



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA INGENIERÍA ELÉCTRICA
2017-II**

DQS is member of:



Formadores de líderes comprometidos con la región en la construcción de un nuevo país en paz.



DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN (BOSTON 3) ASOCIADO A LA SUBESTACIÓN BOSTON EN SINCELEJO SUCRE DE ELECTRÍCARIBE

**AUTOR
EDELMA RAMOS ACOSTA**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA, COLOMBIA
2017**





DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN (BOSTON 3) ASOCIADO A LA SUBESTACIÓN BOSTON EN SINCELEJO SUCRE DE ELECTRÍCARIBE

AUTOR

EDELMA RAMOS ACOSTA

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO**

DIRECTOR

ING. EDISON ANDRÉS CAICEDO PEÑARANDA

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA, COLOMBIA
2017**





UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA, ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de grado presentado para optar por el título de ingeniero eléctrico

TITULO

DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DEL CIRCUITO DE
DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN (BOSTON 3) ASOCIADO A LA
SUBESTACIÓN BOSTON EN SINCELEJO SUCRE DE ELECTRÍCARIBE

FECHA DE INICIO DEL TRABAJO:

FECHA DE TERMINACIÓN DEL TRABAJO:

NOMBRES Y FIRMAS DE AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR:

Edelma Ramos Acosta
Autor del trabajo de grado

Ing. Edison Caicedo Peñaranda
Director del trabajo de grado

JURADO CALIFICADOR:

M.S(c). Yesid Santafe Ramon

Ing. Phol Patiño Rojas



DEDICATORIA

A Dios por brindarme la oportunidad de vivir y poder luchar por mis sueños, a mis padres Mabel Acosta Mendoza y Manuel Ramos Guerra que con esmero me dieron los valores necesarios para de ser alguien, de un mejor mañana, a toda mi familia que cuando llegaba de vacaciones me recibían con ese calor humano y me hacían sentir única

A mi mentor para la vida Domingo Espinosa Jovar por darme la oportunidad de ser parte de su equipo de trabajo, por enseñarme la disciplina, el amor, la pasión por lo que uno hace

A las personas de recursos humanos Flectricaribe, compañeros de trabajo y demás personas que hicieron parte de mi formación como persona y como profesional

A la vida mismas por darme la oportunidad de cumplir cada uno de mis metas



AGRADECIMIENTO

Grupo Flectricaribe por brindarme primero la oportunidad de realizar las prácticas profesionales, poder aprender realmente el mantenimiento en media y baja tensión, A mi Tutor Edison Caicedo Peñaranda por tenerme paciencia por colaborar en el proyecto de grado, así como todos los compañeros que desde el primer semestre aportaron conocimiento en todo lo referente al ámbito eléctrico y profesional

Ingeniero, Amigo, Maestro Domingo Espinosa Jovar por permitirme aprender la gran mayoría de conceptos técnico y prácticos para formarme como futura profesional del mañana, por entregar siempre lo mejor de sí al momento de duda o inquietud acerca de cualquier tema referente a las labores cumplidas en la práctica, gracias por la recomendación y apoyo en mi trabajo actual.

DQS is member of:



Formadores de líderes comprometidos con la región en la construcción de un nuevo país en paz.



DENSAMIENTO

«La batalla más difícil la tengo todos los días conmigo mismo».
Napoleón Bonaparte

«Todo mi dinero lo he invertido en experimentos para realizar nuevos descubrimientos que permitan a la humanidad vivir un poco mejor».
Nikola Tesla

«Uno de los grandes descubrimientos que un hombre puede hacer, una de sus grandes sorpresas, es encontrar que puede hacer lo que temía que no podía hacer»
Henry Ford

Para el logro del triunfo siempre ha sido indispensable pasar por la senda de los sacrificios.
Simón Bolívar

DQS is member of:



Formadores de líderes comprometidos con la región en la construcción de un nuevo país en paz.



Contenido

OBJETIVO GENERAL..... 17

OBJETIVOS ESPECÍFICOS 17

Generalidades de la empresa..... 18

1.1 Que es Electrícariibe..... 18

1.2 Ubicación 19

1.3 Distribución 20

1.4 Comercialización..... 21

1.5 Eficiencia y sostenibilidad 22

1.6 Historia del mantenimiento..... 23

1.7 Que es el mantenimiento 24

 1.7.1 Tipos de tareas en mantenimiento 24

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE 27

CAPITULO 3 POLÍTICAS Y TAREAS DE MANTENIMIENTO APLICADAS EN ELECTRICARIBE SA 33

 3.1 Tareas de mantenimiento predictivo actuales en líneas y circuitos de media tensión Electricaribe..... 33

 3.2 Cronograma de inspección circuitos de media tensión Electricaribe 35

 3.3 Evaluación de las políticas de Electricaribe 35

4 CAPITULO Evaluar el estado físico del circuito de distribución en media tensión Boston 3 subestación Boston Sincelejo sucre. 42

 4.1 Datos teóricos Circuito Boston 3..... 42

 4.2 Evaluar el estado físico del circuito de distribución en media tensión Boston 3 subestación Boston Sincelejo sucre. 45

 4.2.1 Recorrido de las estructuras y centros de transformadores troncal circuito Boston 3 45





4.2.2 Verificación sistemas puesta a tierra instalaciones centros de transformación 50

4.2.3 Formato para la evaluación del circuito de Boston 3 53

5 CAPITULO VERIFICAR EL PLAN DE MANTENIMIENTO QUE SE APLICA ACTUALMENTE EN LAS REDES DE MEDIA TENSIÓN DEL CIRCUITO BOSTON 3..... 55

5.1.1 Tarea predictiva Programada Circuito Boston 3 55

5.1.2 Tarea de Mantenimiento Preventivo 56

5.2 Revisación del histórico de fallos e intervenciones que se presentaron en los últimos meses en el circuito Boston 3. 60

5.2.1 Evaluación del Histórico de fallo de noviembre 2016 60

5.2.2 Histórico de fallas mes de febrero -2017 64

5.2.3 Históricos de falla Marzo 71

5.2.4 Históricos de falla Abril 78

5.2.5 Histórico de fallas a nivel general 83

6 CAPITULO DISEÑO DE UNA POLÍTICA CENTRADA EN LA CONFIABILIDAD..... 89

6.1.1 ¿Qué podemos lograr si implementamos el RCM en Gas Natural Fenosa? 90

6.1.2 La inversión en el mantenimiento centrado en la confiabilidad . 92

6.1.3 Elementos Utilizados para realizar tareas preventivas 93

6.1.4 Elementos de protección personal brigadas de mantenimiento 94

6.1.5 Selección de equipos 98

6.1.6 Clasificación criticidad 98

6.1.7 Implementación cuadro causa y efecto 100

6.1.8 Costo del mantenimiento 102

7 Establecer un plan de acción para los elementos críticos y deteriorados hallados en la evaluación..... 112

7.1 Disponibilidad..... 112

7.1.1 Disponibilidad Inherente 113





| | | |
|-------|--|-----|
| 7.2 | Mantenibilidad del circuito Boston 3 y sus instalaciones..... | 117 |
| 7.3 | Calculo de la confiabilidad, mantenibilidad y probabilidad de falla de la instalación TR_46744..... | 120 |
| 7.4 | Tareas de mantenimiento preventivo | 126 |
| 7.4.1 | Posibles causas para que se genere un punto caliente | 129 |
| 7.5 | Periodicidad de las tareas de mantenimiento | 130 |
| 7.6 | Metodología diseñados para el análisis de las fallas de los elementos críticos del circuito Boston 3 | 130 |
| | CONCLUSIONES | 136 |
| | RECOMENDACIONES | 137 |
| | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 138 |
| | TERMOGRAFIA CIRCUITO BOSTON 3 | 145 |
| | GLOSARIO | 157 |

| | | |
|-----------|---|----|
| FIGURA 1 | EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA COSTA CARIBE [5]..... | 19 |
| FIGURA 2 | UBICACIÓN DE LA OFICINA E ELECTRÍCARIBE [6]..... | 20 |
| FIGURA 3 | 54.006 KILÓMETROS DE REDES (ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN [7]..... | 21 |
| FIGURA 4 | OFICINAS EN CADA UNO DE LOS 7 DEPARTAMENTOS [8] | 22 |
| FIGURA 5 | AHORRO DE LA ENERGÍA [9] | 22 |
| FIGURA 6 | LÍNEA EN EL TIEMPO DE LA EVOLUCIÓN DE LAS MÁQUINAS Y EL MANTENIMIENTO [2] | 23 |
| FIGURA 7 | TAREAS DEL MANTENIMIENTO CORRECTIVO [11] | 25 |
| FIGURA 8 | LISTA DE TAREAS MANTENIMIENTO PREVENTIVO [11]..... | 26 |
| FIGURA 9 | ACTIVIDADES DEL MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONDICIÓN | 27 |
| FIGURA 10 | HOJA DE ANÁLISIS DE MODO DE EFECTOS DE FALLA [15]..... | 30 |
| FIGURA 11 | CRONOGRAMA Y RUTA DE TERMOGRAFÍA [17] | 32 |
| FIGURA 12 | ÁREAS DE EVALUACIÓN DE PLAN E MANTENIMIENTO FUENTE AUTOR | 34 |
| FIGURA 13 | EVALUADOS EN EL PLAN E MANTENIMIENTO [19] | 35 |
| FIGURA 14 | ALGORITMO PARA UNA POLÍTICA DE MANTENIMIENTO BASADO EN FALLO | 36 |
| FIGURA 15 | REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE UNA TAREA DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO [12] | 37 |
| FIGURA 16 | ALGORITMO PARA UNA POLÍTICA DE MANTENIMIENTO BASADO EN INSPECCIÓN | 38 |
| FIGURA 17 | REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE UNA TAREA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO | 39 |
| FIGURA 18 | MAPA CONCEPTUAL TAREAS DE MANTENIMIENTO APLICADAS EN ELECTRICARIBE SA | 40 |
| FIGURA 19 | BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA, UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN | 42 |





| | |
|---|----|
| FIGURA 20 SUBESTACIÓN BOSTON..... | 43 |
| FIGURA 21 TRASFERENCIAS DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN BOSTON | 44 |
| FIGURA 22 RECORRIDO DEL CIRCUITO BOSTON 3 | 45 |
| FIGURA 23 SWITCH INTERMEDIO BOSTON 3..... | 46 |
| FIGURA 24 TRANSFERENCIA BOSTON 4 | 47 |
| FIGURA 25 DETECCIÓN PUNTO CALIENTE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO..... | 48 |
| FIGURA 26 INSPECCIÓN OCULAR DISTANCIAS DE SEGURIDAD | 49 |
| FIGURA 27 CENTRO DE TRASFORMACIÓN SIN NORMALIZAR..... | 49 |
| FIGURA 28 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN | 51 |
| FIGURA 29 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN UBICACIÓN VENECIA..... | 51 |
| FIGURA 30 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN NORMALIZADO | 52 |
| FIGURA 31 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN SIN NORMALIZAR | 53 |
| FIGURA 32 FORMATO DE EVALUACIÓN LÍNEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN | 54 |
| FIGURA 33 EVALUACIÓN DEL SAIDI POR TERMOGRAFÍA..... | 56 |
| FIGURA 34 TERMOGRAFÍA SWITCH SW-00019 | 57 |
| FIGURA 35 PARÁMETROS DEL SWITCH INTERMEDIO BOSTON 3 | 58 |
| FIGURA 36 PARÁMETROS DEL SWITCH INTERMEDIO BOSTON 3-BOSTON 4 | 58 |
| FIGURA 37 PLAN DE MANTENIMIENTO PARA BALANCEO DE CIRCUITO | 59 |
| FIGURA 38 DESBALANCE DEL CIRCUITO URBANO | 59 |
| FIGURA 39 SAIDI POR PODA CIRCUITO BOSTON 3 | 59 |
| FIGURA 40 PLANIFICACIÓN DE LAS BRIGADAS PODA | 60 |
| FIGURA 41 PORCENTAJE DE FALLAS EN INSTALACIONES MES DE NOVIEMBRE | 62 |
| FIGURA 42 PORCENTAJE FALLAS POR SOBRECARGA | 63 |
| FIGURA 43 PORCENTAJE DE FALLAS POR BAJANTE SECUNDARIO | 64 |
| FIGURA 44 PORCENTAJE DE TODAS LAS INSTALACIONES AFECTADA POR DIFERENTES CAUSAS..... | 66 |
| FIGURA 45 PORCENTAJE DE INSTALACIONES AFECTADAS POR LA RED DE BAJA TENSIÓN | 67 |
| FIGURA 46 PORCENTAJE DE INSTALACIONES AFECTADAS POR LA ALTA VEGETACIÓN..... | 68 |
| FIGURA 47 PORCENTAJE DE FALLAS POR SOBRECARGA..... | 69 |
| FIGURA 48 PORCENTAJE DE FALLAS EN INSTALACIÓN | 71 |
| FIGURA 49 PORCENTAJE FALLAS QUE AFECTARON LA INSTALACIÓN | 73 |
| FIGURA 50 PORCENTAJE DE LA FALLA EN LA INSTALACIÓN | 74 |
| FIGURA 51 FALLAS POR SOBRECARGA..... | 74 |
| FIGURA 52 PORCENTAJE DE INSTALACIONES AFECTADAS | 75 |
| FIGURA 53 PORCENTAJE DE INSTALACIONES AFECTADAS | 76 |
| FIGURA 54 PORCENTAJE FALLA | 77 |
| FIGURA 55 100% DE LA FALLA | 78 |
| FIGURA 56 PORCENTAJE DE FALLAS MES DE ABRIL..... | 79 |
| FIGURA 57 100% INSTALACIÓN AFECTADA | 80 |
| FIGURA 58 FALLA AFECTA 100% EN TODA LA INSTALACIÓN | 81 |
| FIGURA 59 PORCENTAJE DE FALLA EN LAS INSTALACIONES..... | 82 |
| FIGURA 60 100% DE LA INSTALACIÓN AFECTADA | 83 |
| FIGURA 61 CAUSAS Y FALLAS CIRCUITO BOSTON 3..... | 86 |
| FIGURA 62 SEIS PATRONES DE FALLA [22] | 87 |





FIGURA 63 UN TÍPICO GRUPO DE REVISIÓN RCM [22]90

FIGURA 64 BENEFICIOS DEL RMC [22]91

FIGURA 65 INVERSIÓN ANUAL DEPARTAMENTO DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN [23].....91

FIGURA 66 EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL ACTIVO CIRCUITO BOSTON 393

FIGURA 67 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL ASOCIADOS COMERCIALES Y PERSONAL PROPIO95

FIGURA 68 5 REGLAS DE ORO [26].....95

FIGURA 69 DESCARGO CIRCUITO SAN ANTONIO 112381.....96

FIGURA 70 EQUIPO PARA CUMPLIMIENTO DE LA 5 REGLA DE ORO96

FIGURA 71 EQUIPOS DE PROTECCIÓN COLECTIVA97

FIGURA 72 CUMPLIMIENTO DE LAS 5 REGLAS DE ORO97

FIGURA 73 PARÁMETROS PARA EVALUAR LA CRITICIDAD DE LOS EQUIPOS.....100

FIGURA 74 AMEF TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN101

FIGURA 75 PRESUPUESTO CONTRATISTA103

FIGURA 76 PRECIOS DE MATERIALES MANTENIMIENTO.....104

FIGURA 77 FACTURA DE ELECTRICARIBE105

FIGURA 78 DESPLOME DE POSTE BAJA TENSIÓN107

FIGURA 79 APLOME DE POSTE BAJA TENSIÓN 9107

FIGURA 80 CENTRO DE TRASFORMACIÓN ANTES Y DESPUÉS DE NORMALIZAR.....110

FIGURA 81 INCIDENCIAS CIRCUITO BOSTON 3114

FIGURA 82 CAUSAS FALLO DE LA INSTALACIÓN117

FIGURA 83 ACCIONES ADECUADAS EN FUNCIÓN DEL B118

FIGURA 84 CALCULO DE LA DISPONIBILIDAD DE LA INSTALACIÓN.....122

FIGURA 85 TIEMPOS DE FALLA Y REPARACIÓN DE LA INSTALACIÓN.124

FIGURA 86 FUENTE AUTOR FIGURA TERMOGRAMA PUNTOS CALIENTES MATRIZ BOSTON 3127

FIGURA 87 DIAGRAMA P-F128

FIGURA 88 MODOS DE FALLA129

FIGURA 89 LISTA DE VERIFICACIÓN PARÁMETROS TRANSFORMADOR132

FIGURA 90 LISTA DE PARÁMETROS A VERIFICAR EN UNA CRUCETA132

FIGURA 91 PARÁMETRO CONECTORES MT132

FIGURA 92 PARÁMETROS RED BAJA TENSIÓN.....133

FIGURA 93 VERIFICACIÓN APOYO BAJA TENSIÓN134

FIGURA 94 PARÁMETRO EQUIPO DE MANIOBRA.....135

FIGURA 95 PARÁMETRO EQUIPO DE MANIOBRA.....135

FIGURA 96 VERIFICACIÓN DE LA RETENIDA135

TABLA 1 METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO TABLEROS ELÉCTRICOS [14].....29

TABLA 2 CIRCUITOS ASOCIADOS A LA SUBESTACIÓN PLANTA SINCELEJO43

TABLA 3 DATOS TÉCNICOS DE BOSTON 3 [20].....44

TABLA 4 GENERALIDADES DEL SWITCH INTERMEDIO CIRCUITO BOSTON 346

TABLA 5 GENERALIDADES DEL SWITCH INTERMEDIO CIRCUITO BOSTON 347





| | |
|---|-----|
| TABLA 6 PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LA TERMOGRAFÍA CIRCUITO BOSTON 3..... | 55 |
| TABLA 7 INSPECCIÓN OCULAR Y TERMOGRAFÍA | 56 |
| TABLA 8 FALLAS GENERALES NOVIEMBRE..... | 61 |
| TABLA 9 INSTALACIONES AFECTADAS POR SOBRECARGA..... | 62 |
| TABLA 10 INSTALACIONES AFECTADAS POR BAJANTE SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR..... | 63 |
| TABLA 11 INSTALACIONES AFECTADAS POR DIFERENTES CAUSAS | 65 |
| TABLA 12 INSTALACIONES AFECTADAS POR RED DE BAJA TENSIÓN..... | 66 |
| TABLA 13 INSTALACIONES AFECTADAS POR ALTA VEGETACIÓN..... | 67 |
| TABLA 14 FALLAS EN INSTALACIONES, NÚMERO DE CLIENTES AFECTADOS | 69 |
| TABLA 15 FALLA DE APOYO E INSTALACIONES AFECTADAS | 70 |
| TABLA 16 HISTÓRICO DE FALLAS POR DIFERENTES CAUSAS MES DE MARZO | 72 |
| TABLA 17 FALLAS TRANSFORMADOR | 73 |
| TABLA 18 TABLA DE LA INSTALACIÓN AFECTADA POR RED DE BAJA TENSIÓN | 75 |
| TABLA 19 FALLA POR CRUCETA..... | 76 |
| TABLA 20 FALLA POR ALTA VEGETACIÓN | 77 |
| TABLA 21 HISTÓRICO FALLA DEL MES DE ABRIL | 79 |
| TABLA 22 INSTALACIONES AFECTADAS POR CORTOCIRCUITO | 80 |
| TABLA 23 FALLA POR LÍNEA SECUNDARIA | 81 |
| TABLA 24 FALLA PUENTE INSTALACIONES..... | 82 |
| TABLA 25 CAUSA NO IDENTIFICADA | 82 |
| TABLA 26 INSTALACIONES AFECTADAS CIRCUITO BOSTON 3..... | 84 |
| TABLA 27 EVALUACIÓN DEL SAIDI | 85 |
| TABLA 28 CLASIFICACIÓN DE FALLAS SEGÚN RMC..... | 88 |
| TABLA 30 COSTO UNITARIO DEL MATERIAL | 106 |
| TABLA 31 COSTO UNITARIO DE MATERIALES | 109 |
| TABLA 32 INSTALACIÓN QUE MÁS SE VIO AFECTADO AÑO 2016 | 116 |
| TABLA 33 HISTÓRICO DE FUNCIONAMIENTO Y FALLO DEL EQUIPO [26] | 121 |
| TABLA 34 PARÁMETROS DE APROXIMACIÓN Y REGRESIÓN PARA EL CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS WEIBULL | 123 |
| TABLA 35 CALCULO DE LA PROBABILIDAD DE FALLA..... | 125 |





RESUMEN

El proyecto consiste en diseñar un plan de mantenimiento para el circuito Boston 3, el cual es asociado a la salida de la subestación Boston, en la ciudad de Sincelejo perteneciente a la empresa distribuidora y comercializadora de energía Electrícariibe.

El diseño se realizará enfocándose en las diferentes políticas del mantenimiento estudiadas que se le deben aplicar, a cada uno de los diferentes equipos dependiendo de su nivel de probabilidad de fallos, estos se ubican en las diferentes estructuras de la red de media tensión.

Dentro de la propuesta presentada se establecerán que tipos de mantenimiento, se deben aplicar de acuerdo al nivel de criticidad, evaluada en histórico de fallas del circuito y en las inspecciones de campo. Para inicialmente desarrollar una metodología evaluativa de la red de media tensión, basada en el cumplimiento de las normas colombianas vigentes como lo son el RETIE, la NTC2050 o normas internacionales aplicables.

ABSTRACT

The project consists of designing a maintenance plan for the Boston 3 circuit, which is associated to the exit of the Boston substation, in the city of Sincelejo belonging to the company distributing and commercializing energy Electrícariibe.

The design will be done focusing on the different maintenance policies studied that should be applied to each of the different equipment depending on their level of probability of failure, these are located in the different structures of the medium voltage network.

Within the presented proposal will be established that maintenance types, must be applied according to the criticality level, evaluated in history of circuit failures and field inspections. To initially develop an evaluation methodology of the medium voltage network, based on compliance with current Colombian standards such as RETIE, NTC2050 or applicable international standards.





INTRODUCCIÓN

El mantenimiento ha venido evolucionando, ya que hoy en día las maquinas son mucho más complejas, se componen de diferentes mecanismo(Eléctricos Electrónicos) y son en su totalidad completamente automatizada, lo que es traducido a nuevas expectativas de mantenimiento que parten desde el personal que integra el equipo , hasta los métodos que se utilizan para realizar la diferentes tareas para mantener la instalación confiables, el cual a través del tiempo está respondiendo a unas perspectivas cambiantes que van desde tener en cuenta la seguridad, medio ambiente , calidad del producto y la precisión de alcanzar una alta disponibilidad de la planta y mantener acotado el costo.

Desde los años 50 se ha venido evolucionando en máquinas que estaban sobredimensionadas y a las cuales se le aplicaba un mantenimiento correctivo, cuando se producía el fallo, hasta las maquinas donde realmente es importante la confiabilidad y disponibilidad ya que de eso depende la economía de la empresa, con base a estas exigencias surgen nuevas técnicas donde se comienza a evaluar la condición de la maquina ya que cabe la probabilidad de que un elemento falle de manera prematura es identificado en la teoría de la bañera en proporción se demanda personal preparado para de mantenimiento el cual debe pensar y actuar de manera ingenieril para tomar la mejor decisión con respecto a las técnicas a implementar ya que de esto depende la mejoría de los activos físicos de la empresa , así como la reducción de costo [1, 2].

Electricaribe es la empresa que presta el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en la Costa Caribe colombiana [3] su mantenimiento a las diferentes instalaciones eléctrica en su mayoría son correctivos , se utilizan tareas preventivas como lo es el balaceo de circuitos , recorrido de circuitos , labores de poda y predictivas como lo es la termografía, el objetivo es buscar una nueva metodología de mantenimiento donde se pueda mitigar los indicadores de calidad ya que estos generan penalizaciones que benefician al cliente y generan pérdidas para la empresa.



JUSTIFICACIÓN

Evaluación de manera sistemática, de los diferentes diagnósticos emitidos en las tareas de mantenimiento ya sea correctivo, preventivo y predictivo esto va a permitir un previo control al momento de predecir una falla y el tiempo en que puede ocurrir según el análisis de las fallas(AMEF) que arroja la base de datos de la empresa evaluando los indicadores de calidad del sector(Sucre) este medio es una plataforma para poder realizar la elaboración de una metodología de mantenimiento basado en una filosofía como lo es la centrada en la confiabilidad donde se nos garantiza la preservación de equipo en un 98% y rentabilidad en los ingresos, de igual modo el objetivo principal es poder mitigar los diferentes fallos que se presentan a nivel de la matriz y diferentes ramales del circuito Boston 3 urbano.

En el ámbito ingenieril se complementará con conceptos teóricos adquiridos en la etapa académica, lo que permitirá una mayor confianza al momento de evaluar cualquier eventualidad y su origen según su nivel de criticidad , con repercusiones en las redes de media tensión del circuito Boston 3, a su vez el Personal que trabaja en el área de mantenimiento de la empresa comercializadora y distribuidora de energía conocerán como aplicar las 5 reglas de oro, la normativa en distancias de seguridad , tipos de estructura , Dispositivo de protección contra sobretensiones, Fusibles , Reconectores , Switches , sistema de puesta a tierra ,basado en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas .

DQS is member of:





DELIMITACIÓN

OBJETIVO GENERAL

Diseñar el plan de mantenimiento del circuito de distribución en media tensión Boston 3 asociado a la subestación Boston en Sincelejo Sucre de Electrícariibe.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer políticas de mantenimiento viables en un contexto técnico económico.
- Evaluar el estado físico del circuito de distribución en media tensión Boston 3 subestación Boston Sincelejo sucre.
- Verificar el Plan de mantenimiento que se aplica actualmente en las redes de media tensión del circuito Boston 3.
- Diseñar una metodología funcional que permita reducir la probabilidad de fallos en equipos, estructuras y elementos de protección.
- Establecer un plan de acción para los elementos críticos y deteriorados hallados en la evaluación.

ACOTACIONES

- El proceso de evaluación del circuito Boston 3 de la subestación Boston se realizará con los equipos que cuente la empresa
- Las bases de datos utilizadas en el proyecto (Fecha de puesta en servicio de los equipos e interrupciones) son las suministradas por Electrícariibe
- Los Formatos que se generen en el proyecto de los diferentes mantenimientos e inspecciones previas se desarrollaran en Excel
- Se realizará el recorrido de la matriz principal del circuito Boston 3 Urbano debido a su gran extensión de 30,022Km



CAPITULO 1 MARCO TEÓRICO

Generalidades de la empresa

1.1 Que es Electrícariibe

Electricaribe S.A. E.S.P., desarrolla las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica en los siete departamentos de la costa Caribe [3].

Su compromiso con la región es múltiple e integral, orientado a dar respuesta a las expectativas de sus grupos de interés y toma en consideración las dimensiones de la actividad empresarial: económica, corporativa, humana, social y medioambiental.

En la Figura 1 se observa la evolución que ha tenido la distribución y la comercialización de energía en la costa caribe, desde el racionamiento de **1992**, hasta periodos como fenómeno del niño en **1997** Las electrificadoras, que ya tenían problemas financieros, dejaron de cumplir sus obligaciones en la bolsa y en marzo de 1998, la Superintendencia de Servicios Públicos debió ordenar la toma de posesión de sus negocios y bienes

lo que encarrilo a un proceso de dividir la electrificadora **en cinco nuevas empresas para la prestación del servicio público, entre las cuales se encontraban Electricaribe y Electrocosta, que realizarían las actividades de distribución y comercialización de energía.**

Producto de este proceso en agosto de **1998** Electricaribe y Electrocosta fueron capitalizadas en un 65% por el consorcio conformado entre Houston Industries y Electricidad de Caracas, y se les transfirieron todos los activos, algunos pasivos y se realizó la sustitución de los trabajadores y pensionados de las anteriores electrificadoras públicas (Atlántico, Magdalena, César, Guajira, Bolívar, Córdoba, Sucre y Magangué). El 35% restante quedó en manos de las anteriores electrificadoras y Corelca [4].

Pese a la privatización, las empresas no despegaron y los inversionistas iniciales vendieron su participación a Unión Fenosa, empresa con una gran solidez económica e importante capacidad técnica y operativa, que asumió el control de las compañías en noviembre del año **2000** [4].

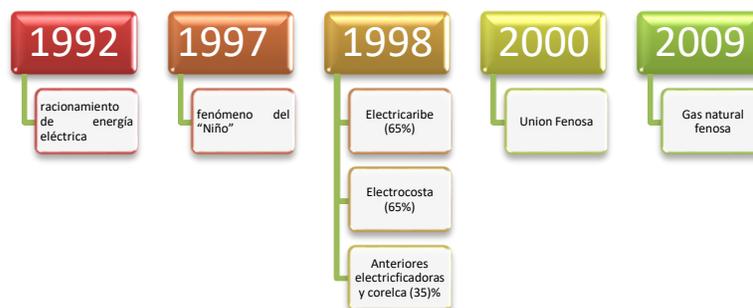


Figura 1 Evolución de la generación y distribución de la energía eléctrica en la costa caribe [5]

En el 2009 para el caso de Colombia, Gas Natural Fenosa se convierte en la marca de una de las más grandes empresas de servicios públicos del país, al operar como distribuidores y comercializadores de gas natural en interior del país y energía eléctrica en la región Caribe [5]

1.2 Ubicación

la ubicación de las oficinas de Electricaribe en la ciudad de Sincelejo está situada en **Cl. 15 # 30-32**, Sincelejo, Sucre allí se están ubicadas todas las Áreas de la empresa entre esa gerencia, Mantenimiento media y baja tensión desarrollo, calidad de la energía, lectura y reparto, recursos humanos, cuenta de cobro para finalizar servicio al cliente [6].

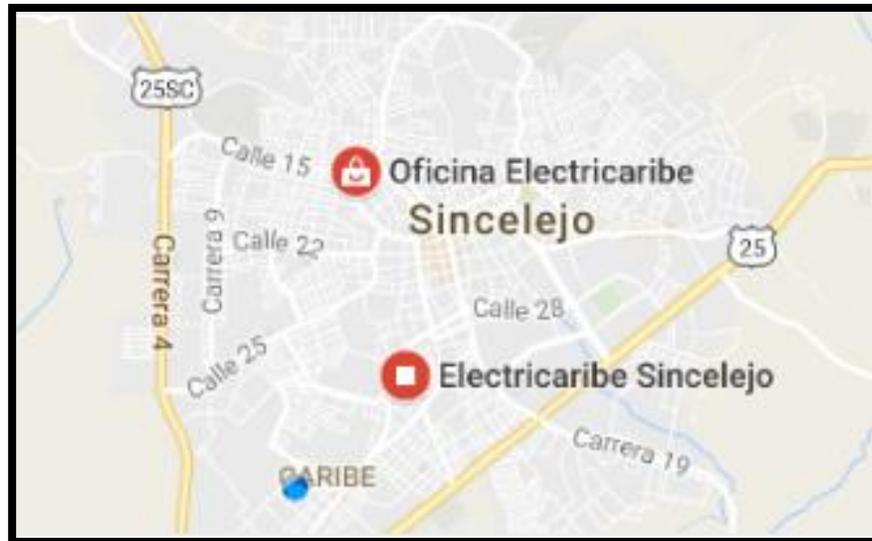


Figura 2 Ubicación de la oficina e Electricaribe [6]

1.3 Distribución

Actualmente contamos con una extensión de red superior a los 50.000 kilómetros, los cuales se monitorean las 24 horas del día.

Electricaribe atiende a **2.565.855 clientes**, para llevar la energía a sus hogares dispone de más de 54.006 kilómetros de redes como se observa en la Figura 3, de los cuales 31.391 corresponden a redes de media tensión, 1.984 a redes de alta tensión y 20.631 a redes de baja tensión, así como 196 subestaciones distribuidas en los siete departamentos de la Costa [7].



Figura 3 54.006 kilómetros de redes (Alta, Media y Baja tensión [7])

1.4 Comercialización

La Empresa tiene 114 oficinas comerciales para atender a sus clientes y toda una red de asociados comerciales para dar servicio de atención y recaudo, ubicados principalmente en áreas rurales, los cuales atienden mediante un acuerdo de servicio, Entre todas las soluciones comerciales se destaca la atención telefónica, que funciona 24 horas los 365 días del año. Marcando el número 115, los clientes podrán resolver problemas, registrar quejas, o informarse sobre las condiciones y el funcionamiento del servicio. [8]



Figura 4 Oficinas en cada uno de los 7 departamentos [8]

1.5 Eficiencia y sostenibilidad

La empresa entiende que su primera responsabilidad es la de mejorar continuamente su servicio, de ahí la apuesta por la modernización. Más allá de ello, la empresa desarrolla desde el año 2000 un importante trabajo de educación del mercado, a través de los medios de comunicación como con personal de trabajo comunitario quienes cada día están presentes en las comunidades más vulnerables de la Costa Caribe colombiana [9].



Figura 5 Ahorro de la energía [9]

1.6 Historia del mantenimiento

El mantenimiento comienza desde que el ser humano fabricaba herramienta para poder generar beneficios, pero se dio a conocer su concepto final del siglo XVIII y comienzo del XIX durante la **revolución industrial** con las primeras máquinas se iniciaron los trabajos de reparación y de igual manera los conceptos de competitividad, costos entre otros.

Cuando las maquinas fabricadas fueron aún más complejas y la dedicación a las tareas aumentaban, es cuando se vio en la necesidad de formar cuadrillas de mantenimiento que en un principio comenzaron siendo correctivas, después de la segunda guerra mundial se implementaban el concepto de fiabilidad de los equipos y comenzaron a surgir técnicas para la detección de fallas, implementándose filosofías para el mantenimiento [2].

Hoy en día todas las empresas utilizan técnicas para mejorar la calidad en el mantenimiento lo que se resumen a evitar las paradas de la producción de manera repentina ya que esto influye directamente en gastos económicos y perdidas de manufactura.

En la Figura 6 se observa como ha sido la evolución de las maquinas a través del tiempo y el avance que ha venido teniendo el mantenimiento a nivel general.

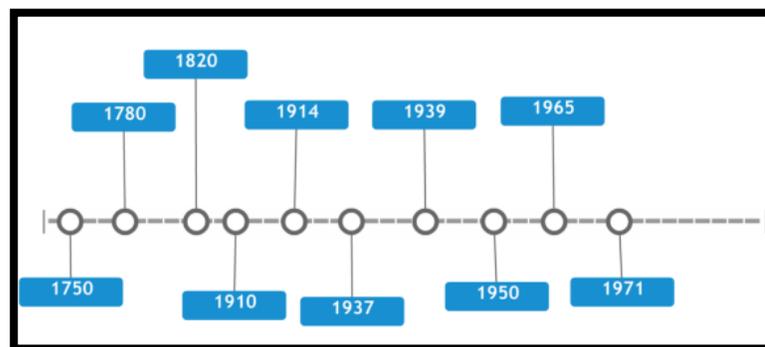


Figura 6 Línea en el tiempo de la evolución de las máquinas y el mantenimiento [2]



- **1750** (Revolución Industrial).
- **1780** (Mantenimiento Correctivo (CM)).
- **1820** (Surgen lo primero inventos como: Motores y maquinas a vapor, Motor de Combustión Interna, Influencias en la parte de aviación).
- **1910** (Formación de cuadrillas de MTTO Correctivo).
- **1914** (Mantenimiento Preventivo (MP)).
- **1937** (Conocimiento del Principio de W. Pareto)
- **1939** (Se controlan los trabajos de Mantenimiento Preventivo con estadística).
- **1950** (En Estados Unidos de América se desarrolla el Mantenimiento
- Productivo (PM)).
- **1965** (5 Se desarrolla el análisis- Causa- Raíz (RCA)).
- **1971** (Se desarrolla el Mantenimiento Productivo Total (TPM)).

1.7 Que es el mantenimiento

Se define que el mantenimiento son un conjunto de técnicas destinadas a conservar equipos e instalaciones en servicio durante el mayor tiempo posible buscando las máximas disponibilidades, asegura que los activos físicos continúen haciendo lo que los usuarios quiere que hagan [10].

1.7.1 Tipos de tareas en mantenimiento

1.1.7.1 Correctivo

Las tareas de mantenimiento correctivo (Corrective Tasks, CRT) [11]son las tareas que se realizan con intención de recuperar la funcionalidad del elemento o sistema, tras la pérdida de su capacidad, para realizar la respectiva tarea se debe tener el esquema que se encuentran en la Figura 7 en orden Ejemplo Cuando en la red de media tensión hay un recierre negativo del reconectador se debe de buscar el fallo , realizar la respectiva corrección o recuperación y realizar las pruebas manuales para el recierre positivo(Debe ser autorizado por el centro de distribución local para maniobrar el equipo teleoperado).

CRT

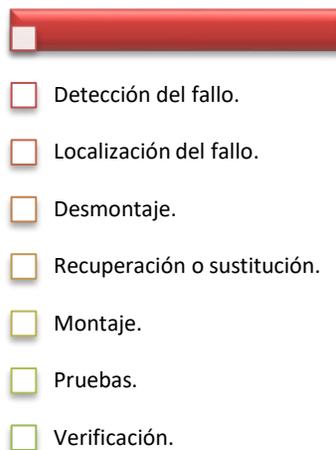
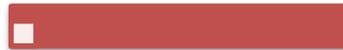


Figura 7 Tareas del mantenimiento correctivo [11]

1.1.7.2 Preventivo

La tarea de mantenimiento preventivo (Preventive Task, PRT) es una tarea **que se realiza para reducir la probabilidad de fallo del elemento o sistema, o para maximizar el beneficio operativo** [11]. Una tarea de mantenimiento preventivo típica consta de las siguientes actividades de mantenimiento mostradas en la Figura 8, ejemplo cuando se realiza la repotencialización de un transformador se debe realizar la Inspección de la estructura, desmonte, sustitución y montaje y respectivas pruebas de funcionamiento (Vacío y Con carga)

PRT



- Desmontaje.
- Recuperación o sustitución.
- Montaje.
- Pruebas.
- Verificación.

Figura 8 Lista de Tareas mantenimiento preventivo [11]

1.1.7.3 Predictivo o basado en la condición

Basada en el estado real del elemento o sistema. De esta forma, mediante la vigilancia de ciertos parámetros sería posible **identificar el momento más conveniente en que se deben realizar las tareas de mantenimiento preventivo** [11].

La filosofía de la vigilancia de la condición es por tanto la evaluación de la condición en ese momento del elemento o sistema, mediante el uso de técnicas, para determinar la necesidad de realizar una tarea de mantenimiento, ejemplo Termografía a un transformador y herrajes de la estructura la condición sería la temperatura, la orden de trabajo se generaría si se llegase a encontrar un punto caliente en los bornes del transformador para su respectiva reposición.

Por lo tanto, la tarea de mantenimiento condicional es un reconocimiento de que la principal razón para llevar a cabo el mantenimiento mostradas en la Figura 12, cuyo cambio es el cambio en la condición y/o en las prestaciones, **y de que la ejecución de las tareas de mantenimiento preventivo deben basarse en la condición Real del elemento o sistema** [12]

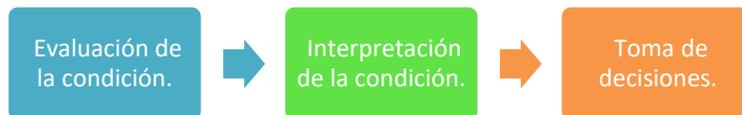


Figura 9 Actividades del mantenimiento basado en la condición

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

Para el presente trabajo se realizó una investigación exhaustiva acerca de las diferentes tesis presentadas en el área del mantenimiento que se orientan a la generación de diferentes estrategias para la obtención de un sistema más fiable, Confiable y Seguro, evitando las fallas en los diferentes equipos y sistemas de una planta industrial, red eléctrica, equipos eléctricos etc.

La primera referencia es mostrada por ANDRES SILVA FRANCO en su trabajo de grado “Diseño de un plan de mantenimiento preventivo para el sistema de empaque de la línea quantum de la empresa papeles nacionales s.a.” presentando en febrero del 2015, cuyo objetivo general es diseñar un plan de mantenimiento preventivo a la línea Quantum, para evitar la falla en los



equipos generando registro para su respectivo seguimiento con base a las tareas de mantenimiento establecidas.

Basándose en el sistema internacional LEM (Lubricación, Mecánica, Electricidad), mediante la creación de tarjetas maestras, hojas de vida, rutas y frecuencias de mantenimiento, instructivos mecánicos, eléctricos y de lubricación. Se tendrá una guía y registro para realizar cambios de partes, reparaciones, ajustes, cambios de aceite y lubricantes, etc., a los equipos e instalaciones, teniendo así un control, para corregir cualquier tipo de fallo que se pueda presentar y evitar problemas mayores.

El plan de mantenimiento implementado en la empresa PAPELES NACIONALES S.A utiliza una estrategia de mantenimiento basada en la duración de la vida útil del sistema ya que cada cierto tiempo (Horas) se realiza una tarea de mantenimiento preventivo cada uno de los equipos según las recomendaciones en los manuales del fabricante realizando así tarjetas maestras donde se encuentran todos los datos del equipo e instructivos para su respectivo mantenimiento [13].

En el trabajo realizado por Wilson Libardo Rojas Benavides sobre “Elaboración del plan de mantenimiento para los equipos de planta de la empresa bobinados electro oriente Ltda. ubicada en yopal-casanare” en el año 2012 se destacan la elaboración de instructivos para realizar las diferentes tareas de mantenimiento de acuerdo a la necesidad de cada uno de los equipos e implementar la prevención de las fallas funcionales y técnicas en cada uno de los equipos generando con esta información una estrategia de mantenimiento.

Inicialmente en el presente trabajo se inicia con una investigación absoluta de los equipos y de la instalación como tal , para la implementación del plan de mantenimiento se analiza la criticidad de cada uno de los equipos analizando puntos como la producción , el coste económico de mantenimiento (críticos , importantes , prescindibles) con base a esto se centra la inversión a nivel económico y se generan las estrategias de mantenimiento que en este caso es basada en la inspección donde se determinan los tiempos para la realización de las tareas de mantenimiento preventivo , dependiendo de la experiencia del personal , de cada trabajador con respecto a los diferentes tipos de máquinas se evalúan los diferentes parámetros para prevenir la evolución del fallo.

En la tabla 1 el autor genera una metodología de mantenimiento paso a paso donde se realiza una tarea de mantenimiento que es basada en la inspección de los estándares ya establecidos [14]

| Metodología de mantenimiento tableros eléctricos | |
|--|---|
| Ítem | Trabajo a realizar |
| 1 | Compruebe que en el tablero eléctrico el anclaje del armario, el cierre de la puerta funcione correctamente. Limpie internamente y externamente el tablero, revise que las conexiones de los conectores, interruptores, contactores, relés funcionen correctamente y no estén flojas o dañadas. |
| 2 | Compruebe que el cable de puesta a tierra se encuentre en buen estado y las conexiones no estén flojas o dañadas. |
| 3 | Verifique que los niveles de tensión estén identificados correctamente. |
| 4 | Compruebe que el estado de la línea del cable de alimentación principal este en buenas condiciones. |

Tabla 1 Metodología de mantenimiento tableros eléctricos [14]

El trabajo Realizado por Alexander Pinzón Ávila sobre “Diseño de un plan de gestión para el mantenimiento centrado en la confiabilidad para el centro de generación eléctrica a base de gas de la empresa Copower Ltda.” en el año 2011 Desarrollado en la empresa Copower Ltda. se en carga de prestar el servicio de mantenimiento preventivo a subestaciones eléctricas para equipos como motores, transformadores, interruptores, banco de baterías, en el caso de las comunicaciones instalación de los equipos de control.

Ya para el año 2009 de acuerdo a las diferentes necesidades del sector eléctrico en campos petroleros se agrega un servicio como lo es la generación de electricidad cuya materia prima es el gas implementada en equipos e electrógenos, la estrategia de mantenimiento en la planta eléctrica ubicada en la vereda San Rafael Lebrija Santander campo Colon 1 es basada en la confiabilidad de cada uno de los equipos de la central generadora , evaluado por su nivel de criticidad para encontrar el equipo que presenta el mayor número de fallas como lo es grupo electrógeno a gas 500KW aplicando respectivos análisis como son el análisis de modo y efecto (AMEF cuyo objetivo es prevenir la falla generando antes de tareas de mantenimiento preventivo para los equipos más críticos para lograr obtener una disponibilidad del 97% de la energía eléctrica con 500KW a gas, cuyo resultado es obtener beneficios en la producción como resultado de la selección de la mejor tarea de mantenimiento basada en la confiabilidad.

En la figura 10 se selecciona el equipo más importante de la planta para empezar a implementar el análisis de efectos de falla donde se describen la función del grupo electrógeno a gas 500KW y las posibles fallas con sus efectos para después construir el diagrama de decisión RMC [15]

| HOJA DE TRABAJO RCM | | | | | | |
|---|---|--|---|--------------------------------------|---|--|
| Sistema: Grupo electrógeno a gas de 500KW | | Equipo de trabajo: Departamento de C&M | | Fecha de realización: Mar 3 de 2011 | | |
| Subsistema: Sistema Admisión y Escape | | Aprobado por: Alexander Pinzon Avila | | Fecha de aprobación: Abril 5 de 2011 | | |
| C.F. | FUNCIÓN | C.F.F. | FALLA DE FUNCIÓN | C.M.F. | MODOS DE FALLA | EFFECTOS DE LOS MODOS DE FALLA (Qué sucede cuando falla) |
| 2 | Es suministrar grandes cantidades de aire limpio al motor, por medio de un filtro el cual tiene como función retener impurezas y abrasivos como polvo y ne producen daños prematuros en anillos, pistones y paredes del cilindro. | 2A | Falta de presión de aire de entrada al múltiple de admisión | 2A1 | Filtro Aire Restringido | Humos negros en el escape, apreciando pérdida de potencia en el motor. |
| | | | | 2A2 | Fugas en conexiones del múltiple de admisión | Baja velocidad del turbo, pérdida de potencia y gases de escape limpios. |
| | | | | 2A3 | Rodete de turbina averiada (Turbocompresor) | Acumulación de impurezas en el rodete y lubricación deficiente. |
| Subsistema: Sistema Escape | | | Aprobado por: | | | |
| 3 | Su función es evacuar gases quemados en el ciclo de combustión | 3A | Baja velocidad por obstrucción en el filtro de aire | 3A1 | Admisión de aire restringida | Fugas conexiones del colector de admisión. |
| | | | | 3A2 | Contra presión excesiva en la salida de gases del turbo | Suciedad o abolladuras en los conductos de escape |
| | | | | 3A3 | Impurezas o carbonilla que obstaculizan el giro. | Ruidos en el turbocompresor |
| | | | | 3A4 | Vibraciones excesivas | Alabes de turbina o rodete deteriorados |

Figura 10 Hoja de análisis de modo de efectos de falla [15]

La tesis desarrollada por Duban Cusque Espinosa y Javier García Ardila es enfocado a generar una estrategia de mantenimiento basada en la confiabilidad cuyo título es “ Metodología del mantenimiento centrado en la confiabilidad para transformadores de potencia de alta y media tensión instalados en el sistema de distribución de Codensa S.A ESP ”, su objetivo general es obtener la disponibilidad y confiabilidad en sus instalaciones para beneficio de todos los clientes, esto lo logran reduciendo el número de fallas y el tiempo entre cada mantenimiento las estrategias que se utilizaban en Codensa son centradas en Mantenimientos correctivos y preventivos por lo que no garantizan la seguridad en cada uno de los equipos de la subestación ya que en el caso el mantenimiento preventivo se puede reconocer una serie de anomalías en un elemento pero no se puede confirmar certeramente el estado del mismo , y la falla puede generarse instantes después de realizada la inspección por lo que se realizan análisis de falla y modos de falla en cada uno de los equipos según su nivel e criticidad para luego establecer tareas proactivas antes de que ocurra .



Para empezar a implementar el mantenimiento centrado en la confiabilidad en todo el sistema se les hizo necesario desarrollar una investigación en la que hacen parte el análisis de las fallas de cada uno de los equipos, así como los indicadores de calidad lo cual sirve para analizar la eficiencia que se ha tenido ante la presencia de una falla lo que fundamenta que el equipo, más crítico es el transformador de potencia por su contribución al ambiente y la seguridad por lo que las diferentes tareas de mantenimiento se centraran en los resultados de indicadores evaluando los costos / beneficio [16].

El trabajo practico elaborado por el profesional Marvin Alfonso Castro Barrera "Practica empresarial Diseño e implementación de un plan de mantenimiento predictivo con termografía infrarroja en las subestaciones eléctricas de los departamentos de Topping y Cracking de la GCB(Gerencia Complejo Barrancabermeja -Ecopetrol S.A " centrándose en el mantenimiento predictivo, evaluando cada equipo que hace parte de la subestación eléctrica con una técnica como lo es la termografía , encargada de evaluar uno de los parámetros más importantes en los equipos como lo es la temperatura para la detección de fallas en tableros y casillas de la misma para poder garantizar la operación de cada uno de los equipos del sistema , previniendo fallas que afecten la producción y repercutan en la seguridad del personal y medio ambiente debido a esto se evalúan 4 preguntas en el plan de mantenimiento ¿Qué medir ? , ¿Cómo medir ? , ¿Cuándo Medir ? , ¿Dónde medir?.

La técnica a implementar en la práctica profesional es la termografía para poder aplicar la metodología de la confiabilidad se definieron 3 temas como los son la ruta de termografía , programa de entrenamiento para el persona específicamente para el manejo del equipo y análisis de la información y el sistema de manejo de información en una plataforma para llevar el control de los datos de cada una de la inspecciones de la subestaciones en la que se evaluarán como ya mencionamos los parámetros en función de la temperatura a cada uno de los equipos, de la subestación previamente inventariados, con lo que se conocen los puntos calientes en la superficie de cada elemento, que se debe a un aumento de la resistencia debido a un sobrecalentamiento producido por un mal contacto, oxidación, suciedad lo que sirve como base para generar un informe precisos al personal de mantenimiento.

En el proceso de implementación de la estrategia RCM es fundamental establecer el tiempo e inspección para cada una de las subestaciones ya que



se cuenta con 53 de ellas para un total en tiempo de 26 semanas, lo que se aplica en la figura 21 es un cronograma para el respectivo recorrido teniendo en cuenta la ubicación geográfica para optimizar el tiempo e cada revisión [17].

| CRONOGRAMA | SEMANA 1 | SEMANA 2 | SEMANA 3 | SEMANA 4 | SEMANA 5 |
|------------------|--|------------------------------|-------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| RUTA TERMOGRAFÍA | ENE – JUL U-2900 U-2950 | U-250 U-2100 | ACIDOS ORTHOFLOW | POLIETILENO I POLIETILENO II | — |
| | FEB – AGO PTAR, LODOS, ESTABIL, SEP 3090 | U-800 U-830 U-850 | CDU U-200 | UOP II | |
| | MAR - SEPT PARAFINAS | CB-1, CB-2 CB-4 | U-900 U-950 | U-2000 SODA | ALKILACIÓN |
| | ABR – OCT TURBOEXP ETILENO | CB-A, CB-B CB-C, SEP 3060 | TE801 TE820 TE880 | U. BALANCE UOP I | |
| | MAY – NOV AROMÁTICOS | TE850 TE890 ET 31 | GLP VIEJA, CB-9, GLP | MODELO IV | — |
| | JUN – DIC U-2400 ET 196 | FENOL | CB-8 PTAR | CB-2, CB-4 CB-9 | CB-A, CB-B CB-C, CB-1 |

Figura 11 Cronograma y Ruta de Termografía [17]

En la Figura de arriba la termografía se dividen por meses y por par de subestaciones cabe anotar que el cronograma de inspecciones está sujeto a cambio debido a fallas imprevistas que pueden suceder, como una parada de plantas a una urgencia de diagnóstico en una planta diferente.



CAPITULO 3 POLÍTICAS Y TAREAS DE MANTENIMIENTO APLICADAS EN ELECTRICARIBE SA

La política de mantenimiento según la normativa de Electricaribe es basada en implementar tareas preventivas enfocadas a evitar la falla total o parcial de los circuitos del sector sucre, generando un plan de mantenimiento en función de los resultados arrojados por los indicadores de calidad de la empresa, dándole prioridad a los circuitos que más presentan fallas en el año.

La empresa se enfoca en trabajar por la fiabilidad y confiabilidad del servicio para no llegar a realizar un mantenimiento correctivo ya que esto indica generar perdidas de energía y los indicadores de calidad aumentarían de manera paralela por lo que se verían expuesto a las penalizaciones por la indisponibilidad del servicio devolviéndole al cliente en la factura una reducción del consumo.

La empresa evalúa los circuitos a intervenir de acuerdo a el peso asignado a los siguientes parámetros [18]

- a. SAIDI 4 40%
- b. Potencia Instalada 3 30%
- c. Cantidad de clientes 2 20%
- d. Tipo de Mercado (U/R) 1 10%

3.1 Tareas de mantenimiento predictivo actuales en líneas y circuitos de media tensión Electricaribe

La política de mantenimiento para la evaluación de las líneas, estructuras, aisladores, centros de transformación, y equipos de corte / maniobra implementadas en Electricaribe (Figura 12) es enfocada a la inspección, duración de la vida útil del elemento y basadas en la oportunidad de tareas de

mantenimiento adicionales establecidas en el plan de mantenimiento anual de la empresa

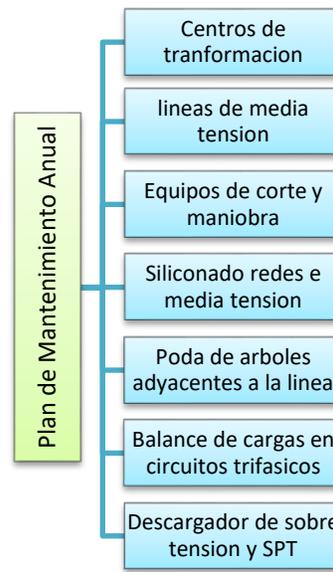


Figura 12 Áreas de Evaluación de plan e mantenimiento fuente Autor

En la Figura 12 se puede observar las áreas que se tienen en cuenta en plan de mantenimiento con base a unos criterios como los son el número de fallos que se presentan en los circuitos.

Políticas de mantenimiento basada en la inspección tienen un enfoque a evaluar la condición de un equipo o elemento que hace parte del circuito Boston 3, emitiendo un reporte del estado aceptable o no del mismo, se realiza la valoración de los parámetros

- ✓ Temperatura,
- ✓ Corriente eléctrica
- ✓ Tensión
- ✓ Vibración o flujo.

3.2 Cronograma de inspección circuitos de media tensión Electricaribe

En la Figura 13 se observa un resumen de los equipos que son evaluados de manera preventiva con base a la filosofía basada en evaluar la condición de los elementos, definiendo de manera exacta el tiempo o la frecuencia en que se evalúan cada uno de ellos todo esto establecido en el plan de mantenimiento e la empresa.

| | ITEM | CENTRO DE TRANSFORMACION | LINEAS DE MEDIA TENSION | EQUIPOS DE CORTE Y MANIOBRA | Siliconado | PODA | BALANCEO DE CIRCUITOS | DESCARGADOR E SOBRETENSION Y SPT |
|-----------------------------|-------------------|------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|------------------------------|------------------------|---|
| MTTO BASADO EN LA CONDICION | TERMOGRAFIA | X | X | • | • | • | • | • |
| | CROMOTOGRAFIA | X | • | • | • | • | • | • |
| | TIEMPO REVISION | 1/5 AÑOS | 1 AÑO | 1 AÑO | VIDA UTIL | 1 AÑO | 1 AÑO | 1 AÑO |
| | CLASIFICACION | Cargabilidad > 60% | Tripologia ,SAIDI Y No CLIENTES | Tripologia ,SAIDI | Tripologia ,SAIDI | Tripologia ,SAIDI | Histórico De Carga, | Tripologia ,SAIDI |
| | INSPECCION | TEMPERATURA, ACEITE | TEMPERATURA | EQUIPOS MANIOBRA Y CORTE | AILSAMIENTO DE LOS AISLADORES | DISTANCIAS DE SEGURIDAD | BALANCEO DE LAS LINEAS | Estado de los Descargadores de Sobretensión y SPT |
| | Observacion | PTOS CALIENTES Y AISLAMIENTO | PTOS CALIENTES | COMPROBAR ELEMENTOS | AISLAMIENTO | separación a la masa arbórea | SOBRECARGA EN LINEAS | Estado |
| | OCULAR BASICA | • | X | • | • | X | • | • |
| | OCULAR EXHAUSTIVA | X | X | X | • | • | • | X |

Figura 13 Evaluados en el plan e mantenimiento [19]

3.3 Evaluación de las políticas de Electricaribe

Realmente las políticas de mantenimiento que se vienen implementando en todos los circuitos que pertenecen a Electricaribe son [12]:

- Basada en el fallo.
- Basada en la inspección.
- Basada en la oportunidad.

Implementado las diferentes tarea preventivas y correctivas observadas en la figura 14, que se aplican de acuerdo al tipo e filosofía que se esté implementado en el sector.

Basadas en el fallo

Esta política se establece cuando uno de los elementos que conforman la red de media tensión se presenta fallas funcionales ya sea primaria (operatividad del equipo) o secundaria (seguridad y medio ambiente en el entorno), afectado paralelamente a una cantidad de clientes asociados a un circuito, en este caso lo que más se ve afectado en las instalaciones son las crucetas, postes, conductores, centros de transformación por diferentes factores, la implementación de la tarea de mantenimiento se selecciona de acuerdo al algoritmo procedimiento de la filosofía basada en fallos

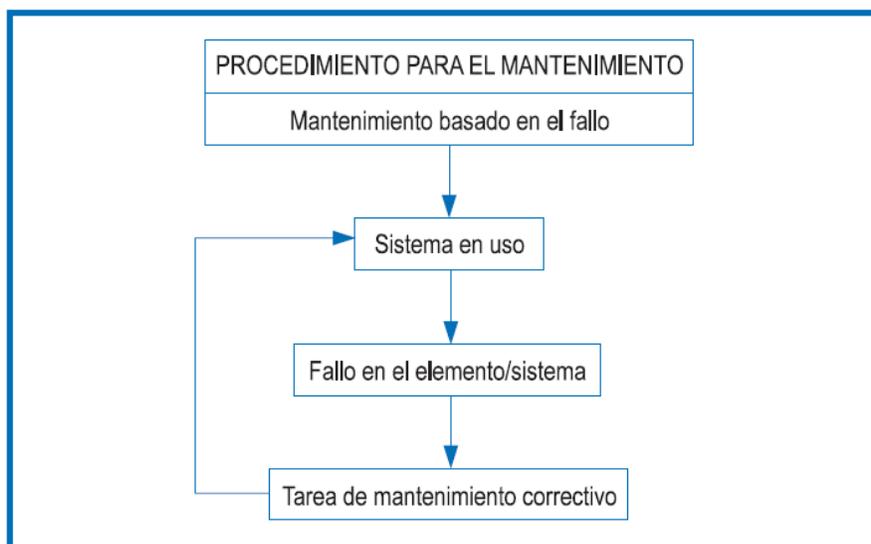


Figura 14 Algoritmo para una política de mantenimiento basado en fallo

La tarea implementada en la filosofía de mantenimiento basada en el fallo es correctiva en cargada de la reparación o sustitución de equipo para recuperación de sus funciones definida en los siguientes pasos:

- Identifica el fallo
- Localización del fallo
- Sustitución del equipo o elemento,
- Montaje

- Pruebas
- verificación de funcionamiento.

Estas tareas se realizan de manera secuencial como lo indica la figura 15 en un tiempo determinado

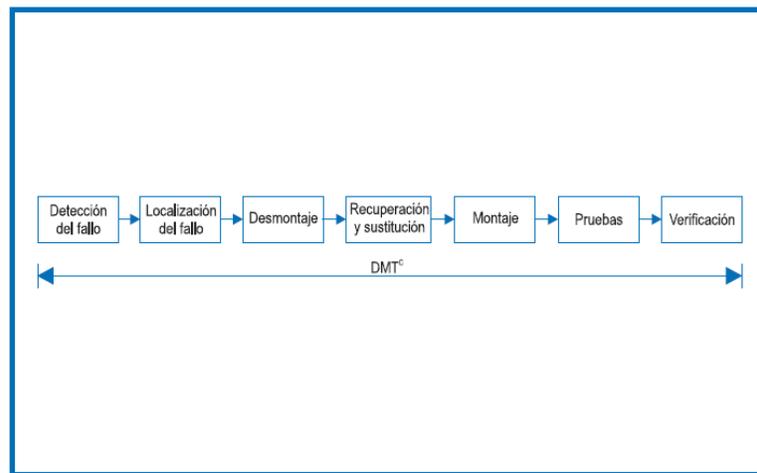


Figura 15 Representación gráfica de una tarea de mantenimiento correctivo [12]

Basadas en la inspección

Esta política se establece cuando se evalúan las prestaciones de un equipo o elemento en términos reales para establecer el tiempo en que se implementaran tareas preventivas, así mismo el algoritmo indica la evaluación a nivel general del sistema estableciendo un tiempo programado de inspección donde se valoraran los parámetros para determinar si está dentro del rango aceptable lo que se traduce a la evaluación de un indicador de adecuado de la condición como se observa en la figura 16

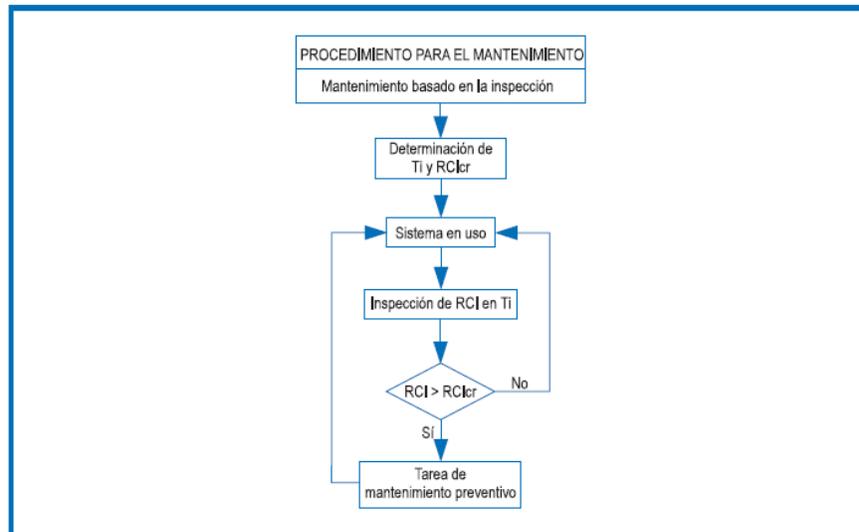


Figura 16 Algoritmo para una política de mantenimiento basado en inspección

En el caso de que se implementaran las tareas de mantenimiento de acuerdo a la valoración de los parámetros los pasos son los establecidos en la figura 17, que en comparación con el mantenimiento correctivo es un ahorro en el tiempo de conclusión de la tarea

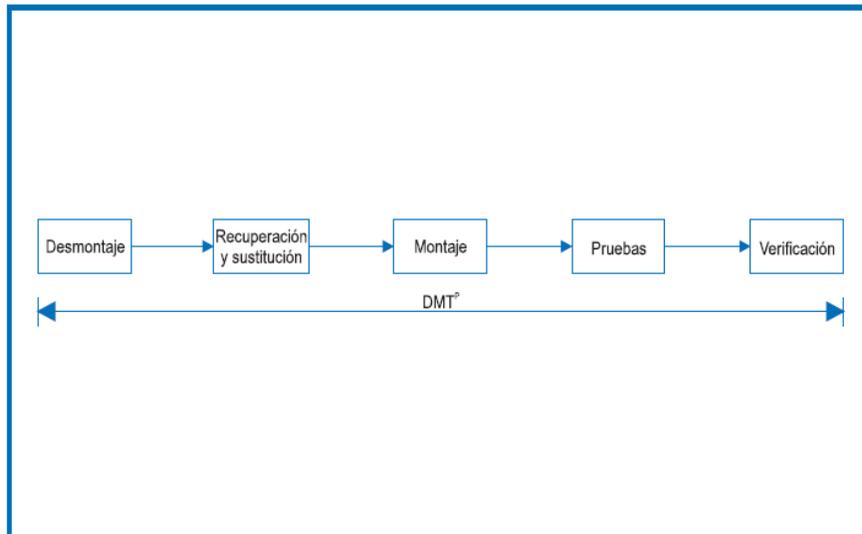


Figura 17 Representación gráfica de una tarea de mantenimiento preventivo

Basadas en la oportunidad

Esta filosofía se implementa cuando se realizan tareas de mantenimiento correctivas y preventivas a un equipo debido a que se aprovecha el tiempo establecido para realizar cambios grupales en elemento heterogéneos que pueda producir futuros fallos.

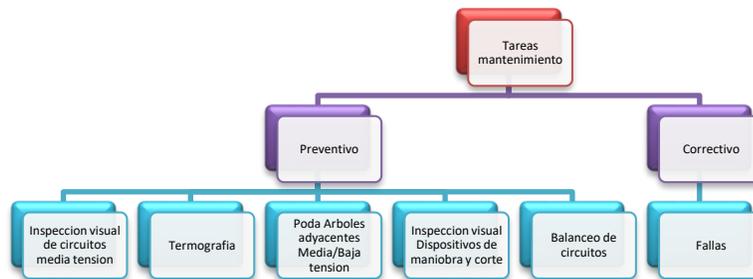


Figura 18 Mapa conceptual Tareas de mantenimiento aplicadas en Electricaribe SA

En la figura 18 se analizaba el planteamiento de un mantenimiento basado en la condición, pero realmente hay errores conceptuales ya que se están implementando mantenimiento basado en el fallo de equipos y en la inspección en los elementos que conforman al circuito como transformadores, postes, aisladores, conductores, entre otros.

puentes debido a sobrecargas, descargas eléctricas, oscilaciones de voltaje, desbalance de cargas.

Filosofía basada en la inspección se enfoca en evaluar postes donde se realiza una inspección ocular para verificar el estado de los componentes y se procede a realizar el mantenimiento programado a tiempo para evitar que se genere una falla parcial, lo permite poder realizar tareas de mantenimiento preventivo y políticas de mantenimiento basada en la oportunidad ya que en muchos casos para la realización de un cambio de poste se le da apertura al interruptor de cabecera del circuito por lo que se puede realizar labores de poda de árboles adyacentes a la línea, cambio de crucetas, aisladores, hincado de estructuras asegurando la estabilidad del circuito.

Las políticas implementadas en el mantenimiento en Media y Baja tensión, son aquellas, basadas en el fallo y en la Inspección de los elementos que conforman el sistema eléctrico puede ser líneas de media y baja tensión,



crucetas, aisladores, transformadores, puentes, herrajería de la estructura, postes ya que la clasificación de la criticidad se da cada tres años por lo que se ven expuestos a una cantidad de fallos porque los modos de fallas pueden cambiar de acuerdo al estado actual de las instalaciones.

Por lo que se concluye en 6 meses de inspección de las políticas de mantenimiento solo se aplica la que se basa en el fallo ya que la empresa no cuenta con una infraestructura sostenible incumpliendo con el porcentaje establecido por el Saidi mensual para poder aumentar la disponibilidad y confiabilidad del servicio se debe realizar una inversión para mejorar la calidad del servicio los costes de la reparación son 3 a 4 veces mayor a las tareas del mantenimiento preventivo.

Las tareas de mantenimiento son actualmente programadas en la plataforma MGC (Mantenimiento gestión de consignación), se realiza una Inspección Previa al circuito que va a ser desenergizado en el caso de Boston 3 reconociendo elementos que puedan afectar al sistema en tiempos postreros, esta filosofía es aplicable en la empresa para

- Transformadores
- Aisladores
- Reconectores
- Switch
- Banco de condensadores

Tarea basada Inspección

Por medio de Termografía donde se analizar la temperatura del conductor de una línea, puentes, empalmes, bornes del transformador bornes de Reconectores y Switch.

Inspección Visual se realiza para los Reconectores, switch, labores de poda, determinando el momento para la realizar el descargo (conjunto de actuaciones necesarias para dejar una instalación fuera de servicio y crear en ella la ZD).



4 CAPITULO Evaluar el estado físico del circuito de distribución en media tensión Boston 3 subestación Boston Sincelejo sucre.

4.1 Datos teóricos Circuito Boston 3

El circuito Boston 3 está asociado a la subestación Boston Sincelejo ubicada en la troncal de occidente calle 38 (Latitud geográfica: 9.2990068, Longitud geográfica: -75.3788993), su potencia instalada son 60MVA con un total de clientes 26432, tipo de subestación Intemperie la alimentación es desde Chinú - Boston a 110 KV (Línea 731), cuya configuración es sencilla con transferencia, transformador Tridevanado **110/34.5/13.8 KV**.

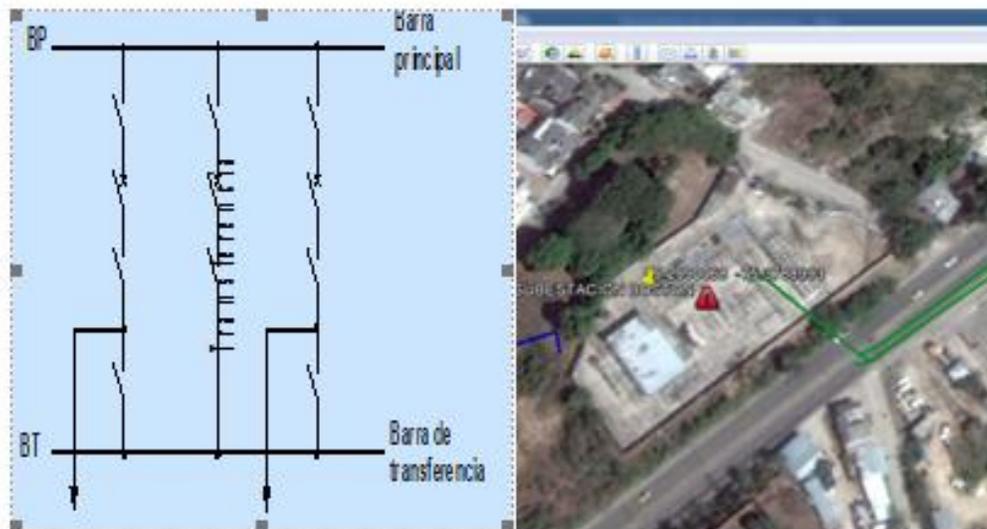


Figura 19 Barra principal y de transferencia, Ubicación de la subestación

La transferencia se realiza con la línea Ln762 de la subestación sierra flor Sincelejo.

| No de circuitos | Matricula | Nivel de tensión Kv |
|-----------------|-----------|---------------------|
| Boston 1 | BST3020 | 13,8 |
| Boston 2 | BST3030 | 13,8 |
| Boston 3 | BST3040 | 13,8 |

| | | | |
|-------|--------|-------------|------|
| Ln541 | BST541 | S/E Corozal | 34,5 |
| Ln542 | BST542 | S/E Planta | 34,5 |
| Ln543 | BST543 | S/E Cortijo | 34,5 |

Tabla 2 Circuitos asociados a la subestación planta Sincelejo

Todos los circuitos se pueden encontrar en el diagrama unifilar de todas las subestaciones de la empresa.

Diagrama de la subestación Boston con los circuitos de 13,8 y 34,5 Kv

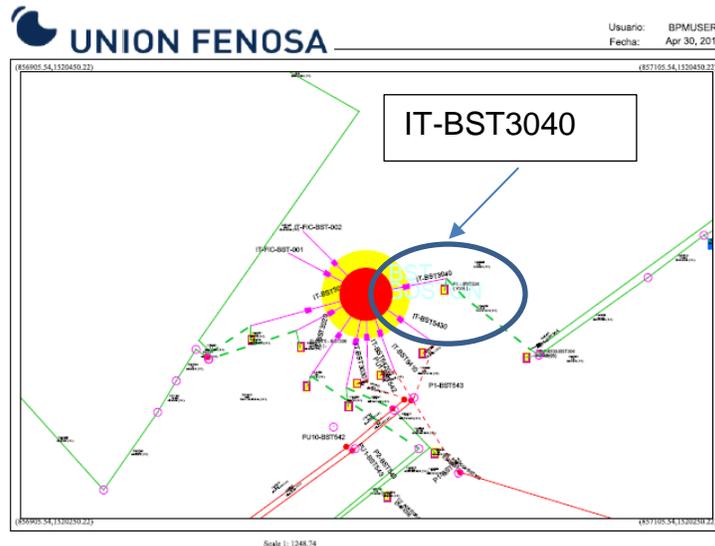


Figura 20 Subestación Boston

En la Figura 16 se muestran unos símbolos de color rosado estos son los interruptores automáticos, la línea de 34,5Kv son las rojas y las verdes son las de 13,8Kv, en la tabla 2 se encuentran los datos técnicos de Boston 3

| | |
|---|------------|
| Código: | 10668303 |
| Instalación origen (Subestación): | BST BOSTON |
| Potencia Instalada en la Salida (kVA): | 21290.0 |
| Potencia Instalada Urbana (KVA) | 19472.5 |
| Potencia Instalada Rural (KVA) | 1817.5 |
| Tensión Nominal (kV): | 13.8 KV |

| | |
|---|------|
| Cantidad Clientes Conectados (CE): | 6174 |
| Longitud Del Vano Urbano: | 51.2 |
| Longitud Del Vano Rural: | 120 |

Tabla 3 Datos técnicos de Boston 3 [20]

En la Figura 31 se puede observar los circuitos de la subestación Boston con sus respectivas transferencias de líneas que se dejaron habilitadas para poder satisfacer la demanda ante la pérdida del servicio de energía (mantenimiento no programado) o ante el mantenimiento preventivo al circuito.

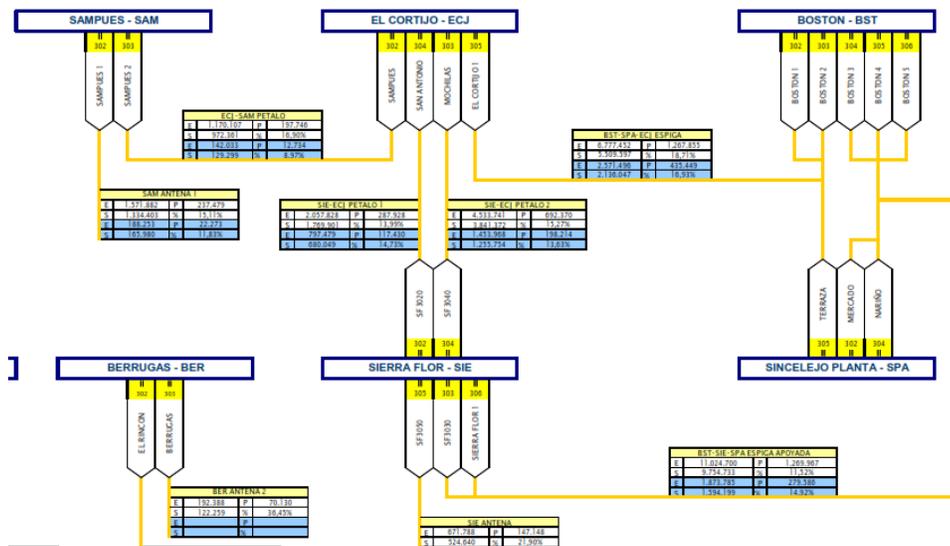


Figura 21 Transferencias de los circuitos de la subestación Boston

Para realizar el mantenimiento programado en el circuito Boston 3 podemos transferir carga total a los siguientes circuitos SF3030 , SF 1 y distribuir carga con Boston 4 y Boston 5.

Boston 3 se subdivide en el Urbano y en el Rural, Dividido en Troncales y en ramales, se analizará toda la troncal y una parte de los ramales que según la inspección ocular son los más críticos en cuestión de estructuras y toda la herrajería en la Figura 30 se encuentra el circuito en azul.

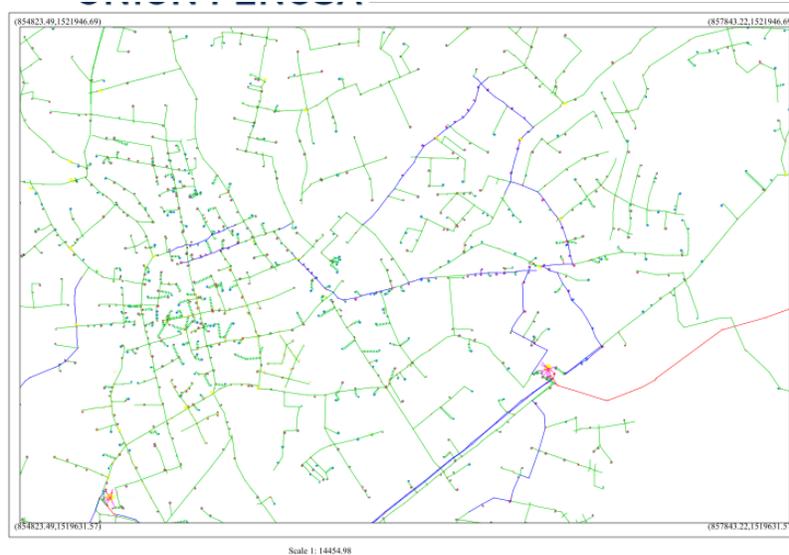


Figura 22 Recorrido del circuito Boston 3

4.2 Evaluar el estado físico del circuito de distribución en media tensión Boston 3 subestación Boston Sincelejo sucre.

La evaluación de los componentes del circuito Boston 3 se realiza específicamente a los componentes que hacen parte de la matriz del circuito como lo son transformadores, crucetas, estructuras de media tensión, Reconectores, Switches, y herrajería, aclarando que la inspección es exhaustiva ya que no se cuentan con los equipos para medir los parámetros específicos de los elementos de la instalación

4.2.1 Recorrido de las estructuras y centros de transformadores troncal circuito Boston 3

Los centros de transformación, estructuras, crucetas se evaluaron en el formato de mantenimiento requerido por Electricaribe evaluando parámetros como temperatura, estado físico de las estructuras, verificación de puestas a tierra en cada instalación donde se ubique un elemento de corte y transformación, estado físico de las crucetas (madera o metálica), distancias de seguridad con respecto a fachadas de las viviendas, las fotos se encuentran en el anexo A

Elementos de corte y maniobra que pertenecen al circuito Boston 3 tabla 6

La inspección ocular del switch intermedio del circuito Boston 3 no arrojo puntos calientes, se reportó cambio los bajantes de media tensión que se encuentran desgastados, la placa no es visible en terreno, puesta a tierra del transformador

| | | |
|---|-------------------------|-----------------|
| Instalación superior_v10: BST304 BOSTON 3 | Matricula: SW- O0019 | Codigo:80002333 |
| | | |
| <p><i>Figura 23 Switch Intermedio Boston 3</i></p> | | |
| <p>Localización: CALLE 25 KRA 39 A LA 41 Modelo: SCHNEIDER Secuencia de Fases: RST Propiedad: ELECTRICARIBE Medio aislante: SF6</p> | | |

Tabla 4 Generalidades del Switch intermedio circuito Boston 3

Switch intermedio de Boston 4 se encuentra en buen estado se reporta para cambio los bajantes de media tensión, y puesta a tierra del transformador que alimenta al gabinete de telecontrol.

| | | |
|--|------------------------|-----------------|
| Instalación superior_v10: BST305 BOSTON 4 | Matricula: SW- 3063 | Codigo:80002466 |
| | | |



Figura 24 Transferencia Boston 4

Esquina Gobernación de Sincelejo
Modelo: SCHNEIDER
Secuencia de Fases: RST
Propiedad: ELECTRICARIBE
Medio aislante: SF6

Tabla 5 Generalidades del Switch intermedio circuito Boston 3

Centros de transformación evaluados en el recorrido de Boston 3



Figura 25 Detección punto caliente transformador trifásico

Se realizó termografía en el transformador A035771(112.5Kv) detectando un punto caliente en el borne Y, Cuya causa puede ser que la conexión del borne se encuentre flojo o sobrecarga en la fase Y

Realización de labores de poda ya que no cumplen con la distancia de seguridad estipulada en la normativa de Electricaribe en el centro de transformación A035772(75Kv).



Figura 26 Inspección ocular distancias de seguridad



Figura 27 Centro de transformación sin normalizar



En la figura 27 se observa que el transformador A035773 (50Kv) no cuenta con equipos de protección contra sobretensiones en la cuba del transformador el buje primario se encuentra partido por lo que se puede generar un punto caliente, empalmes desgastados calientes debido a la disminución de la presión de contacto genera una alta resistencia lo que produce el aumento de temperatura, la tierra del neutro no está conectada a la tierra del transformador.

4.2.2 Verificación sistemas puesta a tierra instalaciones centros de transformación

Toda instalación eléctrica que le aplique el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), para evitar que personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior, queden sometidas a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla

La exigencia de puestas a tierra para instalaciones eléctricas cubre el sistema eléctrico como tal y los apoyos o estructuras metálicas que, ante una sobretensión temporal, puedan desencadenar una falla permanente a frecuencia industrial, entre la estructura puesta a tierra y la red. [21]

La primera estructura de la figura 28 tiene el sistema puesta a tierra, pero no está conectados el centro de transformación, ni los dispositivos de sobretensión ante una falla atmosférica se vería comprometida tanto la instalación, como las personas ya que no habría un despeje para la falla expuestas a tensiones de paso a o de contacto que pueden llevar a la pérdida de la persona y bienes activos



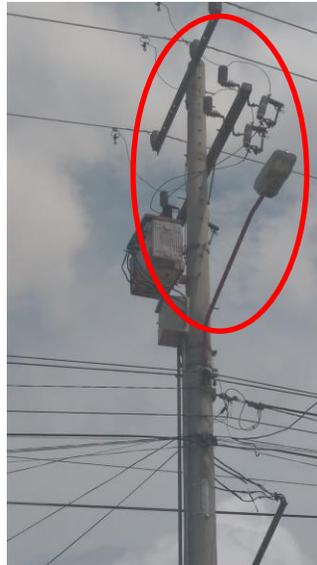


Figura 28 Centro de transformación

Figura 29 centro de transformación no está protegido contra sobre tensión ya que el puente de uno de los DPS (dispositivo de sobre tensión) no se encuentra conectado



Figura 29 Centro de transformación ubicación Venecia

Centro de transformación figura 30 con sus elementos de protección contra sobrecarga y sobretensiones, el neutro está conectado a la tierra de la cuba y esta a su vez con la tierra de la estructura en conjunto con los DPS



Figura 30 Centro de transformación normalizado

En la figura 31 centro de transformación sin normalizar conectado por media tensión desconectado por baja tensión, no tiene protecciones contra sobrecarga ni Sobrevoltaje, resaltando que la redes en baja tensión se encuentran afectadas por nidos de aves generando mala calidad de energía



Figura 31 Centro de transformación sin normalizar

4.2.3 Formato para la evaluación del circuito de Boston 3

En la Figura 31 se observa el formato recorrido de inspección ocular que se realizó a las estructuras, transformadores, puentes, Switch del circuito Boston 3 por toda la troncal

5 CAPITULO VERIFICAR EL PLAN DE MANTENIMIENTO QUE SE APLICA ACTUALMENTE EN LAS REDES DE MEDIA TENSIÓN DEL CIRCUITO BOSTON 3.

Plan anual de mantenimiento de gas natural Fenosa en Sucre se planifica desde el mes de octubre [18] del año anterior donde se estipula las actividades realizar fundamentas en los recursos destinados para cada región bajo la documentación obtenida por el SAIDI Y SAIFI que se reporta mes a mes cuantitativo al servicio de energía ya que es la manera en que se mide la calidad de la energía los 365 días al año , cada unidad de mantenimiento debe de gestionar los recursos necesarios para llevar a cabo la actividades planificadas en cada circuito -sucre donde se implementan tareas proactivas como Predictivo (Termografía), Preventivo (Recorridos de los circuitos , cambio de equipos de media tensión ,poda de árboles, Balanceo de circuitos, siliconado red de media tensión).

5.1.1 Tarea predictiva Programada Circuito Boston 3

En la tabla 18 se encuentra la programación para la realización de la termografía del circuito Boston 3 ya que 0,007993145 es el aporte al año proporcionalmente las fallas se dan por puentes partidos, rotura de línea en media y baja tensión, Bornes quemados, caja de cortocircuito quemada.

| NOM_INST_ORIGEN | SAIDE E | Días Previsto | Días Previsto (total) | INICIO | FIN |
|-----------------|-------------|---------------|-----------------------|------------|------------|
| BOSTON 1 | 0,002031625 | 0,57 | - | 01/05/2017 | 01/05/2017 |
| BOSTON 2 | 0,019763377 | 10,56 | 10,00 | 25/06/2017 | 05/07/2017 |
| BOSTON 3 | 0,007993145 | 4,29 | 4,00 | 13/10/2017 | 17/10/2017 |
| BOSTON 4 | 4,40374E-05 | 0,43 | - | 13/11/2017 | 13/11/2017 |
| BOSTON 5 | 2,8661E-06 | 1,30 | 1,00 | 14/11/2017 | 15/11/2017 |

Tabla 6 Plan de mantenimiento para la termografía circuito Boston 3

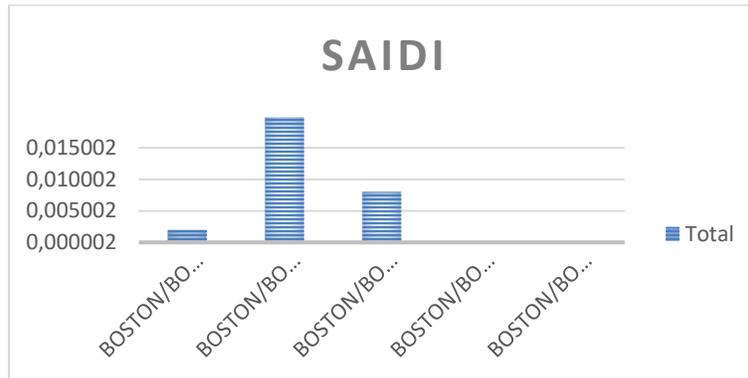


Figura 33 Evaluación del Saidi por termografía

5.1.2 Tarea de Mantenimiento Preventivo

| | | | | |
|---------------------|----------|-----------|----------|------------|
| MTTOSW&REC_SUCR_049 | 80003901 | SW-3156 | BOSTON 1 | 18/05/2017 |
| MTTOSW&REC_SUCR_025 | 80002456 | IT-BST303 | BOSTON 2 | 20/04/2017 |
| MTTOSW&REC_SUCR_043 | 80003241 | SW-3060 | BOSTON 2 | 11/05/2017 |
| MTTOSW&REC_SUCR_047 | 80003891 | SW-3155 | BOSTON 2 | 16/05/2017 |
| MTTOSW&REC_SUCR_036 | 80002333 | SW-O0019 | BOSTON 3 | 03/05/2017 |
| MTTOSW&REC_SUCR_038 | 80002466 | SW-3063 | BOSTON 4 | 05/05/2017 |
| MTTOSW&REC_SUCR_052 | 80004074 | SW-O0014 | BOSTON 4 | 22/05/2017 |

Tabla 7 Inspección ocular y Termografía

Resultado de la Inspección Switch SW-O0019

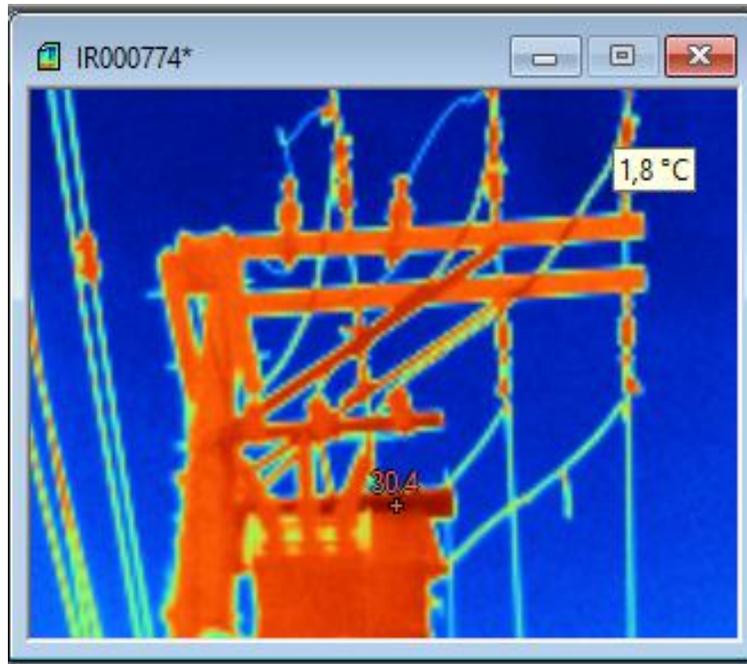


Figura 34 Termografía **Switch SW-0019**

En la figura 35 se observa el Termograma donde la máxima temperatura es 30.4°C, por lo que no se encontró punto caliente en el equipo de maniobra se resalta que los bajantes se encuentran muy desgastado por lo que se reporta el cambio de los mismos

5.1.2.1 Realización de la inspección ocular del Switch SW-0019

Figura 34 y 35 se asigna los tiempos para la realización de la inspección y generación de una tarea de mantenimiento si es necesario, ya en este ítem se evaluaron las características físicas de Switch, donde se evidencia que los bajantes están desgastados.

| ODT (EDE) | Codigo BDI | Equipo MT | Línea / Circuito | Fecha inicio programad | Fecha inicio real | Direccion | Marca | Material del bajante | Calibre del bajante | Bajante para Cambio |
|---------------------|------------|-----------|------------------|------------------------|-------------------|--------------|-----------|----------------------|---------------------|---------------------|
| MITOSW&REC_SUCR_036 | 80002333 | SW-0019 | BOSTON 3 | 03/05/2017 | 07/04/2017 | RERA 25 CALI | SCHNEIDER | Cobre | 4/0 | Si |

| Calibre de conector | Conectores para camb | Tipo de terminal | Material del terminal | Terminal para camb | Placa En Terreno | Placa correspondiente BDI | Placa Visible | Existe Trafo | Trafo conectado BT | Trafo conectado MT | Buen Estado Trafo |
|---------------------|----------------------|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|---------------------------|---------------|--------------|--------------------|--------------------|-------------------|
| 4/0 | Si | Terminal | Cobre | Si | No | Si | No | Si | No | Si | Si |

| Gab. Control en camp | Gab. Control Conectado BT | Gab. control en buen estado | Puesta a tierra en Campo | Material puesta a tierra | SPT buen estado | puesta a tierra Conectado | puesta a tierra Conectado G.Control | Elemento de Corte | Elemento Corte Buen estado | Requiere cambio Equipotencia | Requiere cambio caía de control | Requiere cambio transform | Observaciones |
|----------------------|---------------------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------|---------------------------|-------------------------------------|-------------------|----------------------------|------------------------------|---------------------------------|---------------------------|--------------------------------|
| Si | Si | Si | Si | Cobre | Si | Si | No | No | No | No | No | No | Bajante se encuentra de retido |

Figura 35 Parámetros del Switch Intermedio Boston 3

| ODT (EDE) | Codigo BDI | Equipo MT | Línea / Circuito | Fecha inicio programad | Fecha inicio real | Direccion | Marca | Material del bajante | Calibre del bajante | Bajante para Cambio | Calibre de conector | Conectores para camb |
|----------------------|------------|-----------|------------------|------------------------|-------------------|-----------------|----------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|----------------------|
| MITOSIW&REC_SUCR_038 | 80002466 | SW-3063 | BOSTON 4 | 05/05/2017 | 13/04/2017 | la de la gobern | CHNEIDER | Cobre | 4/0 | Si | 4/0 | No |

| Tipo de terminal | Material del terminal | Terminal para camb | Placa En Terreno | Placa correspondiente BDI | Placa Visible | Existe Trafo | Trafo conectado BT | Trafo conectado MT | Buen Estado Trafo | Gab. Control en camp | Gab. Control Conectado BT | Gab. control en buen estado | Puesta a tierra en Campo | Material puesta a tierra | SPT buen estado | puesta a tierra Conectado |
|------------------|-----------------------|--------------------|------------------|---------------------------|---------------|--------------|--------------------|--------------------|-------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------|---------------------------|
| Grapa | Aluminio | No | No | Si | No | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Cobre | Si | Si |

| puesta a tierra Conectado G.Control | Elemento de Corte | Elemento Corte Buen estado | Requiere cambio Equipotencia | Requiere cambio caía de control | Requiere cambio transform | Observaciones |
|-------------------------------------|-------------------|----------------------------|------------------------------|---------------------------------|---------------------------|----------------------|
| Si | Si | Si | Si | No | No | Bajantes desgastados |

Figura 36 Parámetros del Switch Intermedio Boston 3-Boston 4

5.1.2.2 Balanceo de circuitos

Evaluación de la cargabilidad del circuito Boston 3 por las fases de los conductores, Descripción del porcentaje de carga del cable de potencia y el desfase del circuito a nivel general Urbano y Rural es de 19,49%

| Año | Mes | Trimestre | Delegación | Codigo del Circuito | Subestación | Salida MT (Matricula) | Nombre del Circuito |
|------|-----------|-----------|------------|---------------------|-------------|-----------------------|---------------------|
| 2016 | Noviembre | IV | Sucre | 10668303 | BOSTON | BST304 | BOSTON 3 |

| Capacidad Instalada (MVA) | Demanda Max (MVA) | Corrientes por Fase | | | Calibre Troncal | Corriente Nominal Conductor Actual (A) | Relación TC's | Corriente Nominal TC (A) | Calibre Cable de Potencia | Corriente Nominal Cable de Potencia (A) | Cargabilidad Troncal (%) |
|---------------------------|-------------------|---------------------|---------------|---------------|-----------------|--|---------------|--------------------------|---------------------------|---|--------------------------|
| | | Ir (Amperios) | Is (Amperios) | It (Amperios) | | | | | | | |
| 18,1 | 5,7 | 229 | 277 | 233 | 266,8 ACSR | 428 | 300/5 | 300 | 500 XLPE Cu | 465 | 57,60% |

Figura 37 Plan de mantenimiento para balanceo de circuito

| Cargabilidad TC (%) | Cargabilidad Cable de Potencia (%) | Desbalance (%) |
|---------------------|------------------------------------|----------------|
| 82,11% | 52,97% | 19,49% |

Figura 38 Desbalance del circuito Urbano

5.1.2.3 Poda de Árboles Media/Baja Tensión

La gran mayoría de fallas en el circuito Boston 3 se presentan por la alta vegetación que se encuentra en la troncal y la matriz principal por lo que en el plan de mantenimiento se programan descargos para poder reducir el Saidi del sector

| BOSTON 3 | SUCR | 13,27 | 16/06/2017 | 01/07/2017 | 1,77 | C1 | PROGRAMADO | 13,27 |
|----------|---------------|----------------------------------|------------|------------|-----------|----|------------|-------|
| Codigo | Nombre de SMT | Instalacion origen (Subestacion) | LN/CTO | SAIDI | SAIFI | | | |
| 10668303 | BOSTON 3 | BST BOSTON | CIRCUITO | 0,00858055 | 0,0171611 | | | |

Figura 39 Saidi por poda Circuito Boston 3

| | |
|-----------------------------|------------------------------|
| Plan de poda 2016 | |
| Contratista Integral | |
| P | NP |
| Plan de poda 2017 | |
| Contratista integral | Contratista Adicional |
| P/NP | P |
| 80% / 20% | 100% |

Figura 40 Planificación de las brigadas poda

- ✓ En el año 2016, se contaba con un contratista integral que realizaba actividades Planificadas y/o No Planificadas en cada sector. Pero, teniendo en cuenta, la naturaleza del proyecto y el presupuesto que para 2017 tuvo un incremento del 87%, se hace preciso cambiar el enfoque plan año.

5.2 Revisación del histórico de fallos e intervenciones que se presentaron en los últimos meses en el circuito Boston 3.

5.2.1 Evaluación del Histórico de fallo de noviembre 2016

Histórico de fallas en el circuito Boston 3 donde se obtiene el Saidi (indicador de la calidad de la energía del circuito) generado del 05-Nov-2016 al 14-Nov-2016 cuyas causas fueron (fusible, red baja tensión, causa no identificada) cuando en la búsqueda del fallo la brigada de mantenimiento no identifica la causa que genera la incidencia se registra como no identificada

TR_E2464 Es el centro de transformación intervenido por la falla

NRO_INCIDENCIA: Es la orden de trabajo que se genera por la interrupción del fluido eléctrico

Tiempo = Reparación de las fallas en minutos.

CLIENTES_AFECTADOS=clientes asociados al centro de transformación.

POT_AFECTADA = Potencia afectada en el transformador.



SAIDI_S = indicador de calidad de la energía promedio de los usuarios que se ven afectados por la interrupción de un sistema de distribución.

| | |
|-----------|-------------|
| NOM_SALMT | BOSTON 3 |
| CAUSA2 | (Todas) |

| Etiquetas de fila | Suma de NRO_INCIDENCIA | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA | Suma de SAIDI_S |
|-----------------------|------------------------|-----------------|----------------------------|----------------------|--------------------|
| TR_E2464 | 2883852 | 260 | 67 | 50 | 0,001554089 |
| TR_E1435 | 2888920 | 215 | 52 | 50 | 0,0009974 |
| TR_B8125 | 2883185 | 159 | 72 | 75 | 0,001021309 |
| TR_E3204 | 2881122 | 129 | 40 | 50 | 0,000460339 |
| TR_E3027 | 2885947 | 123 | 10 | 75 | 0,000109732 |
| TR_E3245 | 2883179 | 95 | 140 | 75 | 0,001186532 |
| CT_A047105 | 2885622 | 89 | 11 | 38 | 8,73394E-05 |
| TR_46744 | 2891137 | 85 | 1 | 150 | 7,5831E-06 |
| TR_E3055 | 2890440 | 81 | 1 | 30 | 7,22625E-06 |
| BOSTON 3 | 14457245 | 27,585 | 234 | 4354 | 0,000115172 |
| Total, general | 40430649 | 1263,585 | 628 | 4947 | 0,005546722 |

Tabla 8 Fallas generales noviembre

Figura 37 diagrama circular representación del porcentaje de instalaciones intervenidas por fallas a nivel general en el circuito o directamente en el centro de transformación.



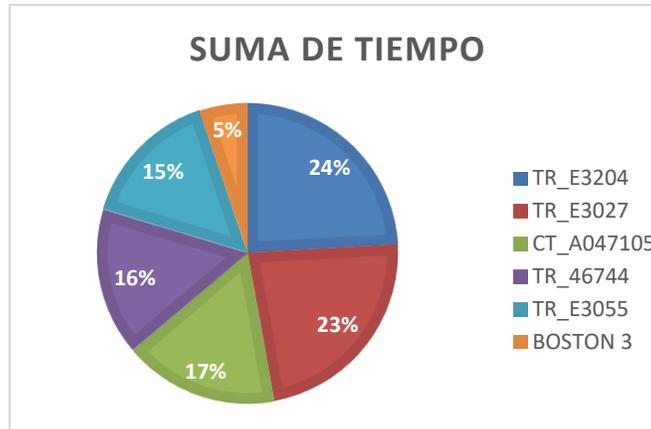


Figura 41 porcentaje de fallas en instalaciones mes de noviembre

5.2.1.1 Causa disparo de las protecciones por sobrecorrientes reposición de fusibles

| Etiquetas de fila | Suma de NRO_INCIDENCIA | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA | Suma de SAIDI_S |
|-----------------------|------------------------|----------------|----------------------------|----------------------|--------------------|
| TR_E3204 | 2881122 | 129 | 40 | 50 | 0,000460339 |
| TR_E3027 | 2885947 | 123 | 10 | 75 | 0,000109732 |
| CT_A047105 | 2885622 | 89 | 11 | 38 | 8,73394E-05 |
| TR_46744 | 2891137 | 85 | 1 | 150 | 7,5831E-06 |
| TR_E3055 | 2890440 | 81 | 1 | 30 | 7,22625E-06 |
| BOSTON 3 | 14457245 | 27,585 | 234 | 4354 | 0,000115172 |
| Total, general | 28891513 | 534,585 | 297 | 4697 | 0,000787391 |

Tabla 9 Instalaciones afectadas por sobrecarga

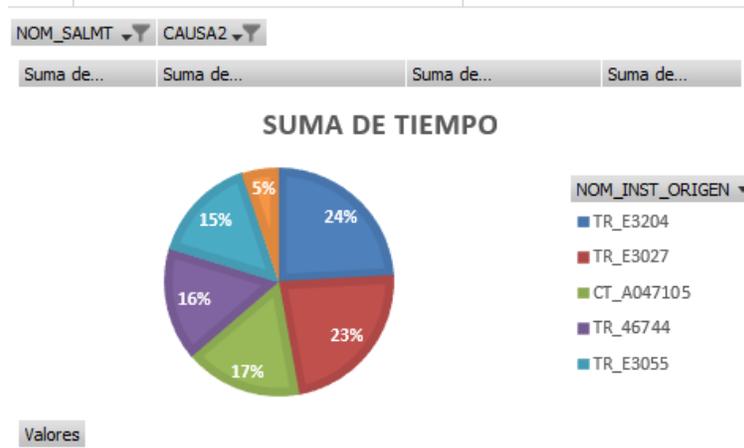


Figura 42 Porcentaje fallas por sobrecarga

En la figura 41 el disparo de la caja de cortocircuito afecta en un 24% a la instalación TR_E3204

5.2.1.2 Causa Bajante secundario del transformador, así como, reparación de líneas de baja tensión

Las degradaciones del aislante de los bajantes de secundario del transformador afectan a 67 usuarios por 4.33 horas y media.

| Etiquetas de fila | Suma de NRO_INCIDENCIA | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA | Suma de SAIDI_S |
|-----------------------|------------------------|----------------|----------------------------|----------------------|--------------------|
| TR_E2464 | 2883852 | 260 | 67 | 50 | 0,001554089 |
| TR_E1435 | 2888920 | 215 | 52 | 50 | 0,0009974 |
| TR_B8125 | 2883185 | 159 | 72 | 75 | 0,001021309 |
| Total, general | 8655957 | 634 | 191 | 175 | 0,003572799 |

Tabla 10 Instalaciones afectadas por bajante secundario del transformador

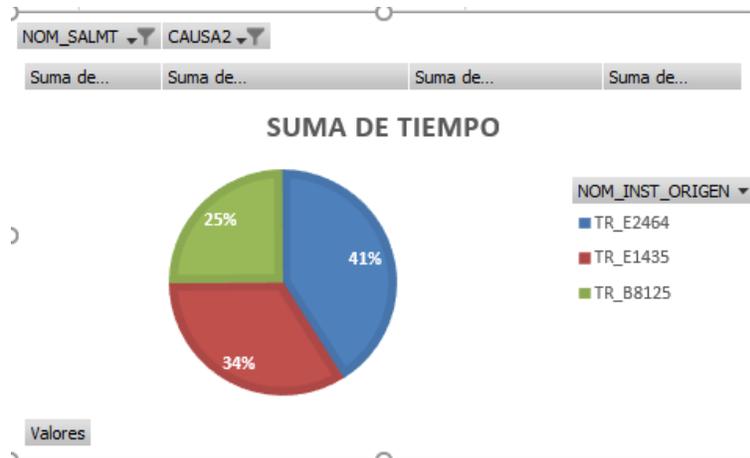


Figura 43 Porcentaje de fallas por bajante secundario

La instalación más afectada es TR_E2464 con un 41%

5.2.2 Histórico de fallas mes de febrero -2017

Las fallas en el circuito e instalaciones fueron causadas por Alta vegetación, apoyo en mal estado, Sobrecarga del centro de transformación, Red de baja tensión en mal estado.

En la tabla 12 se observa el número de veces en que fallo el circuito y los centros de transformación, debido a los diferentes factores ya mencionados ubicadas en el grupo 1 (Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE). La medida del indicador de la calidad de la energía SAIDI se verá influenciado por la instalación que más tiempo allá durado por fuera sin abastecer el servicio, en este caso es el circuito Boston 3 que es un servicio que para la empresa significa perdida.

| | |
|-----------|----------|
| NOM_SALMT | BOSTON 3 |
| CAUSA2 | (Todas) |



| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------------------|-----------------|----------------------------|----------------------|
| CTO BOSTON 3 | 942,203 | 16263 | 51143 |
| TR_E3214 | 828,634 | 244 | 300 |
| TR_E3035 | 652,683 | 37 | 45 |
| TR_E3207 | 537,567 | 138 | 100 |
| TR_B8341 | 332,867 | 86 | 50 |
| CT_A047327 | 327,517 | 22 | 75 |
| TR_46698 | 301,067 | 96 | 150 |
| TR_E1445 | 290,783 | 41 | 75 |
| TR_E2471 | 269,334 | 238 | 150 |
| TR_E2466 | 261,65 | 173 | 75 |
| TR_E1423 | 234,5 | 113 | 50 |
| TR_E1431 | 221,983 | 74 | 75 |
| TR_E3227 | 139,383 | 30 | 75 |
| TR_E3209 | 120,1 | 96 | 226 |
| TR_E1427 | 91,55 | 85 | 75 |
| LN-737 | 77,085 | 6480 | 22004 |
| TR_E2464 | 77,05 | 67 | 50 |
| LN-717 | 72,665 | 6480 | 22004 |
| BOSTON | 47,75 | 6480 | 22004 |
| Total, general | 5826,371 | 37243 | 118726 |

Tabla 11 Instalaciones afectadas por diferentes causas

En el diagrama circular se puede observar los diferentes porcentajes de las instalaciones afectadas donde el 16% se presenta en el circuito en general cuya causa es la alta vegetación, lo que ocasiona que se dispare el interruptor de cabecera hasta que se encuentre el origen de la falla

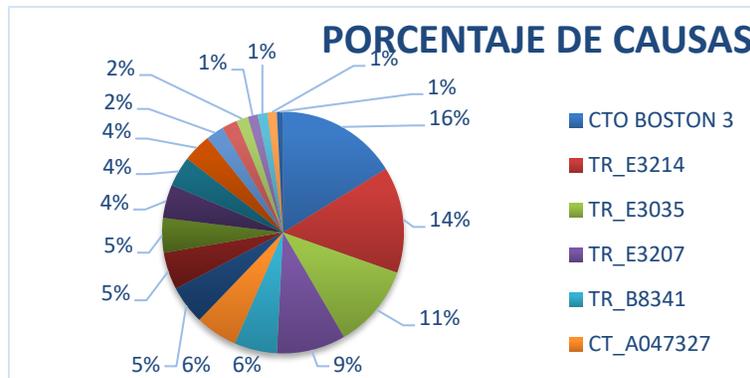


Figura 44 Porcentaje de todas las instalaciones afectada por diferentes causas

5.2.2.1 Falla en red de baja tensión

Histórico de fallas en la red de baja tensión, en un transformador de 150KVA que afecta a 120 clientes desde las 06/02/2017 13:54 hasta las 06/02/2017 19:26 cuya causa fue la rotura del conductor de baja tensión por la caída de una rama, cabe resaltar que es un circuito abundante en vegetación.

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------------------|-----------------|----------------------------|----------------------|
| TR_B8341 | 332,867 | 86 | 50 |
| TR_E1445 | 290,783 | 41 | 75 |
| TR_E3214 | 192,617 | 121 | 75 |
| TR_E3207 | 177,8 | 69 | 50 |
| TR_E3227 | 139,383 | 30 | 75 |
| TR_E1427 | 91,55 | 85 | 75 |
| TR_46698 | 89 | 48 | 75 |
| TR_E3209 | 88,017 | 48 | 113 |
| TR_E2464 | 77,05 | 67 | 50 |
| Total, general | 1479,067 | 595 | 638 |

Tabla 12 Instalaciones afectadas por red de baja tensión

En el diagrama circular se aprecia que el centro de transformación que más se vio afectado por el mantenimiento correctivo en baja tensión fue el transformador B8341 cuyo tiempo de reparación fue de 5,5 horas incidiendo el

SAIDI del circuito 0,00252870973497918 horas lo cual influye en la no continuidad de servicio.

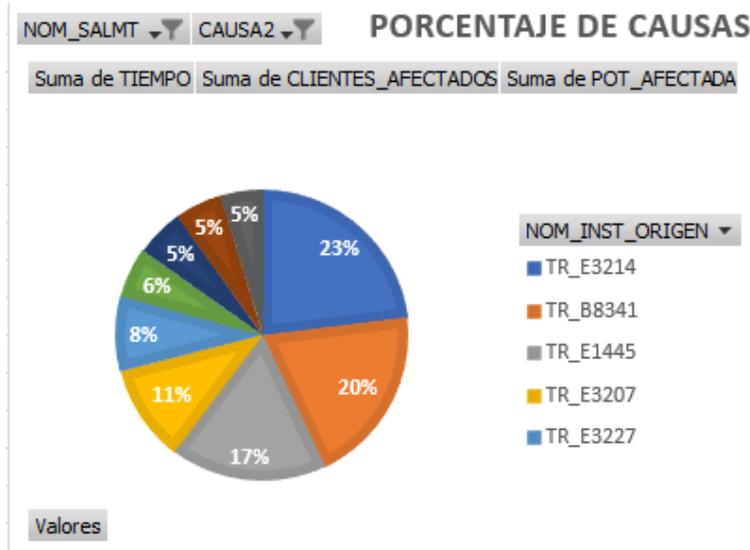


Figura 45 Porcentaje de instalaciones afectadas por la red de baja tensión

5.2.2.2 Falla por Alta vegetación

Histórico de fallas por alta vegetación género que el cierre negativo del interruptor de cabecera Boston 3 por lo que se afectaron un numero de 16262 clientes, cuyos efectos produjeron cortocircuitos por el contacto de árboles con la red trifásica.

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------------------|----------------|----------------------------|----------------------|
| CTO BOSTON 3 | 622,203 | 16262 | 51093 |
| TR_E1423 | 234,5 | 113 | 50 |
| Total, general | 856,703 | 16375 | 51143 |

Tabla 13 Instalaciones afectadas por alta vegetación

En el diagrama circular 73% de las fallas por alta vegetación repercutieron en el circuito dando origen a los disparos SW -O0019 e interruptor de

cabecera, el 27% se debió a una rama que cayó encima de la línea, realizando cortocircuito, por lo que se repararon algunos fusibles.

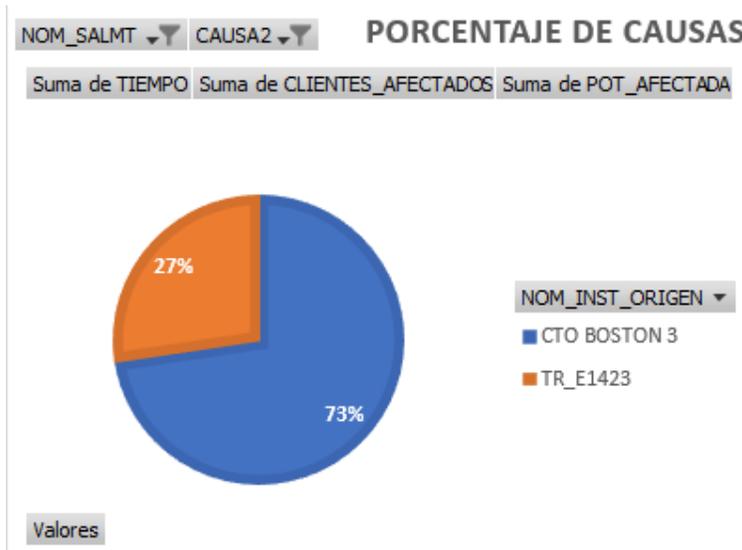


Figura 46 Porcentaje de instalaciones afectadas por la alta vegetación

5.2.2.3 Falla Sobrecarga

Histórico de fallas por sobrecarga reposición de fusibles en el circuito Boston 3 cabe resaltar que los ramales del circuito se encuentra sobrecargados por lo que el origen a la reposición del mismo puede ser por que la demanda ha incrementado cuya instalación mayor afectada fue E3035 con un indicador de calidad de servicio de 0,00019610233361777 en todo el sector , la duración del cliente sin servicio fue de domingo, 26 de febrero de 2017 02:52:00 p. m. hasta el lunes, 27 de febrero de 2017 01:44:41 a. m. .

| | |
|-----------|----------|
| NOM_SALMT | BOSTON 3 |
| CAUSA2 | Fusible |

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-------------------|----------------|----------------------------|----------------------|
|-------------------|----------------|----------------------------|----------------------|

| | | | |
|-----------------------|-----------------|------------|------------|
| TR_E3035 | 652,683 | 37 | 45 |
| TR_E3214 | 443,4 | 122 | 150 |
| TR_E3207 | 359,767 | 69 | 50 |
| TR_E2471 | 269,334 | 238 | 150 |
| TR_E2466 | 261,65 | 173 | 75 |
| TR_E1431 | 221,983 | 74 | 75 |
| TR_46698 | 212,067 | 48 | 75 |
| TR_E3209 | 32,083 | 48 | 113 |
| Total, general | 2452,967 | 809 | 733 |

Tabla 14 Fallas en instalaciones, número de clientes afectados

Como se observa en el diagrama circular el 26% de la duración de una falla se presentó en el centro de transformación E3035 que según el análisis técnico las instalaciones disparan en un tiempo donde se da la mayor carga en los hogares según la normativa de Electricaribe (9 am -5 pm en adelante)

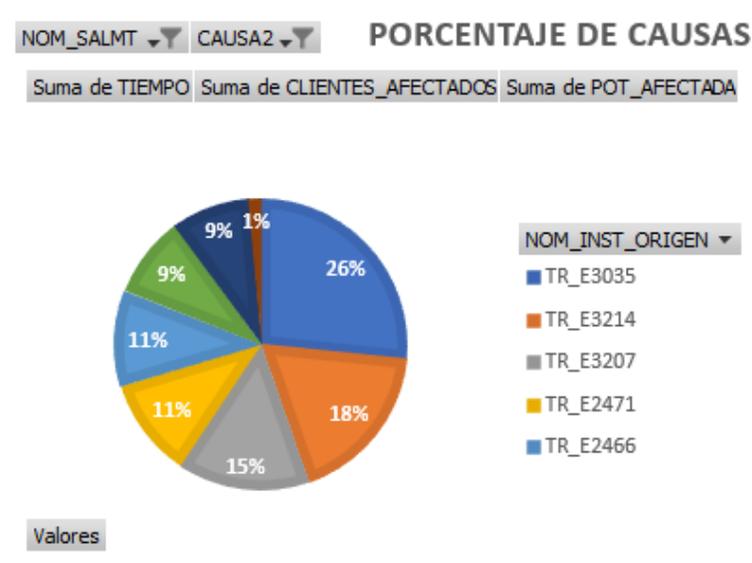


Figura 47 porcentaje de fallas por sobrecarga



5.2.2.4 Falla en apoyo

Fallos por reposición de un apoyo, cuyo principal factor es la durabilidad de un poste, si bien el promedio de vida útil son 25 años, expuesto a degradación rotura por exceso de carga

En la tabla se puede observar que la reposición de un apoyo en baja tensión afecta a la instalación A047327 proporcionalmente se ven afectados 22 clientes alrededor de 5,46 horas sin el servicio de energía, influyente en un Saidi de 0,000116601387556512

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------------------|----------------|----------------------------|----------------------|
| CT_A047327 | 327,517 | 22 | 75 |
| CTO BOSTON 3 | 320 | 1 | 50 |
| Total, general | 647,517 | 23 | 125 |

Tabla 15 Falla de apoyo e instalaciones afectadas

51% de circuito Boston 3 disparo por la reposición de un apoyo de baja tensión

NOM_SALMT ▼ CAUSA2 ▼ **PORCENTAJE DE CAUSAS**
 Suma de TIEMPO Suma de CLIENTES_AFECTADOS Suma de POT_AFECTADA

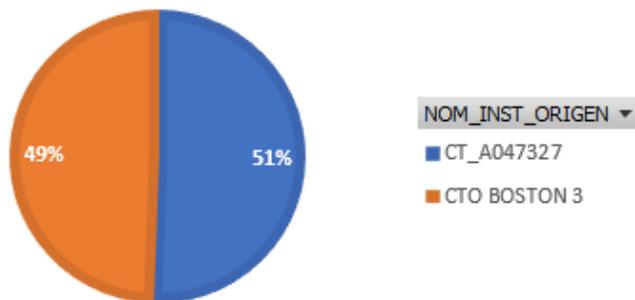


Figura 48 porcentaje de fallas en instalación

5.2.3 Históricos de falla Marzo

La clasificación de fallas en el mes de marzo de dan de manera ascendente evaluando el número de clientes sin servicio y el tiempo de reposición

- Falla transformadora de Distribución
- Fusible
- Red de baja tensión
- Falla en la cruceta
- Alta vegetación

En la tabla se encuentran cada una de las instalaciones afectadas ubicadas grupo 1 (Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE)., con el tiempo de reposición ante el fallo, número de clientes afectados y la potencia a nivel del circuito

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-------------------|----------------|----------------------------|----------------------|
|-------------------|----------------|----------------------------|----------------------|



| | | | |
|-----------------------|-----------------|--------------|---------------|
| BOSTON 3 | 2849,287 | 32156 | 104788 |
| TR_3261R | 218,6 | 26 | 50 |
| TR_46744 | 755,817 | 4 | 600 |
| TR_B5921 | 179,817 | 62 | 75 |
| TR_B8125 | 70,083 | 75 | 75 |
| TR_E1431 | 99,5 | 74 | 75 |
| TR_E1435 | 241,667 | 52 | 50 |
| TR_E1445 | 425,55 | 41 | 75 |
| TR_E2470 | 292,066 | 288 | 150 |
| TR_E3011 | 176,267 | 44 | 75 |
| TR_E3019 | 642,783 | 11 | 75 |
| TR_E3052 | 112,9 | 12 | 75 |
| TR_E3200 | 171,367 | 6 | 15 |
| TR_E3207 | 268,15 | 69 | 50 |
| TR_E3237 | 36,35 | 26 | 75 |
| TR_E3238 | 305,833 | 126 | 150 |
| TR_E3245 | 223 | 143 | 75 |
| TR_E4700 | 145,767 | 32 | 225 |
| TR_M0738 | 84,783 | 111 | 75 |
| Total, general | 7299,587 | 33358 | 106828 |

Tabla 16 Histórico de fallas por diferentes causas mes de marzo

En el diagrama circular el 61% de las fallas del circuito Boston 3 repercutieron en todos los clientes del sector, al mismo tiempo el análisis de que las fallas interfirieron la media tensión



Figura 49 Porcentaje fallas que afectaron la instalación

5.2.3.1 Falla transformador

En la tabla se muestran 91 clientes afectador por 35 horas, lo que demuestra que no se le dio prioridad a esta falla debido ya que el tiempo de reposición fue el día siguiente

| NOM_SALMT | CAUSA2 | Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------|-------------------------------------|-----------------------|-----------------|----------------------------|----------------------|
| BOSTON 3 | Falla Transformador de Distribución | | | | |
| | | BOSTON 3 | 2094,983 | 91 | 75 |
| | | Total, general | 2094,983 | 91 | 75 |

Tabla 17 Fallas Transformador

En el diagrama circular el 100% de la falla debido a una sobrecarga del transformador lo que consecuentemente genero la explosión del mismo por lo que para garantizar la seguridad se secciono el circuito dejando afectados a los clientes asociado a la siguiente matricula ctA047110 aportando a el indicador de calidad 0,016830471 nivel del circuito en general



Figura 50 Porcentaje de la falla en la instalación

5.2.3.2 Falla Sobrecarga

La apertura de la caja de cortocircuito se puede dar debido a diferentes factores como lo son, sobrecarga, alta vegetación, borne quemado, sistema de refrigeración, a continuación, se presenta la tabla de las instalaciones asociadas a la falla de los elementos de protección.

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------------------|-----------------|----------------------------|----------------------|
| TR_E3019 | 642,783 | 11 | 75 |
| TR_46744 | 546,6 | 3 | 450 |
| TR_E1445 | 425,55 | 41 | 75 |
| TR_E1435 | 241,667 | 52 | 50 |
| TR_E3245 | 223 | 143 | 75 |
| TR_B5921 | 179,817 | 62 | 75 |
| TR_E3011 | 176,267 | 44 | 75 |
| TR_E3200 | 171,367 | 6 | 15 |
| TR_E3052 | 112,9 | 12 | 75 |
| TR_E2470 | 65,533 | 96 | 50 |
| TR_E3237 | 36,35 | 26 | 75 |
| Total, general | 2821,834 | 496 | 1090 |

Figura 51 Fallas por sobrecarga

23% de las fallas es por la reposición de un fusible, donde el mantenimiento correctivo es aplicado el día siguiente de la misma cuyo aporte Saidi a la calidad del servicio es de

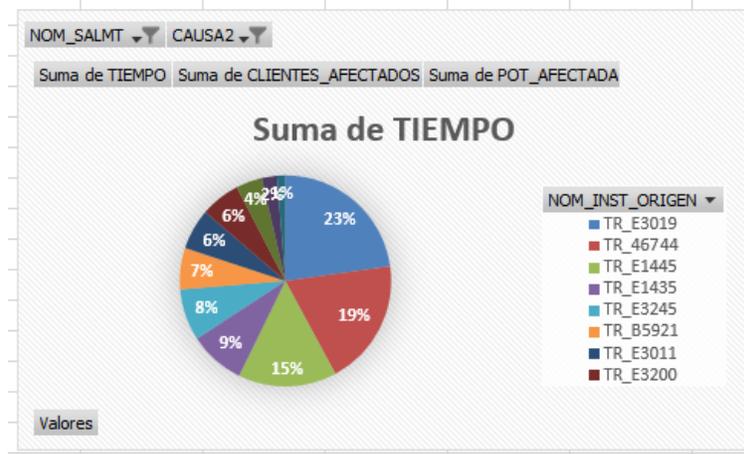


Figura 52 Porcentaje de instalaciones afectadas

5.2.3.3 Fallos en la red de baja tensión

En la tabla las fallas del circuito se presentan por reparación de bajante secundario, labores de poda en baja tensión, retención de la línea.

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------------------|-----------------|----------------------------|----------------------|
| TR_E3238 | 305,833 | 126 | 150 |
| TR_E3207 | 268,15 | 69 | 50 |
| TR_E2470 | 226,533 | 192 | 100 |
| TR_3261R | 218,6 | 26 | 50 |
| TR_M0738 | 84,783 | 111 | 75 |
| TR_B8125 | 70,083 | 75 | 75 |
| Total, general | 1173,982 | 599 | 500 |

Tabla 18 Tabla de la instalación afectada por red de baja tensión

En el diagrama circular el 26% de la falla se da en el bajante secundario de un centro de transformación afectando a 126 clientes y el tiempo de reposición es

de 2,1 horas, influyendo en la calidad del servicio 0,00163343273936903 a nivel general.

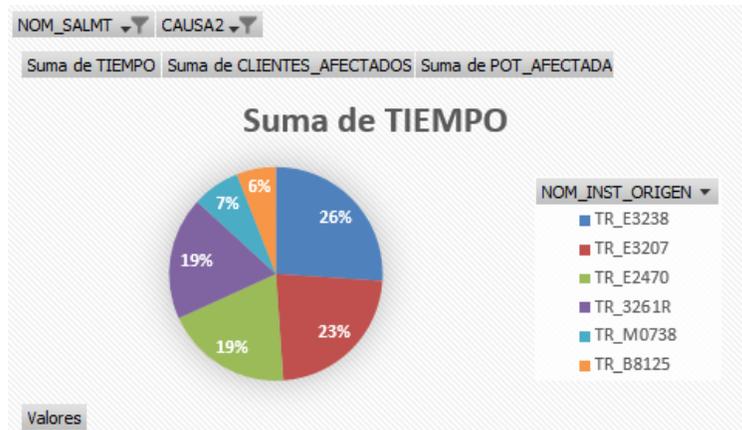


Figura 53 Porcentaje de instalaciones afectadas

5.2.3.4 Falla en la cruceta

El circuito Boston 3 intentos de disparo con cierre negativo, falla encontrada en el ramal del centro de transformación CT_A047105 encontrándose una cruceta partida y bajantes superiores en mal estado por lo que se transfirió el circuito a Boston 4 por medio del SW-3063 cuya suma total Saidi es de 0,04758022

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------------------|----------------|----------------------------|----------------------|
| BOSTON 3 | 736,469 | 25629 | 83079 |
| Total, general | 736,469 | 25629 | 83079 |

Tabla 19 Falla por cruceta

Diagrama circulas el 100% de la falla en el servicio se debe a una cruceta partida y la prioridad de reparar un bajante primario.

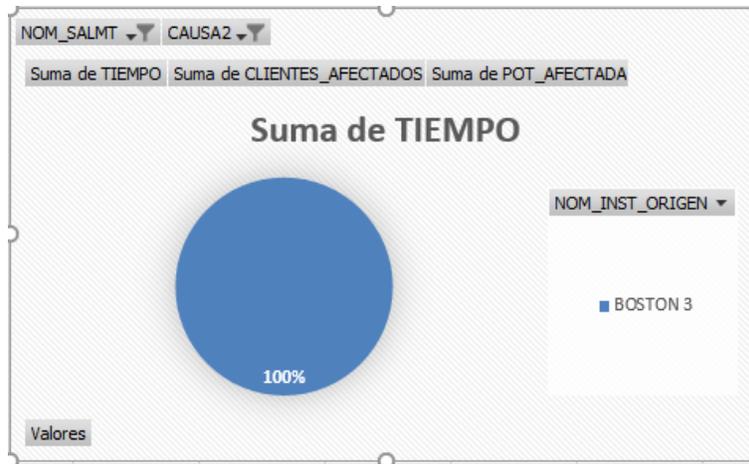


Figura 54 Porcentaje falla

5.2.3.5 Falla Alta vegetación

La instalación E1431 se vio afectada por un cortocircuito baja tensión debido a una rama que realizó contacto con la fase, para restaurar el servicio se realizó poda en baja tensión y se repusieron dos fusibles de 5 amperios

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------------------|----------------|----------------------------|----------------------|
| TR_E1431 | 99,5 | 74 | 75 |
| Total, general | 99,5 | 74 | 75 |

Tabla 20 Falla por alta vegetación

En el diagrama unifilar 100% de la falla es causada por la alta vegetación dejando a 74 usuarios afectados aproximadamente 1,6 hora con una influencia en la calidad del servicio de 0,000650023659695885 sector sucre

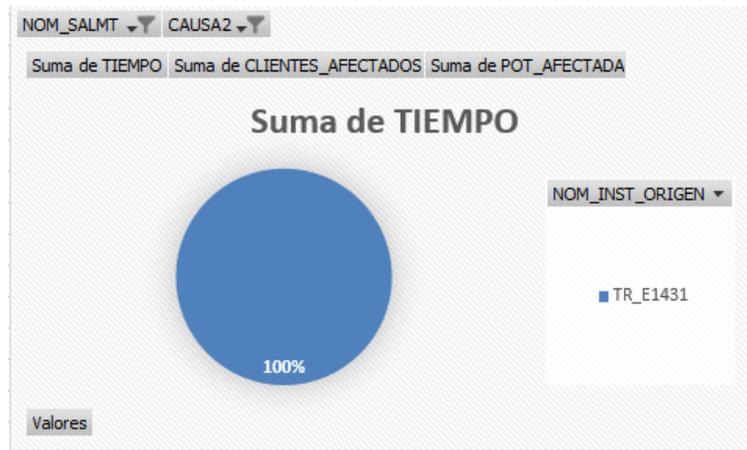


Figura 55 100% de la falla

5.2.4 Históricos de falla Abril

En el mes de abril las fallas reportadas en el sistema afectaron a las instalaciones que se encuentran en la tabla las cuales son:

- Lluvias
- Líneas secundarias
- Falla de puente
- Causas no identificadas

En la tabla se encuentra el número de clientes que se vieron afectados por una falla cierto tiempo, donde la instalación Boston 3 tienen el mayor número de usuarios y el indicador de la calidad de la energía cuyo valor es de 0,15470335 evaluando todas las posibles causas, cuya clasificación es en un 80% grupo uno

| NOM_SALMT | CAUSA2 | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|------------|---------|----------------|----------------------------|----------------------|
| BOSTON 3 | (Todas) | 720,953 | 29251 | 94256 |
| CT_A035785 | | 384,317 | 49 | 75 |

| | | | |
|-----------------------|-----------------|--------------|--------------|
| TR_B8341 | 60,033 | 86 | 50 |
| TR_E2469 | 142 | 101 | 75 |
| TR_E3063 | 331,017 | 4 | 15 |
| TR_E3232 | 332,433 | 9 | 113 |
| Total, general | 1970,753 | 29500 | 94584 |

Tabla 21 Histórico falla del mes de abril

En el diagrama circular se observa las instalaciones que fueron afectadas por las diferentes causas que ocasionaron su respectiva falla con un 37% se vio afectado todo el circuito ya que se realizaron la apertura del IT-3040 que es el interruptor de cabecera por fuertes lluvias, líneas secundarias y fallas de puente.

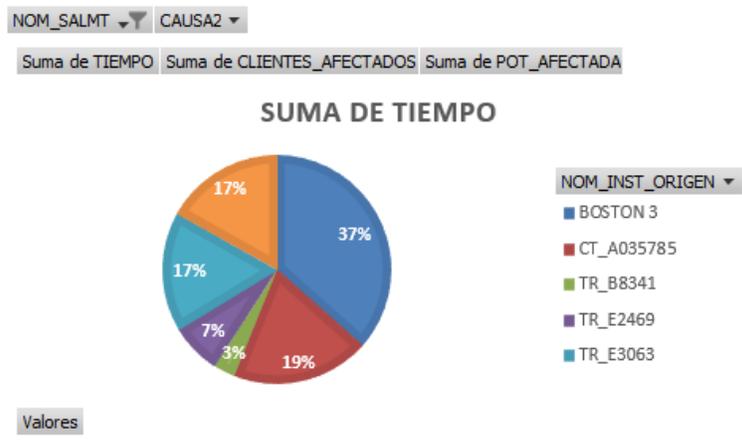


Figura 56 Porcentaje de fallas mes de abril

5.2.4.1 Falla por cortocircuito

En la tabla se aprecia el número de clientes que estuvieron afectados desde las 17/04/2017 12:32:38 a. m. hasta las 17/04/2017 01:16:38 a. m. por fuertes lluvias que un total fueron 13048 clientes afectador por el lapso de 37 minutos de cada 2 refiere positivo del interruptor de cabecera del circuito

| | |
|-----------|----------|
| NOM_SALMT | BOSTON 3 |
| CAUSA2 | Lluvias |

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------------------|----------------|----------------------------|----------------------|
| BOSTON 3 | 370,75 | 13048 | 43718 |
| Total, general | 370,75 | 13048 | 43718 |

Tabla 22 Instalaciones afectadas por cortocircuito

En el diagrama circular el 100% de la instalación afectada fue Boston 3 por fuertes lluvias cuyo indicador de calidad del sector es de 0,069008557 que es el 44,60% de indicador de la calidad del servicio ya mencionado

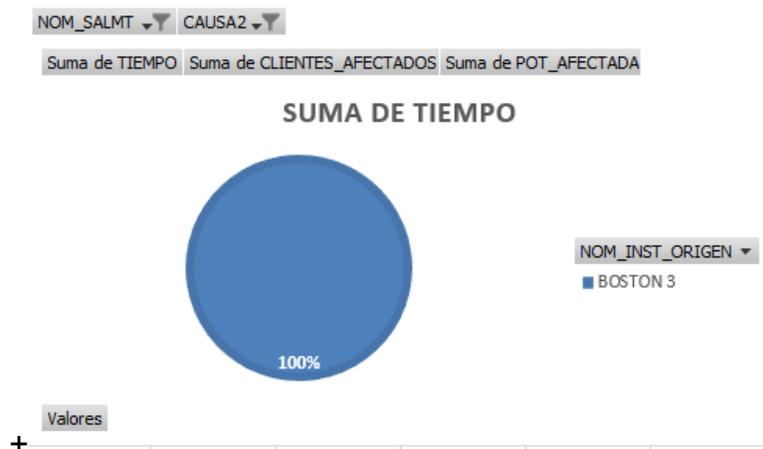


Figura 57 100% instalación afectada

5.2.4.2 Falla en la línea secundaria

En la tabla se puede observar el número de clientes afectados en el circuito que corresponde 21.95% del total en el mes de abril el tiempo en que el interruptor de cabecera está abierto es por 15 minutos muestras entran la fallas que corresponde a una línea de secundaria rota cuyo Saidi por sector es de 21,95822364%

| | |
|-----------|-----------------------|
| NOM_SALMT | BOSTON 3 |
| CAUSA2 | Línea secundaria rota |

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-----------------------|----------------|----------------------------|----------------------|
| BOSTON 3 | 75 | 6423 | 21784 |
| Total, general | 75 | 6423 | 21784 |

Tabla 23 falla por línea secundaria

En el diagrama circular el 100 de la falla del circuito Boston 3 afecta directamente a esta instalación por red de baja tensión en daño

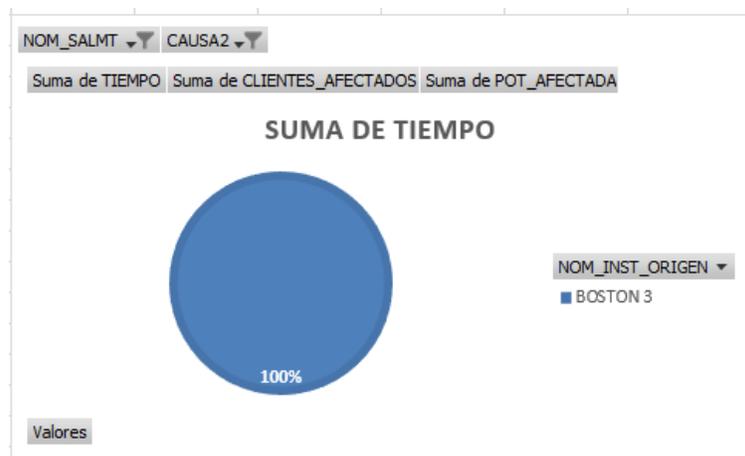


Figura 58 falla afecta 100% en toda la instalación

5.2.4.3 Falla de puente

En la tabla se observa la falla por puente primario en el barrio la margarita para aislar la instalación se procede a darle apertura a SW -O0019 en un lapso de 56 minutos afectado a 2 instalaciones tienen el 11% de clientes afectados de la lista general de fallas con un Saidi 11,16% del sector.

| NOM_SALMT | BOSTON 3 | | |
|-------------------|-----------------------|----------------------------|----------------------|
| CAUSA2 | Falla Puente primario | | |
| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
| BOSTON 3 | 225,868 | 3265 | 7008 |

| | | | |
|-----------------------|----------------|-------------|-------------|
| CT_A035785 | 384,317 | 49 | 75 |
| Total, general | 610,185 | 3314 | 7083 |

Tabla 24 Falla puente Instalaciones

En el diagrama circular 63% de la falla por puente partido afecto en función del tiempo directamente a la instalación CT_A035785 clientes afectados 49

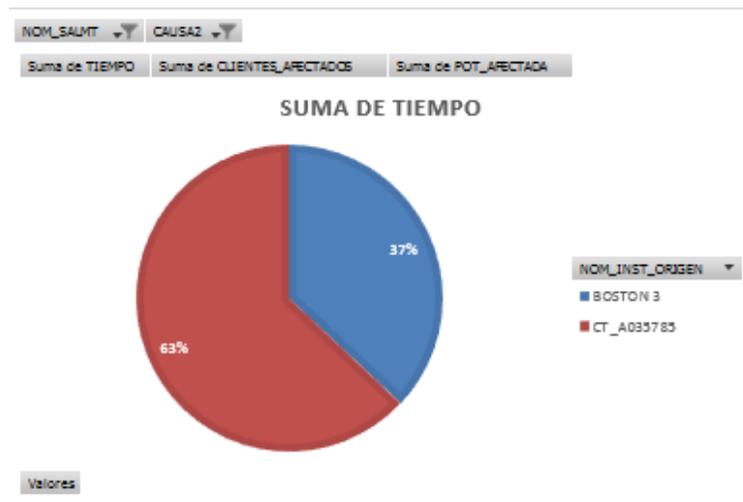


Figura 59 Porcentaje de falla en las instalaciones

5.2.4.4 Fallas por causas no identificadas

En la tabla el circuito Boston 3 se vio afectado por causas no identificadas 5 veces en un lapso de 10 minutos afectado a 6515 clientes cuyo porcentaje es 22.272% de toda la instalación.

| NOM_SALMT | BOSTON 3 | | |
|-----------------------|-----------------------|----------------------------|----------------------|
| CAUSA2 | Causa no identificada | | |
| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
| BOSTON 3 | 49,335 | 6515 | 21746 |
| Total, general | 49,335 | 6515 | 21746 |

Tabla 25 Causa no identificada

En el diagrama circular el 100% de la instalación Boston 3 es afectado por causas no desconocidas

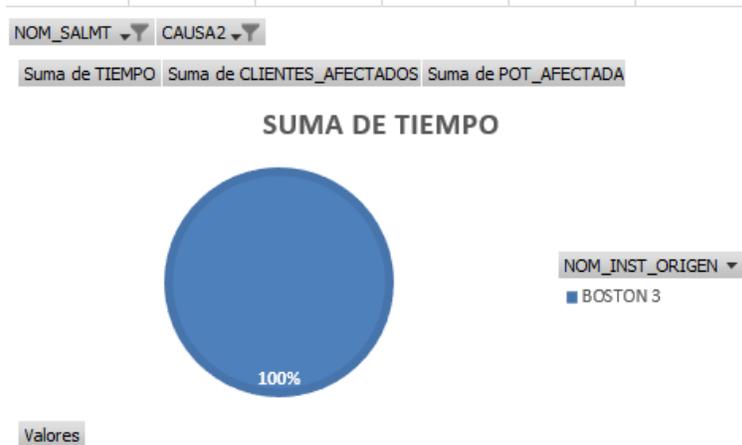


Figura 60 100% de la instalación afectada

5.2.5 Histórico de fallas a nivel general

En la tabla 28 se encuentra todas las instalaciones afectadas durante el mes de noviembre, febrero, marzo y abril es evidente que la instalación que más se vio interrumpida por el servicio de energía debido a causas como Alta Vegetación, Red de baja tensión, lluvias con unas cantidades de 61641 clientes sin servicio de energía con un tiempo estimado de 60 horas en 4 meses

| Etiquetas de fila | Suma de TIEMPO | Suma de CLIENTES_AFECTADOS | Suma de POT_AFECTADA |
|-------------------|----------------|----------------------------|----------------------|
| BOSTON 3 | 3597,825 | 61641 | 203398 |
| CTO BOSTON 3 | 942,203 | 16263 | 51143 |
| TR_46744 | 840,817 | 5 | 750 |
| TR_E3214 | 828,634 | 244 | 300 |
| TR_E3207 | 805,717 | 207 | 150 |
| TR_E1445 | 716,333 | 82 | 150 |
| TR_E3035 | 652,683 | 37 | 45 |
| TR_E3019 | 642,783 | 11 | 75 |
| TR_B8341 | 332,867 | 86 | 50 |
| CT_A047327 | 327,517 | 22 | 75 |



| | | | |
|-----------------------|------------------|--------------|---------------|
| TR_E1431 | 321,483 | 148 | 150 |
| TR_E3238 | 305,833 | 126 | 150 |
| TR_46698 | 301,067 | 96 | 150 |
| TR_E2470 | 292,066 | 288 | 150 |
| TR_E2471 | 269,334 | 238 | 150 |
| TR_E2466 | 261,65 | 173 | 75 |
| TR_E1435 | 241,667 | 52 | 50 |
| TR_E1423 | 234,5 | 113 | 50 |
| TR_E3245 | 223 | 143 | 75 |
| TR_3261R | 218,6 | 26 | 50 |
| TR_B5921 | 179,817 | 62 | 75 |
| TR_E3011 | 176,267 | 44 | 75 |
| TR_E3200 | 171,367 | 6 | 15 |
| TR_E4700 | 145,767 | 32 | 225 |
| TR_E3227 | 139,383 | 30 | 75 |
| TR_E3204 | 129 | 40 | 50 |
| TR_E3027 | 123 | 10 | 75 |
| TR_E3209 | 120,1 | 96 | 226 |
| TR_E3052 | 112,9 | 12 | 75 |
| TR_E1427 | 91,55 | 85 | 75 |
| CT_A047105 | 89 | 11 | 38 |
| TR_M0738 | 84,783 | 111 | 75 |
| TR_E3055 | 81 | 1 | 30 |
| TR_E2464 | 77,05 | 67 | 50 |
| TR_B8125 | 70,083 | 75 | 75 |
| TR_E3237 | 36,35 | 26 | 75 |
| (en blanco) | | | |
| Total, general | 14183,996 | 80709 | 258495 |

Tabla 26 Instalaciones Afectadas circuito Boston 3

5.2.5.1 Evaluación del Saidi (4 meses) de y plan de mantenimiento circuito Boston 3

En la tabla 29 se observa el reporte de 4 meses de evaluación de las diferentes fallas del circuito Boston 3 calculando el SAIDI (número medio de minutos



interrumpidos por consumidor) el objetivo es mostrar la fiabilidad y confiabilidad de cada una de las instalaciones, con base a los resultados arrojados por el historial de fallo se procede a realizar el plan de mejora en las redes de media tensión

| MES | (Todas) |
|-------------------------------------|------------------------|
| Etiquetas de fila | Suma de SAIDI_S |
| Alta vegetación | 0,048264509 |
| Lluvias | 0,042641538 |
| Falla Cruceta | 0,038528858 |
| Fusible | 0,025474131 |
| Falla Transformador de Distribución | 0,016830471 |
| Falla Puente primario | 0,016269678 |
| Red de BT | 0,016055598 |
| Línea secundaria rota | 0,008492527 |
| Causa no identificada | 0,005666401 |
| Falla Cortocircuito | 0,002438516 |
| Mantenimiento / Reposición Apoyo | 0,000664749 |
| Total, general | 0,221326976 |

Tabla 27 Evaluación del Saidi

En la tabla 27 se observar los modos fallas con mayor número de incidencias en el circuito Boston 3, con el diagrama de barra se llega a la conclusión de que el circuito es afectado 21.80 % por alta vegetación lo que sirve como base **para realizar una tarea de mantenimiento programada donde se identifiquen los puntos críticos para la realización de una poda Exhaustiva** (Compromete 45% del árbol) o ligera (30% del mismo)

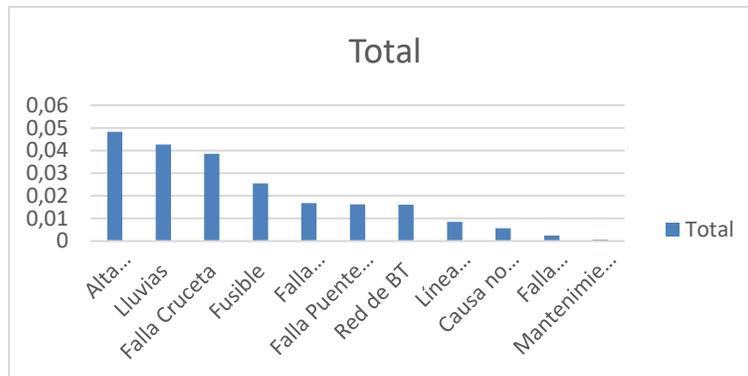


Figura 61 Causas y fallas circuito Boston 3

La lluvia es una condición ambiental lo que se debe realizar son labores de poda para que no se presenten cortocircuitos, de las fases con tierra, así como Sobretensiones.

El circuito en los ramales cuenta con mucha cruceta de madera cuya vida útil llega un punto donde se comienza a podrir lo que ocasiona que ante una lluvia se puede producir el quiebre de la misma y cortocircuito.

En conclusión, se deben aplicar unas tareas proactivas basada en la condición recorrido de los ramales del circuito, evidenciando el número de crucetas en mal estado, estructuras por aplomar por remplazar, mediciones con la cámara termográfica en cada uno de los transformadores y reportar redes de baja tensión en mal estado.

5.2.5.2 Clasificación de las fallas según el mantenimiento centrado en la confiabilidad

Para empezar a clasificar las fallas se hace necesario reconocer que es una falla y los estándares funcionales que aplica el usuario, gerente de mantenimiento, operador de red, brigada de mantenimiento resumido a la selección de un facilitador (Jefe de Mantenimiento de cada delegación en el campo eléctrico) para saber que un equipo no está cumpliendo con el 100% de sus funciones.

Para el mantenimiento centrado en la confiabilidad los estados de fallas son conocidos fallas funcionales porque ocurre cuando el activo no puede cumplir una tarea, derivándose las fallas parciales estas se dan cuando la maquina no deja de operar en su totalidad que se determina cuando sabemos que debe hacer nuestra máquina, hasta donde puede funcionar y bajo que parámetros lo puede hacer, cabe mencionar que hoy en día el pronóstico de las fallas con el tiempo ha quedado de manera desactualizada debido a que se pueden producir de manera prematura, por defectos de fabrico a continuación reconocimiento de los patrones de fallo para el circuito Boston 3.

En los centros de transformación se da el patrón B, E, D (Figura 61) el primero corresponde al tiempo de uso, definido hasta la vida útil que son 20 años para ese tiempo está construido. D Y E en el transcurso del tiempo se pueden presentar diferentes fallas como sobrecarga, derrame de aceite, accesorios flojos, Sobrevoltaje, cortocircuito externo, hasta la misma reparación del equipo puede producir que la falla siga permanente aumentando de manera creciente

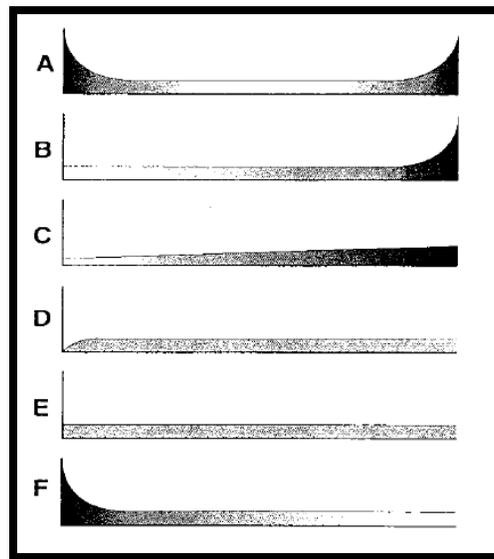


Figura 62 Seis patrones de falla [22]



| Clasificación de las fallas del circuito Boston 3 | Tipo de falla |
|---|---------------|
| ✓ Falla Cruceta | Desgaste |
| ✓ Falla Transformador de Distribución | Funcional |
| ✓ Falla Puente primario | Funcional |
| ✓ Red de BT | Parcial |
| ✓ Línea secundaria rota | Parcial |
| ✓ Mantenimiento / Reposición Apoyo | Funcional |

Tabla 28 Clasificación de fallas según RMC

DQS is member of:





6 CAPITULO DISEÑO DE UNA POLÍTICA CENTRADA EN LA CONFIABILIDAD

RCM

La política que brida mejor estabilidad a los activos de una empresa y que se enfoca a mantener el equipo cumpliendo con lo que el usuario quiere que realice en términos operacionales es aquella que se centra en la confiabilidad bajo las bases del mantenimiento que son la disponibilidad, confiabilidad y la mantenibilidad de la infraestructura eléctrica

seleccionando tareas proactivas que sean de mucho menos costo que el de la falla con consecuencias operacionales, no operacionales y ambientales que es lo que se debe de evitar a toda costa ya que esto genera un costo económico para la compañía.

En la Figura 54 mostrada se observa que para poder implementar el RMC es necesario la distribución de actividades con respecto al mantenimiento en una empresa ya que cada área tiene su conocimiento basado en la experiencia generando diferentes respuesta por eso para este tipo de filosofía es importante que se encuentre un representante de cada área(producción o de operaciones) , en este caso el facilitador cumpliría las funciones de vigilante encargado de que el análisis del RCM se lleve de manera correcta en los niveles adecuados

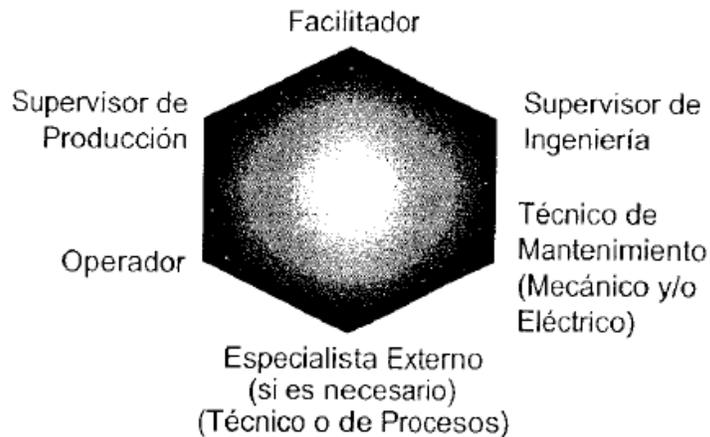


Figura 63 Un típico grupo de revisión RCM [22]

6.1.1 ¿Qué podemos lograr si implementamos el RCM en Gas Natural Fenosa?

- **Mayor seguridad e integridad ambiental**

Que activos físicos del circuito Boston 3 pueden causar inseguridad y generar deplorables condiciones medio ambientales este es el caso de los centros de transformación, conductores ya que la rotura de una línea de media tensión en la zona de sucre puede ocasionarme la quema de árboles a su vez incendios, y muertes de animales semovientes.

La exposición de un transformador me puede afectar la integridad física de los usuarios, la pérdida de la energía en las comunidades.



Figura 64 Beneficios del RMC [22]

- **Mejorar el funcionamiento Operacional (cantidad, calidad, servicio al cliente)**

Los tipos de mantenimiento implantados en gas natural Fenosa son el predictivo, preventivo y el correctivo evaluados por el Saidi y reflejados por su nivel de importancia en el plan de mantenimiento del año presente de acuerdo a los Históricos de fallas y algoritmos ya seleccionados se genera una tarea de mantenimiento.

- **Mayor costo-eficacia en el mantenimiento**

El plan de inversión ira destinado a las áreas que más lo necesitan y que son de vital importancia para mantener el circuito, en la figura 26 se estable las inversiones del 2016 con el 2017.

| Inversión por Area y Departamento Real 2016 | | | | | | | | |
|---|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| AREA | Atlántico | Bolívar | Cesar | Magdalena | Guajira | Córdoba | Sucre | Total general |
| Desarrollo AT | 5.175 | 6.759 | 154 | 391 | 177 | 421 | 154 | 13.232 |
| Desarrollo MT- BT | 3.583 | 2.900 | 651 | 61 | 60 | 923 | 280 | 8.459 |
| Mantenimiento AT | 7.237 | 10.918 | 3.664 | 2.016 | 863 | 3.328 | 1.357 | 29.384 |
| Mantenimiento MT - BT | 12.206 | 7.547 | 1.314 | 1.961 | 1.506 | 2.873 | 2.732 | 30.140 |
| Total general | 28.202 | 28.125 | 5.783 | 4.430 | 2.606 | 7.544 | 4.524 | 81.214 |

| Inversión por Area y Departamento Presupuesto 2017 | | | | | | | | |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|----------------|
| AREA | Atlántico | Bolívar | Cesar | Magdalena | Guajira | Córdoba | Sucre | Total general |
| Desarrollo AT | 18.780 | 16.610 | 9.832 | 12.049 | 1.786 | 6.877 | 5.904 | 71.839 |
| Desarrollo MT- BT | 2.702 | 2.806 | 4.674 | 1.316 | 361 | 1.611 | 888 | 14.357 |
| Mantenimiento AT | 15.345 | 15.505 | 2.164 | 4.521 | 1.038 | 2.915 | 3.112 | 44.600 |
| Mantenimiento MT - BT | 13.269 | 10.410 | 3.921 | 3.907 | 2.184 | 7.832 | 3.190 | 44.712 |
| Total general | 50.095 | 45.332 | 20.590 | 21.793 | 5.369 | 19.235 | 13.093 | 175.507 |

Figura 65 Inversión anual departamento de media y baja tensión [23]



- **Mayor vida útil de los componentes costosos**

Se emplearán Filosofías de mantenimiento Basada en la inspección y en la oportunidad para poder prolongar la vida útil de todos los equipos de la red de media y baja tensión

- **Mayor motivación del personal**

Generar sentido de pertenencia ante los problemas de mantenimiento y sus soluciones

- **Mejor trabajo en equipo**

Se tiene un mayor entendimiento por el personal de mantenimiento y de operaciones con respecto a lo que se puede lograr, lo que no y lo que se debe hacer para conseguir en fin la confiabilidad del sistema

6.1.2 La inversión en el mantenimiento centrado en la confiabilidad

Los tipos de tareas en mantenimiento implantados en gas natural Fenosa son preventiva y en su totalidad correctivas su fundamento se encuentra en el Saidi que sería el número de clientes afectador por hora sobre el total de clientes del sector lo que implica la creación de una metodología para poder reducir las fallas.

La inversión en el mantenimiento centrado en la confiabilidad va de acuerdo a el área donde se presente mayor número de fallas buscando la pronta solución con las distintas tareas que engloba RMC donde las recuperaciones del capital en la mayoría de las aplicaciones se repagan en un período de meses, aunque algunas se han repagado en dos semanas o menos.

Una manera de medir si la inversión que se ha realizado en el área ha sido conforme a los requerimientos establecidos se da al evaluar el funcionamiento en este caso de líneas eléctricas de 13,8Kv circuito Boston 3 perteneciente a

la subestación Boston, los indicadores de calidad son una buena base para empezar a preguntarse si ha sido beneficiosa o no

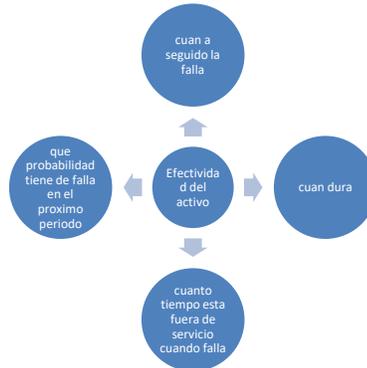


Figura 66 Evaluación de la efectividad del activo circuito Boston 3

- **cuan dura:** periodo de vida usualmente se da para reemplazar a un activo del circuito ejemplo transformadores, conectores, fusibles.
- **cuanto tiempo está fuera de servicio cuando falla:** indisponibilidad del servicio esto se expresa en porcentaje, cuanto tiempo dura el circuito o un ramal por fuera afectando a un número n de usuarios
- **Que probabilidad tiene de falla en el próximo periodo:** es la probabilidad que tienen un elemento del circuito a fallas desde su funcionamiento hasta que haya una posibilidad del 10% de uno de los componentes a fallar

6.1.3 Elementos Utilizados para realizar tareas preventivas

Equipamiento para el Inspector en las Revisiones y Toma de Datos: se define el equipamiento mínimo que requiere el inspector:

- ✓ Morral
- ✓ Tabla de apoyo para toma de datos
- ✓ Formatos requeridos
- ✓ Lapicero de color negro
- ✓ Binoculares
- ✓ Cámara digital



- ✓ Gorro con visera y tapa nuca
- ✓ Equipo de Comunicación
- ✓ GPS*
- ✓ Cámara Termográfica*
- ✓ Termómetro*
- ✓ Pinza Amperimétrica*
- ✓ Pinza Voltiamperimétrica*
- ✓ Cinta Métrica*

*Opcional, según la necesidad

6.1.4 Elementos de protección personal brigadas de mantenimiento

Para realizar las tareas de mantenimiento basado en la confiabilidad es necesario que los personales de cada uno de los asociados comerciales protejan su integridad como ser humano por eso es esencial los equipos de protección personal ya que estos brindan seguridad y salud en el trabajo, las clasificaciones de los elementos de protección para las brigadas de mantenimiento se clasifican en las siguientes clases:

Categoría II: Equipos destinados a proteger frente a riesgos moderados o graves, pero no de consecuencias mortales o irreversibles. Estos productos quedan definidos por exclusión de aquellos que pertenecen a las categorías I y III, pudiendo considerar como tales los siguientes grupos:

- Protectores de la cabeza y de la cara, equipos de protección ocular
- Todos los equipos de protección auditiva [25].

Categoría III: Equipos destinados a proteger frente a riesgo grave de consecuencias mortales o irreversibles. Se consideran dentro de esta categoría los siguientes:

- Los EPI destinados a proteger contra las caídas desde altura.
- Los EPI destinados a proteger contra los riesgos eléctricos, para los trabajos realizados en tensión o los que se utilicen como aislantes de alta tensión [25].



Figura 67 Elementos de protección personal asociados comerciales y personal propio

El cumplimiento de las 5 reglas de oro en la parte eléctrica es fundamental ya que se pueden evitar todo tipo de accidentes en líneas energizadas o desenergizadas por lo que se sigue de manera secuencial un protocolo para realizar los trabajos en las instalaciones eléctricas



Figura 68 5 reglas de oro [26]

Para dar cumplimiento al artículo 18 del RETIE es necesario tener los Elementos de protección personal para la ejecución de mantenimiento tanto preventivos como correctivos, teniendo en cuentas que lo fundamental en un trabajo programado sea la charla de seguridad



Figura 69 Descargo circuito san Antonio 112381

Los equipos a utilizar tanto personales como colectivos en un descargo programado y no programado son los siguientes.



Figura 70 Equipo para cumplimiento de la 5 regla de oro



Figura 71 Equipos de protección colectiva

En la figura 73 se observa el procedimiento para darle cumplimiento con las 5 reglas de oro y generar una zona de descarga segura.



Figura 72 Cumplimiento de las 5 reglas de oro



6.1.5 Selección de equipos

Las selecciones de equipos de la red eléctrica fueron seleccionadas con base al análisis del histórico de fallas desde el mes de enero (2016) hasta abril 2017 donde se vieron afectados por diferentes causas algunos elementos que hacen parte de la instalación eléctrica como estos:

- ✓ Transformadores
- ✓ Crucetas
- ✓ Estructuras
- ✓ Red de Media tensión
- ✓ Puentes de media tensión
- ✓ Red de baja tensión
- ✓ DPS

Para poder implementar las tareas de mantenimiento centradas en la confiabilidad de los equipos se solicita a la empresa una reestructuración a todo el equipo que presenten fallas cíclicas en el circuito, así como el cumplimiento de las distancias de seguridad para labores de poda, normalización de transformadores, cambio de cruceta centrada a metálicas en bandera, aplome de apoyo media y baja tensión, y normalización de los equipos de maniobra y corte

6.1.6 Clasificación criticidad

Los equipos se clasifican como críticos cuando pueden afectar directamente la vida humana, medio ambiente, e instalación eléctrica y que tienen una pérdida económica proporcional por el tiempo demora en reparar la falla en la nueva metodología de mantenimiento



| Tipo de equipo | Seguridad | Producción | Calidad | Mantenimiento |
|-----------------------------------|---|---|---|---|
| Transformador | <p>Derrame de aceite puede contaminar el ambiente</p> <p>Puede causar la muerte por quemaduras a los trabajadores</p> | <p>Sin el servicio eléctrico se verán afectados usuarios asociados al centro de transformación</p> | <p>Si el transformador se encuentra sobrecargado no se provea un buen servicio de energía</p> <p>Si el transformador se encuentra alejado pueden a ver perdidas por regulación de tensión</p> | <p>Se tienen en cuenta el número de fallas, desbalance de fases en media tensión</p> |
| Conductor se media tensión | <p>Puede ocasionar la muerte de personas y animales</p> | <p>Si se da la rotura del conductor perdidas de energía</p> <p>Contacto con otro conductor puede ocasionar fallas por cortocircuito</p> | <p>Las líneas en media tensión con empalme generan puntos calientes</p> | <p>Se tienen en cuenta la cargabilidad de las fases</p> |
| Conectores MT | <p>Poca influencia en la seguridad de manera directa</p> | <p>La fractura de un puente ocasiona la perdida de energía</p> | <p>Afecta la calidad de energía cuando no se está realizando un buen contacto con la red de media tensión</p> | <p>Mantenimiento centrado en la sustitución cíclica por el cumplimiento de la vida útil</p> |

| | | | | |
|-------------------|--|---|---|--|
| Cruceta | Puede ocasionar un accidente en media tensión, pero es muy inusual | Sin el servicio eléctrico se verán afectados usuarios asociados al centro de transformación | Afecta la calidad, pero habitualmente no es problemático ya que la recuperación del circuito en, media tensión es de aproximadamente 1 hora | Hasta la vida útil |
| Aisladores | Poca influencia en la seguridad | La fractura de un aislador puede ocasionar la pérdida de energía | Poca influencia en la calidad | Mantenimiento es hasta la vida útil del equipo |

Figura 73 Parámetros para evaluar la criticidad de los equipos

6.1.7 Implementación cuadro causa y efecto

El análisis de causa y efecto ayuda a determinar los tipos de fallas que se están presentando de manera aleatoria en el sistema eléctrico, cuyo objetivo es erradicar todos los posibles modos de falla de cada una de las instalaciones en la figura 58 se evalúa la gravedad de cada uno de los efectos que se pueden tener si no se toman tareas proactivas a tiempo



| ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE)+A2:P17 | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------------|---|--|--|-----------|------------|-------------|-----------|---|--------------|--|-----------------|------------------|-----------|--|
| Nombre del Sistema (Título): Transformador | | | | | | | | | | | Fecha AMFE: | | | 4/06/2017 | |
| Responsable (Dpto. / Área): Domingo Espinosa Tovar | | | | | | | | | | | Fecha Revisión: | | | | |
| Responsable de AMFE (persona): Edelma Ramos | | | | | | | | | | | | | | | |
| Función o Componente del Servicio | Modo de Fallo | Efecto | Causa | Método de detección | Severidad | Frecuencia | Importancia | NPS local | Acción recomendada | Responsable | Acción Tomada | Fecha de inicio | Fecha de término | NPS final | |
| El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión | Sobrecarga | aceite ennegrecido por pérdidas de sus propiedades físicas, fuga de aceite por los accesorios del transformador,disparo de la válvula de sobrepresión | La mala selectividad en la elección de la capacidad del transformador. Mala coordinación de los fusibles. Recalentamiento en las fases por mala distribución. Expansiones futuras no programadas. | MEDIDA DE CORRIENTES EN FASES MONOFÁSICAS O TRIFÁSICAS | 10 | 8 | 1 | 80 | Balances de circuitos | Edelma Ramos | ninguna | | | | |
| | Sobretensión | sobrecalentamiento de los equipos, incendios, destrucción de los equipos | Descargas atmosféricas, Falta de los dispositivo de protección contra sobretensiones, Mala conexión de los dispositivos de protección contra sobretensiones | VISUAL | 10 | 8 | 1 | 80 | Normalizar todos los cables de transformador | Edelma Ramos | Des cargo programado para el mes julio | | | | |
| | cortocircuitos externos | Exposición del transformador, disparo de protecciones, válvula de sobrepresión dañada, Ruta de conductor | Falta de mantenimiento en la poda de los árboles Animales, Objetos ajenos, contacto entre fases media tensión | VISUAL | 10 | 8 | 1 | 80 | Realizar labores de poda para cumplir con las distancias de seguridad | Edelma Ramos | Des cargo programado para el mes julio | | | | |

Figura 74 AMEF Transformador de media tensión

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (AMFE)+A2:P17

| | | |
|---|---------------|--|
| Nombre del Sistema (Título): | | Tranformador |
| Responsable (Dpto. / Área): | | Domingo Espinosa Tovar |
| Responsable de AMFE (persona): | | Edelma Ramos |
| Función o Componente del Servicio | Modo de Fallo | Efecto |
| El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía | Sobrecarga | aceite ennegrecido por pérdidas de propiedades físicas ,fuga de aceite por accesorios del transformador,disparos de la válvula de sobrepresión |
| | Sobretensión | sobrecalentamiento de los equipos, incendios , destrucción de los equipos |



| | | |
|----------------------------------|-------------------------|--|
| alterna de otro nivel de tensión | | |
| | cortocircuitos externos | Explosion del tranformador , dispa protecciones , valvula de sobrepr deformada ,Rotuta del conductor |
| | | |
| | | |

6.1.8 Costo del mantenimiento

El coste del mantenimiento en Electricaribe es centrado a una política basada en el fallo, donde la suma del personal, material, trasporte es lo que se paga mensual mente por la prestación de un servicio a cargo de la contratista Cobra S.A

$$CMT = F(C_p + C_M + C_T + HCP) + MCLR [11]$$

$$MCLR = (MDMT^C + MDST^C) + HR$$

$$MDST^C = DST^d + DST^R$$

$$DST^d = f(LTD, ADT)$$

$$DST^R = f(TAT, ADT)$$

$C_p =$ *COSTE DEL PERSONAL*

$C_M =$ *COSTE DEL MANTENIMIENTO*

$C_T =$ *COSTE DEL TRANSPORTE*

$HCP =$ *Jornada festiva o extra del personal*

$MCLR =$ *Tiempo medio de reparacion*



$MDMT^C = \text{Tiempo medio para realizar tareas correctivas}$

$MDST^C = \text{Tiempo medio en completar una tarea correctiva } 100\%$

$HR = \text{Tiempo perdidara la empresa}$

En la figura 58 se observan los valores establecidos con su respectiva unidad constructiva para el pago de las jornadas y horas laboradas de las brigadas de mantenimiento sucre

| ELECTRICARIBE | | ELECTROCOSTA | | TRABAJOS / EJECUCIÓN | | UNION FENOSA | |
|---|-----------------------------|----------------|-----------------------|-----------------------------|----------------------------------|--------------|--|
| | | | | Presupuesto Contrata | | 08-Jun-2017 | |
| Obra: | 207022017010028 2017_BOL_MO | | | Replanteo | | | |
| Trabajo: | 01 2017_BOLMO_ENE_IRA_Q | | | | | | |
| Direccion: | CRA 15 N0 30 - 32 | | | Fecha Inicio Previsto: | 27-Jan-2017 | | |
| Municipio: | SINCELEJO | | | Fecha Inicio Real: | 13-Feb-2017 | | |
| Departamento: | SUCRE | | | Adjudicatario: | ACTIVIDADES DE INSTALACIONES Y S | | |
| Centro Responsable: | MANTENIMIENTO SUCR | | | Supervisor: | DOMINGO ESPINOSA TOVAR | | |
| <hr/> | | | | | | | |
| 990200010100100 Mto. en Frio - Nivel II | | | | | | | |
| Unidades Constructivas | Cantidad | Valor Unitario | TOTAL | | | | |
| 0930331000 HORA BRIGADA LIGERA DIURNA | 135,00 | 49.380,61 | 6.683.682,42 | | | | |
| 0930332000 HORA BRIGADA LIGERA NOCTURNA | 34,00 | 56.428,73 | 1.918.576,98 | | | | |
| 0930333000 HORA BRIGADA LIGERA FESTIVA DIURNA | 23,00 | 64.649,27 | 1.486.933,16 | | | | |
| 0930334000 HORA BRIGADA LIGERA FESTIVA NOCTURNA | 21,00 | 72.426,61 | 1.520.958,87 | | | | |
| 0930339000 JORNADA BRIGADA LIGERA DIURNA (VEHICULO | 126,00 | 394.884,88 | 49.755.495,41 | | | | |
| 0930340000 JORNADA BRIGADA LIGERA NOCTURNA (VEHICULO | 20,00 | 451.496,78 | 9.029.935,57 | | | | |
| 0930341000 JORNADA BRIGADA LIGERA FESTIVA DIURNA (| 46,00 | 517.115,21 | 23.787.296,81 | | | | |
| 0930342000 JORNADA BRIGADA LIG FESTIVA/NOCTURNA (| 7,00 | 579.346,00 | 4.055.422,02 | | | | |
| Total por Unidades Constructivas: | | | 98.218.304,24 | | | | |
| Total por MEI 990200010100100: | | | 98.218.304,24 | | | | |
| Total EDE antes IVA : | | | 98.218.304,24 | | | | |
| Importe Aplicación 19% IVA: | | | 18.661.477,81 | | | | |
| Importe Total EDE : | | | 116.879.782,05 | | | | |

Figura 75 Presupuesto contratista

En la figura 60 se encuentran la lista de materiales con los precios de cada uno de los trabajos realizados en el mes de enero, cabe resaltar que se cobra 1,33 de administración por partes de la contratista.





| | | | |
|--------------|---|------------|---------------|
| 023103441250 | AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSION 34,5KV 70KN | \$ 31.473 | \$ 188.840,28 |
| 023101436991 | AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13,2KV(ANSI-57-1) | \$ 24.273 | \$ 72.820,17 |
| 023101436992 | AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 34,5KV(ANSI 57-3) | \$ 37.504 | \$ 112.511,16 |
| 026101529859 | BASE CORTACIRCUITOS FUSIBLE 27 KV 200 A | \$ 51.122 | \$ 204.487,48 |
| 021102930054 | CABLE AAAC 123.3 MCM | \$ 1.355 | \$ 363.126,60 |
| 021201532325 | CONDUCTOR AISLADO B.T. XLPE 4/0 AWG | \$ 3.584 | \$ 236.535,42 |
| 021103434470 | CONDUCTOR COBRE DESNUDO 7 HILOS NO 2 AWG | \$ 7.198 | \$ 302.304,66 |
| 021202458525 | COND. TRENZADO TRIPLEX 4/0AAC-4/0AAC | \$ 10.845 | \$ 791.660,18 |
| 027199465076 | CAJA TIPO INTEMPERIE PARA 4 ACOMETIDAS | \$ 88.401 | \$ 88.400,87 |
| 021202528892 | CONDUCTOR CONCENTRICO 3XN?4 COBRE | \$ 15.880 | \$ 95.281,20 |
| 027101551558 | CAJA DERIVACI?N MONOFASICA 9 SALIDAS 1000V | \$ 134.695 | \$ 269.390,10 |
| 023303703753 | CONECTOR DE PERFORACI?N 4/0-1/0 / 4/0-1/0 | \$ 6.199 | \$ 353.367,51 |
| 023203454857 | CONECTOR AMOVIBLE PARA ESTRIBO | \$ 37.751 | \$ 75.502,08 |
| 023203437596 | CONECTOR CUqA A PRESIsN AGW 1/0-AGW 1/0 | \$ 7.774 | \$ 54.418,91 |
| 023203525792 | CONECTOR CU?A A PRESI?N AGW 4/0-AGW 1/0 | \$ 8.751 | \$ 113.763,52 |
| 023203437603 | CONECTOR CU?A A PRESI?N CON ESTRIBO AGW 1/0 | \$ 16.183 | \$ 32.365,10 |
| 022102551266 | CRUCETA ANGULAR METALICA 1800 MM | \$ 77.488 | \$ 77.488,00 |
| 022102551265 | CRUCETA ANGULAR METALICA 1400 MM | \$ 62.640 | \$ 62.640,00 |
| 022102551267 | CRUCETA ANGULAR METALICA 2400 MM | \$ 101.747 | \$ 203.493,14 |
| 026104474071 | FUSIBLE DE EXPULSION 1,5 A TIPO D | \$ 2.542 | \$ 10.167,12 |
| 026104474076 | FUSIBLE DE EXPULSION 10 A TIPO D | \$ 2.842 | \$ 42.623,55 |
| 026104474077 | FUSIBLE DE EXPULSION 15 A TIPO D | \$ 2.848 | \$ 17.086,56 |
| 026104458534 | FUSIBLE DE EXPULSION 20 A TIPO D | \$ 3.559 | \$ 60.498,92 |
| 026104931077 | FUSIBLE DE EXPULSI?N 2 A TIPO D | \$ 2.565 | \$ 61.550,88 |
| 026104474072 | FUSIBLE DE EXPULSION 3 A TIPO D | \$ 2.583 | \$ 46.496,88 |
| 026104458535 | FUSIBLE DE EXPULSION 40 A TIPO K | \$ 2.778 | \$ 27.783,80 |
| 026104474074 | FUSIBLE DE EXPULSION 5 A TIPO D | \$ 2.726 | \$ 158.108,00 |
| 026104458537 | FUSIBLE DE EXPULSION 65 A TIPO K | \$ 4.999 | \$ 49.988,90 |
| 026104474075 | FUSIBLE DE EXPULSION 7 A TIPO D | \$ 2.653 | \$ 42.443,20 |
| 026104465045 | FUSIBLE P/CORTACIRCUITO DISTR 100A 15KV TIPO K | \$ 5.966 | \$ 11.932,00 |
| 023204450949 | GRAPA AMARRE ALUMINIO PARA COND. AWG 1/0(RAVEN) | \$ 12.528 | \$ 37.584,00 |
| 022699465349 | GRAPA PRENSORA 3 TORNILLOS 5/8" ACER GAL | \$ 7.449 | \$ 7.449,36 |
| 023204450950 | GRAPA AMARRE ALUMINIO COND. AWG 4/0-MCM 266 | \$ 19.887 | \$ 59.660,70 |
| 022202551418 | GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11 300 KG | \$ 5.567 | \$ 33.401,04 |
| 026103691359 | PARARRAYOS AUTOVALVULA 13,2 KV-10 KA-SN | \$ 70.815 | \$ 141.630,00 |
| 020201807941 | POSTE DE HPC/HPV DE 9M x 735 daN (CR) | \$ 360.760 | \$ 360.760,00 |
| 022201450701 | SOPORTE PARA SECCIONADOR FUSIBLE EN POSTE | \$ 13.527 | \$ 27.054,16 |
| 022201709770 | SOPORTE VERT.DE CHAPA PARA AISL.TIPO POSTE | \$ 27.297 | \$ 27.297,22 |
| 029101917369 | SPT ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO | \$ 144.304 | \$ 288.608,00 |
| 023202809022 | TERMINAL COMP. BIM. PLET. 4/0 2HUE BLARG | \$ 19.024 | \$ 437.552,00 |
| 023202530559 | TERMINAL COMPRESISN PLETINA COND. CU #2 | \$ 4.992 | \$ 9.983,32 |
| 026101529928 | TUBO PORTAFUSIBLE EXPULSI?N 27 KV_100A | \$ 40.021 | \$ 160.085,68 |

Figura 76 Precios de materiales mantenimiento [ERRA1]

La propuesta en políticas de mantenimiento centradas en la confiabilidad requiere una inversión inicial para la restructuración de los equipos que más inciden en el Saidd por mes, luego de realizar la restitución cíclica de cada uno de ellos se procede a realizar las inversiones en personal calificado el desarrollo de tareas proactivas y los costos generados de tareas preventivas, donde la gran diferencia es el ahorro en las perdidas de la energía suministrada y fin es mantener un sistema los 365 días del año disponible, confiable[ERRA2].

En la figura 61 se observa la factura a nivel residencial el no tener un servicio confiable afecta directamente el monto que se cobra en la factura mensual por lo que hay perdidas monetarias en la distribución de energía



Figura 77 Factura de Electricaribe

6.1.8.1 tareas de mantenimiento correctivo sucre mes de mayo

tareas de mantenimiento correctivo incidencia 4571234 sector Venecia Sincelejo, desplome de un poste de 8 metros 510KG baja tensión, cálculo de costo de la tarea de mantenimiento correctiva.

$$C_P = \$278.594,90 \text{ JORNADA BRIGADA LIGERA DIURNA (1)}$$

$$C_M = \$334.719 \text{ POSTE CONCRETO 9M 510KG}$$

| | |
|-------------------------|-----------|
| POSTE CONCRETO 9M 510KG | \$334.719 |
|-------------------------|-----------|

Tabla 29 Costo unitario del material

$$C_T = \$ 850,000 \text{ Día de transporte de grúa}$$

$$MDST^C = 2 \text{ horas extras} \text{ Hora brigada ligera diurna } \$35.178,00$$

$$HR = 4 \times 0,57 \text{Kwh} \times 430,75 = \$982,11$$

$$HR = 70 \text{ CLIENTES} \times 982,11 = \$68,747 \text{ perdidas de la empresa por 4 horas de no facturación de energía}$$

$$CMT = 278.594,90 + 334.719 + 850.000 + 68.747 + 70.356 = \$1.602.416$$

Desplome de poste de baja tensión por sobrecarga en el eje x, en el momento de la incidencia este poste no se encontraba ni cimentado ni con la retenida a tierra por lo que no se realizó la debida distribución de peso



Figura 78 Desplome de poste baja tensión



Figura 79 Aplome de poste baja tensión 9



6.1.8.2 tareas de mantenimiento preventivo sucre mes de mayo

las tareas de mantenimiento preventivas optimizan en disponibilidad y confiabilidad ante fallas atmosféricas o efectos de ferro resonancia por lo que el ahorro de esta tarea proactiva se centra en la planificación del tiempo de respuesta de la parte logística, administrativa y transporte el costo de una normalización de un trasformador para el cumplimiento de la normativa colombiana.

Promedio de Kwh consumidos hora 0,57Kwh precio de la energía es \$430,75

$C_{P=}$ \$278.594,90 Jornada brigada ligera diurna (1)

$C_M =$ \$310.085 Coste total de materiales

| | | | |
|-----------------|--------------|--|----------|
| CODIGO MATERIAL | 434470 | CABLE CU DESNUDO 7 HILOS #2 | \$8.860 |
| CODIGO MATERIAL | 809022 | TERMINAL COMP. BIM. PLET. 4/0 2HUE BLARG | \$19.024 |
| CODIGO MATERIAL | 022902A58593 | Tornillo Acero Inoxidable 1/2 x 1 ½ | |
| CODIGO MATERIAL | 525792 | CONECTOR CUÑA A PRESION 4/0 A 1/0 | \$6.382 |



| | | | |
|-----------------|--------|--------------------------------------|-----------|
| CODIGO MATERIAL | 691359 | PARARRAYO AUTOVALVULA 13.2KV 10KA SN | \$89.711 |
| CODIGO MATERIAL | 917369 | SPT ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO | \$183.382 |
| CODIGO MATERIAL | 474074 | FUSIBLE EXPULSION 5A TP D | \$2.726 |

Tabla 30 Costo unitario de materiales

$$C_T = \$ 850,000$$

$$MDMT^C = 2 \text{ Horas}$$

$$HR = 2X0,57Kwh X430,75 = \$491,055$$

$$HR = 52 \text{ CLIENTES } X \$491,055 = \$25534,86$$

$$CMT = 278.594,90 + 310.085 + \$ 850,000 + 25534,86 = \$1.464.213$$



En la figura 67 el transformador de circuito Boston 3 no cuenta con sistema de puesta a tierra, Dispositivos de sobretensión obsoletos (filosofía basada en la vida útil del sistema) , instalación de conectores amovibles en media tensión para evitar el mal contacto de empalmes , y selección de fusibles de acuerdo a la potencia en MVA



Figura 80 Centro de transformación antes y después de normalizar



| | |
|---------------------------|------------------------|
| FIRMA CONTRATISTA: | COBRA SA |
| COD. OBRA SGT: | 207022017010018 |
| COD. TRABAJO SGT: | 09 |

| TIPO DE UNIDAD | CODIGO UNIDAD | DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD |
|-----------------|---------------|--|
| UUCG | 0930339000 | JORNADA BRIGADA LIGERA DIURNA (1) |
| TIPO DE UNIDAD | CODIGO UNIDAD | DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD |
| CODIGO MATERIAL | 434470 | CABLE CU DESNUDO 7 HILOS #2 |
| CODIGO MATERIAL | 809022 | TERMINAL COMP. BIM. PLET. 4/0 2HUE BLARG |
| CODIGO MATERIAL | 022902A58593 | Tornillo Acero Inoxidable 1/2 x 1 ½ |





| | | |
|-----------------|--------|--------------------------------------|
| CODIGO MATERIAL | 525792 | CONECTOR CUÑA A PRESION 4/0 A 1/0 |
| CODIGO MATERIAL | 691359 | PARARRAYO AUTOVALVULA 13.2KV 10KA SN |
| CODIGO MATERIAL | 917369 | SPT ACERO INOXIDABLE AUSTENITICO |
| CODIGO MATERIAL | 474074 | FUSIBLE EXPULSION 5A TP D |

7 Establecer un plan de acción para los elementos críticos y deteriorados hallados en la evaluación.

La filosofía seleccionada para la elaboración de una metodología de mantenimiento que pueda mitigar los fallos recurrentes que se han venido dando en el circuito es la centrada en la confiabilidad, cuyo objetivo es que el equipo funcione garantizando la confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad generando que se desarrollen tareas proactivas basada en la condición, que sean menor al costo de la reparación del equipo y horas extras de trabajo de la brigada de mantenimiento (logística y la administración), para poder realizar la implementación de la filosofía es necesario que se realice un inventario de los equipos que ya cumplieron su vida útil en el sistema debido a que su grafica de fallo expone una restitución cíclica.

Para la obtención de un sistema altamente disponible, es necesario realizar el cálculo de las bases del mantenimiento como lo es la disponibilidad, la confiabilidad y la mantenibilidad, analizando cada una de sus características y aportes al sistema

7.1 Disponibilidad

Electricaribe no ofrece la disponibilidad del circuito Boston 3 ya que no hay probabilidad de que el equipo funcione todo el tiempo bajo sus condiciones

estables, lo que afecta al directamente al usuario, por lo que es necesario aplicar una metodología para el cálculo de la disponibilidad del circuito

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Confiabilidad}}{\text{confiabilidad} + \text{mantenibilidad}}$$

Obtención de datos

Se tienen en cuenta los tiempos fallas, reparaciones, tiempo perdidos de producción.

Preparación de datos

Se tiene en cuenta el motivo de falla y las estaciones afectadas

Hay diferentes tipos de Disponibilidades la seleccionada para la evaluación del circuito Boston 3 se tienen en cuenta la tarea de mantenimiento correctivo y mantenimiento preventivo.

7.1.1 Disponibilidad Inherente

Es una categoría donde se busca el control de las tareas de mantenimiento correctivas en función de los tiempos de funcionamiento, reparación de fallas teniendo en cuenta los tiempos centrados en la logística y la administración de manera ideal que para este caso tienden a cero.

$$MTBF = \text{Tiempo de funcionamiento de activo}$$

$$MTBR = \text{Tiempo de reparacion del activo}$$

$$\text{Disponibilidad} = \frac{MTBF}{MTBF+MTBR} \text{ Ecuacion(1)}$$

Análisis de la disponibilidad del circuito Boston 3 e instalaciones (mayor el tiempo de incidencias) durante el mes de febrero

| NRO_INCI | COD_INST | NOM_INST | F_ALTA | F_REPOSICION | mes | TIEMPO | CAUSA2 |
|----------|----------|----------|---------------------|---------------------|---------|--------|---------------------|
| 2661739 | 10668303 | BOSTON 3 | 22/02/2016 23:59:43 | 23/02/2016 00:01:44 | febrero | 2,017 | Falla Cortacircuito |
| 2661739 | 10668303 | BOSTON 3 | 22/02/2016 23:59:43 | 23/02/2016 00:01:44 | febrero | 2,017 | Falla Cortacircuito |
| 2661739 | 10668303 | BOSTON 3 | 22/02/2016 23:59:43 | 23/02/2016 00:01:44 | febrero | 2,017 | Falla Cortacircuito |
| 2661739 | 10668303 | BOSTON 3 | 22/02/2016 23:59:43 | 23/02/2016 00:01:44 | febrero | 2,017 | Falla Cortacircuito |
| 2661739 | 10668303 | BOSTON 3 | 22/02/2016 23:59:43 | 23/02/2016 00:01:44 | febrero | 2,017 | Falla Cortacircuito |

Figura 81 Incidencias circuito Boston 3

El circuito Boston 3 estuvo activo 26 días del mes de febrero con interrupciones los días 22-02-2016 hasta el 23-02-2016

$$MTBF = 648 \text{ HORAS MES DE FEBRERO}$$

$$MTBR = 0,033616667 \text{ HORAS}$$

$$\text{Disponibilidad} = \frac{648 \text{ horas}}{648 \text{ horas} + 0,033616667 \text{ horas}} \times 100\% = 99,9485\%$$

Disponibilidad del circuito Boston 3 en el mes de febrero fue optima ya que se produjo solo un recierre negativo en el interruptor de cabecera.

Instalación más afectada ese mes ser produjo en un centro de transformación TR_E3029 por sobrecarga en una de las fases donde el tiempo de disponibilidad de la misma fue de

$$\text{Disponibilidad} = \frac{648 \text{ horas}}{648 \text{ horas} + 6,55 \text{ horas}} \times 100 = 98,99\%$$

Ejemplo de algunas instalaciones que fueron intervenidas por diferentes causas rotura de la red en baja tensión y cortocircuito por árboles que intervienen la red secundaria

$$\text{Disponibilidad} = \frac{624 \text{ horas}}{624 \text{ horas} + 5,6 \text{ horas}} \times 100 = 99,11\%$$



Disponibilidad de las instalaciones en mayo

La instalación más afectada es TR_46744 causa alta vegetación, se debe a que no se tienen en cuenta la distancia de seguridad de las líneas eléctricas con los árboles que por reglamentación son 3 metros

$$Disponibilidad = \frac{696horas}{696horas + 24,83 horas} \times 100 = 68,17\%$$

Disponibilidad de la instalación más afectada en el mes de septiembre

En el mes de septiembre la disponibilidad del circuito Boston 3 se vio afectada por causas de nivel atmosférico, por lo que la instalación más afectada es TR_46744 (Centro de transformación) las horas de recuperación es la suma del tiempo de recuperación de la instalación en los días afectados

$$Disponibilidad = \frac{672horas}{672horas + 18,8 horas} \times 100 = 97,27\%$$

Disponibilidad de la instalación más afectada en el mes de diciembre

En el mes de diciembre la disponibilidad del circuito Boston 3 se vio afectada por causas de nivel atmosférico por lo que la instalación más afectada TR_46640 causa alta vegetación Alta vegetación.

$$Disponibilidad = \frac{720horas}{720horas + 18,8 horas} \times 100 = 97,80\%$$

Disponibilidad general de la instalación más afectada durante el año 2016

Para el año 2016 la instalación que más se vio afectada por sobrecarga y alta vegetación (cortocircuito) fue TR_46744



| NOM_INST_ORI GEN | F_ALTA | F_REPOSICI ON | mes | TIEMPO | CAUSA2 |
|---------------------|------------------------|------------------------|----------------|--------|-----------------|
| TR_46744 | 11/02/2016 13:09:00 | 11/02/2016 16:08:00 | febrero | 179 | Fusible |
| TR_46744 | 03/02/2016 14:45:00 | 03/02/2016 16:41:00 | febrero | 116 | Fusible |
| TR_46744 | 23/03/2016 15:38:00 | 23/03/2016 18:38:00 | marzo | 180 | Fusible |
| TR_46744 | 06/03/2016 08:25:00 | 06/03/2016 10:34:00 | marzo | 129 | Fusible |
| TR_46744 | 09/04/2016 15:32:00 | 09/04/2016 16:32:00 | abril | 60 | Fusible |
| TR_46744 | 25/05/2016 17:53:00 | 26/05/2016 16:45:00 | mayo | 1.372 | Alta vegetación |
| TR_46744 | 17/05/2016 10:47:00 | 17/05/2016 12:45:00 | mayo | 118 | Fusible |
| TR_46744 | 22/06/2016 08:03:00 | 22/06/2016 10:45:00 | junio | 162 | Fusible |
| TR_46744 | 05/06/2016 17:13:00 | 05/06/2016 19:46:00 | junio | 153 | Fusible |
| TR_46744 | 05/06/2016 21:23:00 | 05/06/2016 22:38:00 | junio | 75 | Fusible |
| TR_46744 | 05/09/2016 07:31:00 | 06/09/2016 01:08:00 | septiemb re | 1057 | Fusible |
| TR_46744 | 19/09/2016 07:04:00 | 19/09/2016 08:15:00 | septiemb re | 71 | Fusible |
| TR_46744 | 09/10/2016 09:13:00 | 10/10/2016 11:56:00 | octubre | 1.603 | Fusible |
| TR_46744 | 11/10/2016 08:48:00 | 11/10/2016 14:16:00 | octubre | 328 | Fusible |
| TR_46744 | 08/10/2016 05:48:00 | 08/10/2016 09:34:00 | octubre | 226 | Fusible |
| TR_46744 | 14/11/2016 07:30:00 | 14/11/2016 08:55:00 | noviembr e | 85 | Fusible |

Tabla 31 Instalación que más se vio afectado año 2016

La figura 86 muestra que la gran mayoría de tiempo se vio afectada por disparos en las protecciones cuyas causas fueron las que se muestran en el grafico

$$\text{Disponibilidad} = \frac{241,5 \text{ horas}}{241,5 \text{ horas} + 6,4766 \text{ horas}} \times 100 = 97,38819513\%$$

La disponibilidad de la instalación es de 77,97% lo que implica que habría que efectuar tareas de mantenimiento preventivo para mejorar la calidad del servicio brindar confiabilidad al cliente con ese porcentaje a su vez se puede evaluar que los diferentes tipos de mantenimiento han sido como tales correctivos sin generar una orden para la realización de una inspección previa ya que mes tras mes se sigue incurriendo en las mismas fallas con las mismas causas.

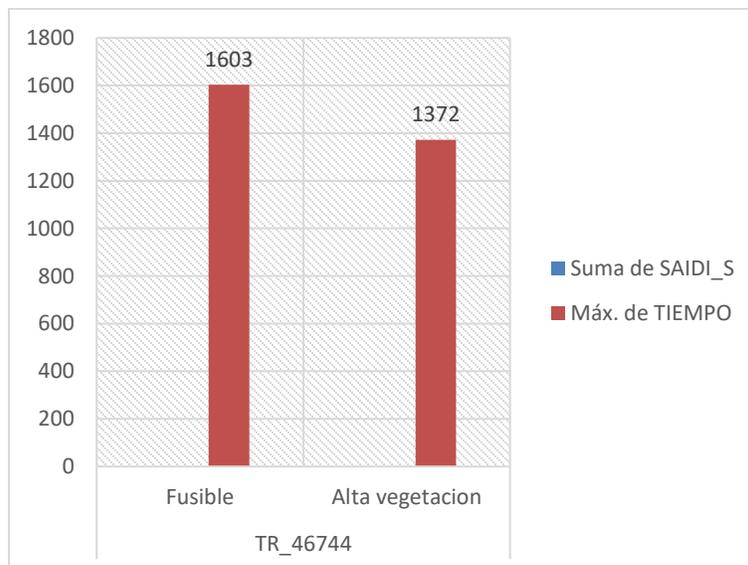


Figura 82 Causas fallo de la instalación

7.2 Mantenibilidad del circuito Boston 3 y sus instalaciones

Como se observó en el ítem anterior la disponibilidad de una instalación estuvo afectada más 70% todo el año por lo que se analiza la mantenibilidad con cuya

probabilidad de que la instalación vuelva a funcionar de manera normal después de una avería, el objetivo de esta base del mantenimiento es reducir el costo del mantenimiento bajo metodología de análisis de falla como lo es en este caso el AMEF, respaldado en la teoría de la curva de la bañera o de Davies donde se observa la evolución del equipo frente a tasas de fallas e implementación de diferentes tareas para mitigar las paradas imprevistas

En la figura 87 se observa que las tareas de mantenimiento aplicadas en el campo industrial se seleccionan en función del cálculo β que es el que determina en qué fase de la curva de la bañera se encuentra la falla (prematura, madures o vida útil, envejecimiento)

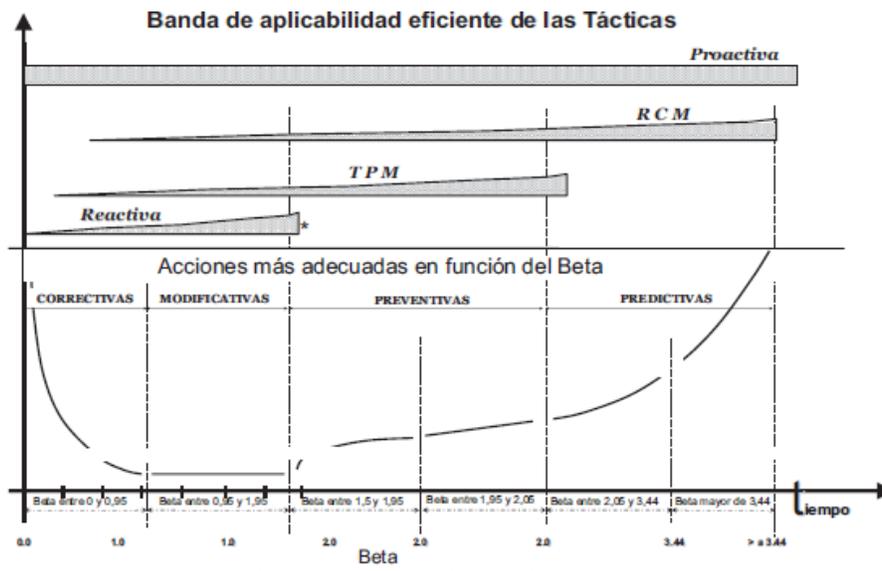


Figura 83 Acciones adecuadas en función del β

Aproximación de Berma82n para el rango de la media

$$R - M = \frac{J^{-0.3}}{N+0,4} \text{ Ecuación (2)}$$



| No. Dato | Datos de operación sin falla = λ horas | Horas de operación sin fallo organizados con λ ascendente | RM-Rango de la mediana Bernard | uno sobre uno menos RM | $\ln(\ln(1/(1-RM)))$ - Y de la regresión | \ln de datos x de la regresión |
|----------|--|---|--------------------------------|------------------------|--|----------------------------------|
| 1 | 1,933333333 | 1 | 0,045454545 | 1,047619048 | - 3,067872615 | - 5,82077E-11 |
| 2 | 2,983333333 | 1,183333333 | 0,11038961 | 1,124087591 | - 2,145823454 | 0,168335315 |
| 3 | 2,15 | 1,25 | 0,175324675 | 1,212598425 | - 1,646280772 | 0,223143551 |
| 4 | 3 | 1,933333333 | 0,24025974 | 1,316239316 | - 1,29178935 | 0,659245629 |
| 5 | 1 | 1,966666667 | 0,305194805 | 1,439252336 | - 1,010261447 | 0,676340062 |
| 6 | 1,966666667 | 2,15 | 0,37012987 | 1,587628866 | - 0,771667529 | 0,765467842 |
| 7 | 22,86666667 | 2,55 | 0,435064935 | 1,770114943 | - 0,560288167 | 0,936093359 |
| 8 | 2,55 | 2,7 | 0,5 | 2 | - 0,366512921 | 0,993251773 |
| 9 | 1,25 | 2,983333333 | 0,564935065 | 2,298507463 | - 0,183610407 | 1,093041244 |



| | | | | | | |
|----|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------------|-----------------|
| 10 | 2,7 | 3 | 0,629870 13 | 2,701754 386 | - 0,006117 338 | 1,098612 289 |
| 11 | 17,61666 667 | 3,766666 667 | 0,694805 195 | 3,276595 745 | 0,171264 823 | 1,326190 437 |
| 12 | 1,183333 333 | 5,466666 667 | 0,759740 26 | 4,162162 162 | 0,354897 648 | 1,698669 046 |
| 13 | 3,766666 667 | 17,61666 667 | 0,824675 325 | 5,703703 704 | 0,554526 136 | 2,868845 424 |
| 14 | 26,71666 667 | 22,86666 667 | 0,889610 39 | 9,058823 529 | 0,790155 58 | 3,129680 246 |
| 15 | 5,466666 667 | 26,71666 667 | 0,954545 455 | 22 | 1,128508 398 | 3,285287 59 |

7.3 Calculo de la confiabilidad, mantenibilidad y probabilidad de falla de la instalación TR_46744

En la siguiente tabla se evidencia el tiempo de funcionamiento de la instalación así como los tiempo de funcionamiento y reparación para el cálculo de los parámetros de la distribución de Weibull , la disponibilidad mencionada es la relacionada con el número de tareas de mantenimiento correctivo que se han venido efectuando desde enero , hasta diciembre del 2016

| DAT O # | FECHA Y HORA DE INICIO DE FALLAS | FECHA FIN DE FALLA INICIO DE OPERACIÓN NORMAL | TBF | TTR | DIA Y HORA UT | DIA Y HORA FINAL UT |
|---------|----------------------------------|---|-----|------------|------------------------|------------------------|
| 1 | | 00/01/2016 00:00:00 | 24 | | 01/01/2016 00:00:00 | |
| 2 | 03/02/2016 14:45:00 | 03/02/2016 16:41:00 | 192 | 1,933 3 | 03/02/2016 16:41:00 | 11/02/2016 13:09:00 |
| 3 | 11/02/2016 13:09:00 | 11/02/2016 16:08:00 | 576 | 2,983 3 | 11/02/2016 16:08:00 | 06/03/2016 08:25:00 |



| | | | | | | |
|-----|------------------------|------------------------|-----------|------------|------------------------|------------------------|
| 4 | 06/03/2016 08:25:00 | 06/03/2016 10:34:00 | 408 | 2,15 | 06/03/2016 10:34:00 | 23/03/2016 15:38:00 |
| 5 | 23/03/2016 15:38:00 | 23/03/2016 18:38:00 | 408 | 3 | 23/03/2016 18:38:00 | 09/04/2016 15:32:00 |
| 6 | 09/04/2016 15:32:00 | 09/04/2016 16:32:00 | 192 | 1 | 09/04/2016 16:32:00 | 17/05/2016 10:47:00 |
| 7 | 17/05/2016 10:47:00 | 17/05/2016 12:45:00 | 192 | 1,966 7 | 17/05/2016 12:45:00 | 25/05/2016 17:53:00 |
| 8 | 25/05/2016 17:53:00 | 26/05/2016 16:45:00 | 240 | 22,86 7 | 26/05/2016 16:45:00 | 05/06/2016 17:13:00 |
| 9 | 05/06/2016 17:13:00 | 05/06/2016 19:46:00 | 0 | 2,55 | 05/06/2016 19:46:00 | 05/06/2016 21:23:00 |
| 10 | 05/06/2016 21:23:00 | 05/06/2016 22:38:00 | 408 | 1,25 | 05/06/2016 22:38:00 | 22/06/2016 08:03:00 |
| 11 | 22/06/2016 08:03:00 | 22/06/2016 10:45:00 | 336 | 2,7 | 22/06/2016 10:45:00 | 05/09/2016 07:31:00 |
| 12 | 05/09/2016 07:31:00 | 06/09/2016 01:08:00 | 312 | 17,61 7 | 06/09/2016 01:08:00 | 19/09/2016 07:04:00 |
| 813 | 19/09/2016 07:04:00 | 19/09/2016 08:15:00 | 456 | 1,183 3 | 19/09/2016 08:15:00 | 08/10/2016 05:48:00 |
| 14 | 08/10/2016 05:48:00 | 08/10/2016 09:34:00 | 24 | 3,766 7 | 08/10/2016 09:34:00 | 09/10/2016 09:13:00 |
| 15 | 09/10/2016 09:13:00 | 10/10/2016 11:56:00 | 24 | 26,71 7 | 10/10/2016 11:56:00 | 11/10/2016 08:48:00 |
| 16 | 11/10/2016 08:48:00 | 11/10/2016 14:16:00 | 72 | 5,466 7 | 11/10/2016 14:16:00 | 14/11/2016 07:30:00 |
| 17 | 14/11/2016 07:30:00 | 14/11/2016 08:55:00 | AHOR A | | 14/11/2016 08:55:00 | |

Tabla 32 Histórico de funcionamiento y fallo del equipo [26]

MTBF= tiempo de funcionamiento promedio

MTTR tiempo promedio de reparaciones de la instalación



| | | |
|---|---------|--------|
| MTBF | 241,5 | |
| MTTR | | 6,4767 |
| $Disponibilidad = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$ | | |
| | 97,3882 | % |

Figura 84 Calculo de la disponibilidad de la instalación

Con el cálculo de la disponibilidad se puede verificar lo tiempos en que la instalación estuvo en funcionamiento, cuanto fueron los tiempos de reparaciones cual es el porcentaje mensual en que los usuarios no se vieron afectados por el servicio de energía.

Calculo de los parámetros β , Θ , $F(t)$, $R(t)$, mediante los métodos rango de media de Bernard y alineación con regresión de los mínimos cuadrados lo que permite poder reconocer el tipo de falla en el equipo y la tarea a implementar ecuación de probabilidad de falla y confiabilidad

$$R(t) = 1 - F(t) \text{ Ecuación (3)}$$

$$F(t) = 1 - \exp \frac{t-t_0}{\theta}^\beta \text{ Ecuación (4)}$$

Media de Bernard se calcula los parámetros para evaluar la mantenibilidad y probabilidad de fallo

$$RM = \frac{J-0,3}{N+0,4} \text{ Ecuación (2)}$$

N =Cantidad de datos

J datos ordenado de menor a mayor

| Estimación de parámetros con aproximación de rango de mediana de Bernard RRY-WEIBULL | | | | Alineación con regresión de mínimos cuadrados | | |
|--|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 |

| No. Dato | Datos de operación sin falla = λ horas | Horas de operación sin fallo organizados con λ ascendente | RM-Rango de la mediana Bernard | uno sobre uno menos RM | $\ln(\ln(1/(1-RM)))$ -Y de la regresion | Ln de datos x de la regresion |
|----------|--|---|--------------------------------|------------------------|---|-------------------------------|
| 1 | 1,933333333 | 1 | 0,045454545 | 1,047619048 | 3,067872615 | -5,82077E-11 |
| 2 | 2,983333333 | 1,183333333 | 0,11038961 | 1,124087591 | 2,145823454 | 0,168335315 |
| 3 | 2,15 | 1,25 | 0,175324675 | 1,212598425 | 1,646280772 | 0,223143551 |
| 4 | 3 | 1,933333333 | 0,24025974 | 1,316239316 | -1,29178935 | 0,659245629 |
| 5 | 1 | 1,966666667 | 0,305194805 | 1,439252336 | 1,010261447 | 0,676340062 |
| 6 | 1,966666667 | 2,15 | 0,37012987 | 1,587628866 | 0,771667529 | 0,765467842 |
| 7 | 22,86666667 | 2,55 | 0,435064935 | 1,770114943 | 0,560288167 | 0,936093359 |
| 8 | 2,55 | 2,7 | 0,5 | 2 | 0,366512921 | 0,993251773 |
| 9 | 1,25 | 2,983333333 | 0,564935065 | 2,298507463 | 0,183610407 | 1,093041244 |
| 10 | 2,7 | 3 | 0,62987013 | 2,701754386 | 0,006117338 | 1,098612289 |
| 11 | 17,61666667 | 3,766666667 | 0,694805195 | 3,276595745 | 0,171264823 | 1,326190437 |
| 12 | 1,183333333 | 5,466666667 | 0,75974026 | 4,162162162 | 0,354897648 | 1,698669046 |
| 13 | 3,766666667 | 17,61666667 | 0,824675325 | 5,703703704 | 0,554526136 | 2,868845424 |
| 14 | 26,71666667 | 22,86666667 | 0,88961039 | 9,058823529 | 0,79015558 | 3,129680246 |
| 15 | 5,466666667 | 26,71666667 | 0,954545455 | 22 | 1,128508398 | 3,28528759 |

Tabla 33 Parámetros de aproximación y regresión para el cálculo de los parámetros Weibull

En la figura 89 se obtienen los tiempos de falla y reparación de una instalación con base a la mediana de Bernard y regresión lineal de la misma, con lo que se observa cada cuanto es el intervalo de fallas y tiempos para realización de una tarea basada en la inspección.

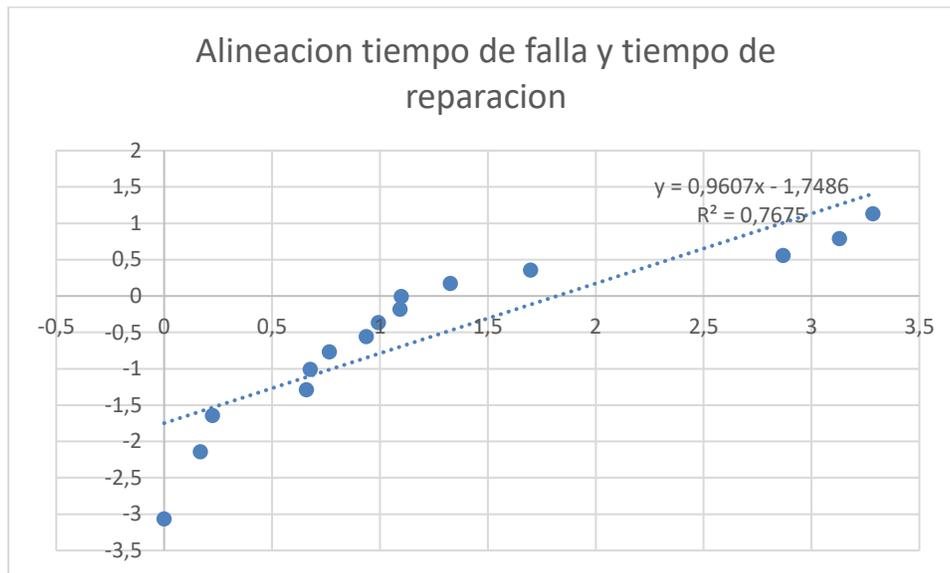


Figura 85 Tiempos de falla y reparación de la instalación.

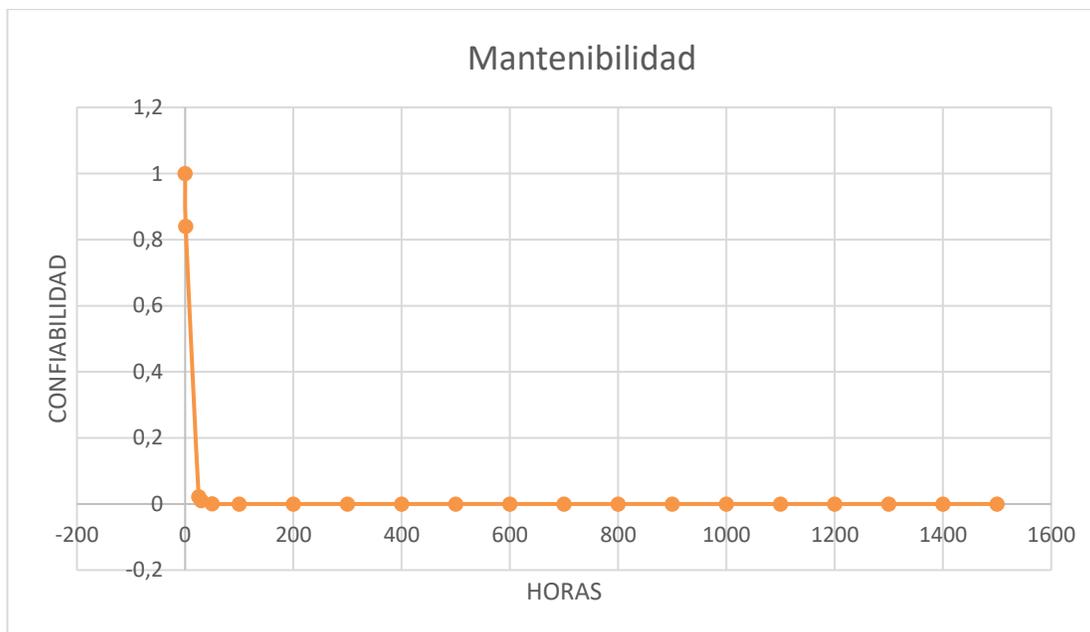
El cálculo de la confiabilidad en la siguiente tabla decrece a medida que el tiempo de funcionamiento va incrementando en el equipo, hay una probabilidad de que en tiempo 0 esta sea 100% ideal sin tener en cuenta el diseño, los defectos de fábrica, fallas humanas, transporte.

| Tiempo | Probabilidad de falla | Confiabilidad | Confiabilidad % |
|--------|-----------------------|---------------|-----------------|
| 0 | 0 | 1 | 100 |
| 1 | 0,159716694 | 0,840283306 | 84,02833056 |
| 25 | 0,978360685 | 0,021639315 | 2,16393149 |
| 30 | 0,989611296 | 0,010388704 | 1,038870356 |
| 50 | 0,99942456 | 0,00057544 | 0,057543977 |
| 100 | 0,999999505 | 4,94553E-07 | 4,94553E-05 |
| 200 | 1 | 5,33906E-13 | 5,33906E-11 |



| | | | |
|------|---|---|---|
| 300 | 1 | 0 | 0 |
| 400 | 1 | 0 | 0 |
| 500 | 1 | 0 | 0 |
| 600 | 1 | 0 | 0 |
| 700 | 1 | 0 | 0 |
| 800 | 1 | 0 | 0 |
| 900 | 1 | 0 | 0 |
| 1000 | 1 | 0 | 0 |
| 1100 | 1 | 0 | 0 |
| 1200 | 1 | 0 | 0 |
| 1300 | 1 | 0 | 0 |
| 1400 | 1 | 0 | 0 |
| 1500 | 1 | 0 | 0 |

Tabla 34 Calculo de la Probabilidad de falla





Para β menores a 1 se aplica el mantenimiento correctivo en el caso del centro de transformación mencionado en el ejemplo inicialmente se debe de realizar un recorrido para registrar las diferentes anomalías que están ocasionando la falla debido a posibles causas como Alta vegetación, Sobrecarga, Rotura de Red Baja tensión, Cortocircuito la estimación es que en 200 horas ya se halla dado la falla y el equipo no esté en funcionamiento.

7.4 Tareas de mantenimiento preventivo

En RMC estas tareas se conocer como Reacondicionamiento cíclico y sustitución cíclica, basada en la condición dependiendo si las fallas son en función de la edad o de variables internas o externas de la máquina por lo que implementaran actividades que se tienen en cuenta en el plan de mantenimiento con mayor regularidad como:

- ✓ Recorrido del circuito: El recorrido del circuito se realizará una vez al año con el fin de poder identificar componentes deteriorados
- ✓ Labores de poda: Esta actividad dependerá de la base de la planilla de árboles donde se estipula un tiempo de crecimiento
- ✓ Balanceo de circuitos: Se realizarán análisis de factibilidad en la red para saber qué fase se encuentra sobrecargado y poder realizar el equilibrio de fases
- ✓ Tarea basada evaluar un parámetro de una máquina para detectar si esta por ocurrir una falla (Falla potenciales) en el circuito Boston 3 se aplicar| la técnica de termografía para la detección de puntos calientes (Formato de inspección Electricaribe SA)

A manera de ejemplo se realizó el recorrido a la matriz de circuito Boston 3 realizando la inspección termográfica general de la estructura con una emisividad de 0,95 detectando puntos calientes en los trasformadores, Caja cortocircuito y aislamiento de un conductor

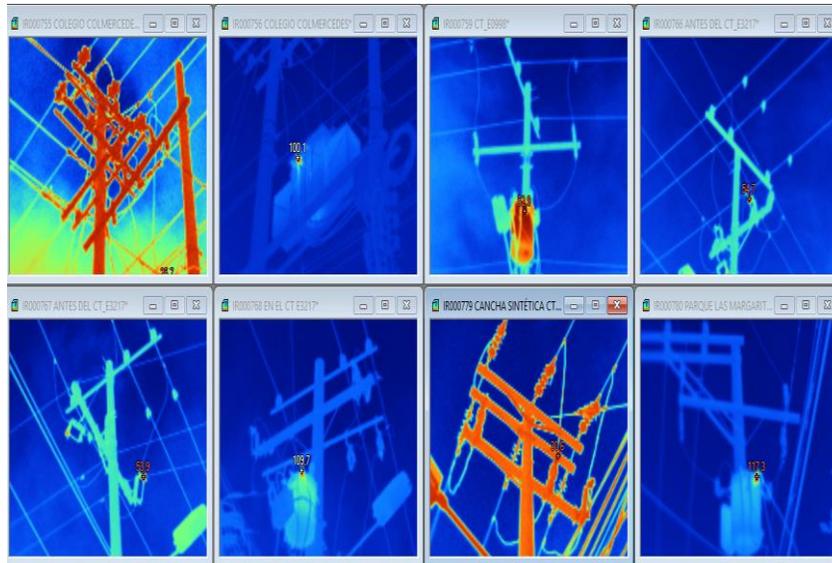


Figura 86 Fuente Autor Figura Termograma puntos calientes matriz Boston 3

En la figura 65 se evidencian puntos calientes con temperaturas desde 173°C hasta 42.2°C cuyas causas sub-causa puede ser desequilibrio de fases, sobrecarga, bornes mal ajustados (El sobrecalentamiento de una conexión indica una alta resistencia,) [24] que se encuentra haciendo mal contacto, según las tablas del fabricante de transformadores MAGNETRÓN las máximas pérdidas en el cobre se determinan a 85 °C.

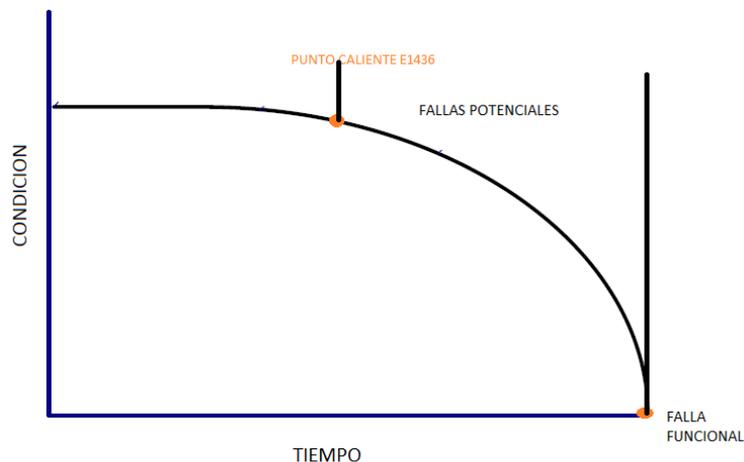


Figura 87 Diagrama P-F

En la figura 63 se observa el diagrama P-F para el punto caliente detectado en el transformador E1436 donde se detecta el punto en que se detecta la falla y el tiempo calculado por las ecuaciones de la mantenibilidad, donde se estima el porcentaje de disponibilidad y el tiempo en que se tienen que realizar las reparaciones.

7.4.1 Posibles causas para que se genere un punto caliente

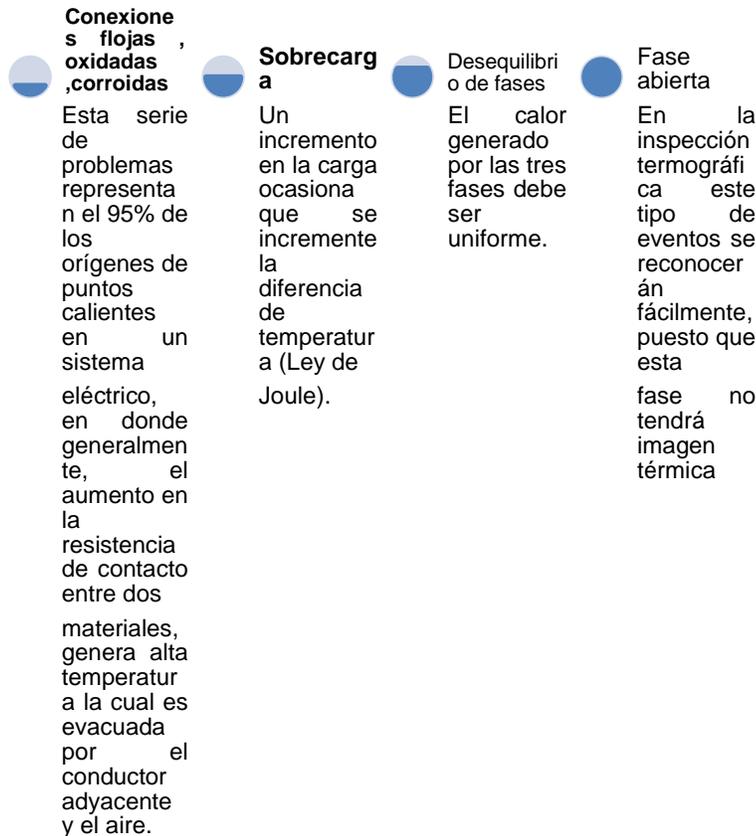


Figura 88 Modos de falla

7.5 Periodicidad de las tareas de mantenimiento

El cálculo del tiempo de aplicación de cada una de la tarea de mantenimiento correctivo, preventivo y basado en la condición, se estima dependiendo la gráfica de la mantenibilidad, teniendo en cuenta la probabilidad de fallo de la instalación

7.6 Metodología diseñados para el análisis de las fallas de los elementos críticos del circuito Boston 3

Los formatos generados son aplicados a los elementos que conforman la red de media tensión centrados en las tareas proactivas del RCM aplicado cada año

TC = Tarea a condición RC = Reacondicionamiento Cíclico SC = Sustitución cíclica

TRANSFORMADOR

| ACTIVIDAD | PROCEDIMIENTO | TAREA PROATIVA |
|--|---|----------------|
| Verificar el nivel de líquido aislante | | |
| 1 | revisar el nivel de aceite | TC |
| 2 | reponer el líquido aislante (si falta) | RC |
| 3 | determinar las causas de la reducción | TC |
| 4 | corregir las fugas | SC |
| Tap | | |
| 1 | Verificar si el tap se encuentra en el nivel intermedio | TC |
| 2 | Verificar las tensiones baja tensión | TC |
| Bajantes del transformador | | |



| | | |
|-----------------------------|---|---------|
| 1 | Verificar aislamiento de los bajantes | TC |
| 2 | Medir temperatura de los bajantes, accesorios | TC |
| 3 | Normalizar los transformadores que no cumplan con la normativa >50KVA bajantes dobles | RC |
| Dispositivo de sobretensión | | |
| 1 | Verificar la conexión de la protección al DPS y del mismo hacia transformador | TC |
| 2 | Datos técnicos coordinación de aislamiento. | TC |
| 3 | Datos técnicos La densidad de rayos a tierra. | TC |
| Medida de corriente | | |
| 1 | Conductores de media tensión | RC |
| 2 | Conductores de baja tensión | RC |
| Medida Temperatura | | |
| 1 | Bornes del transformador | TC Y RC |
| 2 | Bajantes del transformador | TC Y RC |
| 3 | Conectores amovible MT | TC Y RC |
| Limpieza de instrumentos | | |
| 1 | limpiar las caratulas (si es necesario) | RC |
| 2 | verificar la visibilidad de los instrumentos | TC |
| Limpieza General | | |
| 1 | des-energizar el equipo y aterrizarlo | RC |

| | | |
|---|--------------------------------|----|
| 2 | limpiar cuidadosamente la tapa | RC |
| 3 | Ajustar el empaque de la tapa | RC |
| 4 | Ajustar tornillería | RC |

Figura 89 Lista de verificación Parámetros Transformador

CRUCETAS

| ACTIVIDAD | PROCEDIMIENTO | TAREA PROACTIVA |
|--------------------------|---|-----------------|
| Inspección visual | | |
| 1 | Estado de la cruceta, verificar si es de madera o metálica | TC |
| 2 | Madera verificar si está fracturada y el estado fitosanitario | TC |
| 3 | Si es metálica verificar si se encuentra oxidada o doblada | TC |
| 4 | Evaluar el porcentaje de humedad | TC |

Figura 90 Lista de parámetros a verificar en una cruceta

CONECTORES MT

| ACTIVIDAD | PROCEDIMIENTO | TAREA PROACTIVA |
|----------------------|---|-----------------|
| Medir la temperatura | CADA AÑO | |
| 1 | Conectores ampa posibles puntos calientes | TC |

Figura 91 Parámetro conectores MT

RED DE MEDIA Y BAJA TENSION

| ACTIVIDAD | PROCEDIMIENTO | TAREA PROACTIVA |
|-----------|---------------------------------|-----------------|
| 1 | Medir corriente | TC |
| 2 | Medir Voltaje | TC |
| 3 | Labores de poda en Baja tensión | TC |
| 4 | Equilibrio de carga | TC |

Figura 92 Parámetros red baja tensión

APOYO MEDIO Y BAJA TENSION

| ACTIVIDAD | PROCEDIMIENTO | TAREA PROACTIVA |
|--------------------------------|---|-----------------|
| Inclinación | | |
| 1 | verificar si la estructura se encuentra inclinada si es así aplomar | TC-RC |
| 2 | Verificar la configuración de la estructura si es en retención o en Angulo verificar si tiene el templete | |
| Distancias seguridad de | | |
| 1 | Verificar las distancias de seguridad para media y baja tensión establecidas por el RETIE | TC |
| Placa | Verificar la visibilidad de la placa característica | TC |
| SPT | | |
| 1 | Verificar si la estructura donde este un centro de transformación, reconector | TC |

| | | |
|---|---|----|
| | switch, banco de capacitores tiene tierra | |
| 2 | Tierra en mal estado reemplazarla | RC |

Figura 93 Verificación apoyo Baja tensión

| SWITCH | PROCEDIMIENTO | TAREA PROACTIVA |
|--------|---|-----------------|
| 1 | Verificar si el transformador está conectado a media y baja tensión | TC |
| 1.1 | Si el transformador se encuentra en mal estado realizar la respectiva observación para un cambio no menor a 30 días | RC |
| 3 | Verificación puesta a tierra del gabinete | TC |
| 3.1 | Si no está conectada la puesta tierra realizar la instalación | TC |
| 4 | Verificar si la placa de arrojada por la base de dato es la existente en terreno | TC |
| 4.1 | Si la placa no se encuentra en terreno instalarla | TC |
| 5 | Verificar el calibre del conductor y su estado | TC |
| 6 | Si el bajante está en mal estado realizar el cambio | RC |
| 7 | Visualizar los niveles de dieléctrico (Aceite, SF6) | TC |
| 8 | Comprobar el estado de las protecciones mecánicas de alojamiento del elemento de corte y maniobra | RC |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 9 | Comprobar el accionamiento de apertura y cierre | TC |
| 10 | Comprobar el estado de las conexiones | TC |

Figura 94 Parámetro Equipo de maniobra

AISLADORES

| Cadena de aisladores | PROCEDIMIENTO | TAREA PROACTIVA |
|-----------------------------|--|------------------------|
| 1 | Verificación del estado físico (número de plato de aisladores, constitución física y limpieza) | TC |
| 2 | Limpieza de la cadena de aislamiento | RC |
| Descargas parciales | | |
| 1 | Medir las descargas parciales que han tenido en el año | TC |

Figura 95 Parámetro equipo de maniobra

Retenida

| Estado mecánico | PROCEDIMIENTO | TAREA PROACTIVA |
|-------------------------------------|---|------------------------|
| 1 | Verificar la tensión mecánica | TC |
| 2 | Tratamiento ante la corrosión | RC |
| Configuración de la retenida | | |
| 1 | Verificar si la retenida es a tierra o es aérea | TC |

Figura 96 Verificación de la retenida



CONCLUSIONES

La metodología de mantenimiento empleado en el circuito Boston 3 permite poder generar un formato para realizar el análisis de las posibles fallas con los posibles efectos de las mismas por lo que se reconocer con anterioridad la falla potencial para así poder generar una tarea de mantenimiento preventivo.

El histórico de fallas permite poder reconocer cual es el evento que está ocasionando la falla en el circuito Boston 3 lo que ayuda a determinar en qué puntos está fallando el circuito y si se están realizando las gestiones necesarias para mitigar el indicador de calidad del sector, es evidente de que se necesita una inversión en lo que es estructura, crucetas, labores de poda repotecializar los trasformadores, normalización de los centros de transformación.

Es importante a la hora de diseñar una política centrada en la confiabilidad analizar las bases del todo tipo de mantenimiento a nivel industrial.

Se detectaron problemas en los bujes de baja tensión en los transformadores con temperaturas mayores a la nominal por lo que se sugiere aplicar el checo lista diseñado para la respectiva tarea de mantenimiento preventiva

Cuando se comienza a estudiar el histórico de falla de Electrificaribe se identifica que en la gran mayoría de los casos la recuperación de una instalación se demora por los tiempos perdidos en la logísticas y trayectos de las brigadas

El cálculo de la confiabilidad y la mantenibilidad es eficiente en las instalaciones más críticas del circuito ya que permite poder implementar la metodología de mantenimiento que se acople con el estado o fase de la instalación



RECOMENDACIONES

Darle prioridad a la termografía como técnica para la implementación de una tarea de mantenimiento preventiva ya que se cuenta con una cámara termografía fluke 10i Y pocas veces se utiliza, donde no se cumplen a 100% los recorridos establecidos en el plan de mantenimiento

Aplicar la filosofía basada en la condición de exámenes para la evaluación del aceite de los transformadores ya que en el plan de mantenimiento se estipula la evaluación cada 5 años y el punto de falla se genera ante del tiempo planificado.

Dar a conocer el histórico de fallas por circuitos en cada una de las reuniones que se tenga con el personal de mantenimiento para así poder identificar las posibles fallas que se repiten a lo largo de los meses.

Realizar el recorrido de circuitos para poder realizar las respectivas inspecciones de las diferentes estructuras, transformadores y tener en cuenta el formato de recorrido que muchas veces no se legaliza el respectivo reporte con el jefe de mantenimiento.

Realizar el cálculo de la mantenibilidad de cada uno de los equipos de la red de media tensión.

Esencial para el área de mantenimiento tener un equipo que analice la calidad de la energía, así como el cálculo de la resistividad del terreno para las puestas a tierra



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Mounbray, «Tareas Proactivas,» de *Mantenimeinto Centrado en Confiabilidad II*, Madrid España, Aladon Ltd, 2004, p. 27.
- [2] J. Mounbray, «Mantenimiento Centrado en Confiabilidad II,» de *Introducción al Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*, Madrid España, Aladon Ltd, 2004, pp. 14-19.
- [3] «Electricaribe,» [En línea]. Available: <http://www.electricaribe.com/co/conocenos/quienes+somos/1297110270543/historia.html>. [Último acceso: 2017 03 03].
- [4] G. n. Fenosa, «ELECTRICARIBE,» [En línea]. Available: <http://www.electricaribe.com/co/conocenos/quienes+somos/1297110270543/historia.html>. [Último acceso: 21 01 2017].
- [5] «Electricaribe,» [En línea]. Available: <http://www.electricaribe.com/co/conocenos/quienes+somos/1297110270543/historia.html>. [Último acceso: 2017 04 17].
- [6] «Electricaribe,» [En línea]. Available: <http://www.electricaribe.com/co/1297101854385/inicio.html>. [Último acceso: 2017 04 17].
- [7] «Electricaribe,» [En línea]. Available: <http://www.electricaribe.com/co/conocenos/quienes+somos/organizacion+local/1297110270269/distribucion.html>.
- [8] «Electricaribe,» [En línea]. Available: <http://www.electricaribe.com/co/conocenos/quienes+somos/organizacion+local/1297110270327/comercializacion.html>.
- [9] «Electricaribe,» [En línea]. Available: <http://www.electricaribe.com/co/conocenos/quienes+somos/organizacion>



n+local/1297110270485/eficiencia+y+sostenibilidad.html. [Último acceso: 2017 04 17].

- [10] J. Mounbray, «Mantenimiento y RMC,» de *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad II*, Madrid España, Aladon Ltd, 2004, p. 19.
- [11] J. Knezevic, «Clasificación de las tareas de mantenimiento,» de *MANTENIMIENTO*, Madrid, Isdefe, pp. 52-66.
- [12] J. Knezevic, «Clasificación de las tareas de mantenimiento,» de *MANTENIMIENTO*, Madrid, Isdefe, p. 211.
- [13] A. S. FRANCO, DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA EL SISTEMA DE EMPAQUE DE LA LINEA QUANTUM DE LA EMPRESA PAPELES NACIONALES S.A., PEREIRA: UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA, 2015.
- [14] W. L. R. BENAVIDES, ELABORACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LOS EQUIPOS DE PLANTA DE LA EMPRESA BOBINADOS ELECTRO ORIENTE LTDA UBICADA EN YOPAL-CASANARE, PAMPLONA NORTE DE SANTANDER: UNIVERSIDAD DE PAMPLONA, 2012.
- [15] A. P. AVILA, DISEÑO DE UN PLAN DE GESTION PARA EL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD PARA EL CENTRO DE GENERCIÓN ELECTRICA A BASE DE GAS DE LA EMPRESA COPOWER LTDA, BUCARAMANGA: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DEL SANTANDER, 2011.
- [16] J. G. A. DUBAN CUSGE ESPINOSA, Metodología del mantenimiento centrado en la confiabilidad para transformadores de potencia de alta y media tensión instalados en el sistema de distribución de Codensa S.A ESP, BUCARAMANGA : UNIVERSIDAD INSDUSTRIAL DEL SANTANDER, 2013.
- [17] M. A. C. BARRERA, Metodología del mantenimiento centrado en la confiabilidad para transformadores de potencia de alta y media tensión instalados en el sistema de distribución de Codensa S.A ESP,



BUCARAMANGA: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DEL SANTANDER,
2005.

- [18] D. J. C. VERDECIA, Políticas y criterios para la planificación y ejecución del mantenimiento en redes de media y baja tensión., Barranquilla: Gas Natural Fenosa., 10/10/2013.
- [19] «ELECTRICARIBE,» [En línea]. Available: <http://www.electricaribe.com/co/conocenos/quienes+somos/organizacion+local/1297110270327/comercializacion.html>. [Último acceso: 21 01 2017].
- [20] G. N. Fenosa. [En línea]. Available: <http://www.electricaribe.com/co/conocenos/quienes+somos/organizacion+local/1297110270269/distribucion.html>. [Último acceso: 21 01 2017].
- [21] G. N. FENOSA, DOCUMENTO N°2 MEMORIA, ECA, 2012.
- [22] J. Moudbray, «Introduccion al RMC,» de *Mantenimiento centrado en la confiabilidad* , United Kingdom, Alandon Ltd, 1997, p. 446.
- [23] Electricaribe, «Presupuesto 2017,» Barranquilla, 2017.
- [24] «termografiaaplicada,» [En línea]. Available: <http://termografiaaplicada.blogspot.com.co/2014/03/termografia-en-transformador.html>. [Último acceso: 2017 04 29].
- [25] D. M. S. ARIZA, Estándar de Seguridad y Salud: Gestión y uso de equipos de protección individual, Barranquilla : Gas Natural Fenosa., 17/12/2013.
- [26] «ARTÍCULO 18º. TRABAJOS EN REDES DESENERGIZADAS,» de *ANEXO GENERAL REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE)*, 2013, pp. 78-79.
- [27] D. L. Jose Rodriguez, Normativa de Operacion, Barranquilla : Gas natura Fenosa , 2013.



- [28] CREG, «2.2.1 Calidad del servicio (continuidad),» de *METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE INDICADORES DE CALIDAD PARA LA CONTINUIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL*, CREG, 25 DE JUNIO DE 2004.
- [29] S. G. GARRIDO, ORGANIZACIÓN Y GESTION INTEGRAL DE MANTENIMIENTO, ESPAÑA: DIAZ DE SANTOS , 2003.
- [30] D. R. Dixon, «Introduccion Mantenimeinto,» de *Sistema de mantenimiento planeacion y control*, Mexico Df, LUMISA WILEY, 2000, p. 404.
- [31] G. N. Fenosa, «Descargo de instalaciones de tensión de $\geq 1\text{kV}$ para realizar trabajos sin tensión,» ECA, España, 20/07/2015.
- [32] G. N. Fenosa, «Circuito para recorridos,» ECA, Barranquilla, 2017.
- [33] CREG, «CREG,» [En línea]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/5eeb958c0e17f83b05257aa6006eb7d5?OpenDocument>. [Último acceso: 2017 04 06].
- [34] «Electricaribe,» [En línea]. Available: <http://www.electricaribe.com/co/conocenos/1297110269995/quienes+somos.html>. [Último acceso: 2017 04 17].
- [35] «Asing,» [En línea]. Available: http://www.asing.es/diagnostico_transformadores.php. [Último acceso: 2017 04 17].
- [36] C. D. R. D. E. Y. GAS, «ARTICULO 6 TELEMEDICION ADICIONAL,» CREG, 2012.
- [37] E. SA, «Políticas y Criterios de Mantenimiento,» Gas Natural Fenosa, 2016.



- [38] «redalyc,» [En línea]. Available:
<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=70723254003>. [Último acceso:
2017 04 29].
- [39] A. S. FRANCO, DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO PARA EL SISTEMA DE EMPAQUE DE LA LINEA QUANTUM DE LA EMPRESA PAPELES NACIONALES S.A., Pereira: FACULTA DE INGENIERÍA MECÁNICA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA, 2015.

DQS is member of:





ANEXOS

DQS is member of:



Formadores de líderes comprometidos con la región en la construcción de un nuevo país en paz.

ANEXO N°1

VALORES EMISIVIDAD

Valores de Emisividad

Los valores de emisividad para muchos materiales habituales se pueden encontrar en el Cuadro 2, los cuales están organizados de menor a mayor valor.



Tabla de emisividades

La siguiente tabla sirve como orientación para ajustar la emisividad en mediciones por infrarrojos. En esta se indica la emisividad ϵ de algunos de los materiales más comunes. Dado que la emisividad varía con la temperatura y con las propiedades de la superficie, estos valores solo deben ser considerados como indicativos para mediciones de diferencias y comparaciones de temperatura. Para medir el valor de temperatura absoluto, se debe determinar la emisividad exacta del material.

| Material (temperatura del material) | Emisividad |
|--|------------|
| Acero laminado en frío (93 °C) | 0,75–0,85 |
| Acero oxidado (200 °C) | 0,79 |
| Acero superficie tratada térmicamente (200 °C) | 0,52 |
| Algodón (20 °C) | 0,77 |
| Aluminio laminado sin tratamiento (170 °C) | 0,04 |
| Aluminio muy pulido (100 °C) | 0,09 |
| Aluminio, muy oxidado (93 °C) | 0,2 |
| Aluminio, no oxidado (100 °C) | 0,03 |
| Aluminio, no oxidado (25 °C) | 0,02 |
| Arcilla (70 °C) | 0,91 |
| Caucho, blanco, gris (23 °C) | 0,89 |
| Cinc oxidado | 0,1 |
| Cobre ligeramente deslustrado (20 °C) | 0,04 |
| Cobre oxidado (130 °C) | 0,76 |
| Cobre, laminado (40 °C) | 0,64 |
| Cobre, pulido (40 °C) | 0,03 |
| Corcho (20 °C) | 0,7 |
| Cristal (90 °C) | 0,94 |
| Cromo (40 °C) | 0,08 |
| Cromo pulido (150 °C) | 0,06 |
| Cuerpo refrigerante anodizado negro (50 °C) | 0,98 |

| Material (temperatura del material) | Emisividad |
|---|------------|
| Goma dura (23 °C) | 0,94 |
| Granito (20 °C) | 0,45 |
| Hielo liso (0 °C) | 0,97 |
| Hierro con costra de fundición (100 °C) | 0,8 |
| Hierro con costra de laminación (20 °C) | 0,77 |
| Hierro de fundición oxidado (200 °C) | 0,64 |
| Hierro, esmerilado (20 °C) | 0,24 |
| Hormigón (25 °C) | 0,93 |
| Ladrillo, mortero, revoque (20 °C) | 0,93 |
| Latón oxidado (200 °C) | 0,61 |
| Madera (70 °C) | 0,94 |
| Mampostería (40 °C) | 0,93 |
| Mármol blanco (40 °C) | 0,95 |
| Papel (20 °C) | 0,97 |
| Piedra arenisca o gres (40 °C) | 0,67 |
| Pintura azul sobre lámina de aluminio (40 °C) | 0,78 |
| Pintura blanca (90 °C) | 0,95 |
| Pintura de transformadores (70 °C) | 0,94 |
| Pintura negra mate (80 °C) | 0,97 |
| Pintura, amarilla, 2 capas sobre lámina de aluminio (40 °C) | 0,79 |
| Pinturas al óleo (cualquier color) (90 °C) | 0,92–0,96 |
| Plásticos: PE, PP, PVC (20 °C) | 0,94 |
| Plomo (40 °C) | 0,43 |
| Plomo oxidado (40 °C) | 0,43 |
| Plomo, gris oxidado (40 °C) | 0,28 |
| Porcelana (20 °C) | 0,92 |
| Yeso (20 °C) | 0,9 |



ANEXO N °2

TERMOGRAFÍA CENTRO DE TRANSFORMACIÓN CIRCUITO BOSTON 3



ELECTRICARIBE



ELECTRICARIBE SA

INGENIERO DOMINGO ESPINOSA

TERMOGRAFIA CIRCUITO BOSTON 3

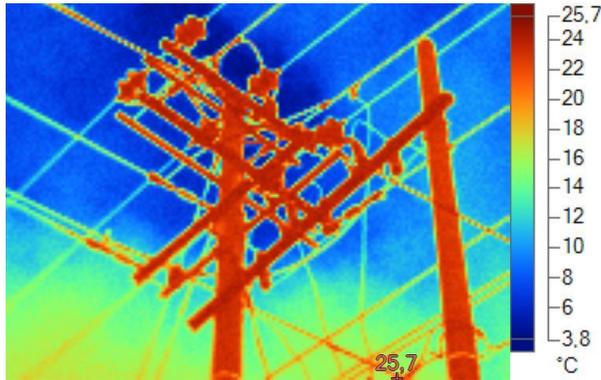
PUNTOS CALIENTES

CLIENTES BOSTON 3

DQS is member of:



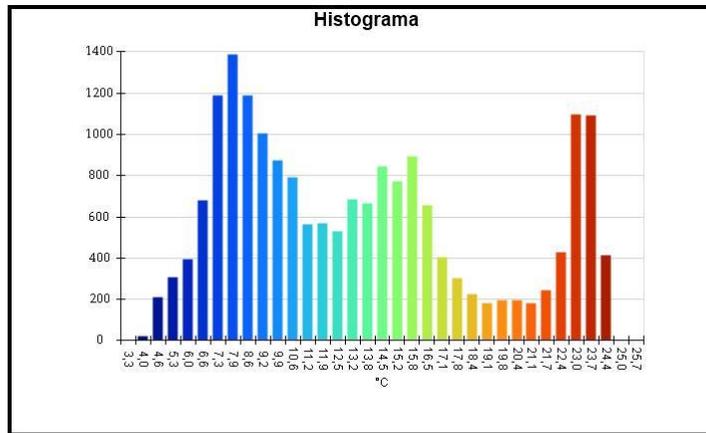
Formadores de líderes comprometidos con la región en la construcción de un nuevo país en paz.



IR00755 COLEGIO COLMERCEDES .IS2
 03/05/2017 6:48:28



Imagen de luz visible



Graffito

Información de la imagen

- Emissive
- Rango de la imagen
- Modelo de cámara
- Tamaño de sensor IR
- Fabricante
- Hora de la imagen
- Rango de calibración

0,95
 3,8°C a 25,7°C
 Ti10
 160 x 120
 Fluke Thermography
 03/05/2017 6:48:28
 -25,0°C a 125,0°C

Marcadores de la imagen principal

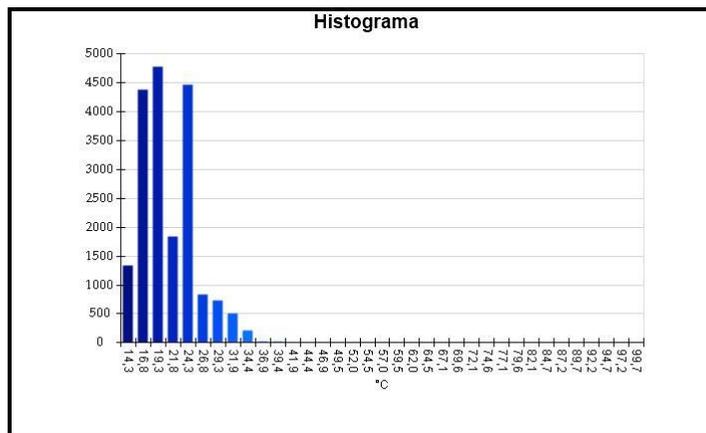
| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|----------|-------------|------------|
| Caliente | 25,7°C | 0,95 |



IR000756 COLEGIO COLMERCEDES.IS2
 03/05/2017 6:48:44



Imagen de luz visible



Gráfico



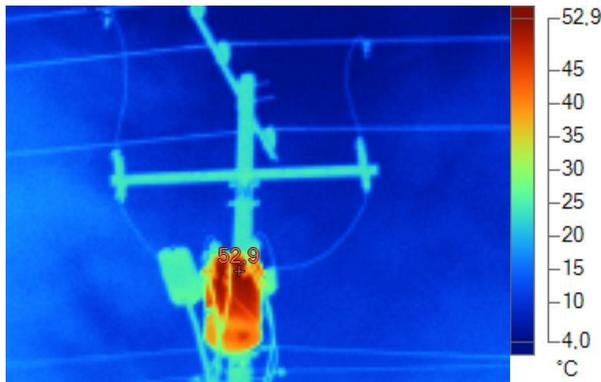
Información de la imagen

| |
|----------------------|
| Emisividad |
| Rango de la imagen |
| Modelo de cámara |
| Tamaño de sensor IR |
| Fabricante |
| Hora de la imagen |
| Rango de calibración |

0,95
 13,2°C a 100,1°C
 Ti10
 160 x 120
 Fluke Thermography
 03/05/2017 6:48:44
 -25,0°C a 125,0°C

Marcadores de la imagen principal

| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|----------|-------------|------------|
| Caliente | 100,1°C | 0,95 |

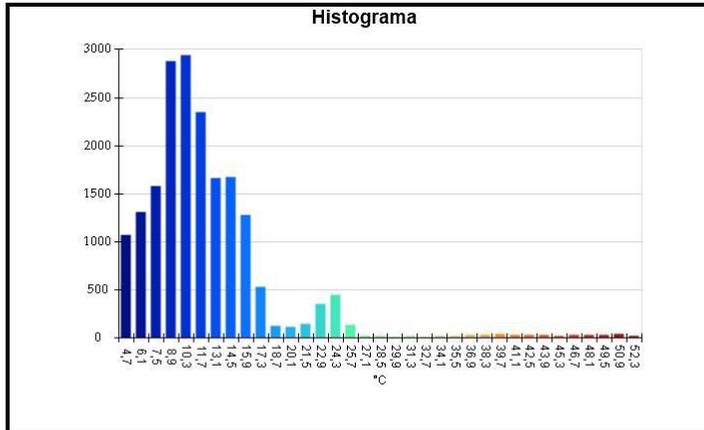


IR000759 CT_E0998.IS2
 03/05/2017 6:57:08



Imagen de luz visible





Gráfico

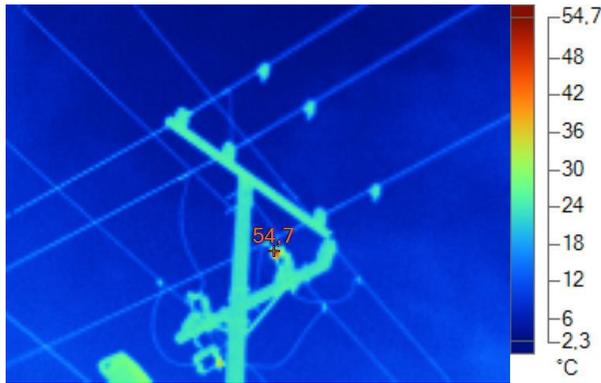
Información de la imagen

| |
|----------------------|
| Emisividad |
| Rango de la imagen |
| Modelo de cámara |
| Tamaño de sensor IR |
| Fabricante |
| Hora de la imagen |
| Rango de calibración |

0,95
 4,0°C a 52,9°C
 Ti10
 160 x 120
 Fluke Thermography
 03/05/2017 6:57:08
 -25,0°C a 125,0°C

Marcadores de la imagen principal

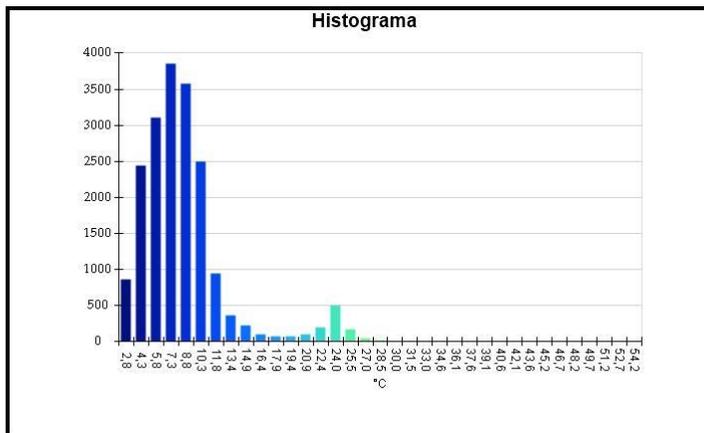
| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|----------|-------------|------------|
| Caliente | 52,9°C | 0,95 |



IR000766 ANTES DEL CT_E3217.IS2
 03/05/2017 7:11:38



Imagen de luz visible



Gráfico

Información de la imagen

Emisividad

0,95



Rango de la imagen
 Modelo de cámara
 Tamaño de sensor IR
 Fabricante
 Hora de la imagen
 Rango de calibración

2,3°C a 54,7°C
 Ti10
 160 x 120
 Fluke Thermography
 03/05/2017 7:11:38
 -25,0°C a 125,0°C

Marcadores de la imagen principal

| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|----------|-------------|------------|
| Caliente | 54,7°C | 0,95 |



IR000767 ANTES DEL CT_E3217.IS2
 03/05/2017 7:12:26

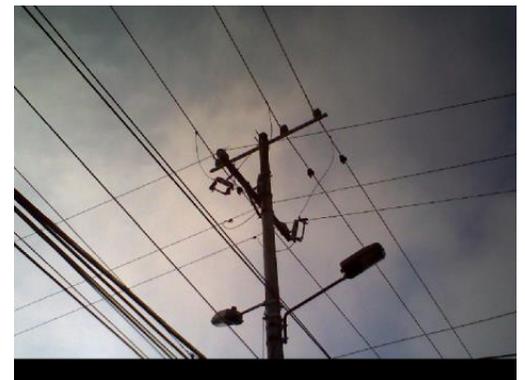
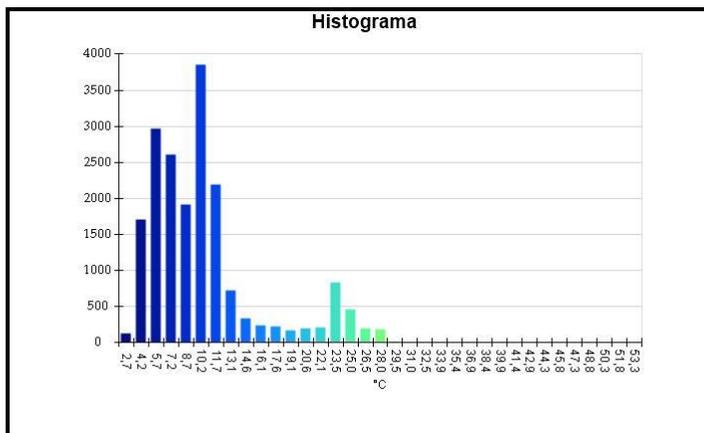


Imagen de luz visible



Gráfico

Información de la imagen

Emisividad
Rango de la imagen
Modelo de cámara
Tamaño de sensor IR
Fabricante
Hora de la imagen
Rango de calibración

0,95
2,8°C a 53,9°C
Ti10
160 x 120
Fluke Thermography
03/05/2017 7:12:26
-25,0°C a 125,0°C

Marcadores de la imagen principal

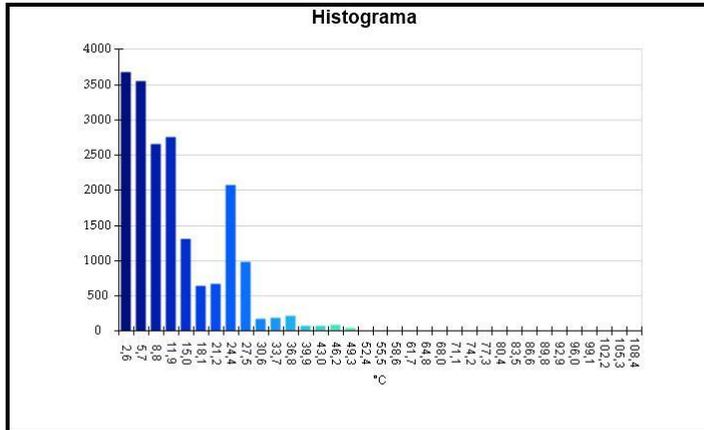
| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|----------|-------------|------------|
| Caliente | 53,9°C | 0,95 |



IR000768 EN EL CT E3217.IS2
03/05/2017 7:13:38



Imagen de luz visible



Gráfico

Información de la imagen

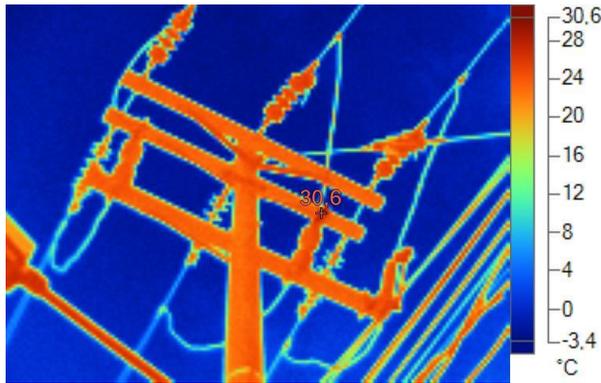
Emisividad
 Rango de la imagen
 Modelo de cámara
 Tamaño de sensor IR
 Fabricante
 Hora de la imagen
 Rango de calibración

0,95
 1,5°C a 109,7°C
 Ti10
 160 x 120
 Fluke Thermography
 03/05/2017 7:13:38
 -25,0°C a 125,0°C

Marcadores de la imagen principal

| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|----------|-------------|------------|
| Caliente | 109,7°C | 0,95 |

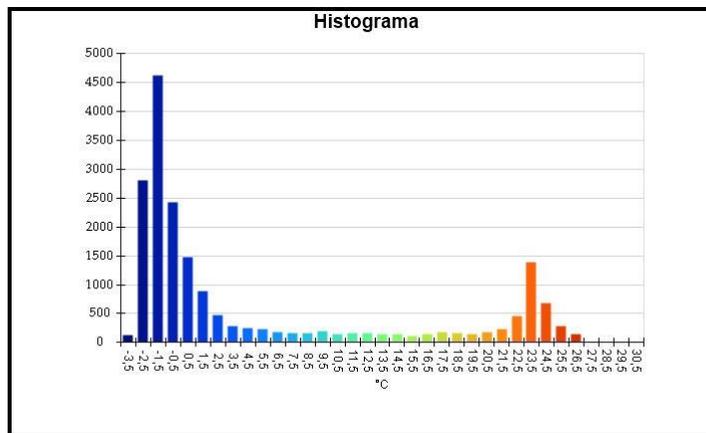




IR000779 CANCHA SINTÉTICA
CT_A047126.IS2
 03/05/2017 7:26:53



Imagen de luz visible



Gráfico

Información de la imagen

Emisividad
 Rango de la imagen
 Modelo de cámara
 Tamaño de sensor IR
 Fabricante

0,95
 -3,4°C a 30,6°C
 Ti10
 160 x 120
 Fluke Thermography



Hora de la imagen
 Rango de calibración

03/05/2017 7:26:53
 -25,0°C a 125,0°C

Marcadores de la imagen principal

| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|----------|-------------|------------|
| Caliente | 30,6°C | 0,95 |



**IR000780 PARQUE LAS MARGARITAS
 CT_E1436.IS2**
 03/05/2017 7:29:47

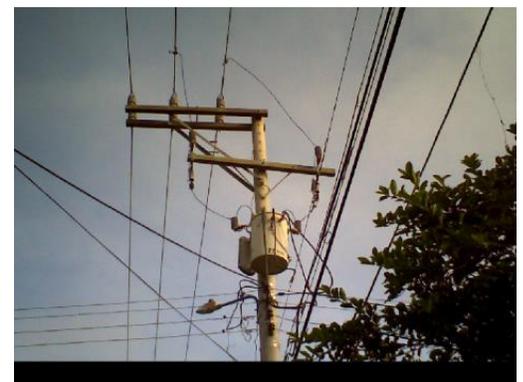
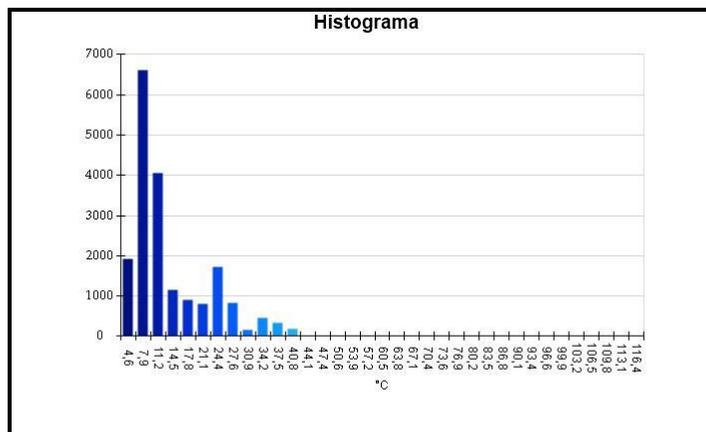


Imagen de luz visible



Gráfico





Información de la imagen

| | |
|----------------------|--------------------|
| Emisividad | 0,95 |
| Rango de la imagen | 3,7°C a 117,3°C |
| Modelo de cámara | Ti10 |
| Tamaño de sensor IR | 160 x 120 |
| Fabricante | Fluke Thermography |
| Hora de la imagen | 03/05/2017 7:29:47 |
| Rango de calibración | -25,0°C a 125,0°C |

Marcadores de la imagen principal

| Nombre | Temperatura | Emisividad |
|----------|-------------|------------|
| Caliente | 117,3°C | 0,95 |

DQS is member of:



GLOSARIO

- ✚ **Brigada de mantenido:** Grupo de operarios al servicio de la empresa que se encargan de efectuar el mantenimiento en las instalaciones ante las condiciones especiales trabajan en coordinación con el COR [27]
- ✚ **COR:** Es un centro de coordinación, supervisión y control de las operaciones de las redes y subestaciones de distribución localizadas en una misma región [27]
- ✚ **Corte de maniobra:** apertura y seccionamiento de un circuito eléctrico mediante un dispositivo que impide el paso de la corriente en condiciones nominales [27]
- ✚ **Delimitación zona trabajo:**
- ✚ **Descargar un transformador:** Quitarle carga a un transformador para la reubicación de clientes a un centro de transformación de mayor capacidad o más cercanos [27].
- ✚ **Descargo:** Existen dos tipos de descargo con demanda atendida y con demanda no atendida lo cual se traduce a que se realizara la consignación local a la red de media tensión [27].
- ✚ **Detector de falla DPS:** Dispositivo ante una corriente de falla activa una señal luminosa [27].
- ✚ **Distancia de seguridad:** distancia mínima alrededor de un equipo eléctrico [27].
- ✚ **Incidencia:** Interrupción del servicio eléctrico de energía, hay varios tipos de incidencia como son suministro, instalación, calidad, programada e imprevista [27].

- ✚ **Línea Principal o Troncal:** Parte de una subestación y es el eje eléctrico en un punto geográfico [27].
- ✚ **Ordenes de Trabajo:** Se le asigna a una o un grupo de brigadas la realización de un aviso [27].
- ✚ **Plan Semanal de Descargo Programado PSDP:** Relación de descargo programado con pérdida de mercado [27]
- ✚ **Recloser:** Equipo eléctrico capaz de operar (Abrir o Cerrar) con carga estableciendo el estado de conexión en campo [27].
- ✚ **Saifi:** Clasificación en la continuidad del servicio pertenece al grupo de duración de las fallas se calcula como número medio de minutos interrumpidos por consumidor [27]
- ✚ **Saifi:** Clasificación en la continuidad del servicio pertenece al grupo de medida de frecuencia de las fallas [28].
- ✚ **Seccionador:** Dispositivo destinado hacer un corte visible en un circuito eléctrico [28].
- ✚ **Seccionalizador:** es un equipo que tiene poder de corte ante la intensidad nominal pero no tienen la capacidad de abrir con corrientes de cortocircuito razón por la cual debe de coordinar con un elemento de corte aguas arriba
- ✚ **Trabajos:** Toda acción previamente programada, planificada y estudiada cuyo objetivo es modificaciones y operaciones de ampliación reparación de instalaciones mantenimiento de instalaciones.