

## **ANÁLISIS Y EVALUACION DE LA GESTIÓN ADMINISTRATIVA JUNIO-JULIO DE 2015**

### **1. ANTECEDENTES**

El informe presentado corresponde a la gestión administrativa, técnica, financiera y comercial de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. - EERSSA, de junio-julio de 2015, mismo que se analiza en base a los siguientes aspectos:

- a) Plan Operativo Anual (POA) 2015 y Plan Estratégico 2015-2017.
- b) Cuadro de indicadores levantados por la EERSSA para el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- c) Calidad del Servicio Eléctrico: Técnico y Comercial.
- d) Pérdidas de Energía.
- e) Eficiencia de Recaudación.
- f) Cartera.
- g) Personal.
- h) Grado de cumplimiento de las políticas expresadas en el Oficio del MEER DM-2011-1379-O, especialmente las numeradas con 7, 10, 11.
- i) Cuadro de Mando Integral de la EERSSA.



## 2. INDICADORES LEVANTADOS POR LA EERSSA PARA EL MEER

En el cuadro siguiente se expresan los indicadores levantados por la EERSSA para el MEER correspondientes a Junio- julio de 2015.

Nro.	Indicador	Unidad de Medida	Tipo	Periodicidad	Nivel Desagregación	Resultados May15	Resultados Jun15	Resultados Jul/15
1	Consumo de Energía Eléctrica (por grupo de consumo)	GWh	Medida	Mensual	Residencial	13.32	13.57	13.10
					Comercial	5.35	5.36	5.19
					Industrial	1.72	1.72	1.78
					Alumbrado Público	2.58	2.50	2.59
					Otros	2.81	2.94	2.97
					<b>TOTAL</b>	<b>25.78</b>	<b>26.09</b>	<b>25.65</b>
2	Facturación	USD	Medida	Mensual (año móvil)	Residencial	1.435.358,34	1.440.883,96	1.447.138,45
					Comercial	541.520,02	542.431,89	543.174,33
					Industrial	180.686,79	182.449,18	187.037,89
					Alumbrado Público	345.267,66	346.517,52	348.374,83
					Otros	226.436,65	227.014,21	228.919,38
					<b>TOTAL</b>	<b>2.729.269,46</b>	<b>2.739.296,77</b>	<b>2.754.644,88</b>
3	Recaudación de las Distribuidoras por Venta de Energía Eléctrica	USD	Medida	Mensual (año móvil)	Residencial	1.160.446,92	1.174.641,07	1.181.858,92
					Comercial	539.061,16	541.809,06	541.713,74
					Industrial	181.379,30	180.647,10	184.671,55
					Alumbrado Público	345.694,14	347.679,33	349.114,34
					Otros	228.228,61	227.451,58	229.557,81
					<b>Total de planillas</b>	<b>2.454.810,13</b>	<b>2.472.228,13</b>	<b>2.486.916,36</b>
					<b>Subsidios</b>	<b>274.459,33</b>	<b>271.999,37</b>	<b>269.932,23</b>
					<b>TOTAL</b>	<b>2.729.269,33</b>	<b>2.744.227,50</b>	<b>2.756.848,59</b>
4	Porcentaje de Recaudación	%	Indicador	Mensual (año móvil)	Empresa	100 %	100.18%	100.08%
5	Cartera vencida	USD	Medida	Mensual	Sector Público	10.197,20	8.908,43	14.222,81
					Sector Privado	571.173,75	420.695,66	372.046,28
					<b>TOTAL</b>	<b>581.370,95</b>	<b>429.604,09</b>	<b>386.269,09</b>
					<b>Según SICO(*)</b>	<b>388.000,13</b>	<b>425.541,43</b>	<b>343.130,61</b>
6	Porcentaje de Pérdidas de Energía en Distribución	%	Indicador	Mensual (año móvil)	Empresa	10.01%	10.01%	10.06%
7	Calidad del servicio eléctrico	Horas	Indicador	Mensual	Empresa	10.72	11.37	7.49
		Número	Indicador	Mensual	Empresa	6.44	8.11	6.90



8	Número total de medidores instalados (nuevos usuarios)	Número	Medida	Mensual	Empresa	597	517	563
9	Número de clientes	Número	Medida	Mensual	Residencial	164183	164575	165225
					Comercial	16262	16319	16338
					Industrial	1680	1675	1666
					Alumbrado Público	0	0	0
					Otros	6172	6182	6197
					<b>TOTAL</b>	<b>188297</b>	<b>188751</b>	<b>189426</b>
10	Número de servidores y obreros.	Número	Medida	Mensual	Permanente	402	405	405
					No permanente	55	52	52
11	Número de clientes por servidor y obrero	Número	Indicador	Mensual	Empresa	412	413	404

(\*) SICO: Sistema de Información Comercial

### 3. EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE POLÍTICAS DEL MEER RESPECTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO (Oficio Nro. MEER-DM-2011-1379-O).

La EERSSA, a través de las diferentes Gerencias o unidades administrativas ha tomado algunas acciones o actividades respecto a la aplicación y cumplimiento de las políticas emitidas por el MEER. Se informa el cumplimiento de las siguientes políticas:

#### 3.1. Política 7:

**EXIGIR A LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN, LOS MAYORES ESFUERZOS PARA QUE LAS SUSPENSIONES DE SERVICIO AFECTEN LO MENOS POSIBLE A LOS CLIENTES.**

En julio se realizó las siguientes actividades:

#### **Mantenimiento de las siguientes Líneas de 69 kV:**

Mantenimiento de las siguientes Líneas de 69 kV: Loja – Saraguro, Loja – Catamayo, Otrapía – Norte, Otrapía – Sur, San Cayetano – Yanacocha, Otrapía – San Cayetano, Catamayo – Gonzanamá,

Cariamanga – Macará, Macará – El Empalme y Cumbaratza – El Pangui; trabajos realizados: inspección visual de aisladores, estructuras, varillas de anclaje, regulado de tensores, reposición de piezas y desbroce de vegetación muy próxima a los conductores eléctricos.

### **Subestaciones:**

Se ejecutan mantenimientos generales de limpieza y preventivos en el banco de baterías de las subestaciones Norte, Celica, Pindal, Catacocha, Macará, Velacruz y Vilcabamba.

Se ejecuta el mantenimiento y reajuste de conexiones en el reconector Pozul de la subestación Pindal, cambio de seccionadores de las fases A y C del alimentador Celica, de la subestación Celica.

Se ejecutan inspecciones de termografía en las subestaciones Celica, Pindal, Macará, El Empalme, Playas y Vilcabamba.

Se ejecutan pruebas de rigidez dieléctrica en los transformadores de potencia de las subestaciones Celica, Pindal, Catacocha, Playas y Macará.

Se ejecutan mantenimientos preventivos en las casetas de comunicación del cerro Ramos, Misama, Villonaco

Mantenimiento preventivo para el repintado del transformador de potencia de la subestación Catacocha.

Se ejecuta mantenimiento preventivo en el sistema de video vigilancia de la subestación Pindal

Se ejecuta mantenimiento preventivo en el transformador de potencia de la subestación Velacruz, cambio de silicagel.

Se colabora con el mantenimiento de la Central Carlos Mora, para transportar y puesta en funcionamiento de la Planta Regeneradora de Aceite, para dar tratamiento al transformador del grupo #1.

Además, se ejecuta mantenimiento general de la subestación San Ramón.

Se ejecuta el mantenimiento correctivo para el cambio del transformador de potencia T2 de la subestación San Cayetano; se pone en funcionamiento el transformador de 5MVA reparado por la empresa TECNIESAT, en reemplazo del transformador de 10MVA que fue prestado en comodato por la distribuidora CENTROSUR.

Se ejecuta mantenimiento preventivo del interruptor de pequeño volumen de aceite 4Q1 de la posición Catamayo, en la subestación Obrapía.

Se ejecuta mantenimiento preventivo, para revisión y ajustes de conexiones en circuitos de control de las subestaciones Obrapía y Catamayo.

### **Mejoras de Subestaciones:**

Se inician trabajos para la habilitación de un nuevo IED de protección diferencial, para el transformador T2 de la subestación San Cayetano.

Se continúa con trabajos para la modernización de IEDs de protección en las subestaciones Cumbaratza y El Pangui. Se trabaja en la modificación y adecuación de las puertas principales de los tableros de control para efectuar una adaptación mecánica y permitir la colocación de los nuevos IEDs. Esto se efectúa para los alimentadores Yacuambi, Zamora2, Yantzaza, Nambija, Pangui, Los Encuentros, Gualaquiza, y las dos posiciones generales de los transformadores.

### **Sistema SCADA III:**

Integración de la subestación Velacruz al sistema SCADA de la EERSSA, junto con la habilitación del sistema de Vigilancia.

### **Comunicaciones:**

Se continúa con la ejecución del contrato 273-2014 con la empresa ADVICOM, para el reforzamiento de la Red WAN; se inician trabajos de reforzamiento y adecuaciones de instalaciones, para comenzar con el montaje de los equipos en los diferentes cerros.

Adquisición de equipos necesarios para el mantenimiento del sistema eléctrico:

Contrato	Proveedor	Descripción	Estado a Julio 2015
358.2015	-----	Adquisición de Preformados, Varillas de Anclaje y Grapas de Línea Caliente (\$ 133.000,00 sin IVA)	Publicado en Portal / Adjudicado

## **Mantenimiento de Alimentadores Primarios y Redes de Distribución:**

En varios sectores del área de concesión se realizó los siguientes trabajos: montaje de transformadores nuevos para división de circuitos, sustitución de transformadores en mal estado y sobrecargados, inspección visual de algunos alimentadores continuando con el Plan de Mantenimiento Predictivo, instalación de equipo FLUKE para monitorear la Calidad de Energía, reparación de conductores arrancados por diversas razones en media y baja tensión, reubicación y montaje de estructuras de hormigón y tensores por diferentes motivos, se aploma estructuras inclinadas en varios sectores, cambio de poste en mal estado, alejamiento y forrado de las redes de media y baja tensión respectivamente; para alejar de la fachada de edificios (utilizando crucetas voladas) y para protección (con manguera de polietileno), montaje de seccionadores, incremento de sección del conductor en baja tensión para incrementar su capacidad, cambio de pararrayos y aisladores en mal estado, instalación de luminarias y desbroce de vegetación muy próxima a los conductores de media y baja tensión.

### **3.2. Política 10:**

**GESTIONAR PARA QUE LA MAYORÍA DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS DEL ECUADOR, PARTICIPEN EN EL PROCESO DE “BENCHMARKING” SOBRE CALIDAD DEL SERVICIO, QUE REALIZA ANUALMENTE LA CIER.**

Dentro de las actividades en la Gerencia de Comercialización en el periodo junio-julio de 2015, analizadas por la Comisión de Satisfacción al Cliente, se detallan a continuación:

Análisis de reclamos presentados, es generado en el Call Center y el mismo está en función de los reclamos que se efectúan a través de los diferentes medios que la EERSSA dispone.

MESES	TOTAL CLIENTES	INTERRUPCIONES	VARIACIONES DE VOLTAJE	RECLAMOS COMERCIALES	INTERRUPCIONES M/T	ALUMBRADO PÚBLICO	OTROS	TOTAL RECLAMOS PRESENTADOS	TOTAL RECLAMOS PROCESADOS	% RECLAMOS PROCESADOS
May-15	187947	482	23	49	68	76	120	750	735	98.00%
Jun-15	188339	629	68	64	113	114	147	1022	1011	98.92%
Jul-15	189024	503	35	51	61	103	132	824	805	97.69

MESES	INTERRUPCIONES INDIVIDUALES *						ALUMBRADO PÚBLICO		
	URBANO			RURAL					
	PRESE NTADO	ATEND IDO*	PORC ENTAJ E	PRESEN TADO	ATENDI DO*	PORCENTAJE	PRESENT ADO	ATENDI DO	% PORCENT AJE
May-15	386	373	96.63%	28	18	64.29%	76	76	100.00%
Jun-15	471	411	87.26%	45	29	64.44%	114	112	98.25%
Jul-15	409	388	94.87%	33	21	63.64%	103	95	92.23%

## Actividades de la Gerencia de Comercialización

### GERENCIA DE COMERCIALIZACION

El porcentaje de errores de facturación (PEF) en el periodo junio-julio 2015 se obtuvo lo siguiente:

MES	Porcentaje de Errores de Facturación PEF (%)
May	0.18
Juni	0.18
Jul	0.21

En lo relacionado al PLAN RENOVA, se atendió lo siguiente:

CONCEPTOS	May	Jun	Jul
Inscripciones recibidas	58	84	148



Inspecciones realizadas	64	92	127
Contratos suscritos	58	58	69
Refrigeradoras sustituidas	76	43	96

En relación al Programa emblemático PEC, en el periodo junio-julio de 2015 se obtuvo lo siguiente:

CONCEPTOS	Clientes (May)	Clientes (Jun)	Clientes (Jul)
Registro a través de <a href="http://www.ecuadorcambia.com">www.ecuadorcambia.com</a>	665	356	498
Restitución de medidores por programa PEC	105	53	35
Medidores bifásico ya instalados	262	144	163
Registro con incentivo tarifario (Clientes PEC)	618	357	224
Circuitos expresos	445	456	375

Cuadro de los medidores y circuitos instalados en el sistema hasta el mes de Julio 2105

MBI: NÚMERO DE MEDIDORES BIFÁSICOS INSTALADOS A CLIENTES RESIDENCIALES	
Fecha: <b>31/06/2015</b>	
MESES	AÑO
	2015
Ene	2,229
Feb	2,198
Mar	2,400
Abr	2,486
May	2,545
Jun	2,145
Jul	2,915
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>16,918</b>
<b>ACUMULADO</b>	<b>37,245</b>
<b>TOTAL</b>	<b>37,245</b>

Fuente: Sistema Comercial SICO

CEI: NÚMERO DE CIRCUITOS EXPRESOS INSTALADOS	
Fecha: <b>31/06/2015</b>	
MESES	AÑO
	2015
Ene	366
Feb	615
Mar	353





Abr	617
May	445
Jun	456
Jul	375
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>3,227</b>
<b>ACUMULADO</b>	<b>3,594</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3,594</b>

Fuente: Sistema Comercial SICO

En cuanto a los datos de facturación y recaudación en julio de 2015 se obtuvo lo siguiente:

Mes	Clientes	Energía Facturada (kWh)	RUBROS POR ENERGÍA		FACT. TOTAL SIN SUBSIDIOS		FACT. TOTAL CON SUBSIDIOS	
			Facturación Solo rubros Energía (US\$)	Precio medio) (US\$ Cent/kWh)	Facturación sin Subsidios Todos los rubros Energía (US\$)	Precio medio) (US\$ Cent/kWh)	Facturación con Subsidios Todos los rubros Energía (US\$)	Precio medio) (US\$ Cent/kWh)
May-15	187,719	25,019,429	2,495,017.43	9.972	3,214,773.37	12.849	2,952,031.21	11.799
Jun-15	188,297	25,776,970	2,564,569.37	9.949	3,302,738.82	12.813	3,039,258.74	11.791
Jul-15	188,751	26,087,961	2,583,817.27	9.904	3,331,644.34	12.771	3,067,401.26	11.758

### 3.3. Política 11:

**IMPULSAR PARA QUE CADA DISTRIBUIDORA TENGA AL MENOS UN PROFESIONAL DEDICADO A TIEMPO COMPLETO A LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y A LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.**

#### 1.2.1 Análisis de las interrupciones y su incidencia en los índices de calidad del servicio técnico.

Para el caso específico del mes de julio de 2015, el detalle de valores de FMIk y TTik registrados por la EERSSA, desagregados en los meses del año móvil respectivo, se muestran en el siguiente cuadro:



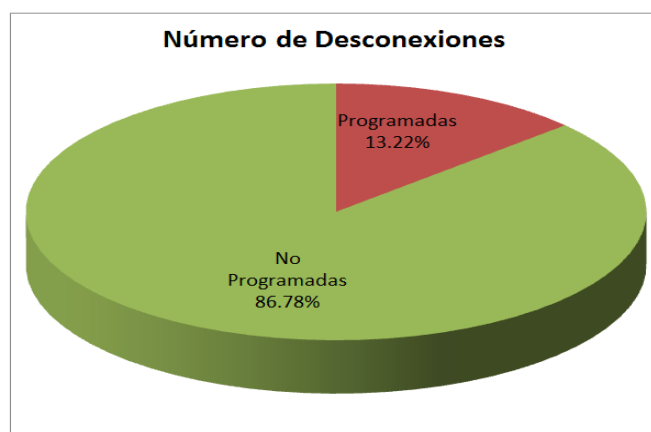
Mes/Año	FMIk (*)	TTIk (*)		FMIk (**)	TTIk (**)
ago-14	0.26	0.08		0.26	0.08
sep-14	1.02	3.23		1.02	3.23
oct-14	0.37	0.13		0.37	0.13
nov-14	0.33	0.16		0.33	0.16
dic-14	0.80	0.21		0.80	0.21
ene-15	0.25	0.04		0.25	0.04
feb-15	0.24	0.10		0.24	0.10
mar-15	0.58	1.15		0.58	1.15
abr-15	0.24	0.20		0.24	0.20
may-15	0.17	0.12		0.17	0.12
jun-15	2.45	1.70		2.45	1.70
<b>jul-15</b>	<b>0.21</b>	<b>0.36</b>		<b>0.21</b>	<b>0.36</b>
	<b>6.90</b>	<b>7.49</b>		<b>6.90</b>	<b>7.49</b>

(\*) Considera interrupciones internas y externas

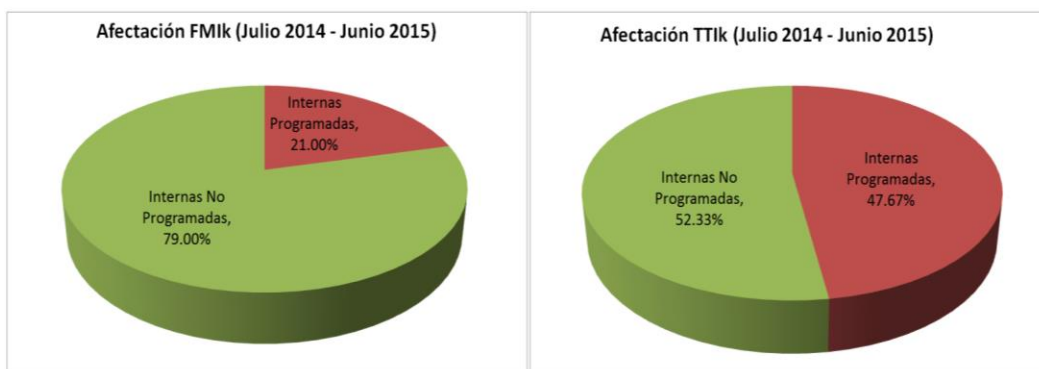
(\*\*) Considera solamente interrupciones internas

Es de indicar que en atención al Oficio Nro. ARCONEL-DE-2015-1347-OF, de fecha 26 de agosto de 2015, los índices de calidad del servicio técnico se calcularon considerando el respectivo factor de ponderación para los alimentadores industriales y no industriales.

Según la clasificación de las desconexiones establecida en la Regulación CONELEC 04/01, se procesó la información de las interrupciones del servicio a nivel de cabecera de alimentadores primarios, y se obtuvo las causas de las desconexiones mayores a tres minutos correspondientes al año móvil agosto 2014 – julio 2015, registrándose 696 desconexiones de alimentadores, siendo 92 de ellas programadas y 604 no programadas:



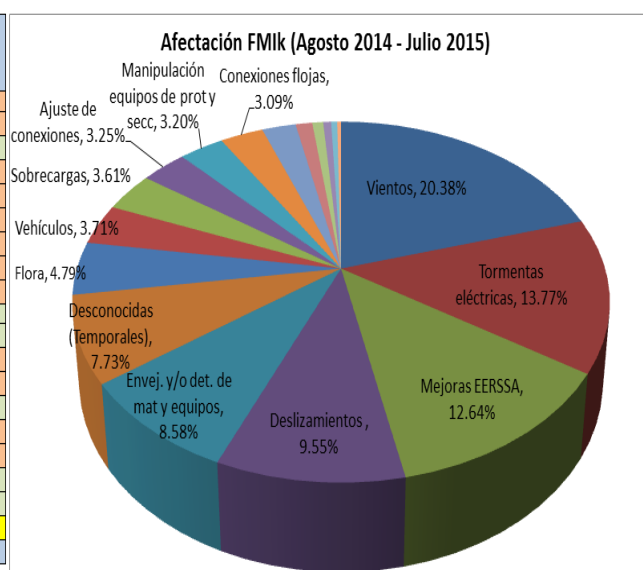
La afectación a los índices de calidad del servicio técnico se muestra a continuación:



Es de notar que aunque las desconexiones programadas representan un 13.22 % del total de desconexiones, su aporte en el TTik es del 47.67 %, es decir que el aporte de las suspensiones del servicio para la ejecución de trabajos programados de obras en este índice es casi tan significativo como las suspensiones debido a fallas en el sistema.

Las causas de desconexión registradas en el período de análisis y su aporte en el FMik, ordenadas de mayor a menor incidencia son:

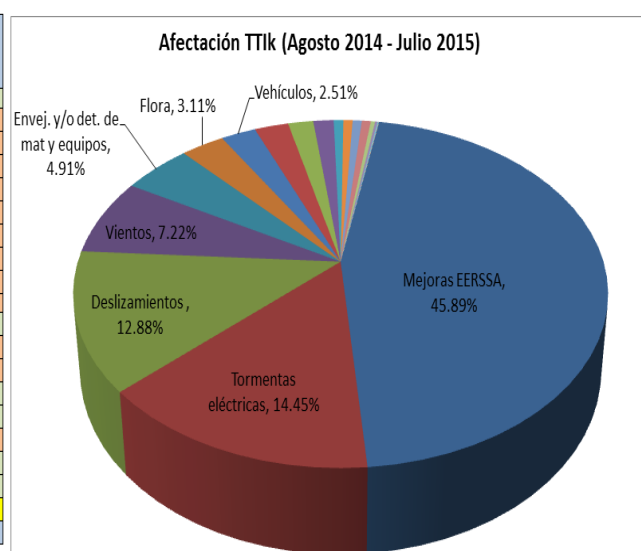
Tipo	Causa	FMik	Afectación FMik acumulado
Interna No Programada	Vientos	1.407	20.38%
Interna No Programada	Tormentas eléctricas	0.950	13.77%
Interna Programada	Mejoras EERSSA	0.872	12.64%
Interna No Programada	Deslizamientos	0.659	9.55%
Interna No Programada	Envej. y/o det. de mat y equipos	0.592	8.58%
Interna No Programada	Desconocidas (Temporales)	0.534	7.73%
Interna No Programada	Flora	0.331	4.79%
Interna No Programada	Vehículos	0.256	3.71%
Interna No Programada	Sobrecargas	0.249	3.61%
Interna Programada	Ajuste de conexiones	0.224	3.25%
Interna Programada	Manipulación equipos de prot y secc	0.221	3.20%
Interna No Programada	Conexiones flojas	0.213	3.09%
Interna No Programada	Intervenciones involuntarias	0.168	2.43%
Interna Programada	Transferencia de carga	0.083	1.20%
Interna No Programada	Maniobras	0.054	0.79%
Interna No Programada	Fauna	0.040	0.57%
Interna Programada	Particulares	0.030	0.44%
Interna Programada	Cambio de mat. y equipos	0.019	0.27%
Externa Programada	Ampliaciones	0.000	0.00%
<b>Total</b>		<b>6.90</b>	<b>100.00%</b>



En el cuadro anterior, se incluyen tanto causas de desconexiones programadas como no programadas (fallas), siendo las desconexiones no programadas por vientos la causa principal de desconexión que aportan al incremento del índice FMIk, seguidas de las desconexiones por tormentas y en tercer lugar las desconexiones programadas para mejoras del sistema.

Las causas de desconexión registradas en el período de análisis y su aporte en el TTik, ordenadas de mayor a menor incidencia son:

Tipo	Causa	TTik	Afectación TTik acumulado
Interna Programada	Mejoras EERSSA	3.440	45.89%
Interna No Programada	Tormentas eléctricas	1.083	14.45%
Interna No Programada	Deslizamientos	0.965	12.88%
Interna No Programada	Vientos	0.541	7.22%
Interna No Programada	Envej. y/o det. de mat y equipos	0.368	4.91%
Interna No Programada	Flora	0.233	3.11%
Interna No Programada	Vehículos	0.188	2.51%
Interna No Programada	Conexiones flojas	0.183	2.45%
Interna No Programada	Desconocidas (Temporales)	0.137	1.82%
Interna No Programada	Sobrecargas	0.111	1.48%
Interna Programada	Ajuste de conexiones	0.052	0.70%
Interna No Programada	Intervenciones involuntarias	0.050	0.67%
Interna No Programada	Fauna	0.050	0.66%
Interna Programada	Transferencia de carga	0.048	0.65%
Interna Programada	Manipulación equipos de prot y secc	0.024	0.31%
Interna No Programada	Maniobras	0.012	0.17%
Interna Programada	Cambio de mat. y equipos	0.007	0.10%
Interna Programada	Particulares	0.002	0.02%
Externa Programada	Ampliaciones	0.000	0.00%
Total		7.50	100.00%



En el cuadro anterior se incluyen tanto causas de desconexiones programadas como no programadas (fallas), siendo las desconexiones debido a la ejecución de obras para Mejoras del sistema la causa principal de desconexión que aporta al incremento del índice del TTik, seguidas de las tormentas eléctricas y deslizamientos.

El detalle de las desconexiones en el período de análisis se puede apreciar en el ANEXO 1.

### 1.2.2. Actividades realizadas por la Unidad de Protecciones Eléctricas:

Las principales labores realizadas por el Ingeniero de Protecciones Eléctricas durante el mes de julio de 2015, se detallan a continuación:

### **Actividades de Protecciones Eléctricas**

Se realizó la reconfiguración de los relés de protección de sobrecorriente de 69 y 22 kV del transformador T2 de 5/6.25 MVA de la S/E San Cayetano.

Tomando en cuenta el cambio del sistema de potencia, por la puesta en operación del Transformador reparado T2 de 5/6.25 MVA, 69/22kV, de la S/E San Cayetano, se realizó el análisis y la reconfiguración de los ajustes de protección de los Reconectores existentes en la S/E San Ramón, y en la Red de Distribución de la ciudad de Zamora.

Se realizó la revisión y reconfiguración de los relés de protección de los grupos 1, 2 y 9 de la Central Térmica Catamayo, conjuntamente con el Ing. Jorge Carrera, contratista encargado de la ejecución de trabajos de puesta en marcha de dichos grupos.

Se realizaron pruebas de funcionamiento en laboratorio de los relés de protección de alimentadores primarios, General Electric, UR F60, los cuales reemplazarán a los relés existentes en las S/Es Cumbaratza y El Panguí

### **Repotenciación del Sistema de Distribución**

Como parte del desarrollo de los proyectos de Repotenciación de Subestaciones, y de la Administración de los contratos BID-RSND-EERSSA-ST-OB-011-219-2014 y BID-RSND-EERSSA-FI-CI-007-247.2014, se realizaron las siguientes actividades:

Análisis de protecciones de las Subestaciones San Cayetano y Vilcabamba, y determinación de los ajustes de protecciones de los relés existentes y los nuevos a suministrarse por parte de TCM, con la nueva inclusión de los nuevos transformadores de potencia e incremento de los niveles de cortocircuito.

Se finalizaron los Términos de Referencia correspondientes al proceso de contratación BID2-RSND-EERSSA-AU-OB-003: “Reforzamiento de Alimenta-dores Primarios con la instalación de Reconectores”.

### **Análisis de fallas del sistema eléctrico de potencia**

Como una actividad cotidiana, se realiza de forma continua el análisis de las fallas ocurridas en el sistema eléctrico de potencia de la EERSSA, con la finalidad de determinar la adecuada actuación de los dispositivos de protección correspondientes.

## **4. INDICADORES DEL BALANCED SCORECARD**

### **4.1. PERSPECTIVA DE CLIENTES**

En esta perspectiva se establecieron ocho (8) indicadores, de los cuales, uno (1) está en rojo, dos (2) en amarillo y cinco (5) está en verde. Indicadores en julio 2015, tomar en consideración.

Indicadores en rojo:

“Nro de circuitos expresos instalados para cocinas de inducción (CEI)” con 3.527, meta 20.000,0 unidades en 2015.

### **4.2. PERSPECTIVA DE PROCESOS**

En esta perspectiva se tienen ocho (8) indicadores, de los cuales uno (1) están en rojo, dos (2) están en amarillo y cinco (5) en verde.

Indicadores en rojo:

“Avance del programa RENOVA” con 76.6%, meta 100% en 2015.

### **4.3. PERSPECTIVA DEL TALENTO HUMANO**

Compuesta por tres (3) indicadores: que se encuentran en verde  
En el mes de julio se tiene 0 % de accidentes, meta 0,16 % en 2015.

#### 4.4. PERSPECTIVA FINANCIERA

La perspectiva financiera contempla tres (3) indicadores, de los cuales: dos en verde (2) y uno (1) en amarillo.

No hay Indicadores en rojo:

#### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

<ul style="list-style-type: none"> <li>La cartera vencida de EERSSA-Distribuidor en julio de 2015 fue <b>386.269,09 USD</b> en junio de 2015 fue de 429.604,09 USD, se disminuye en relación a junio (43.335 USD).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Continuar con la ejecución del plan de acciones para reducir la cartera vencida. Responsable GECOM</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>El valor acumulado del Nro de medidores bifásicos instalados a ciertos residenciales (MBI) a julio de 2015 fue 16918 unidades cuando la meta de EERSSA es de 40.0000 lo que significa que <b>no</b> se cumple con la meta.</li> <li>El valor acumulado del Nro de circuitos expresos instalados para cocinas de inducción (CEI) a julio de 2015 fue 3527unidades cuando la meta de EERSSA es de 20.0000 lo que significa que <b>no</b> se cumple con la meta.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Continuar con la ejecución del plan de acciones para incrementar el MBI y CEI. Responsable GECOM.</li> </ul>

Loja, 18 de septiembre de 2015

Ing. Jorge Paute C.

Planificación

# ANEXO1

## Cuadro de Mando Integral



