódico al personal de la Empresa, de donde el resultado será puesto a conocimiento de todas las áreas.
- Se procedió con la recepción de la actualización y registro del Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo, por un monto de USD 3696.00.

- Para reposición oportuna de los equipos de protección y herramientas del personal se elaboraron 343 solicitudes a bodega, tanto para compra, reposición, mantenimiento de instalaciones, etc.
- Las inspecciones de seguridad se realizaron de manera periódica en las mañanas con el personal, y en actividades de riesgo mayor tales como mantenimiento de alimentadores, línea de subtransmisión, accidentes de tránsito que afectaron a las instalaciones de la Empresa.

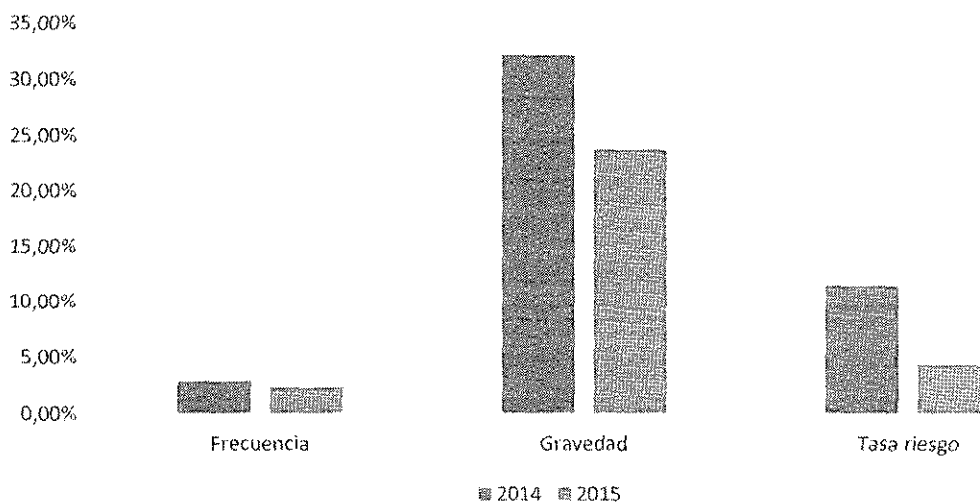
7.2.2 Gestión de investigación.

- Se elaboró el análisis ergonómico a las actividades que desarrollan los Linieros, esto con el objeto de conocer si las tareas diarias estaban generando enfermedades ocupacionales aparecidas en el personal que se desempeña en el cargo señalado.
- Se realizó la investigación de 5 accidentes de trabajo suscitados durante el año 2015, se elaboraron los informes respectivos y se presentaron en Riesgos del Trabajo de IESS para el registro dentro del periodo de 10 días laborables que señala la Resolución CD 390 del IESS.
- Se investigaron 2 incidentes laborales suscitados con el personal mientras cumplían tareas de mantenimiento en el sector rural de Huangras.

Como resultado de la gestión se han logrado reducir los índices de frecuencia y gravedad de los accidentes ocurridos en el año 2015 con relación al año inmediato anterior, los datos son:

Año	Índice de Frecuencia	Índice de Gravedad	Tasa riesgo	Días perdidos
2014	2,80%	32,16%	11,50%	69,00
2015	2,28%	23,75%	4,33%	52,00

Indices Reactivos (Res. CD 390 años 2014-2015)



Fuente: Asesoría Jurídica

7.2.3 Gestión de capacitación.

- Conjuntamente con el área de Talento Humano se coordinó y ejecutó las visitas técnicas a la central de generación hidroeléctrica Alazán de la Unidad de Negocio Hidroazogues EP, participaron 150 colaboradores entre funcionarios y trabajadores de la Empresa.
- Con el apoyo del Cuerpo de Bomberos Voluntarios de Azogues, se procedió en el mes de febrero de 2015 a capacitar al personal (88 asistentes) durante 2 días, en primeros auxilios y rescate de accidentados en edificios y vehículos.
- Conjuntamente con las áreas involucradas (operación, mantenimiento y bodega) se asistió al curso de capacitación impartidos por personal del proyecto SNIS manejo responsable de PCB's.

7.2.4 Gestión ambiental.

- Se recibió el trabajo de consultoría contratado en el año 2014, para el levantamiento catastral de los terrenos afectados por el paso de la línea de subtransmisión a 69 KV., S/E Cuenca – Azogues – Guapán, paso previo a la imposición de servidumbre de la mencionada línea, el valor del trabajo fue de lo cual representó para la Empresa un valor de USD 26308.00.
- Se elaboraron los TDRs, se realizó la contratación y se concluyó con la auditoría ambiental consolidada al 31 de diciembre de 2014, lo cual dejó notar un avance en el cumplimiento de no conformidades y por consiguiente en la gestión del medio ambiente, el costo del trabajo fue de USD 12544.00.

GRADO DE CUMPLIMIENTO DEL PLAN DE ACCIÓN POR LA AUDITORIA 2014 (tabla 1)

PERIODO	AAI 2011		AAI 2012		AAI 2013		AAI 2014	
C	35	41%	27	31%	16	18%	39	44%
nc-	21	24%	18	20%	30	34%	20	22%
NC+	9	10%	32	36%	24	27%	12	13%
NUEVOS (*)	11	13%	2	2%	0	0%	0	0%
NO APLICA	10	12%	9	10%	18	20%	18	20%
TOTAL	86	100%	88	100%	88	100%	89	100%

Tabla: 1

C = conformidades.

nc- = No conformidades menores, subsanables con gestión, requiere de pequeña cantidad de recursos económicos.

NC+ = No conformidades mayores, subsanables con gestión, requiere de gran cantidad de recursos económicos.

Nuevos (*) Se refiere a nuevas recomendaciones planteadas en la Auditoría previa, a ser observadas e implementadas para el siguiente periodo. Elaboración: Equipo Auditor. Agosto 2014

- Se elaboraron los TDRs, se realizó la contratación de la toma de muestras y caracterización de PCBs en aceite dieléctrico de los transformadores instalados en el sistema de distribución, 370 pruebas y 150 registros de datos de trafos nuevos, con ello se tendrán alrededor de 950 transformadores caracterizados representado un 57% del total de equipos de propiedad de la Empresa, existiendo el compromiso de que en el año 2016 se tenga al menos el 80% de equipos caracterizados.

- Se realizó el seguimiento de la aplicación de los requerimientos formulados por el ARCONEL para la gestión socioambiental de los proyectos BID I, CAF, de lo cual se presentó un reporte previo en el mes de diciembre de 2015 al MEER.
- Se realizó la socialización del EIAD de la variante de la línea de distribución a 69 KV., con los pobladores de los sectores El Cisne y La Merced de la Parroquia Ricaurte, y; San Pedro y La Playa de la Parroquia Llacao, pertenecientes al cantón Cuenca, cuya longitud de la variante es de 3,4 Km.

En el ámbito de la planificación, se elaboró el proyecto integral para reubicación de las bodegas de la Empresa (adquisición de terrenos y construcción de la nueva edificación), así como para la implementación de sistemas contra incendios en las dependencias de la Empresa, subestación Azogues 1 y cabinas del sistema de distribución subterráneo, documentos que reposa en los archivos del ARCONEL.

Se participó durante todas la etapas de elaboración del Plan Estratégico de la Empresa para los años 2015 – 2017.

Es cuanto puedo informar de las actividades cumplidas durante el año 2015 por Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente.

8 GESTION AUDITORIA INTERNA

8.1 ANTECEDENTES

La Junta General Extraordinaria de Accionistas, mediante Resolución Nro. 004-2015 de 20 de enero de 2015, conoció y aprobó el Plan Anual de Actividades de Auditoria Interna, para el ejercicio económico 2015.

De conformidad al artículo Vigésimo Quinto literal k) del Estatuto Social y Norma Especifica de Auditoria número 2 del Manual de Auditoria para Empresas Eléctricas del País, Auditoria Interna, presenta para conocimiento y aprobación de los Organismos Directivos de la Compañía, las funciones y actividades cumplidas, en el período comprendido entre el veinte de enero de dos mil quince y el 31 de enero de dos mil diez y seis.

En sujeción al Plan Anual de Actividades para el año 2015, se realizó Exámenes Especiales: Financieros, Operativos; y, Técnicos, determinándose, como resultados hechos y/o situaciones, que de manera oportuna fueron comunicadas a los Organismos Directivos y Gerencia.

También, se efectuaron evaluaciones a actividades, rubros y áreas de la Empresa, así mismo, fueron atendidas las consultas efectuadas por la Administración y sus Departamentos.

Es importante, indicar que los informes elaborados por Auditoria Interna, básicamente, son para mejorar el sistema de control interno; y, para que se dé cumplimiento a las disposiciones legales, reglamentarias y más normatividad vigente.

8.2 OBJETIVOS DE LAS ACTIVIDADES CUMPLIDAS

Las Normas de Auditoria Generalmente Aceptadas, que rige para la ejecución de labores de Auditoria, establece que:

“La Auditoria y/o Exámenes Especiales, se efectuará con la finalidad de determinar el grado con la que la Empresa y sus servidores han cumplido adecuadamente con los deberes y obligaciones que les han sido asignadas; si las funciones se han ejecutado de una manera eficiente, efectiva y económica, si los objetivos y metas han sido logrados y si la información gerencial producida es correcta y confiable”.

Por tanto, la finalidad de efectuar, Exámenes Especiales, Carta a Gerencia y otras actividades afines, es para que la Administración y sus Departamentos, apliquen las recomendaciones formuladas por Auditoría Interna, con el propósito de desarrollar una mejor gestión para la Empresa, mismas que son resultado de las situaciones encontradas, en la realización de cada acción de control planificada.

El trabajo de Auditoría Interna, de acuerdo a las actividades que desarrolla la Empresa y sus Departamentos, durante el ejercicio económico 2015, consistió en:

- 1.- Evaluar el Sistema de Control Interno administrativo y financiero, a fin de determinar su grado de solidez y eficiencia.
- 2.- Establecer el nivel de observación de normas, políticas, procedimientos; y, más disposiciones legales y reglamentarias, por parte de sus Servidores y Trabajadores.
- 3.- Determinar que las operaciones y transacciones administrativas, financieras y técnicas, sean confiables y oportunas.
- 4.- Revisar y analizar los aspectos administrativos y financieros, para respaldar los criterios, requeridos por los Servidores y Directivos de la Empresa.
- 5.- Determinar la razonabilidad, propiedad y legalidad de los saldos contables, de las Cuentas motivo de examen.

8.3 ALCANCE DE LA EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE CONTROL.

Al 31 de diciembre del 2015, las actividades planificadas y tramitadas son las siguientes:

ACTIVIDADES	NRO.	%
Planificadas y Tramitadas	6	100
En ejecución	1	70
	-----	-----
SUMAN:	7	95,71

Fuente: Auditoría Interna

A continuación, se describe las actividades desarrolladas por Auditoría Interna:

ORDEN	TIPO DE ACTIVIDAD	AREA EXAMINADA	%	ATENDIDO
01	Examen Financiero-Gestión	A varias Cuentas de Activo y Pasivo	100	Plan Anual
02	Examen Gestión	Al cumplimiento de Resolución Directorio y Junta	100	Plan Anual
03	Examen Financiero-Técnico	Al PLANREP Recursos del Estado	100	Plan Anual
04	Examen Gestión	Al seguimiento de recomendaciones	100	Plan Anual
05	Examen Financiero-Técnico	Al PMD 2014 Recursos del Estado	100	Plan Anual
06	Examen Financiero-Técnico	Al Programa BID I 2014	100	Plan Anual
07	Examen Financiero-Técnico	Proyectos de Calidad 2013 y 2014	70	Plan Anual

Fuente: Auditoría Interna

Las actividades, han sido cumplidas y tramitadas en el 95,71%, a través de las cuáles, se emitieron recomendaciones, que en su ámbito de aplicación e implementación por parte de la Administración, ha servido para mejorar la gestión de la Empresa.

8.4 SÍNTESIS DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS

Es necesario, sintetizar el trabajo desarrollado en el transcurso del ejercicio económico 2015, y el grado de cumplimiento de las recomendaciones.

8.4.1 EXAMEN ESPECIAL A LAS CUENTAS CAJA GENERAL, CUENTAS POR COBRAR CLIENTES-CONSUMIDORES; Y, OTRAS CUENTAS POR COBRAR OTROS SERVICIOS.

El Examen Especial A las Cuentas, Caja General, Bancos Cuenta por Cobrar

Clientes-Consumidores; y, Otras Cuentas Por Cobrar Otros Servicios, se realizó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2015, por el período comprendido entre el 01.01.2014 al 31.03.2014.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Evaluar el grado de efectividad del control interno relacionado con los procedimientos utilizados en las transacciones y en los registros de Contabilidad.
- Establecer la legalidad, propiedad y exactitud de los desembolsos realizados por la Empresa.
- Determinar la razonabilidad de los saldos de estas Cuentas

Como resultado del examen, se emitieron recomendaciones, las mismas que del seguimiento y evaluación efectuada, se estableció que fueron aplicadas el 100%.

8.4.2 EXAMEN ESPECIAL AL CUMPLIMIENTO DE RESOLUCIONES EMITIDAS POR EL DIRECTORIO Y JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS DE LA EMPRESA.

El Examen Especial: Al Cumplimiento de Resoluciones emitidas por la Junta General de Accionistas y Directorio de la Empresa, se realizó en sujeción al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2015, por el período comprendido entre el 01.01.2014 al 31.12.2014.

Los Objetivos principales que se consideraron, son los siguientes:

- Evaluar el grado de cumplimiento de las Resoluciones formuladas por los Organismos Directivos y Control de la Empresa.
- Intervenir en forma directa en cada área de la Empresa, a fin de asesorar en la aplicación e implementación de las Resoluciones respectivas.

Las resoluciones emitidas por la Junta General y Directorio, han sido cumplidas en el 100%. Situación que ha permitido mejorar las actividades e índices de gestión de la Empresa.

8.4.3 EXAMEN ESPECIAL AL PLANREP 2014 FINANCIADO CON RECURSOS DEL ESTADO.

El Examen Especial: Al PLANREP 2014 Financiado con Recursos del Estado, se efectuó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2015, por el período comprendido entre el 30.06.2013 y 31.05.2015.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Establecer el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, aplicables al PLANREP con recursos del Estado.
- Verificar que los valores económicos del PLANREP, por concepto de desembolsos recibidos, hayan sido utilizados en cada proyecto; y, registrados contablemente en forma oportuna y correcta.

Como resultado del examen, se emitieron recomendaciones, las mismas que del seguimiento y evaluación efectuada, se determinó que fueron cumplidas en el 100.

8.4.4 EXAMEN ESPECIAL A LA EVALUACIÓN, APLICACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LAS RECOMENDACIONES FORMULADAS POR AUDITORÍA INTERNA, AUDITORÍA EXTERNA, COMISARIO; Y, CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO.

El Examen Especial: A la Evaluación, Aplicación e Implementación de Recomendaciones Formuladas por Auditoría Interna, Auditoría Externa, Comisario; y, Contraloría General del Estado. Se realizó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades año 2015 por el período comprendido entre el 01.01.2014 al 31.12.2014.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Evaluar el grado de aplicación e implementación de las recomendaciones dadas por Auditoría Interna, Auditoría Externa, Comisario; y, Contraloría General del Estado.
- Proponer mecanismos y procedimientos de aplicación de las recomendaciones en referencia.
- Participar en forma directa en cada área de la Empresa, con el propósito de asesorar en la aplicación e implementación de las recomendaciones formuladas.

Como resultado del examen, se emitieron recomendaciones, las mismas que del seguimiento y evaluación efectuada, se determinó que fueron aplicadas el 100%.

8.4.5 EXAMEN ESPECIAL A LA EJECUCIÓN DEL PMD 2014 FINANCIADO CON RECURSOS DEL ESTADO.

El Examen Especial: A la Ejecución del PMD 2014 Financiado con Recursos del Estado, se efectuó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2015, por el periodo comprendido entre el 30.06.2013 al 31.05.2015.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Determinar el cumplimiento de las disposiciones legales, normativas y reglamentarias aplicables para los Planes de Inversión con Recursos del Estado.
- Verificar que los valores económicos de los Planes de Inversión con Recursos del Estado, por concepto de desembolsos recibidos, hayan sido utilizados en cada proyecto; y, registrados contablemente en forma oportuna y correcta.

Como resultado del examen, se emitieron recomendaciones, las mismas que del seguimiento y evaluación efectuada, se estableció que fueron aplicadas el 100%.

8.4.6 EXAMEN ESPECIAL A LA EJECUCIÓN DEL PMD 2014 FINANCIADO CON RECURSOS DEL BID

El Examen Especial: A la Ejecución del PMD 2014 Financiado con Recursos del BID, se realizó en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2015, por el periodo comprendido entre el 30.06.2013 al 31.05.2015.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Verificar que la programación, ejecución y liquidación del Programa BID I 2014, cumpla con la normativa y disposiciones legales emitidas por los organismos reguladores del BID.
- Determinar la legalidad, veracidad, propiedad; y, oportunidad de la documentación y registros que respaldan la utilización de los Recursos BID.
- Comprobar que los proyectos ejecutados con recursos del BID I 2014, cumplan con los diseños, especificaciones técnicas y plazos previstos contractualmente; así como, el impacto social que la misma ha generado; y, sean registrados contablemente en forma oportuna y correcta.

Como resultado del examen, se emitieron recomendaciones, las mismas que del seguimiento y evaluación efectuada, se estableció que serán aplicadas en el presente ejercicio económico, por cuanto, fue tramitado el respectivo informe el 29 de enero de 2016.

8.4.7 EXAMEN ESPECIAL A LOS PROYECTOS DE CALIDAD DEL SERVICIO AÑOS 2013 Y 2014.

El Examen Especial: A los Proyectos de Calidad del Servicio años 2013 y 2014, se está realizando en cumplimiento al Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna para el año 2015, por el periodo comprendido entre el 01.01.2013 al 31.12.2014.

Entre los objetivos principales, se consideraron los siguientes:

- Determinar el cumplimiento de las disposiciones legales, normativas y reglamentarias, aplicables para los Proyectos de Calidad del Servicio, con recursos de la Empresa.

- Verificar que los valores económicos, hayan sido utilizados en cada Proyecto; y, registros contablemente en forma oportuna y correcta.

Como resultado del examen, se emitirán recomendaciones, las mismas que serán evaluadas, su cumplimiento en el presente ejercicio económico.

8.5 ÁREAS EXAMINADAS

De conformidad a las disposiciones legales y políticas, establecidas para Auditoría Interna, la acción de control, está orientada, básicamente a la ejecución de Exámenes Financieros, Técnicos y Operativos de los diferentes rubros y áreas, consideradas en el Plan Anual de Actividades para el año 2015, examinando sus procedimientos, con el propósito de mejorar los sistemas y prácticas vigentes, así como, para optimizar la utilización de los recursos humanos, financieros y materiales.

8.6 OTRAS ACTIVIDADES CUMPLIDAS POR AUDITORIA INTERNA

Además de las actividades que constan en el Plan Anual de Trabajo para el año 2015, se han cumplido entre otras las siguientes:

- Informe de evaluación de cumplimiento del Plan Anual de Actividades para el año 2014.
- Presentación de informes solicitados por la Gerencia
- Asesoramiento y absolución de consultas en forma permanente a la Administración de la Empresa.
- Se mantuvieron reuniones de trabajo con las áreas Financiera, Comercial, Técnica y Legal, a las que se brindó el asesoramiento respectivo.
- Se mantuvieron sesiones de trabajo con el Comisario, Auditor Externo de la Contraloría General del Estado.
- Se participó en sesiones del Comité de Coordinación Administrativa
- Participación en reuniones y asesoramiento en los procesos CAF
- Participación en reuniones y asesoramiento en los procesos AFD
- Participación en reuniones y asesoramiento en los procesos BID II nacional e internacional.
- Participación en reuniones y asesoramiento en la elaboración del Plan Estratégico
- Participación en reuniones y asesoramiento en la elaboración del expediente para la transición a Empresa Pública.
- Se participó en sesiones de Directorio y Junta General de Accionistas

8.7 DESTINO DE LOS INFORMES

Los informes de Auditoría, Exámenes Especiales y Carta Gerencia elaborados en el año 2015, fueron puestos en conocimiento de la Administración y Organismos Directivos, los mismos que contienen recomendaciones orientadas a las diferentes áreas y dependencias de la Empresa, para su aplicación e implementación, con la finalidad de corregir las desviaciones encontradas, y mejorar el control interno administrativo, operativo, financiero; y, técnico.

8.8 BASE LEGAL

Los informes de Auditoría y las demás actividades cumplidas, se efectuaron considerando lo estipulado en el artículo Vigésimo Quinto del Estatuto Social de la Empresa, Normas Técnicas de Control Interno, Manual de Auditoría, Reglamentos, Procedimientos, y más disposiciones legales relacionadas.

8.9 CRITERIO

En base al Plan Anual de Trabajo para el año 2015, las actividades desarrolladas en las áreas y rubros examinados en su conjunto, permitieron establecer que la Empresa mantiene un Sistema de Control Interno aceptable.

8.10 CONCLUSIÓN

Auditoría Interna, de acuerdo a las funciones y obligaciones, determinadas en el Estatuto Social de la Empresa y Manual de Auditoría para Empresas Eléctricas del País, ha propuesto objetivos principales y específicos, que se resumen en: Evaluación de la gestión empresarial administrativa, financiera; y, técnica, mediante la realización de Exámenes Especiales de las áreas y cuentas consideradas, en el Plan Anual de Trabajo para el ejercicio económico 2015.

Como resultado de los Exámenes, se han preparado informes con comentarios, conclusiones y recomendaciones, los que tienen como propósito la corrección de las desviaciones encontradas; y, el mejoramiento de las actividades de la Empresa.

En consecuencia, se ha cumplido el 95,71% lo planificado y programado por Auditoría Interna para el año 2015, sin embargo, es importante manifestar, que durante el ejercicio económico en mención, se ha cumplido otras actividades relevantes en beneficio de la Empresa, los resultados a obtenerse del trabajo efectuado por el Nivel de Control, luego de la aplicación e implementación de las recomendaciones emitidas, permitirán mejorar los índices de gestión de la Empresa; y, optimizar los recursos en la consecución de los objetivos y metas.

9 GESTIÓN TALENTO HUMANO

La Jefatura de Talento Humano, cumpliendo las disposiciones emitidas por la Gerencia de la Empresa, según memorando N° EEA-GG-2016-0560-M, dentro del marco normativo vigente como es la Ley Orgánica de Empresas Públicas, Código de Trabajo, Reglamento Interno, presenta su informe de gestión, en apego a la planificación estratégica Institucional.

Objetivo.- Lograr una gestión eficiente en el ámbito de la Administración del Talento Humano, mediante la aplicación de la normativa vigente, administrar los recursos de forma adecuada en coordinación con la Dirección Financiera, y Gerencia.

Acciones:

El área de Talento Humano de la Empresa Eléctrica Azogues, tiene bajo su responsabilidad el manejo del recurso humano como una de las principales tareas, elaboración del rol de pagos, liquidación de contratos, comisiones, pago de aportes al IESS, pagos servicios generales, la dotación de uniformes, ropa de protección para épocas de lluvias y frío, capacitación y otros, además realiza el control de vehículos tanto en lo que se relaciona con mantenimiento preventivo y correctivo, dirige todos los procesos de adquisiciones de accesorios y partes de los vehículos, los trabajos de latonería, pintura y reparación de motores y demás partes del parque automotor de la Empresa.

En forma similar se encarga del mantenimiento de los edificios y oficinas buscando mantener las instalaciones físicas y sanitarias en las mejores condiciones para que las tareas diarias se desarrollen eficientemente.

De igual manera, la Jefatura de Talento Humano, se encarga de contratar todo lo relacionado con la póliza de seguros ramos generales, seguridad privada, y servicios diversos.

9.1 Distributivo de sueldos

Para el ejercicio Económico 2015, se cumplió en su totalidad el pago de sueldos y salarios a todo el personal de la Empresa, información que fue reportada al SISDAT, mensualmente, según el siguiente detalle.

SUELDOS PAGADOS AÑO 2015						
MESES	VALOR TOTAL MENSUAL ESTABLE	VALOR TOTAL CONTRATADOS	Nº PERSONAL ESTABLE	Nº PERSONAL CONTRATADO	SUELDO MENSUAL PROMEDIO	SUELDO PROMEDIO CONTRATADOS
ENERO	263.212,15	4.368,25	132,00	12,00	1.994,03	364,02
FEBRERO	259.764,14	8.964,00	133,00	12,00	1.953,11	747,00
MARZO	254.227,56	10.912,63	131,00	14,00	1.940,67	779,47
ABRIL	253.343,70	10.788,61	131,00	14,00	1.933,92	770,62
MAYO	233.859,36	10.937,84	129,00	14,00	1.812,86	781,27
JUNIO	243.784,71	13.929,03	129,00	19,00	1.889,80	733,11
JULIO	244.008,22	18.774,18	130,00	24,00	1.876,99	782,26
AGOSTO	237.032,33	24.085,54	130,00	29,00	1.823,33	830,54
SEPTIEMBRE	245.127,56	22.672,42	130,00	25,00	1.885,60	906,90
OCTUBRE	227.933,24	22.672,42	130,00	25,00	1.753,33	906,90
NOVIEMBRE	248.466,76	22.672,42	130,00	25,00	1.911,28	906,90
DICIEMBRE	234.154,30	22.672,42	130,00	25,00	1.801,19	906,90
SUBTOTAL	2.944.914,03	193.449,76				
TOTAL		3.138.363,79				

9.2 Gestión del Recurso humano

En esta etapa se cumplieron las actividades orientadas a la provisión de ropa de trabajo a todo el personal de la Empresa, esto en concordancia con la función que cumple dentro de la organización, en forma similar se dotó de ropa apropiada para la estación lluviosa, que consiste en impermeables y calzado, actividad cumplida en un 100%.

La capacitación en temas básicamente relacionados con la seguridad y salud del personal, así como en temas de gestión ambiental y otros que se encuentran relacionados con la actividad que realizan en la Empresa.

9.3 Gestión del parque automotor

En este punto lo que se pretendió es anticipar criterios en base a datos referenciales y estadísticas de los trabajos que deben desarrollarse en el transcurso del 2015, producto del mantenimiento preventivo de los vehículos que son parte de la Empresa y cuya finalidad es mantenerlos en las mejores condiciones de funcionamiento para que de esta manera garanticen la integridad de quienes están a cargo de los mismos así como de quienes diariamente son transportados hacia sus diferentes sitios de trabajo, en el año 2015, se trabajó con 32 vehículos que se encontraron operativos el detalle es el siguiente:

Fuente: Recursos Humanos

9.4 Gestión de alimentación, subsistencias y otros

Dentro de este aspecto se ha contemplado lo que se relaciona con el servicio del LUNCH que la Empresa viene proporcionando a sus servidores, para los trabajadores, se les cancela USD. 4,00, diarios para el servicio de alimentación (almuerzos).

9.5 Gestión pago arriendos y otros

En lo que se refiere al pago de arriendos, la Jefatura a presupuestado el pago de arriendos del Centro Comercial Caracol, Centro Comercial Bartolomé Serrano, Centro de recaudación Déleg, bodega de postes, pago de servicios básicos, aportes al IESS, entre otros, pagos que se han cumplido en un 100%.

9.6 Gestión Seguros Ramos Generales, y Seguro de vida Trabajadores

La Empresa Eléctrica contrató con Seguros Sucre, todo el paquete de pólizas ramos generales, para el año 2015, con vigencia desde el 01 de febrero 2014, al 01 de febrero de 2016, de igual manera se contrató la póliza de vida de los Trabajadores amparados por el Contrato Colectivo con la Aseguradora Equivida, gestión cumplida en su totalidad. 100%.

9.7 Contratos legalizados año 2015

Empresa Eléctrica Azogues, en el año 2015 celebro 45 contratos detallados de la siguiente manera.

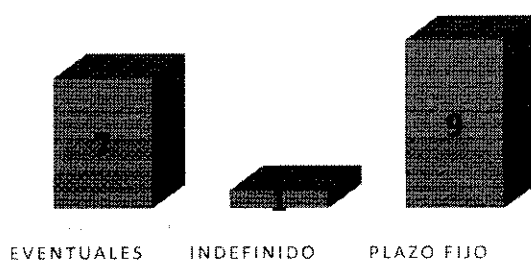
- Bajo la normativa del Código de Trabajo se celebraron 17 contratos, de los cuales 7 fueron eventuales, 9 a plazo fijo, y un contrato indefinido.

TIPO	TRANSMISION	COMBUSTIBLE	PASAJEROS	TONELAJE	MOTOR	CHASIS	PLACA	AÑO	ETAPA
JEP	SIMPLE	GASOLINA	5	0,75 T	G6EA6A644352	KMHSG81DP70071528	UBX0579	2007	ADMINISTRACION
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	1,00 T	6CD1220400	8LBDF2B550211826	UBW0680	2005	CLIENTES
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	2,00 T	6VD1220390	8LBDF2B450211820	UBW0678	2005	CONSTRUCCIONES
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	1,00 T	6VD14220405	8LBDF2B450211817	UBW0681	2005	DISTRIBUCION
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	1,00 T	6VD1220399	8LBDF2B050211815	UBW0682	2005	DISTRIBUCION
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VD1219529	8LBDF1B650002726	UBW0679	2005	DISTRIBUCION
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	3083246	9FH33UN6848002216	UBW0503	2004	DISTRIBUCION
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	2,00 T	6VD1030698	8LBTF525H10	UBP0949	2001	CLIENTES
CAMIONETA	SIMPLE	GASOLINA	2	2,00 T	4YO347846	YK1109005588	UBJ0479	1993	MEDIDORES
CAMIONETA	SIMPLE	GASOLINA	2	1,00 T	4ZD184846	907101185	UBH0433	1990	BODEGA
CAMIONETA	SIMPLE	GASOLINA	2	2,00 T	470312817	YK1109003926	UBH0838	1992	MEDIDORES
JEEP	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	G16B727400	8LBSE447D0020515	UBA5127	2013	COMERCIALIZACION
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	2	2,00 T	1FZO165625	FZJ759003626	UBM0350	1995	ALUMBRADO P.

CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	411238922R	RN1067008780	UBM0691	1996	PERDIDAS
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	22R4105701	RN1067008373	UBM0348	1995	CLIENTES
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	22R4105851	RN1067008386	UBM0349	1995	MEDIDORES
CAMIÓN	SIMPLE	GASOLINA	2	6,00 T	1FDXF70J8TV A16612	1FDXF70J8TV A16612	UBN0207	1996	CONSTRUCCIONES
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	3085316	9FH33UNG848002215	UBW0499	2004	CONSTRUCCIONES
CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1374799	8LBETF3E1D0216663	UBA5125	2013	ADMINISTRACION
CAMIÓN	SIMPLE	GASOLINA	2	15,00 T	571642292	3FRXFTSE64V693926	UBW0677	2004	DISTRIBUCION
JEEP	SIMPLE	GASOLINA	5	0,75	J20A190364	8LDFTLS2V20010521	UBR0593	2002	ADMINISTRACION
CAMIONETA	SIMPLE	GASOLINA	2	1,00 T	G6359345	8LFUNYO6A8M000009	UBY0635	2008	PERDIDAS
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	G6378522	8.FUNYO699MOO1297	UBY0636	2009	DISTRIBUCION
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VE1289909	8LBETF3GOB0068309	UBA1265	2011	DISTRIBUCION
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VE1289994	8LBETF3GOB0068312	UBA1264	2011	CLIENTES
CAMIONETA	DOBLE	GASOLINA	5	0,75 T	6VE1290018	8LBETF361B0069808	UBA1263	2011	PLANIFICACION
CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1377923	8LBETF3EOD0216606	UBA5131	2013	PERDIDAS
CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1374757	8LBETF3E8D0216661	UBA5123	2013	CONSTRUCCIONES

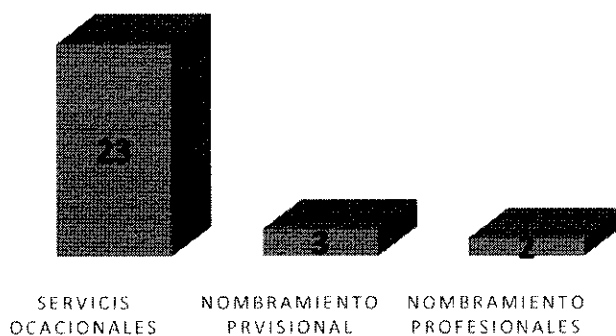
CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1377928	8LBETF3E8D021660 5	UBA5124	2013	DISTRIBUCION
CAMIONETA	DOBLE	DIESEL	5	1,5 T	4JH 1383833	8LBETF3E3D021674 5	UBA5126	2013	COMERCIALIZACION

CONTRATOS CODIGO DE TRABAJO 2015



- Bajo la normativa de la Ley Orgánica de Empresas Públicas se celebraron 28 contratos, de los cuales 23 contratos fueron servicios ocasionales, 3 servicios provisionales, y 2 nombramientos profesionales.

CONTRATO LEY ORGANICA DE EMPRESAS PUBLICAS



10 RECOMENDACIONES

- Fortalecer la gestión de los Programas BID 1, BID 2 y AFD, para continuar con los programas de reforzamiento y la conclusión de importantes obras de subtransmisión, para la consolidación de este sistema.

- Es necesario el apoyo del Ministerio, para mejorar la operación del sistema eléctrico, incorporando al SCADA, el SAS de la Subestación Azogues2 y contar de esta manera con una integración operativa total, de acuerdo a los requerimientos planteados.
- Es de fundamental importancia mantener el respaldo a las actividades que garantizan la entrega de un servicio de calidad, dentro de los requerimientos establecidos en la Regulación CONELEC 04/01, ello implica contar con los equipos de ingeniería necesarios.
- Es necesario fortalecer las acciones para a través de un programa sostenido de trabajo incorporar sistemáticamente las funciones y aplicaciones del ADMS, utilizando para ello el conocimiento de los profesionales de la Empresa, que permitan sistemáticamente ir concretando el Proyecto SIGDE, que permitirá mejorar la Gestión de la Distribución en la Empresa.
- Realizar estudios de factibilidad de proyectos de electrificación financiados por el MEER, orientados a cubrir en el 100% de la población servida y para mejorar la infraestructura técnica existente.
- Contratar una consultoría para mejoramiento de procesos internos de cada una de las áreas y así dar cumplimiento con la gestión efectiva de administración por procesos.
- Elaborar instructivos y reglamentos, que permitan una mejor aplicación de la normativa vigente.
- Gestionar ante el CONELEC, se incremente el porcentaje del VAD para la Empresa, con el propósito de mejorar los resultados económicos de la Compañía.
- Implementar un plan de austeridad que le permita a la Empresa ser sostenible en el futuro.
- Fortalecer al Proyecto Emblemático del Gobierno Nacional de Cocción Eficiente y/o Programa Plan Renova.
- Apoyar a las diferentes unidades administrativas de la Empresa, a fin de mantener las pérdidas de la Empresa en porcentajes razonables, en base al tamaño de la misma.

- Cumplir con las disposiciones legales establecidas en la LEY ORGANICA DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 418 de fecha 16 de enero de 2015, la misma que dice lo siguiente: DISPOSICION TRANSITORIA DECIMA 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), contados a partir de la expedición de la presente ley, lleva a cabo las acciones que sean necesarias, a efectos de que nuestra compañía se estructure como Empresa Pública.

Atentamente,



Ing. Franklin Isaac Quinonez Morocho

GERENTE DE LA EMPRESA ELECTRICA AZOGUES C. A.

11/05/2016.