

**PROPUESTA DEL PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA UN
TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 150 MVA UBICADO EN LA
SUBESTACION PALOS**

**LUIS FERNANDO FERNANDEZ LOPEZ
ELKIN LIBARDO LIZCANO TARAZONA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2013

**PROPUESTA DEL PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA UN
TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 150 MVA UBICADO EN LA
SUBESTACION PALOS**

**LUIS FERNANDO FERNANDEZ LOPEZ
ELKIN LIBARDO LIZCANO TARAZONA**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO**

Director

RICARDO ARTURO RIBERO

Ingeniero Electricista

Especialista en gerencia en mantenimiento

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mis Padres, por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional sin importar nuestras diferencias de opiniones. A mi Amigo Iván Darío, a quien quiero como a un hermano, por compartir momentos significativos conmigo y por siempre estar dispuesto a escucharme y ayudarme en cualquier momento. A mis compañeros de clases, porque sin el equipo que formamos, no habiéramos logrado esta meta.

Elkin Libardo LizcanoTarazona

DEDICATORIA

Al creador y redentor de todas las cosas, el que me ha dado fortaleza para continuar cuando a punto de caer he estado; por ello, con toda la humildad y sinceridad que de mi corazón puede emanar, dedico primeramente mi trabajo a mi padre Dios.

De igual forma, dedico esta tesis a mis padres que han sabido formarme con buenos sentimientos, hábitos, principios y valores, lo cual me ha ayudado a salir adelante en los momentos más difíciles que he tenido que afrontar en la vida.

A mi familia en general, porque me han brindado su apoyo incondicional y por compartir conmigo buenos y malos momentos.

Y a los compañeros de clases, que gracias a su apoyo, y conocimientos hicieron de esta experiencia una de las más especiales experiencias en mi vida.

Luis Fernando Fernández López

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. ANTECEDENTES DEL TEMA	16
1.1 OBJETIVOS	17
1.1.1 Objetivo General	17
1.1.2 Objetivos específicos	17
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
2. MARCO TEORICO	20
2.1 SISTEMA DE TRANSFORMACION DE POTENCIA SUBESTACION PALOS LA ESSA-ESP	21
2.1.1 Modulo de Transformación 230\115\34.5\13.8 kV	22
2.1.2 Sistema de protección y maniobras	23
2.1.2.1 Maniobras en el sistema (stn, str, sdl)	23
2.1.2.2 Maniobras de trasformadores	24
2.1.3 Sistema de Monitoreo y Control	25
2.1.3.1 Criterios generales de operación	25
2.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)	27
2.2.1 Definición de RCM	27
2.2.2 RCM: Las Siete Preguntas Básicas	29
2.2.3 Funciones	30
2.2.4 Fallas Funcionales	31
2.2.5 Análisis de Modos de Fallas	33
2.2.6 Efectos de Fallas	36
2.2.7 Consecuencias de las Fallas	37
2.3 NORMATIVIDAD Y REGULACION SISTEMA ELECTRICO	38
3. SUBESTACION PALOS 230\115K kV	41
3.1 TRANSFORMADOR 150 MVA 230\115 KV	41
3.1.1 Parte Activa	41

3.1.1.1 Devanados	42
3.1.1.2 Núcleo	42
3.1.1.3 Tanque	43
3.1.1.4 Carcasa	43
3.1.1.5 Empaques y válvulas	44
3.1.2 Sistema de Refrigeración	45
3.1.2.1 Aceite Dieléctrico	46
3.1.2.2 Ventiladores	46
3.1.2.3 Radiadores	46
3.1.2.4 Termómetros	47
3.1.3 Sistema de protecciones	48
3.1.3.1 Protecciones mecánicas	48
3.1.3.2 Protecciones eléctricas	50
3.1.4 Sistema de control	51
3.1.5 Sistema de aislamiento - Protección contra la humedad	51
3.1.6 Sistema de conmutación - Cambiador de tomas	52
4. ANALISIS DE INFORMACION DE MANTENIMIENTO	54
4.1 HISTORIAL DE FALLAS	55
4.1.1 Identificación de sistemas	59
4.1.2 Identificación de funciones	62
4.2 ANALISIS DE FALLAS FUNCIONALES	62
4.3 ANALISIS DE MODO Y EFECTOS DE FALLA (FMEA)	63
5. PROPUESTA DE LA ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE RCM	77
5.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y MANTENIMIENTO PREDICTIVO	78
6. CONCLUSIONES	93
BIBLIOGRAFIA	94

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Actividad de montaje y mantenimiento de una planta eléctrica	19
Figura 2. Diagrama unifilar general de un sistema eléctrico de potencia	22
Figura 3. Diagrama unifilar del módulo de transformación	22
Figura 4. Estructura de un Autotransformador	42
Figura 5. Vista de los componentes internos de un transformador	43
Figura 6. Vista interna de un tanque de transformador	44
Figura 7. Vista panorámica de una carcasa estándar de un transformador	45
Figura 8. Empaques y válvulas utilizadas en el proceso de mantenimiento	45
Figura 9. Estilo de ventiladores utilizados en el proceso	47
Figura 10. Radiadores utilizados en las subestaciones	47
Figura 11. Termómetros utilizados en el proceso de mantenimiento	48
Figura 12. Válvulas de supresión Utilizadas	49
Figura 13. Tanque de expansión estándar	50
Figura 14. Equipo Relé Buchholz	50
Figura 15. Relé de presión súbita	51
Figura 16. Equipo medidor nivel de aceite	52
Figura 17. Sistema de aislamiento	53
Figura 18. Sistema de Conmutación	53
Figura 19. Relevancia de las fallas Vs Número de paradas	57
Figura 20. Diagrama de procesos ESSA	59
Figura 21. Pasos en la dinámica operativa del autotransformador	60
Figura 22. Diagrama unifilar estación Palos	91
Figura 23. Diagrama de proyección para implementar la alimentación del polo de reserva del auto transformador	92

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Protección personal	27
Tabla 2. Criterio de Evaluación de Severidad sugerido para AMEFP	36
Tabla 3. Record de fallas perimetral en Bucaramanga	55
Tabla 4. Sistemas Vs cantidad de Fallas	58
Tabla 5. Subsistemas y componentes del macro sistema energético	60
Tabla 6. Fronteras e interfaces y condiciones operativas del macrosistema	61
Tabla 7. Análisis de fallas funcionales	62
Tabla 8. Matriz de riesgo de riesgos, consecuencias y probabilidad de ocurrencia	63
Tabla 9. Análisis FMEA para el autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13, 8kV	64
Tabla 10. Análisis FMEA para el autotransformador voltaje de 230Kv	71
Tabla 11. Análisis FMEA para el autotransformador v de 230KvBAHÍA 115kV	73
Tabla 12. Análisis FMEA para el autotransformador voltaje de 13,8kV	76
Tabla 13. Descripción de las actividades a realizar según falla	77
Tabla 14. Rutinas de monitoreo e intervalo de monitoreo	79
Tabla 15. Intervalos de tiempo sistema autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8Kv	80
Tabla 16. Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 230Kv	86
Tabla 17. Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 230Kv BAHÍA 115kV	88
Tabla 18. Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 13,8kV	90

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA DEL PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 150 MVA UBICADO EN LA SUBESTACION PALOS*

AUTORES: LUIS FERNANDO FERNÁNDEZ LÓPEZ, ELKIN LIBARDO LIZCANO TARAZONA**

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento, Estrategia, Implementación, Vida Útil, Mejoramiento, Disponibilidad, Eficiencia.

DESCRIPCION

Este documento contiene en detalle, la metodología necesaria, para la elaboración y puesta en marcha de un programa de mantenimiento BASADO EN RCM PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 150 MVA UBICADO EN LA SUBESTACION PALOS, haciendo énfasis en la descripción de las diferentes partes que componen una subestación, pruebas, mediciones y ensayos establecidos por normas eléctricas, para la protección del sistema y mejorar la vida útil de los equipos.

El documento se enfocará a demostrar la importancia que posee una estructura adecuada de mantenimiento eléctrico, y lograr de esta forma ver al mantenimiento como una herramienta primordial de disminución de costo y recursos tanto técnicos como humanos, buscando un máximo nivel de eficiencia en el sistema productivo y de servicios, con lo cual se pueda garantizar la disminución el tiempo perdido en reparaciones no previstas, y disminución en los factores contaminantes del medio ambiente.

La importancia económica que representa este tipo de herramienta, los servicios que prestan sus diferentes comunidades usuarios de dicha estructura, necesariamente hace que el sistema eléctrico presente un alto nivel de confiabilidad y seguridad, para lo cual se evidencia que de la única manera de convertirlo en funcional, se logra si y solo si se sinergiza con un completo conjunto de procedimientos y normas que al ser establecidas y aplicadas de forma eficiente por personal calificado, garantizaran el servicio eléctrico, con lo cual se minimicen las salidas innecesarias y la disminución en los costos en reparaciones o reposición de equipos.

Así mismo, se demuestra la gran importancia a las disposiciones técnicas y de seguridad que exige el Reglamento Técnico de instalaciones eléctricas (RETIE), en cuanto a subestaciones eléctricas, incluyendo las sugerencias y mejoras para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico en general, aunando las directrices otorgadas por la metodología RCM.

* Monografía.

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-mecánicas, escuela de ingeniería mecánica, especialización en gerencia de mantenimiento. Director: Ricardo Arturo Ribero.

ABSTRACT

TITLE: MAINTENANCE PLAN PROPOSAL BASED ON RCM FOR POWER TRANSFORMER 150 MVA SUBSTATION LOCATED IN THE STICKS

AUTHORS: LUIS FERNANDO FERNÁNDEZ LÓPEZ, ELKIN LIBARDO LIZCANO TARAZONA **

KEYWORDS: Maintenance, Strategy, Implementation, Useful Life, Improvement, Availability, Efficiency

DESCRIPCION

This document contains in detail, the methodology necessary for the development and implementation of a maintenance program BASED ON RCM FOR POWER TRANSFORMER 150 MVA SUBSTATION LOCATED IN THE STICKS, emphasizing the description of the different parts that make up substation, testing, measurement and testing standards established by electrical system to protect and improve the life of the equipment.

The paper will focus on demonstrating the importance that an appropriate structure electrical maintenance , and thus achieve the maintenance view as a primary tool for cost reduction and technical and human resources , seeking the highest level of efficiency in the production system and services , which can ensure the reduction in lost time unexpected repairs , and decrease in environmental pollution factors.

The economic importance of representing this type of tool , the services provided by their different users communities that structure, necessarily makes the electrical system has a high level of reliability and security , for which it is evident that the only way to make it functional , is achieved if and only if it synergizes with a comprehensive set of procedures and standards to be established and implemented efficiently by qualified personnel guarantee electrical service , thereby minimizing unnecessary outputs and lower costs for repair or replacement of equipment .

It also demonstrates the great importance to technical and safety provisions required by the Technical Regulations for electrical installations (RETIE) regarding electrical substations, including suggestions and improvements for the proper functioning of the electrical system in general, combining the guidelines issued by the RCM methodology.

* Monograph

** Universidad Industrial de Santander. Faculty of physical-mechanical engineering, mechanical engineering school, specializing in maintenance management. Directed by Ricardo Arturo Ribero.

INTRODUCCIÓN

El mantenimiento dentro de una organización constituye un grupo soporte para la continuidad y logro de los objetivos, dado que los equipos, instalaciones y herramientas sufren deterioro con el paso del tiempo, este tipo de situación se debe de planear, es decir incluida en la planeación estratégica de cada organización, tanto a nivel del mantenimiento preventivo, y el correctivo, junto con indicadores de gestión que enmarquen la dinámica y efectividad de dichos procesos. Por lo anterior en el desarrollo del presente trabajo se enmarcan y se evidencian los procesos, procedimientos, actividades y conductas esperadas que constituyen un marco de referencia a fin de gestionar eficientemente la estructura de un plan de mantenimiento. Para lograr este objetivo se trabaja con acciones preventivas y reparativas, a la vez que es material de consulta para la toma de decisiones relacionadas con equipos, instalaciones y herramientas, no queriendo decir con esto que las acciones correctivas y/o reparativas harán parte del accionar de la institución.

El programa de mantenimiento de la ESSA busca que los equipos (tanto humanos como físicos) cumplan con la función para la cual fueron proyectados al interior del plan estratégico de soporte eléctrico de la institución, con la capacidad y la calidad especificadas, pudiendo ser utilizados en condiciones de seguridad y economía de acuerdo a un nivel de ocupación y a un programa de uso definidos por sus requerimientos. Ahora bien, la falta o mantenimiento inadecuado de las instalaciones y equipos es la causa de graves problemas que hoy afronta la empresa abordada para el desarrollo de este tema dentro de las razones que ocasionan y son más evidentes al interior del proceso son:

- Carencia de repuestos.
- Falta de entrenamiento en el personal.

- Ausencia o inadecuadas prácticas de mantenimiento.

Es por esto que la carencia de mantenimiento preventivo esta ocasionando un alto porcentaje de salidas, baja disponibilidad de los equipos y baja capacidad de utilización, eventos que redundan en una elevación del consumo específico de energía. La disponibilidad y la capacidad de utilización determinan la productividad de las instalaciones y la continuidad en la prestación del servicio, lo que trae como consecuencia las subidas en los recibos de los usuarios debido a este tipo de fallos.

Por lo manifestado en los apartados anteriores los autores del presente trabajo ponen de manifiesto la importancia de poner en práctica políticas de mantenimiento al interior de la ESSA, donde se debería incluir entrenamiento del personal, almacén de repuestos y procedimientos y prácticas de mantenimiento adecuado.

1. ANTECEDENTES DEL TEMA

Los autores del presente proyecto al revisar referentes y estado del arte de cómo se desarrolla el mantenimiento a nivel mundial y como este tipos de metodologías son aplicadas con grandes resultados por grandes empresas a nivel mundial, para lo cual se logró encontrar en este mundo basto de información una filosofía aplicable al mantenimiento en subestaciones, con la cual orientar el mantenimiento hacia la disponibilidad de equipos es la más ajustable a los requerimientos y características de este componente de Sistemas de Potencia. La filosofía se enmarca en argumentos más utilizables del Mantenimiento Productivo Total (TPM)¹ y del Mantenimiento basado en la Confiabilidad (RCM). Antes de hablar delos argumentos más aplicables al Mantenimiento en subestaciones, tal vez sea necesario mencionar por qué ambos tipos de mantenimiento, no son directamente aplicables a subestaciones, es decir cada uno de estos podría ser aplicado sin la sinergia del otro en las subestaciones.

El TPM es una filosofía de mantenimiento que exige Calidad Total en el trabajo de mantenimiento, lo cual no es difícil de obtener, pero en consecuencia exige que en los sistemas en los que se aplica esta filosofía, llegar al nivel de “cero fallas”; sabiendo que en sistemas de potencia la mayor parte de las fallas se deben a factores externos, muchas veces que escapan al control (condiciones climáticas, por ejemplo), no será posible llegar al nivel de “cero fallas”, sin elevar considerablemente los costos de operación, y por ende el precio de la unidad de energía eléctrica.

Por otro lado, el RCM es un sistema de mantenimiento que se basa en la Confiabilidad, es decir que el sistema en el que se aplica el RCM debe continuar

¹ Surgió en Japón gracias a los esfuerzos del Japan Institute of Plant Maintenance (JIPM) como un sistema destinado a lograr la eliminación de las seis grandes pérdidas de los equipos, a los efectos de poder hacer factible la producción “Just in Time”, la cual tiene como objetivos primordiales la eliminación sistemática de desperdicios.

con su trabajo normal a pesar del surgimiento de alguna falla, de la falencia de algún componente del sistema, y esto se logra mediante el reemplazo de dicho componente en el sistema productivo, sin importar si este reemplazo es similar o no, el punto es que el sistema mantenga su ritmo de producción. Se sabe que una subestación tiene la función de transmitir la energía eléctrica de un sistema a otro, y que cada componente de la misma cumple funciones únicas relativas a ese equipo, por tanto, en caso de ausencia de uno de estos, sin importar la causa, no será posible reemplazar u obviar tal componente para que la transmisión de energía continúe porque esto podría llevar a fallas mayores, o paradas del sistema, que pudieron haberse evitado si el componente en cuestión hubiera estado cumpliendo sus funciones.

1.1 OBJETIVOS

Para el desarrollo del presente trabajo se presenta un objetivo general el cual va acompañado de unos específicos que se convirtieron en el marco para el desarrollo y conclusión de la actividad que se desarrolló en materia de mantenimiento mediante la metodología RCM.

1.1.1 Objetivo General. Mejorar la disponibilidad y confiabilidad del autotransformador de 150MVA ubicado en la subestación eléctrica de palos desarrollando un modelo de mantenimiento basado en RCM el cual garantice un servicio de mantenimiento eficiente y optimice las labores propias de las paradas programadas y/o por condición.

1.1.2 Objetivos específicos

- Identificar todos los sistemas, partes y componentes que conforman el autotransformador los cuales se encuentran dentro de las fronteras donde se aplicará la metodología RCM.

- Definir la función principal y las funciones secundarias del autotransformador, sus sistemas y componentes los cuales se incluirán dentro del análisis RCM.
- Realizar el análisis de modo de falla del autotransformador y de sus componentes, como también los efectos que causan dichas fallas.
- Aplicar la hoja de decisión de la metodología RCM para asignar las tareas apropiadas de acuerdo al modo de falla.
- Desarrollar una estrategia de mantenimiento basado en los fundamentos de RCM para el autotransformador y los componentes participes de su funcionalidad.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El sistema eléctrico nacional esta interconectado por subestaciones fronteras las cuales son fuentes de alimentación eléctrica de las regiones y departamentos a niveles de tensión de 115 a 230 KV lo cual brinda una confiabilidad en el sistema de interconectado nacional. Actualmente se presentan problemas con el transformador de potencia de 150MVA ubicado en la subestación eléctrica Palos de propiedad de la electrificadora del Santander el cual falla en repetidas ocasiones de manera inesperada debido a la falta de un plan de mantenimiento estructurado que minimice los riesgos de disparo y fortalezca el anillo de interconexión del sistema.

Dichas paradas no programadas impactan considerablemente en la prestación del servicio y debilitan la confiabilidad del sistema lo que acarrea costos adicionales en el mantenimiento y sanciones por parte de los entes reguladores de prestación de servicios públicos. De seguirse presentado salidas no programadas de la prestación del servicio esto afectará notablemente la imagen de la compañía así

mismo como la relación con sus clientes lo que en un futuro puede incurrir en pérdidas financieras para la empresa así como también en la pérdida de la función del transformador lo cual afectaría dramáticamente las operaciones de suministro de fluido eléctrico dadas las restricciones que implica transportar, instalar y poner un marcha un componente de tal magnitud, tal complejidad se aprecia en la Figura 1

Figura 1. Actividad de montaje y mantenimiento de una planta eléctrica



Fuente: Estación EPM San Gil

2. MARCO TEORICO

El impacto y alto costo que los transformadores de potencia tienen dentro de un sistema eléctrico, ha motivado también la aplicación de la metodología RCM² en las estrategias de mantenimiento de estos equipos. Para Torres aplica la metodología a transformadores, motivado por mejorar las prácticas de mantenimiento de estos equipos considerados críticos para la empresa a la que prestan servicio, además porque el contexto operacional está estrictamente regulado por leyes de protección ambiental³. Se debe recordar que RCM considera las implicaciones ambientales y de seguridad por encima de las operacionales⁴.

Medrano inicia la aplicación de la metodología definiendo los equipos críticos dentro de las subestaciones 230 kV / 115 kV de la empresa de energía de Bogotá, dentro de los equipos a estudiar están el Interruptor de potencia convencional, Transformadores de instrumentos, Descargadores de sobretensión, seccionadores, reactor en derivación, circuitos de medida y control, baterías y cargadores de baterías, relés de protección de líneas y bahías de compensación, bancos de condensadores hacen parte de los equipos en los cuales fue aplicada la metodología⁵. Curiosamente el transformador de potencia no fue incluido dentro del estudio. Con este estudio se cambiaron muchas de las actividades en las rutinas de mantenimiento, se eliminaron algunas y se incluyeron otras. Por ejemplo tareas que estaban dentro de una rutina de reacondicionamiento cíclico se dejaron a condición (Seccionadores y descargadores de sobretensión).

² El método RCM (Reliability Centered Maintenance), o mantenimiento basado en la fiabilidad, es un método de amplia utilización para las necesidades de mantenimiento de cualquier tipo de activo físico en su entorno de operación.

³TORRES ÁLVAREZ, Lyda, Metodología RCM aplicada a transformadores de potencia, UIS, Trabajo de grado 2010

⁴MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004

⁵MEDRANO MARTÍNEZ, Fredy, Metodología de implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para las subestaciones de la empresa de energía de Bogotá, UIS, Trabajo de grado, 2010

2.1 SISTEMA DE TRANSFORMACION DE POTENCIA SUBESTACION PALOS LA ESSA-ESP

En los sistemas de distribución de energía eléctrica, se necesita de un dispositivo fundamental para poder llevar la energía producida hasta los consumidores finales, este dispositivo se denomina transformador.

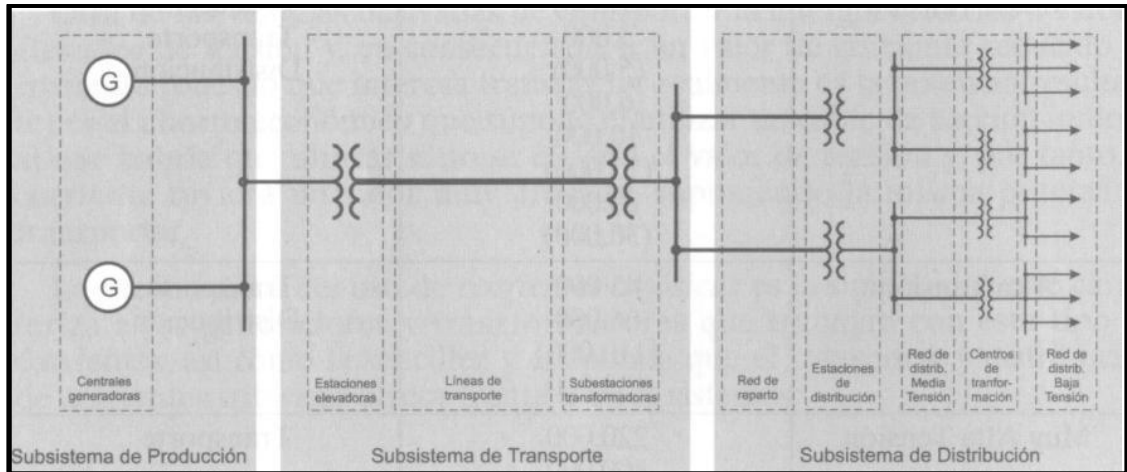
La energía producida en forma masiva, es transmitida desde la central de generación hasta una subestación, de allí sales los alimentadores primarios hacia las áreas de consumo, en donde se alimentan a los transformadores de distribución, que son los encargados de transmitir la energía hasta los consumidores finales a niveles de tensión convenientes.

Nuestro sistema la transmisión de energía se hace a valores altos de tensión de 115 y 230 kv, con el fin de evitar grandes pérdidas de energía, y la distribución a los usuarios se hace a valores de 13.8 y 34.5kv. Para bajar los niveles de tensión empleamos transformadores de potencia⁶

En la figura a continuación se ilustra mediante un diagrama unifilar la distribución de la energía desde los centros de generación hasta el consumidor final.

⁶Manual de mantenimiento subestaciones ESSA. 2006. Bucaramanga Pág. 44

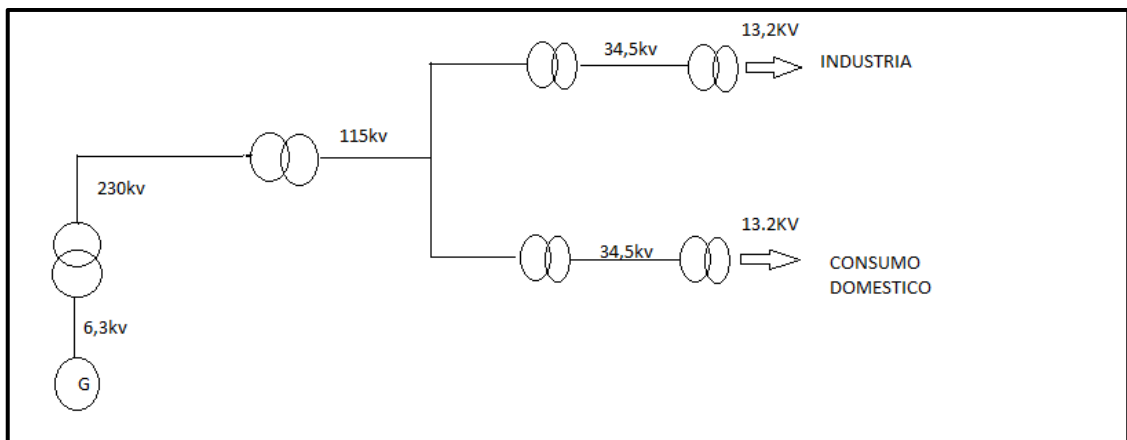
Figura 2. Diagrama unifilar general de un sistema eléctrico de potencia



Fuente: Manual de mantenimiento subestaciones ESSA. 2006.

2.1.1 Módulo de Transformación 230\115\34.5\13.8 kV. El módulo de transformación está conformado por los transformadores de potencia, estos son los transformadores de interconexión, transformadores de distribución y transformadores auxiliares los cuales se encargan de transformar la energía de un nivel de tensión a otro según sea requerido por el consumidor.

Figura 3. Diagrama unifilar del módulo de transformación



Fuente: Manual de mantenimiento subestaciones ESSA. 2006.

Los transformadores de interconexión tienen como función transformar la energía desde los niveles de tensión a los que circula por la red de transporte a los niveles de tensión a los que circulara por la red de reparto.

Los transformadores de distribución tienen la misión de realizar las transformaciones pertinentes para llevar la energía desde el inicio de la red de distribución en alta tensión hasta el inicio de la red de distribución en media tensión.

Por último, los transformadores auxiliares están presentes tanto en las centrales generadores como en las subestaciones y tienen la función de alimentar eléctricamente a los servicios auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de estas.

2.1.2 Sistema de protección y maniobras

2.1.2.1 Maniobras en el sistema (stn, str, sdl). Dentro de las maniobras que se deben desarrollar para la ejecución del atarea se encuentran:

- **Retirar tierras.** Es la acción de desconectar todas y cada una de las puestas a tierra que tenga una instalación una vez que el jefe de consignación haya autorizado retomar el equipo a explotación. La que efectúe esta operación lo hará solo bajo la orden del CCN y debe verificar visualmente que la instalación quede sin tierras.
- **Instalar tierras.** Es la acción de conectar las puestas a tierra a una instalación una vez que el jefe de consignación haya autorizado retirar el equipo de servicio y esté des energizado. La persona que efectúe esta operación lo hará solo bajo la orden del CCN, y debe verificar mediante los instrumentos de medición o el detector de tensión que la instalación esté desenergizada.

- **Despejar campos.** Maniobra que consiste en abrir los seccionadores adyacentes al interruptor de un campo que fue abierto previamente.
- **Preparar un campo.** Maniobra que consiste en colocar en disponibilidad un campo o instalación, cerrando los seccionadores asociados a dicho campo. Para ejecutar esta maniobra se requiere verificar que el campo esté sin tierras y se procede a cerrar los seccionadores asociados de barra y línea, de acuerdo a la instrucción del CCN.

2.1.2.2 Maniobras de transformadores. Las maniobras que se ejecutan en transformadores conectados en paralelo son:

- **Desenergización.** Se debe tener la certeza de que los circuitos de distribución o líneas asociados se encuentran abiertos o que la carga en MVA que éste transforma, pueda ser asumida por el transformador paralelo. La desenergización de un transformador se realiza según las siguientes instrucciones:

1. abrir el interruptor del lado de baja tensión.
2. abrir el interruptor del lado de alta tensión.
3. abrir el seccionador de barras de baja tensión.
4. abrir el seccionador de barras de alta tensión.
5. conectar tierras portátiles.

- **Puesta en servicio.** Para la puesta en servicio del transformador se debe:

1. Confirmar el retiro de tierras portátiles.
2. cerrar el seccionador de barras de baja tensión.
3. cerrar el seccionador de barras de alta tensión.
4. cerrar el interruptor del lado de alta tensión.
5. cerrar el interruptor del lado de baja tensión.

2.1.3 Sistema de Monitoreo y Control

2.1.3.1 Criterios generales de operación. a. Cualquier alteración en la operación del sistema debe ser informada por los operadores al CCN y se debe dejar registro en las bitácoras de las siguientes situaciones:

- Apertura manual o automática de interruptores y la operación de los relés de protección con sus respectivas señales.
- Entrada y salida de unidades de generación.
- Sobrecargas en equipos como líneas, circuitos, transformadores, generadores, de acuerdo con los valores fijados por el CCN como valores nominales de operación.
- Altas temperaturas en transformadores, calentamiento anormal en conductores, fugas de aceite o aislantes en equipos, pérdida apreciable de carga de circuitos.

- Voltaje en las barras de subestación o planta e informar al CCN sobre las desviaciones respecto del valor a controlar fijado.

b. En las subestaciones donde se efectúa la regulación de voltaje con movimientos manuales de cambiadores de Tap's, estos deben ser operados de acuerdo a los valores de regulación fijados por el CCN (sea puntualmente o en un valor determinado de tensión).

c. Todas las maniobras en los activos del STN y los activos de conexión al STN, así como de las unidades de generación despachadas, deben ser coordinadas entre el CCN y el Centro Nacional de Despacho CND.

d. Toda maniobra en el Sistema Nacional Regional y local de la ESSA E.S.P. se debe coordinar entre el CCN y las subestaciones utilizando el canal de radio, siempre y cuando no existan impedimentos radiales se cumplirá siempre con lo dispuesto en el Artículo 12 del RETIE.

e. Para la coordinación segura de maniobras o reportes de eventos, se utilizará siempre el nombre con el que se conoce la línea o equipo, indicando el nivel de tensión, podrá adicionarse el código, si se desea, pero en todo se utilizará el nombre.

f. Los operadores de subestaciones y de móviles de composición deben realizar sus labores portando los equipos y elementos de protección personal. En su obligación velar por el uso, cuidado y mantenimiento. Estos elementos deben ser inspeccionados por los trabajadores antes de cada utilización. De encontrarse en mal estado, no los utilizará y gestionará su reposición o reparación cuando esta sea posible. En caso de duda sobre su estado, lo reportará a su jefe inmediato, quien los verificará lo que preceda. De persistir la duda o el desacuerdo, se informará a la oficina.

g. Los elementos y equipos mínimos de protección personal se pueden apreciar en la tabla 1:

Tabla 1. Protección personal

ELEMENTOS	EQUIPOS
Casco dieléctrico	Pértiga de maniobras
Guantes dieléctricos	Tapete aislante
Botas dieléctricas	Detector de ausencia de tensión
Gafas con filtro	Tarjetas de no operar

Fuente: Desarrollo Propio

2.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

El RCM es uno de los procesos desarrollados durante los 1960's y los 1970's, en varias industrias con la finalidad de ayudar a las personas a determinar las mejores políticas para mejorar las funciones de los activos físicos y para manejar las consecuencias de las fallas¹

De estos procesos el RCM es el más directo. Por lo tanto el RCM es un procedimiento sistemático y estructurado para determinar los requerimientos de mantenimiento de los activos en su contexto operacional, de esta manera este proceso sirve para decidir lo que se debe hacer para asegurar que el activo fijo mantenga su función a lo largo del tiempo.

2.2.1 Definición de RCM. El mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM es un método organizado y lógico para construir o modificar un plan de

¹PEREZ, Carlos Mario. Mantenimiento centrado en confiabilidad. 1er Congreso Mexicano de confiabilidad y mantenimiento. León, México. 2003

mantenimiento conservando un óptimo costo. Es un medio para documentar las bases de un plan de mantenimiento para futuras referencias.¹

Es una filosofía para conservar un balance óptimo entre el costo del mantenimiento de rutina y la confiabilidad del servicio. El producto del RCM proveerá en reducir gastos de mantenimiento, se obtendrán ahorros típicos del 5 al 15% si se parte de cero. Con el RCM, se mejorará la confiabilidad y disponibilidad, menos tiempo fuera de servicio asociado con las fallas y mantenimiento preventivo, número de fallas menores. Establecer una “recopilación de experiencia” para referencias futuras, documentar las justificaciones técnicas para cada decisión.

Por lo tanto el RCM es un procedimiento sistemático y estructurado para determinar los requerimientos de mantenimiento de los activos en su contexto operacional, de esta manera este proceso sirve para decidir lo que se debe hacer para asegurar que el activo fijo mantenga su función a lo largo del tiempo. Este mantenimiento reconoce que los objetivos deberían ser definidos partiendo de la idea de cómo se comporta la máquina y no de que máquina se trabaja.

La aplicación de este mantenimiento basado en la confiabilidad se define en emplear y priorizar las actividades proactivas para eliminar las consecuencias de los efectos de las fallas minimizando las paradas. Lo más importante para RCM es la seguridad del ser humano por ello la metodología conlleva a un difícil proceso de predecir lo que va a suceder.

La filosofía del RCM se fundamenta en:

¹PRESENTACION DE EDUARDO ORTIZ, Filosofía del RCM. Especialización gerencia de mantenimiento. 2012

- Evaluar los componentes de los equipos, el estado de los mismos y su función.
- Identificación de las partes críticas.
- Aplicación del mantenimiento proactivo y predictivo mediante el uso de las distintas técnicas disponibles.
- Inspección en sitio y durante operación del estado físico y funcional del sistema mediante monitoreo continuo y análisis.

2.2.2 RCM: Las Siete Preguntas Básicas. Todo proceso de RCM debe cumplir con ciertos requerimientos para poder ser denominado de esta manera, por lo que se hace necesario plantear las siguientes preguntas:¹

1. ¿Cuáles son las funciones deseadas del equipo/maquina bajo análisis?
2. ¿Cuáles son los estados de falla asociados con estas funciones?
3. ¿Cuáles son las causas de falla?
4. ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
5. ¿Cuál es la consecuencia de cada falla y su relevancia?
6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla?
7. ¿Qué hacer si no puede encontrarse una tarea proactiva adecuada?

¹PEREZ, Carlos Mario. Mantenimiento centrado en confiabilidad. 1er Congreso Mexicano de confiabilidad y mantenimiento. León, México. 2003

Considerando las preguntas anteriores, se hace indispensable conocer el concepto de modo de falla y sus diferentes categorías las cuales están directamente relacionadas con el equipo en cuanto a su calidad de fabricación y diseño, uso inadecuado e incorrectas condiciones operativas, mal o nulo mantenimiento, malas condiciones de operación y mal condiciones de almacenamiento entre otras.

2.2.3 Funciones. Una metodología RCM tiene contemplado dentro de sus objetivos lo siguiente:

- Eliminar las averías de las máquinas.
- Suministrar fuentes de información de la capacidad de producción de la planta a través del estado de sus máquinas y equipos.
- Minimizar los costos de mano de obra de reparaciones, en base a un compromiso por parte de los responsables del mantenimiento en la eliminación de fallas de máquinas.
- Anticipar y planificar con precisión las necesidades de mantenimiento.
- Establecer horarios de trabajo más razonables para el personal de mantenimiento.
- Permitir a los Departamentos de Producción y de Mantenimiento una acción conjunta y sincronizada a la hora de programar y mantener la capacidad de producción de la planta.
- Incrementar los beneficios de explotación directamente mediante la reducción de los presupuestos del departamento de mantenimiento.

Sin embargo, ninguno de las metas nombradas anteriormente podrá alcanzarse sin contemplar el paso inicial en todo proceso RCM donde se determina la función del activo.

Todo equipo posee distintos tipos de funciones; entre estas se consideran:

- **Funciones primarias.** Son la razón de ser, el motivo por el cual se adquirió el equipo.
- **Funciones secundarias.** Estas son menos obvias, pero sus fallas pueden representar averías graves. Las funciones secundarias ayudan y soportan a la función primaria para que pueda cumplirse; entre estas se encuentran las funciones auxiliares, de soporte, apoyo, contención, aislamiento, higiene, integridad, seguridad, etc.
- **Función según operación.** Se basan en los estándares de funcionamiento del equipo y/o sistema.
- **Función según contexto operacional.** Son funciones que se consideran según el tipo de proceso, redundancia, estándar de calidad, riesgos de seguridad, ciclos de trabajo, productos resultantes del proceso, etc.

2.2.4 Fallas Funcionales. A partir del modo de falla resultante el cual se encuentra directamente relacionado con su causa raíz se presentan efectos particulares en el sistema o equipo los cuales nos ayudan a identificar claramente la importancia de prevenir o disminuir la pérdida de su función como también brinda pistas para seleccionar el tipo de mantenimiento más apropiado por el que se debe optar.

Las fallas de un sistema o equipo se pueden clasificar según sea:

- Falla total
- Falla parcial
- Falla permanente
- Falla intermitente
- Falla abrupta
- Falla evolutiva
- Falla temprana
- Falla aleatoria
- Falla catastrófica
- Falla de degradación
- Falla por desgaste
- Falla por desuso
- Falla por debilidad

Es fundamental tener en cuenta que a la hora de detallar una falla, se debe ser claro y conciso al momento de describirla; no se debe describir el porqué. La descripción de la falla no debe enfatizar en la descripción de las partes o

componentes involucrados en la avería y por ultimo debe manifestar si el equipo hace más o menos con base a su función establecida. Las condiciones anteriores ayudaran a relacionar con mayor facilidad el tipo de función con el cual esta correlacionada la falla del equipo.

2.2.5 Análisis de Modos de Fallas. Según la norma SAE JA1011, el modo de falla es un evento que causa una falla funcional. Uno de las metodologías más conocidas para realizar el análisis de los diferentes modos de falla es el AMEF o FMEA (Failure Mode and Effect Análisis). Esta es una técnica de prevención, utilizada para detectar por anticipado los posibles modos de falla, con el fin de establecer los controles adecuados que eviten la ocurrencia de defectos. Tiene como objetivo:

- Identificar los modos de falla potenciales, y calificar la severidad de su efecto.
- Evaluar objetivamente la ocurrencia de causas y la habilidad de los controles para detectar la causa cuando ocurre.
- Clasifica el orden potencial de deficiencias de producto y proceso.
- Se enfoca hacia la prevención y eliminación de problemas del producto y proceso.

Para realizar un FMEA, se recomienda que sea un equipo multidisciplinario el que lo lleve a cabo. Por ejemplo: el ingeniero responsable del sistema, producto o proceso de manufactura/ ensamble se incluye en el equipo, así como representantes de las áreas de Diseño, Manufactura, Ensamble, Calidad, Confiabilidad, Servicio, Compras, Pruebas, Proveedores y otros expertos en la materia que se considere conveniente.

Un AMEF puede enfocarse en un diseño específico de un equipo, o en un proceso. Para un diseño se orienta hacia los modos de falla asociados con la funcionalidad de un componente, causados por el diseño. Mientras que para un proceso, se concentra en la incapacidad para producir el requerimiento que se pretende un defecto. Los modos de falla pueden derivar de causas identificadas en el AMEF de Diseño.

A continuación se relacionan los modos de falla que podrían afectar a un equipo o sistema:

1. Corrosión
2. Abrasión
3. Erosión
4. Deformaciones
5. Cambios volumétricos
6. Alta temperatura
7. Baja temperatura
8. Pérdida de aislamiento térmico
9. Fatiga
10. Difusión de un material en otro

11. Agrietamiento
12. Cambios de la estructura metalúrgica
13. Cambios en la estructura química
14. Soltura física
15. Vibración
16. Suciedad
17. Humedad
18. Contaminación
19. Oxidación
20. Fugas
21. Envejecimiento
22. Obstrucción
23. Pérdida de aislamiento eléctrico
24. Sobre voltaje
25. Sobrecorriente

26. Sobrepresión

27. Baja presión

Para estimar el grado de severidad, se debe de tomar en cuenta el efecto de la falla en el cliente

Tabla 2. Criterio de Evaluación de Severidad sugerido para AMEFP

CRITERIO DE EVALUACIÓN DE SEVERIDAD SUGERIDO PARA AMEFP			
Esta calificación resulta cuando un modo de falla potencial resulta en un defecto con un cliente final y/o una planta de manufactura / ensamble. El cliente final debe ser siempre considerado primero. Si ocurren ambos, use la mayor de las dos severidades			
Efecto	Efecto en el cliente	Efecto en Manufactura /Ensamble	Calif
Peligros o sin aviso	Calificación de severidad muy alta cuando un modo potencial de falla afecta la operación segura del producto v/o involucra un no cumplimiento con	Puede exponer al peligro al operador (máquina o ensamble) sin aviso	10
Peligros o con aviso	Calificación de severidad muy alta cuando un modo potencial de falla afecta la operación segura del producto v/o involucra un no cumplimiento con	Puede exponer al peligro al operador (máquina o ensamble) sin aviso	9
Muy alto	El producto / ítem es inoperable (pérdida de la función primaria)	El 100% del producto puede tener que ser desechado o reparado con un tiempo o costo	8
Alto	El producto / ítem es operable pero con un reducido nivel de desempeño. Cliente muy insatisfecho	El producto tiene que ser seleccionado y un parte desechada o reparada en un tiempo y costo muy	7
Moderado	Producto / ítem operable, pero un ítem de confort/conveniencia es inoperable. Cliente	Una parte del producto puede tener que ser desechado sin selección o reparado con un	6
Bajo	Producto / ítem operable, pero un ítem de confort/conveniencia son operables a niveles de	El 100% del producto puede tener que ser retrabajado o reparado fuera de línea pero no	5
Muy bajo	No se cumple con el ajuste, acabado o presenta ruidos y rechinidos. Defecto notado por el 75% de	El producto puede tener que ser seleccionado, sin desecho, y una parte retrabajada	4
Menor	No se cumple con el ajuste, acabado o presenta ruidos, y rechinidos. Defecto notado por el 50% de	El producto puede tener que ser retrabajada, sin desecho, en línea, pero fuera de la estación	3
Muy menor	No se cumple con el ajuste, acabado o presenta ruidos, y rechinidos. Defecto notado por clientes	El producto puede tener que ser retrabajado, sin desecho en la línea, en la estación	2
Ninguno	Sin efecto perceptible	Ligero inconveniente para la operación u operador o sin efecto	1

Fuente: Análisis de modos y efectos de fallas potenciales. 4ta edición.

2.2.6 Efectos de Fallas. El análisis de los efectos de falla permite describir las consecuencias que suceden cuando un modo de falla ocurre. Un análisis conciso permite analizar la importancia de las fallas, determina lo que ocurre al manifestarse el modo de falla, ayuda a visualizar los modos de falla críticos y facilita la evaluación de las consecuencias.

Los efectos de los modos de falla se pueden enmarcar en las siguientes categorías:¹

1. Visibilidad de la falla: fallas ocultas o visibles por el operador
2. Efectos en las personas: Seguridad
3. Efectos en el medio ambiente
4. Efectos Operacionales:
 - a) Económicos asociadas al lucro cesante y a la reparación
 - b) Afectación a clientes
5. Efectos en la Imagen corporativa

2.2.7 Consecuencias de las Fallas. A partir de la evaluación de las consecuencias se determinan las estrategias más adecuadas al contexto de operación siendo exigido que no solo sean técnicamente factibles, sino económicamente viables.

Las consecuencias se categorizan en fallas ocultas, seguridad y medio ambiente, operacional y no operacional. Los diferentes tipos de estrategias de mantenimientos que se prevén dentro de un programa de mantenimiento RCM son:

- Mantenimiento correctivo

¹ORTIZ, Daniel. Memorias Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM. ESPECIALIZACIÓN DE GERENCIA DE MANTENIMIENTO. UIS. Bucaramanga 2012

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento proactivo

2.3 NORMATIVIDAD Y REGULACION SISTEMA ELECTRICO

En el territorio colombiano se debe de resaltar que el gobierno ha desarrollado un estamento en el cual ha normalizado y reglamentado la dinámica de la interconexión dicha parametrización se encuentra en la normatividad colombiana para la administración, operación y mantenimiento del sistema de interconexión nacional, apoyada en Ley 143 de 1994 la cual establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden una autorización y se dictan otras disposiciones en materia energética.

El Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación, y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de la electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y uso eficiente y racional de energía por parte de los usuarios.

El Ministerio de Minas y Energía vigilara que se cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficientes de los recursos energéticos.

La Unidad de Planeación Minero-Energética es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía encargada de establecer requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en las proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de los precios de los recursos energéticos.

Actualizar el plan energético nacional y el plan de expansión del sector eléctrico. En relación con el sector energético la función de regulación por parte del estado tendrá como objetivo básico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible a través de la CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Entre las funciones de la CREG están:

- Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.
- Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional, después de haber oído los conceptos del concejo nacional de operación.
- Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad y eficiencia capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económico, ambientales y de viabilidad financiera promover y preservar la competencia.

A demás estamos presididos por los procedimientos emanados por concejo nacional de operación (CNO) por el cual se integran los procedimientos técnicos

para la coordinación de mantenimiento de equipos del -SIN- que implican Consignación Nacional y se definen los índices para hacer seguimiento al mantenimiento de activos del STN, de conexión al STN, de los STR y de generadores.

3. SUBESTACION PALOS 230\115K kV

El Medidor 1 de esta Subestación, adquiere las señales de tensión de los 3PT's ubicados en la barra principal de 115KV. Mediante sus entradas digitales disponibles deberá registrar el estado de los interruptores de los circuitos Palenque y Bosconia. El Medidor 2 de esta Subestación, adquiere las señales de tensión de los PT's ubicados en la barra de 34,5KV. Mediante sus entradas digitales disponibles deberá registrar el estado de los interruptores de los circuitos Matanza, Rionegro, Principal y Palenque. El Medidor 3 de esta Subestación, adquiere las señales de tensión de los PT's ubicados en la celda de enlace de T3 a la barra de 13,8KV. Mediante sus entradas digitales disponibles deberá registrar el estado de los interruptores de los circuitos 1, 2, 3, 4, la celda de enlace de T3 a la barra y la celda de servicios auxiliares.

3.1 TRANSFORMADOR 150 MVA 230\115 KV

El autotransformador es una maquina eléctrica que cambia el nivel de tensión de potencia eléctrica alterna para facilitar su distribución y consumo, básicamente está formado por la parte activa, donde tiene lugar los procesos electromagnetismo y la carcasa que presta soporte mecánico a la parte activa. Ver Figura 4.

3.1.1 Parte Activa. Es la parte constitutiva básica de cualquier transformador. En esta se llevan acabo los procesos electromagnéticos que permiten cambiar el nivel de tensión, de la potencia eléctrica del transformador. En la mayoría de los transformadores de la parte activa se encuentra inmersa en aceite mineral dieléctrico; no obstante en la actualidad están tomado auge los transformadores tipo seco, fabricados con materiales y diseños que no requieren la presencia de aceite, aunque sin manejar los mismos niveles de potencia y su uso está restringido a interiores.

Figura 4. Estructura de un Autotransformador



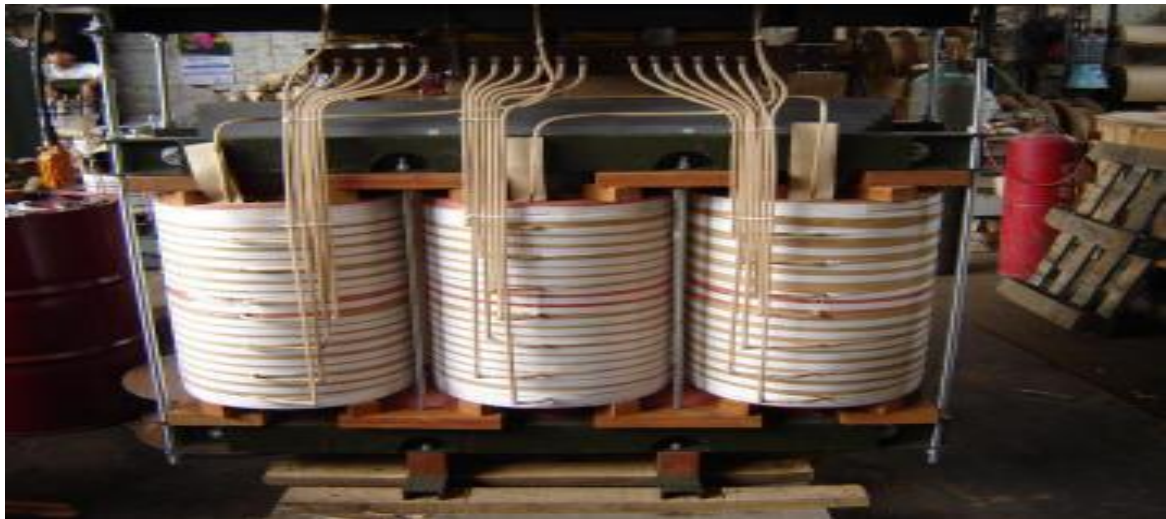
Fuente: Electrotecnia de transformadores. Severino García.

3.1.1.1 Devanados. A través de ellos circula la corriente del transformador. Se elaboran a base de cobre o aluminio esmaltado revestido con papel aislante, el cual es adherido mediante resinas especiales. Los conductores de cobre tienen mejor conductividad pero son más costosos y tienen mayor peso específico que los fabricados en aluminio. Los devanados deben tener alta conductividad térmica y eléctrica, características intrínsecas del cobre y el aluminio; Sin embargo el papel que los reviste no posee estas características razón por la cual los límites de temperatura que manejan los transformadores son relativamente bajos. De igual forma los devanados deben tener una alta resistencia mecánica para soportar los esfuerzos producidos por la corriente proporcionales al cuadrado de su magnitud, y que en condiciones de cortocircuitos podrían llegar a destruirlos. Ver figura 5.

3.1.1.2 Núcleo. A través del núcleo circula el flujo magnético del transformador. Este es elaborado a partir de láminas de hierro al silicio de grano orientado laminado en frío y aisladas entre sí para disminuir corrientes parásitas, es característico de estas láminas una alta permeabilidad y un bajo espesor para garantizar bajas pérdidas por histéresis.

El núcleo magnético es el encargado de canalizar el flujo desde el arroyamiento primario al secundario. Para ello el núcleo magnético está compuesto por un material de baja reluctancia. Para aumentar la resistencia del hierro al paso de corriente el núcleo magnético se forma apilando chapas magnéticas. Habitualmente la chapa magnética tiene 0,3 mm de espesor. No obstante, si no se aísla la chapa entre sí, las corrientes parasitas se comunicarían de una chapa a la otra por ello, se le da un tratamiento químico superficial a las chapas (un fosfatado) que las aísla eléctricamente.

Figura 5. Vista de los componentes internos de un transformador.



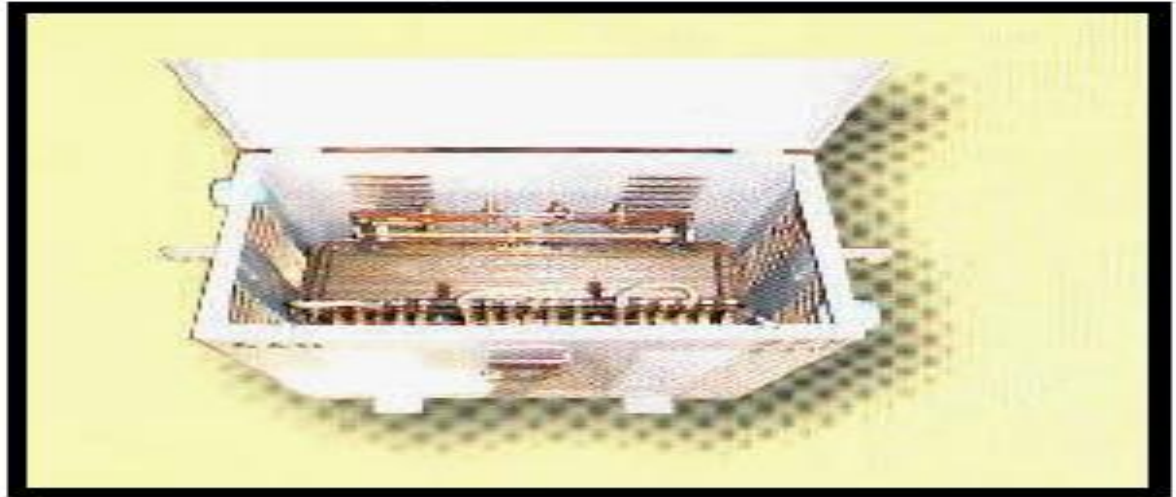
Fuente: Electrotecnia de transformadores. Severino García.

3.1.1.3 Tanque. Protege la parte activa del transformador contra la humedad y contaminación presente en el medio ambiente, y contra vibraciones o golpes que esta pueda recibir. El tanque incluye los elementos necesarios para el ensamble, transporte y conexión a tierra del transformador.

3.1.1.4 Carcasa. Presta protección contra el medio ambiente y soporte mecánico a la parte activa del transformador evitando su movimiento. Es fabricado con láminas de acero al carbón, las que deben soportar condiciones de vacío y

sobrepresión y a condiciones ambientales adversas, es sensible a procesos de oxidación y corrosión que produce fisuras causando fugas y contaminación al aceite.

Figura 6. Vista interna de un tanque de transformador.



Fuente: Catalogo FyR Ingenieros

3.1.1.5 Empaques y válvulas. Los empaques permiten ensamblar entre si las diferentes partes de la carcasa además del montaje de las válvulas y pasa tapas los cuales son fabricados en caucho sintético con altas propiedades mecánicas y resistente a los componentes químicos del aceite dieléctrico

Las válvulas son utilizadas para llenar, drenar y tomar muestras de aceite además de permitir la conexión de dispositivos para cambio muestreo y bombeo del aceite dieléctrico el cual debe resistir las altas temperaturas y las presiones de trabajo del autotransformador.

histéresis y condiciones como sobrecargas, cortocircuitos, y conexiones deficientes.

Los principales medios refrigerantes que se utilizan en contacto con los arrollamientos son, el aire y aceite mineral. La función del aceite tiene un doble propósito, actúa como y aislante y como agente refrigerante.

Además tiene una superficie de refrigeración considerable compuesta por tubos y radiadores adosados, el cual actúa por conexión natural o forzada mediante ventiladores, bombas, o mediante otra acción (circulación de agua).

3.1.2.1 Aceite Dieléctrico. El aceite dieléctrico debe cumplir la función primordial de servir como aislante; este aceite que cumple a cabalidad esta función debido a su bajo nivel de humedad y debe ser capaz de absorber los gases que se generan en el sistema, así como proteger el equipo cuando se ve sometido a condiciones de carga bajo impulso. Adicionalmente el aceite sirve para resistir la acción del oxígeno y los catalizadores metálicos lo cual impide la formación de compuestos polares que afectan el factor de potencia y aumenta la acidez del producto en uso.

3.1.2.2 Ventiladores. Utilizado para mantener las temperaturas del transformador entre los límites establecidos al incrementar su potencia nominal. Refrigerera el transformador en forma forzada, encausando el aire a través de los radiadores.

3.1.2.3 Radiadores. Refrigerera el transformador en forma natural, permitiendo la circulación del aceite a través de su compartimiento. Son fabricados a partir de láminas de acero al carbono, y en su interior presenta una serie de canales por la cual circula el aceite transferido, y libera su calor a través del aire.

Figura 9. Estilo de ventiladores utilizados en el proceso



Fuente: Catalogo ABB para ESSA.

Figura 10. Radiadores utilizados en las subestaciones



Fuente: subestación Bucaramanga

3.1.2.4 Termómetros. Sirve para medir la temperatura del aceite, y consiste en sumergir el bulbo del termómetro en un termo pozo. La temperatura de los devanados depende de la carga del transformador, es decir, la corriente existente en el devanado y de la temperatura del medio de refrigeración (temperatura del aceite); se miden estos dos parámetros y se interrelacionan en el indicador.

Figura 11. Termómetros utilizados en el proceso de mantenimiento



Fuente: catalogo abb para esa.

3.1.3 Sistema de protecciones. Los transformadores cuentan con una serie de elementos que tienen como función proteger al transformador de condiciones de operación desfavorables como sobrecargas, cortocircuitos, las cuales producen elevadas temperaturas y sobre presiones que pueden llegar a deformar la carcasa y hasta explosiones.

3.1.3.1 Protecciones mecánicas

- **Válvula de sobrepresión:** Se utiliza como accesorio de protección, su función se lleva a cabo cuando dentro del transformador se produce una falla de cortocircuito, el arco eléctrico vaporiza instantáneamente parte del líquido aislante, produciendo con ello una súbita sobrepresión dentro del tanque.

Si esta sobrepresión formada no se libera en forma adecuada en un corto tiempo, el transformador podrá explotar y esparcir el líquido contenido dentro de él, causando serios daños al medio ambiente que lo rodea. Con estos dispositivos se

tiene una respuesta de fracción de segundo para liberar las sobretensiones de letrafo, conmutador, etc.

El relevador mecánico de sobrepresión es una válvula que se acciona con resortes calibrado, de tal manera que al comenzar incrementar la presión interna en el tanque este empieza ceder la presión y el diafragma actúa.

Figura 12. Valvulas de supreción Utilizadas



Fuente: Catalogo abb para ESSA.

- **Tanque de expansión:** Tiene como función permitir la libre expandir el volumen de aceite, causada por aumento de su temperatura, evitando deformaciones en la carcasa. Está compuesto del mismo material de la carcasa y puede ser desplazada por un aumento de presión cuando el volumen del aceite aumenta
- **Relé BUCHHOLZ:** Protege al transformador de fallas que evaporen el aceite como cortocircuitos entre espiras, devanados o contra masas. Las corrientes excesivas de aceite especialmente en las tuberías que van dirigidas hacia el conservador, se forman como consecuencia de unos cortocircuitos o de

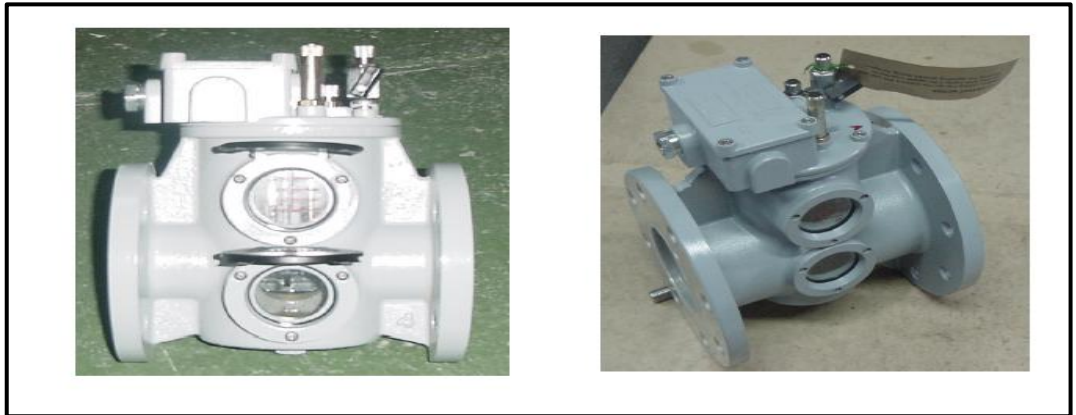
unos fuertes arcos eléctricos interiores que pueden dañar o perjudicar el funcionamiento del transformador

Figura 13. Tanque de expansión estándar



Fuente: Subestación Bucaramanga. ESSA

Figura 14. Equipo Relé Buchholz



Fuente. Catalogo ABB para ESSA.

3.1.3.2 Protecciones eléctricas

- **Relé de presión súbita.** Utilizado para proteger el transformador de fallas internas mediante la detección de cambios súbitos de presión. Debido a la formación de arcos internos en el aceite del transformador los cuales generan

presiones excesivas de gas que pueden dañar severamente el equipo y presentar peligro al personal de fruncimiento externo. Cuando tales condiciones se experimentan, iniciara una señal eléctrica para operación del interruptor e indique una alarma si es deseada.

Figura 15. Relé de presión súbita



Fuente. Catalogo abb para ESSA.

- **Indicador de nivel de aceite.** Son utilizados con gran eficacia para controlar variaciones de volumen de líquidos en formas visuales, eléctricas o ambas. Algunos tiene por principio de funcionamiento una transmisión magnética efectuada por imanes permanente opuestos, separados herméticamente y accionados pro un fluctuador acoplado a una barra.

3.1.4 Sistema de control. Son mecanismos de protección y control que permite que el autotransformador se mantenga en condiciones óptimas de operación, para mantener la eficiencia de la maquina se complementa con los relés de protecciones mecánicas y del cambia tomas bajo carga.

3.1.5 Sistema de aislamiento - Protección contra la humedad. Absorbe la humedad del aire respirado por el transformador atreves de sales de óxido de

silicio evitando que el aceite sea contaminado, el agua ingresa al transformador principalmente por las siguientes razones:

Figura 16. Equipo medidor nivel de aceite



Fuente. catalogo abb para ESSA.

- Por filtraciones de la carcasa o de los empaques, evitable en cierto punto.
- Como subproducto de la descomposición del aceite imposible de evitar

3.1.6 Sistema de conmutación - Cambiador de tomas. Permiten variar la relación de transformación del transformador. Se clasifican según su operación en cambiadores bajo carga y cambiadores para transformadores desenergizados.

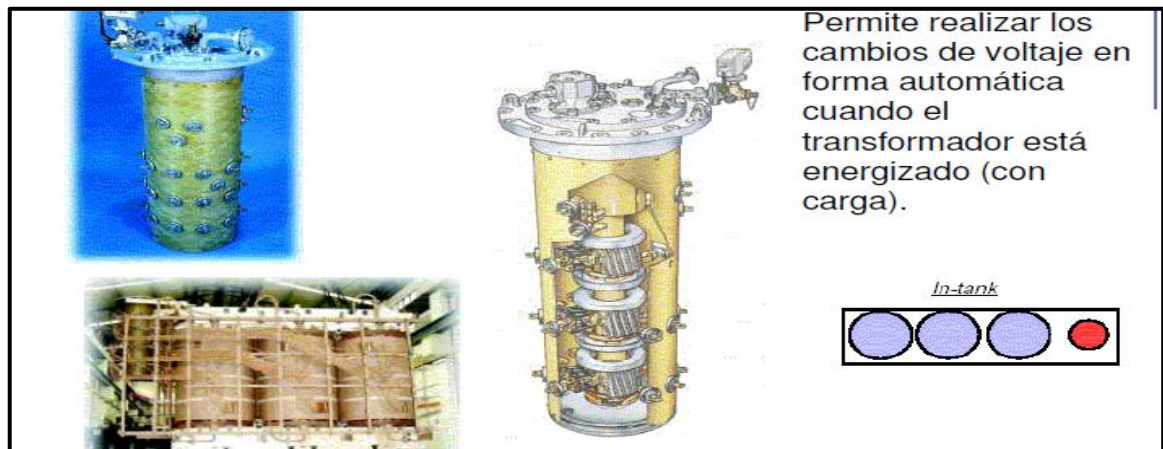
Estos accesorios es útil en transformadores que deben entregar niveles de tensión constante.

Figura 17. Sistema de aislamiento



Fuente. catalogo abb para ESSA.

Figura 18. Sistema de Conmutación



Fuente. catalogo abb para ESSA.

4. ANALISIS DE INFORMACION DE MANTENIMIENTO

La recopilación de los datos básicos de un equipo tales como marca, modelo, representante, proveedor al igual que la documentación de cada una de las intervenciones que tuvo lugar con dicho equipo, nos facilita la misión de realizar una mejor gestión más acertada sobre el activo y control de su mantenimiento.

La documentación de fallas, la actividad realizada para solucionarlo y las partes requeridas durante la labor, nos facilita resolver problemas con mayor eficacia en caso que se repitan al igual que nos permite establecer métodos de detección y procedimientos de ajuste y reparación para evitar que vuelva a suceder. En caso de requerir alguna modificación, está también deberá ser registrada.

Un historial de un equipo debe consignar la siguiente información:

- Datos generales; nombre, marca, serie, modelo, capacidad de diseño, observaciones generales.
- Especificación de componentes principales. Se dividen en mecánicos, eléctricos, etc.
- Lista de partes; allí se contemplan los componentes más críticos y su cantidad mínima en almacén.
- Historia. Registro de fallas, reparaciones, modificaciones, repuestos usados, tipo de mantenimiento, tiempo requerido y personal encargado.

4.1 HISTORIAL DE FALLAS

Para la subestación de Palos ubicada en el área perimetral de Bucaramanga se tiene el siguiente historial de intervenciones donde se contemplan mantenimientos periódicos, correctivos, inspecciones, pruebas y ajustes ver tabla 3:

Tabla 3. Record de fallas perimetral en Bucaramanga

FECHA	ACTIVIDAD	COMPONENTE	OBSERVACIONES
4-nov-07	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Remoción ruptor para limpieza
4-nov-07	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Cambio de aceite
13-nov-07	MANTENIMIENTO	TANQUE DE ACEITE	Cambio de depósitos de aceite de la sílice
7-mar-08	MANTENIMIENTO	AISLADOR DE 15 KV	Se reemplaza por avería
3-nov-08	TERMOGRAFIA - PUNTOS CALIENTES	INTERRUPTOR 1A 15	Se encontraba es energizado
3-nov-08	TERMOGRAFIA - PUNTOS CALIENTES	SECCIONADOR DE BARRA	Energizado en uno de sus extremos
24-feb-10	INSPECCION	SISTEMA BLOQUEO SEGURO	Se inspeccionan los equipos para determinar la necesidad de instalación de sistemas de bloqueo
26-jul-10	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Revisión del ruptor
26-jul-10	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Se reemplaza mecanismo por uno nuevo
2-sep-10	MANTENIMIENTO	OTROS	Autotransfo de reserva se encuentra fuera de servicio
2-sep-10	MANTENIMIENTO	OTROS	Instala conductor de cobre para aterrizar
2-sep-10	MANTENIMIENTO	OTROS	Se instalan las líneas y tierras para el transformador
2-sep-10	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Se aterriza el control del cambia tomas

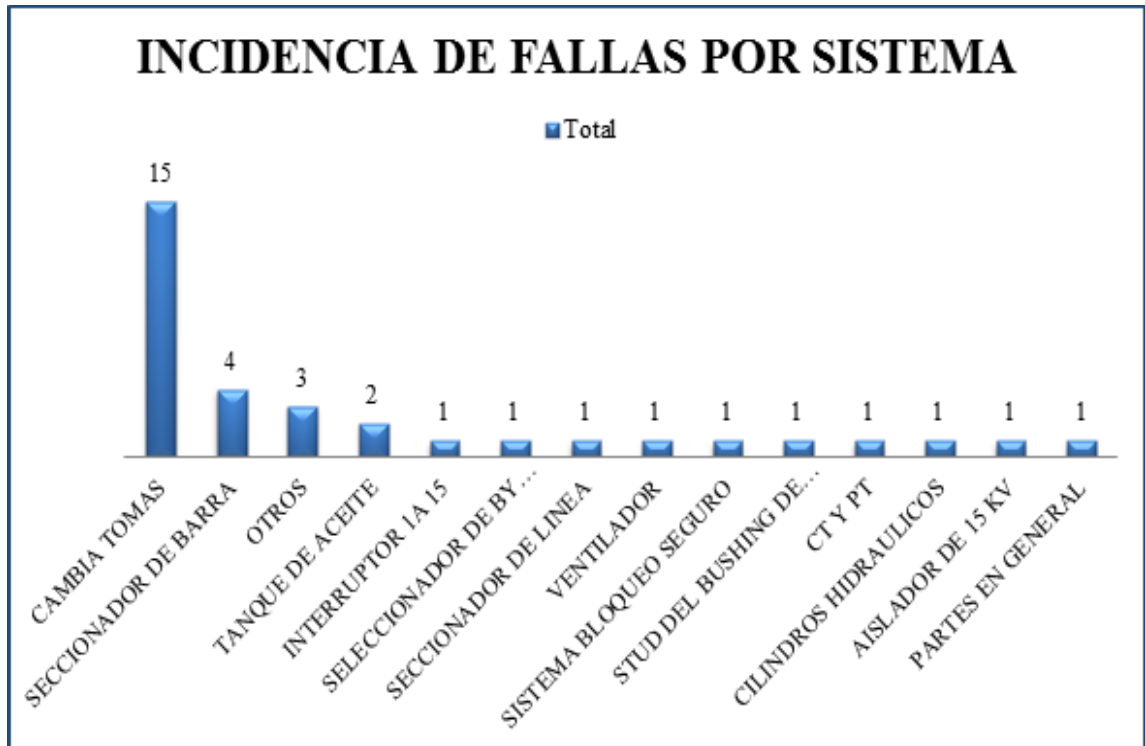
FECHA	ACTIVIDAD	COMPONENTE	OBSERVACIONES
1-oct-10	MANTENIMIENTO	SECCIONADOR DE BARRA	Se encuentra abierto
1-oct-10	MANTENIMIENTO	SELECCIONADOR DE BY PASS	Se encuentra abierto
1-oct-10	MANTENIMIENTO	CILINDROS HIDRAULICOS	Reemplazo por horas de servicio
13-oct-10	MANTENIMIENTO	SECCIONADOR DE BARRA	Se encuentra abierto
13-oct-10	MANTENIMIENTO	SECCIONADOR DE LINEA	Se encuentra abierto
3-ene-11	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Limpieza de ruptor
3-ene-11	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Cambio de aceite
3-ene-11	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Corrección de fuga por bushing de 13.8 kv
31-ene-11	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Nivel de aceite del mecanismo
31-ene-11	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Revisión interruptor B200
6-jul-11	MANTENIMIENTO	STUD DEL BUSHING DE 230KVA	Corrección de fuga; cambio de empaque
17-nov-11	PRUEBAS Y AJUSTES	CT Y PT	Prueba de inyección
27-nov-11	MANTENIMIENTO	TANQUE DE ACEITE	Corrección fuga de aceite por manhole
27-nov-11	MANTENIMIENTO	SECCIONADOR DE BARRA	Mtto al seccionador e interruptor
19-abr-12	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Ruptor presenta alto estado de oxidación
19-abr-12	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Se completa nivel de aceite dieléctrico
19-abr-12	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Reemplazo del mecanismo del cambia tomas por uso
28-jul-12	PARADA SISTEMA ENFRIAMIENTO	VENTILADOR	Ventilador en falla por alta temperatura en el rodamiento

FECHA	ACTIVIDAD	COMPONENTE	OBSERVACIONES
22-ago-12	MANTENIMIENTO	PARTES EN GENERAL	Revisión de presión de nitrógeno
4-nov-12	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Limpieza de ruptor
4-nov-12	MANTENIMIENTO	CAMBIA TOMAS	Cambio de aceite

Fuente: Desarrollo por los autores.

De acuerdo al historial de fallas anterior, se obtiene el siguiente diagrama donde se visualiza el sistema de mayor relevancia de acuerdo al número de paradas:

Figura 19. Relevancia de las fallas Vs Número de paradas



Fuente: Desarrollo de los autores.

Haciendo un análisis general del autotransformador considerando sus bahías de transformación se obtienen los siguientes resultados:

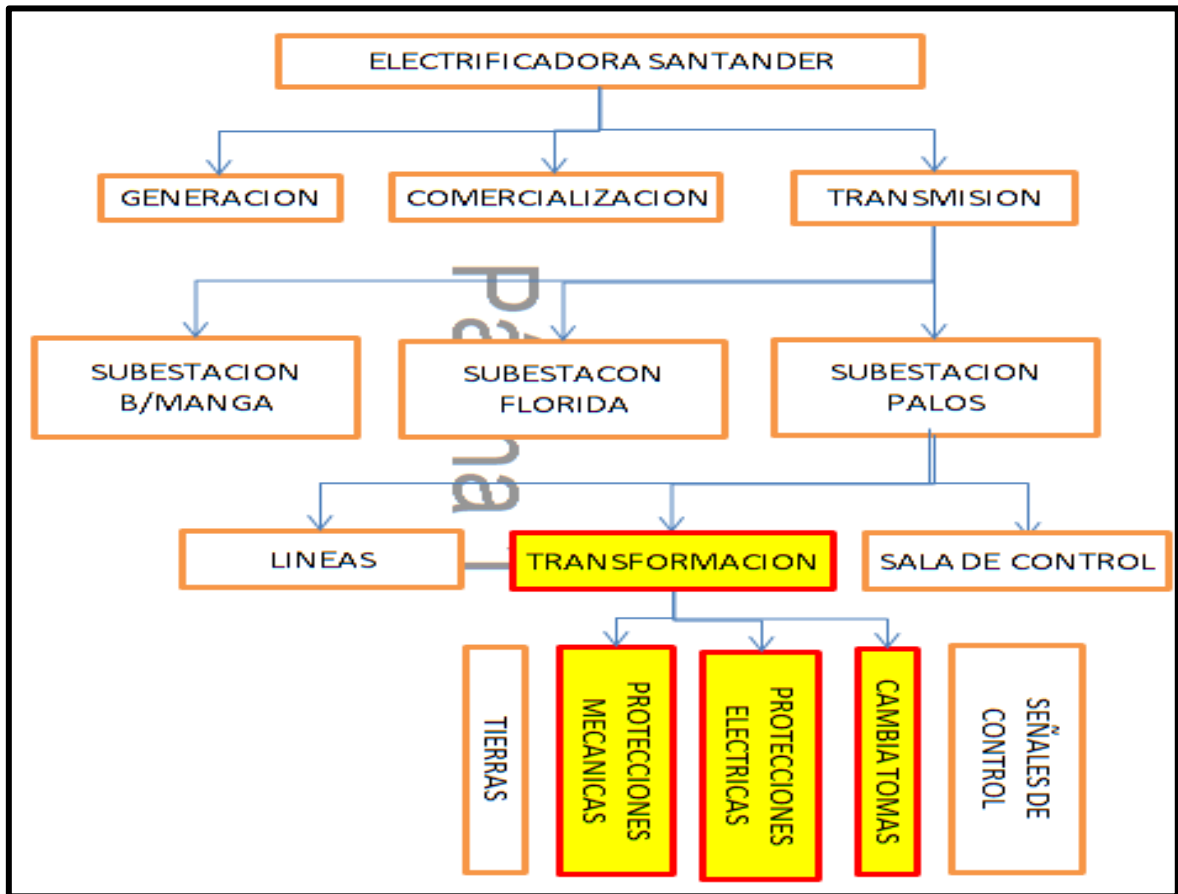
Tabla 4. Sistemas Vs cantidad de Fallas

SISTEMA	% FALLAS / # FALLAS
BAHÍA 230KV	22%
SECCIONADORES	1
DISYUNTOR	2
CT	2
CABLEADO	1
CONECTORES	1
BAHÍA 13,8KV	9%
CABLEADO	1
CONECTORES	1
TRAFO AUX	1
BAHÍA 115KV	28%
SECCIONADORES	1
DISYUNTOR	2
CT	2
PT	2
CABLEADO	1
CONECTORES	1
TRAFO POTENCIA	41%
PARARRAYOS	2
PROTECCIONES MECÁNICAS	2
CAMBIATOMAS	2
BOBINADOS	2
CUBA	2
CONECTORES	1
PROTECCIONES ELÉCTRICAS	1
CABLEADO	1
TOTAL FALLAS	32

Fuente: Desarrollo de los autores.

4.1.1 Identificación de sistemas. En la ilustración que se muestra a continuación se muestra el diagrama de procesos de la electrificadora del Santander, allí se especifica el objeto de estudio el cual es el autotransformador al igual que los subsistemas que hacen parte de él; este se encuentra resaltado en amarillo:

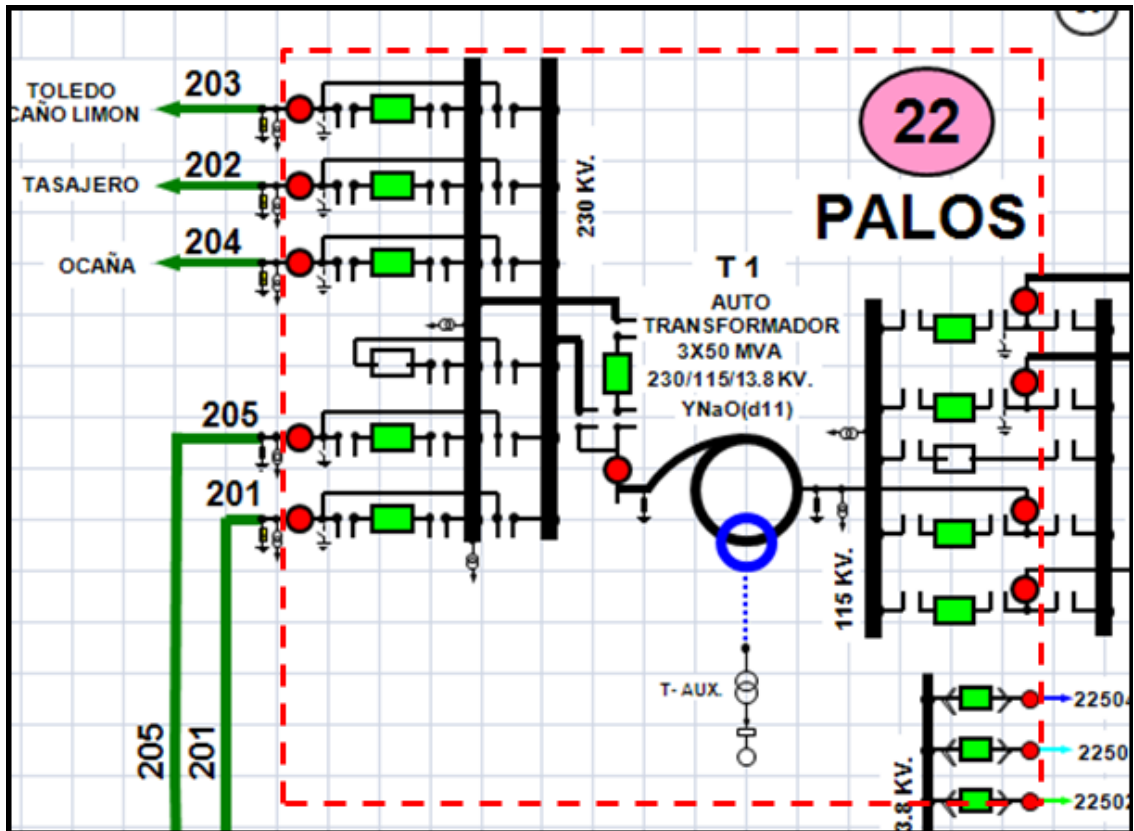
Figura 20. Diagrama de procesos ESSA



Fuente: Desarrollo de los autores.

Para este estudio en particular solo se considera el autotransformador, desde los barrajes de 230 Kv hasta el barraje de salida de 115 kv. Este límite se define según la siguiente ilustración por medio de las líneas punteadas de color rojo; estas líneas como tal representan los límites del sistema por analizar.

Figura 21. Pasos en la dinámica operativa del autotransformador



Fuente: Desarrollo de los autores.

Considerando lo anterior, el sistema está conformado por los siguientes subsistemas y componentes ver tabla 5:

Tabla 5. Subsistemas y componentes del macro sistema energético

AUTOTRANSFORMADOR			
ELEMENTOS CONSTITUTIVOS			
BAHÍA 230KV	BAHÍA 115KV	BAHÍA 13,8KV	TRAFOS POTENCIA
SECCIONADORES	SECCIONADORES	CABLEADO	PARARRAYOS
DISYUNTOR	DISYUNTOR	TRAFOS AUX	CONECTORES
CT	CT		PROTECCIONES MECÁNICAS

AUTOTRANSFORMADOR			
ELEMENTOS CONSTITUTIVOS			
BAHÍA 230KV	BAHÍA 115KV	BAHÍA 13,8KV	TRAFO POTENCIA
CABLEADO	PT		CAMBIATOMAS
CONECTORES	CABLEADO		BOBINADOS
	CONECTORES		CUBA
			PROTECCIONES ELÉCTRICAS
			CABLEADO

Fuente: Desarrollo de los autores.

En la tabla a continuación se especifican las fronteras e interfaces, las características técnicas del activo objeto de estudio y condiciones operativas:

Tabla 6. Fronteras e interfaces y condiciones operativas del macrosistema

ELEMENTO DE ESTUDIO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL ELEMENTO	CONDICIONES OPERACIONALES	CONDICIONES AMBIENTALES	FRONTERAS (PLANO-DIAGRAMA)	INTERFASES
AUTOTRANSFORMADOR DE 150 MVA	Autotransformador monofasico de potencia nominal 50 MVA, cambiador de tomas en cargar, tipo MR 27 posiciones tipo exterior, frecuencia 60 Hz. Impedancia % de base 30 MVA, polaridad sustractiva, peso 73800 kg	EL EQUIPO OPERA LAS 24 HORAS DEL DIA	TEMP. AMBIENTE	Se comprende entre la salida del transformador de corriente que maneja una tension de 230 Kv hasta el seccionador de linea del lado de 115 Kv	Entradas: Tension a 230 Kv, protecciones y tierras, linea del transformador de auxiliares
		EN CASO DE MANTENIMIENTO SE CUENTA CON UN EQUIPO EN STAND BY	INTEMPERIE		Salidas: 115 Kv, disponibilidad de potencia con un max de 50 MVA, temperatura del embobinado, ruido campo magnetico, conexión a tierra, protecciones, señales de tension, corriente y potencia

Fuente: Desarrollo de los autores.

4.1.2 Identificación de funciones. Las funciones principales del autotransformador se definen a partir de la definición funcional del mismo donde se considera la capacidad esperada del equipo y el motivo de su adquisición; estas son describen a continuación:

- Transformar nivel de tensión de 230 a 115 KVy poder suministrar una potencia aparente de 150 MVA al sistema de distribución.
- Mantener la disponibilidad de transformación de energía eléctrica para suministro a los usuarios.
- Evitar sobrecargar las diferentes subestaciones por salida de operación del autotransformador.
- Evitar sanciones económicas debido a la no disponibilidad en la prestación del servicio.

4.2 ANALISIS DE FALLAS FUNCIONALES

De acuerdo a la norma SAE JA101*, una falla funcional se define como el estado en el cual un activo físico o un sistema es incapaz de realizar una función específica con un nivel de desempeño deseable, ver tabla a continuación:

Tabla 7. Análisis de fallas funcionales

FUNCION	FALLA FUNCIONAL
Transformar nivel de tensión de 230 a 115 KVy poder suministrar una potencia aparente de 150 MVA al sistema de distribución	No transformar y no suministrar potencia aparente
Mantener la disponibilidad de transformación de energía eléctrica para suministro a los usuarios	No entregar potencia al STR (Sistema de transmisión regional)

FUNCION	FALLA FUNCIONAL
Mantener estable el nivel tensión en el subsistema de transmisión y distribución	Salida inesperada del autotransformador por protección
Generar valor y ganancias por prestación del servicio	Sanciones económicas debido a la no disponibilidad en el activo

Fuente: Desarrollo de los autores.

4.3 ANALISIS DE MODO Y EFECTOS DE FALLA (FMEA)

Dado que el autotransformador consta de varios subsistemas, en el análisis FMEA se contemplará el equipo no solo como una unidad sino que se desglosará a partir de los subsistemas que los comprenden; esto según cuadro No .

De igual manera para cada uno de los efectos de falla se identificará si la falla es oculta o no y con base en esto se determina nivel de criticidad de acuerdo a la matriz de riesgo mostrada a continuación:

Tabla 8. Matriz de riesgo de riesgos, consecuencias y probabilidad de ocurrencia

CONSECUENCIAS				CONSECUENCIA		PROBABILIDAD					
HUMANAS	AMBIENTALES	COSTOS	IMAGEN			IMPOSIBLE	IMPROBABLE	REMOTO	OCASIONAL	MODERADO	FRECUENTE
Mas de un muerto	Efectos irreversibles	>100	Internacional	Catastrofico	1	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red
Incapacidad permanente	Efectos irreversibles en menos de 2 años	ENTRE 100M-10M	Nacional	Critico	2	Yellow	Yellow	Red	Red	Red	Red
Incapacidad temporal	Efectos reversibles en menos de 6 meses	ENTRE 10 M-1M	Regional	Marginal	3	Yellow	Yellow	Yellow	Red	Red	Red
Lesiones	Efectos pueden ser controlados	ENTRE 1M-.05M	Local	Insignificante	4	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow
Nunguna	No afecta el medio ambiente	<0.05M	Ninguno	Ninguno	5	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow
						> 10 Años	< 10 Años	< 5 Años	< 2 Años	< 6 Meses	± 1 Mes
						A	B	C	D	E	F

Fuente: Departamento de calidad operativa ESSA.

Teniendo en cuenta lo anterior, se tienen los siguientes análisis FMEA para el autotransformador y cada una de sus bahías, los cuales se especifican en las tablas que se muestran a continuación.

Tabla 9. Análisis FMEA para el autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8kV

Análisis FMEA para el autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8kV									
SISTEMA	PATIO TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA 150MVA 230KV/115/13,8kV EN LA S/E PALOS								
SUBSISTEMA	AUTOTRANSFORMADOR 150MVA 230KV/115/13,8kV								
FUNCION	Transferir potencia eléctrica de un voltaje de 230kV a 115kV.								
ESTANDAR DE EJECUCION	Transferir 150MVA de potencia eléctrica en condiciones normales de operación.								
FALLA	MODO FALLA	FALLA FUNCIONAL			FALLA OCULTA	R.	R.	R.	R.
		PARCIAL	TOTAL			Ambt	Hum	Econ	Iman
1A	Falla Pararrayos 230Kvporsobre tension		X	El pararrayo queda abierto sin protección contra sobretensiones se evidencia cuando no existe variación en el contador de descargas. En este caso es posible que opere la protección por sobretensión y dispare el transformador.	SI	B5	B2	B1	C2
2A	Falla Pararrayos 115Kvporsobre tension		X	El pararrayo queda abierto sin protección contra sobretensiones se evidencia cuando no existe variación en el contador de descargas. En este caso es	SI	B5	B2	B1	C2

Análisis FMEA para el autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8kV

				posible que opere la protección por sobretensión y dispare el transformador.					
3A	Rotura conector por temperatura		X	Ausencia de tensión debido a presencia de puntos calientes.	SI	B5	B2	B1	C2
4A	Falla relé Buchholtz por desgaste		X	El relé opera erradamente por cortocircuito en su contactos. El relé no opera bajo una falla y deja en riesgo el Transformador.	SI	B4	D5	D1	C2
5A	Falla relé Sobre presión por desgaste		X	El relé opera erradamente por cortocircuito en su contactos. El relé no opera bajo una falla y deja en riesgo el Transformador	SI	B4	D5	D1	C2
6A	Falla relé flujo por desgaste		X	El relé opera erradamente por cortocircuito en su contactos. El relé no opera bajo una falla y deja en riesgo el Transformador	SI	B4	D5	D1	C2

Análisis FMEA para el autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8kV

7A	Falla relé Presión Súbita por desgaste		X	El relé opera erradamente por cortocircuito en su contactos. El relé no opera bajo una falla y deja en riesgo el Transformador	SI	B4	D5	D1	C2
8A	Falla Temómetros aceite y devanados por desgaste		X	Operación errada por cortocircuito en su contactos. Descalibración de los termómetros dejando en riesgo el Transformador. Se detecta en el momento de no accionar los ventiladores.	NO	E4	D4	E4	E4
9A	Falla indicador de nivel de aceite por corrosión		X	Operación errada por cortocircuito en su contactos. Descalibración del nivel en que debe actuar dejando en riesgo el Transformador.	NO	E4	D4	E4	E4

Análisis FMEA para el autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8kV

10A	Falla Cambia tomas por corrosión y desgaste		X	Problemas con el control del cambia tomas (motor, contactos). Daño en el ruptor del cambia tomas (correas, resistencias de paso, baquelasetc) y/o deterioro del aceite dieléctrico. Esta falla puede ser evidenciada por operación de los relés de flujo y/o presión súbita.	NO	C4	C4	C1	C2
11A	Falla Devanados por pérdida de aislamiento		X	Cortocircuito en devanados se evidencian por una operación de los relés buchholtz y/o sobrepresión. Esta falla se relaciona con el deterioro del papel y el aceite dieléctrico del transformador.	NO	C4	C4	C1	C2
12A	Falla Cuba por aislamiento		X	Falla la conexión interna de la cuba con el núcleo (hierro).	NO	C4	C4	C1	C2

Análisis FMEA para el autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8kV									
13A	Falla cableado de potencia por desgaste		X	Rotura del cableado debido a presencia de puntos calientes.	NO	C4	C4	C1	C2
14A	Desajuste Protecciones Eléctricas		X	Relé diferencial y de sobrecorriente desajustado lo que puede ocasionar disparos indeseados.	NO	E4	D4	E4	E4
15A	Alta temperatura sistema de refrigeración	X		Se evidencia algún ventilador fallando o parado lo cual origina que el transformador no mantenga una temperatura óptima.	NO	E4	D4	E4	E4
16A	Falla operativa por sobrecarga		X	El transformador es forzado por mucho tiempo a trabajar en sobrecarga lo cual expone su vida útil.	NO	C4	C4	C1	C2
17A	Falla Aislamiento parte externa		X	Deterioro de aislamientos (bushings).	SI	B4	D5	D1	C2

Análisis FMEA para el autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8kV									
18A	Falla Aislamiento parte interna por humedad		X	Deterioro del aceite dieléctrico y degradación del papel (presencia de humedad y carbonización del aceite) lo cual origina un cortocircuito dentro de la cuba.	SI	B4	D5	D1	C2
19A	Falla por soltura del SPT		X	Calentamiento de la cuba del transformador. Se detecta mal estado del cable de puesta tierra.	SI	B5	B2	B1	C2
20A	Falla por bajo nivel de aceite		X	Disparo por bajo nivel de aceite. Fugas sobre los radiadores, carcaza protecciones mecánicas, tanque de expansión entre otros. Esta fugas pueden presentarse debido a corrosión e impactos desafortunados sobre el transformador.	NO	E4	D4	E4	E4

Análisis FMEA para el autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8kV									
21A	Falla caja de control de las protecciones por contaminación		X	La caja de control presenta humedad y/o presencia de insectos haciendo coci sobre las borneras, contactos entre otros.	NO	E4	D4	E4	E4
22A	Alta temperatura sistema de refrigeración (Bomba)	X		Se detecta cortocircuito en el motor de refrigeración forzada con bomba.	NO	E4	D4	E4	E4

Fuente: Desarrollo de los autores.

Tabla 10. Análisis FMEA para el autotransformador voltaje de 230Kv

Análisis FMEA para el autotransformador voltaje de 230Kv									
SISTEMA:		PATIO TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA 150MVA 230KV/115/13,8kV EN LA S/E PALOS							
SUBSISTEMA:		BAHÍA 230kV							
FUNCIÓN:		Transmisión de potencia eléctrica a voltaje de 230Kv							
ESTANDAR DE EJECUCIÓN:		Transmisión de 150MVA de potencia eléctrica en condiciones normales de operación a voltaje de 230kV							
FALLA	MODO FALLA	FALLA FUNCIONAL		EFECTOS	FALLA OCULTA	R. Amb	R. Hum	R. Econ	R. Iman
		PARCIAL	TOTAL						
1B	Falla Seccionadores por desgaste y bajo aislamiento		X	Sistema motorizado bajo falla (coci) dejando a mitad de carrera las cuchillas del seccionador, aislamiento en mal estado de los polos del seccionador y mala lubricación del mecanismo. Reglaje no apropiado.	NO	E4	D4	E4	E4
2B	Falla Disyuntor por suciedad y humedad	X		La caja de control presenta humedad y/o presencia de insectos haciendo coci sobre las borneras, contactos entre otros.	NO	C4	C4	C1	C2

Análisis FMEA para el autotransformador voltaje de 230Kv									
3B	Falla Disyuntor por desgaste	X		El sistema hidráulico presenta fugas de aceite y se presenta baja presión del aceite bloqueando el equipo	NO	C4	C4	C1	C2
4B	Falla Disyuntor SF6 por desgaste	X		El equipo presenta fuga del gas SF6 bloqueando el equipo	NO	C4	C4	C1	C2
5B	Falla interna Disyuntor por corrosión		X	El equipo presenta en sus contactos internos desgaste excesivo lo que ocasionaría la imposibilidad de cierre seguro.	SI	B4	D5	D1	C2
6B	Falla CT por desgaste		X	El equipo falla en su aislamiento (aceite dieléctrico y/o papel, porcelana)	NO	B4	D5	D1	C2
7B	Falla cableado de potencia por desgaste		X	Rotura del cableado debido a presencia de puntos calientes	NO	B5	B2	B1	C2
8B	Falla conector de potencia por alta temperatura		X	Rotura de conexión debido a presencia de puntos calientes	NO	B5	B2	B1	C2

Fuente: Desarrollo de los autores.

Tabla 11. Análisis FMEA para el autotransformador v de 230KvBAHÍA 115kV

Análisis FMEA para el autotransformador v de 230KvBAHÍA 115kV									
SISTEMA:		PATIO TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA 150MVA 230KV/115/13,8kV EN LA S/E PALOS							
SUBSISTEMA:		BAHIA 115kV							
FUNCIÓN:		Transmisión de potencia eléctrica a voltaje de 230kV							
ESTANDAR DE EJECUCIÓN:		Transmisión de 150MVA de potencia eléctrica en condiciones normales de operación a voltaje de 230kV							
FALLA	MODO FALLA	FALLA FUNCIONAL		EFECTOS	FALLA OCULTA	R. Amb	R. Hum	R. Econo	R. Imag
		PARCIAL	TOTAL						
1C	Falla Seccionadores por desgaste y bajo aislamiento		X	Sistema motorizado bajo falla (coci) dejando a mitad de carrera las cuchillas del seccionador, aislamiento en mal estado de los polos del seccionador y mala lubricación del mecanismo. Reglaje no apropiado.	NO	E4	D4	E4	E4
2C	Falla Disyuntor por suciedad y humedad	X		La caja de control presenta humedad y/o presencia de insectos haciendo coci sobre las borneras, contactos entre	NO	C4	C4	C1	C2

Análisis FMEA para el autotransformador v de 230KvBAHÍA 115kV

				otros.					
3C	Falla Disyuntor (presión aceite) por desgaste	X		El sistema hidráulico presenta fugas de aceite y se presenta baja presión del aceite bloqueando el equipo	NO	C4	C4	C1	C2
4C	Falla Disyuntor (presión SF6) por desgaste	X		El equipo presenta fuga del gas SF6 bloqueando el equipo	NO	C4	C4	C1	C2
5C	Falla interna Disyuntor por corrosión		X	El equipo presenta en sus contactos internos desgaste excesivo lo que ocasionaría la imposibilidad de cierre seguro.	SI	B4	D5	D1	C2
6C	Falla CT por desgaste		X	El equipo falla en su aislamiento (aceite dieléctrico y/o papel, porcelana)	NO	B4	D5	D1	C2
7C	Falla PT por desgaste		X	El equipo falla en su aislamiento (aceite dieléctrico y/o papel, porcelana)	NO	B4	D5	D1	C2

Análisis FMEA para el autotransformador v de 230KvBAHÍA 115kV									
8C	Falla cableado de potencia por alta temperatura	X		Rotura del cableado debido a presencia de puntos calientes	NO	B5	B2	B1	C2
9C	Falla conectores de potencia por alta temperatura	X		Rotura de conexión debido a presencia de puntos calientes	NO	B5	B2	B1	C2

Fuente: Desarrollo de los autores.

Tabla 12. Análisis FMEA para el autotransformador voltaje de 13,8kV

Análisis FMEA para el autotransformador voltaje de 13,8kV									
SISTEMA:		PATIO TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA 150MVA 230KV/115/13,8kV EN LA S/E PALOS							
SUBSISTEMA:		BAHÍA 13,8kV							
FUNCIÓN:		Transmisión de potencia eléctrica a voltaje de 13,8kV							
ESTANDAR DE EJECUCIÓN:		Transmisión de 300KVA de potencia eléctrica en condiciones normales de operación a voltaje de 13,8kV para alimentar Servicios Auxiliares							
FALLA	MODO FALLA	FALLA FUNCIONAL		EFECTOS	FALLA OCULTA	R.	R.	R.	R.
		PARCIAL	TOTAL			Ambi	Hum	Econó	Imag
1D	Falla cableado de potencia por desgaste y temperatura		X	Rotura del cableado debido a presencia de puntos calientes, Perforación del cable XLPE y/o terminal pre moldeado en deterioro presentando chisporroteo.	NO	B5	B2	B1	C2
2D	Falla conectores de potencia por desgaste		X	Rotura de conexión debido a presencia de puntos calientes	NO	B5	B2	B1	C2
3D	Falla Transformador de Auxiliares por bajo aislamiento y humedad		X	Falla de aislamiento presentando cortocircuito	NO	B4	D5	D1	C2

Fuente: Desarrollo de los autores.

5. PROPUESTA DE LA ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE RCM

De acuerdo a las fallas documentadas anteriormente, se diseñan las actividades de mantenimiento básicas que deben realizarse respecto al historial de fallas, contexto operacional del equipo y el grado de importancia o criticidad asignado de acuerdo al análisis de riesgo realizado para cada una de las fallas contempladas en el análisis FMEA. Por lo tanto se tiene como resultado la siguiente tabla que describe las actividades por realizar según la falla; las fallas están codificadas con un código alfanumérico mostrado en los cuadros anteriores realizados en el análisis FMEA:

Tabla 13. Descripción de las actividades a realizar según falla

1A	Mantenimiento y revisión a los pararrayos realizando verificación y medición del SPT. Limpieza de aisladores.	10A	Extracción del ruptor del cambiomas, realizando limpieza y revisión de sus componentes. Cambio del aceite dieléctrico. Mantenimiento al respirador de sílica del tanque de expansión.	19A	Revisión y medición de los puntos de conexión al SPT. Cambio del sistema de cables de puesta a tierra.	6B	Mantenimiento y pruebas eléctricas (resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento).	7C	Mantenimiento y pruebas eléctricas (resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento)
2A	Mantenimiento y revisión a los pararrayos realizando verificación y medición del SPT. Limpieza de aisladores.	11A	Revisión y Pruebas Eléctricas (resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento).	20A	Lavado y pintado anticorrosivo del transformador. Corrección de fugas de aceite evitando bajo nivel.	7B	Revisión y ajuste del cableado de potencia. Cambio de cableado en mal estado.	8C	Revisión y ajuste del cableado de potencia. Cambio de cableado en mal estado.
3A	Revisión y cambio de conectores en mal estado. Ajuste de conectores con puntos calientes.	12A	Revisión y pruebas eléctricas al transformador. Se prueba conexión de la cuba con el núcleo.	21A	Limpieza y adecuación de las borneras. Revisión de la resistencia de calefacción.	8B	Revisión y cambio de conectores en mal estado. Ajuste de conectores con puntos calientes.	9C	Revisión y cambio de conectores en mal estado. Ajuste de conectores con puntos calientes.
4A	Revisión y pruebas del relé buchholtz.	13A	Revisión y ajuste del cableado de potencia. Cambio de cableado en mal estado.	22A	Revisión y pruebas del motor de la boma. Cambio y/o reparación del motor de recirculación del aceite.	1C	Revisión del sistema motorizado, comprobación y/o ajuste de reglaje. Lubricación del mecanismo, engrase de contactos y limpieza de polos de porcelana. Mantenimiento caja de control.	1D	Revisión y ajuste del cableado de potencia. Cambio de cableado en mal estado. Recuperación de terminales premoldeados.
5A	Revisión y pruebas del relé sobrepresión.	14A	Revisión y pruebas de inyección secundaria	1B	Revisión del sistema motorizado, comprobación y/o ajuste de reglaje. Lubricación del mecanismo, engrase de contactos y limpieza de polos de porcelana. Mantenimiento caja de control.	2C	Limpieza y adecuación de las borneras. Revisión de la resistencia de calefacción.	2D	Revisión y cambio de conectores en mal estado. Ajuste de conectores con puntos calientes.
6A	Revisión y pruebas del relé flujo	15A	Revisión y pruebas circuito de alimentación ventiladores.	2B	Limpieza y adecuación de las borneras. Revisión de la resistencia de calefacción.	3C	Mantenimiento al sistema hidráulico normalizando la baja presión de aceite. Cambio de gatos hidráulicos y/o válvula de señalización.	3D	Mantenimiento y pruebas eléctricas (resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento). Corrección de fugas.
7A	Revisión y pruebas del relé Presión Súbita	16A	Revisión y pruebas del sistema de protección por sobrecarga	3B	Mantenimiento al sistema hidráulico normalizando la baja presión de aceite. Cambio de gatos hidráulicos	4C	Mantenimiento y reparación de los polos (cambio de empaquetadura). Inyección gas SF6.	1E	Pruebas físico-químicas y cromatográficas
8A	Revisión y pruebas Termómetros	17A	Revisión y limpieza bushings. Pruebas de capacitancia a los bushings. Ajuste bushings.	4B	Mantenimiento y reparación de los polos (cambio de empaquetadura). Inyección gas SF6.	5C	Medición de la resistencia de contactos verificando el buen estado de los contactos.	2E	Inspección termográfica
9A	Revisión y pruebas indicador de nivel de aceite.	18A	Proceso de regeneración y termovaco mejorando calidad del aceite dieléctrico. Mantenimiento al respirador de sílica del tanque de expansión.	5B	Medición de la resistencia de contactos verificando el buen estado de los contactos.	6C	Mantenimiento y pruebas eléctricas (resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento)	3E	Inspección termográfica

Fuente: Desarrollo de los autores

5.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El establecimiento de las rutinas de mantenimiento de acuerdo a las actividades relacionadas en el cuadro anterior, requieren definir el intervalo de accionamiento de cada una de estas actividades de acuerdo al estudio RCM desarrollado, con el fin de realizar labores de mantenimiento periódicas que eviten fallas en el sistema que afecten la funcionalidad del mismo. Adicionalmente, se establecieron actividades por condición las cuales requieren de un monitoreo periódico; las rutinas de mantenimiento predictivos son especificadas a continuación con su respectivo intervalo de monitoreo:

Tabla 14. Rutinas de monitoreo e intervalo de monitoreo

Rutinas de monitoreo e intervalo de monitoreo							
FALLA	MODO FALLA	FALLA FUNCIONAL		EFECTOS	TAREA MTTO PREDICTIVO	FRECUENCIA (Meses)	DURACIÓN TAREA (Horas)
		PARCIAL	TOTAL				
1E	Falla Aislamiento parte interna por desgaste		X	Deterioro del aceite dieléctrico y degradación del papel (presencia de humedad y carbonización del aceite)	Pruebas físico-químicas y cromatográficas	12	56
2E	Falla conectores de potencia por temperatura y falso contacto		X	Rotura de conexión debido a presencia de puntos calientes	Inspección termográfica	3	1,5
3E	Falla cableado de potencia por desgaste		X	Rotura del cableado debido a presencia de puntos calientes	Inspección termográfica	3	1,5

Fuente: Desarrollo por autores.

Para las actividades de mantenimiento rutinarias propuestas en el capítulo 4, se tienen los siguientes intervalos de tiempo y su duración por actividad para cada y sistema subsistema perteneciente al objeto de este estudio:

Tabla 15. Intervalos de tiempo sistema autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8Kv

Intervalos de tiempo sistema autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8Kv					
MODO DE FALLA	EFFECTOS	TAREA MTTO	FRECUENCIA (Meses)	DURACIÓN TAREA (Horas)	
1A	Falla Pararrayos 230kV	El pararrayo queda abierto sin protección contra sobretensiones se evidencia cuando no existe variación en el contador de descargas. En este caso es posible que opere la protección por sobretensión y dispare el transformador.	Mantenimiento y revisión a los pararrayos realizando verificación y medición del SPT. Limpieza de aisladores.	24	2
2A	Falla Pararrayos 115kV	El pararrayo queda abierto sin protección contra sobretensiones se evidencia cuando no existe variación en el contador de descargas. En este caso es posible que opere la protección por sobretensión y dispare el transformador.	Mantenimiento y revisión a los pararrayos realizando verificación y medición del SPT. Limpieza de aisladores.	24	2
3A	Falla conectores de potencia	Rotura de conexión debido a presencia de puntos calientes.	Revisión y cambio de conectores en mal estado. Ajuste de conectores con puntos calientes.	Por Condición	2

Intervalos de tiempo sistema autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8Kv					
4A	Falla relé Buchholtz	El relé opera erradamente por cortocircuito en su contactos. El relé no opera bajo una falla y deja en riesgo el Transformador.	Revisión y pruebas del relé buchholtz.	24	1
5A	Falla relé Sobrepresión	El relé opera erradamente por cortocircuito en su contactos. El relé no opera bajo una falla y deja en riesgo el Transformador	Revisión y pruebas del relé sobrepresión.	24	1
6A	Falla relé flujo	El relé opera erradamente por cortocircuito en su contactos. El relé no opera bajo una falla y deja en riesgo el Transformador	Revisión y pruebas del relé flujo	24	1
7A	Falla relé Presión Súbita	El relé opera erradamente por cortocircuito en su contactos. El relé no opera bajo una falla y deja en riesgo el Transformador	Revisión y pruebas del relé Presión Súbita	24	1
8A	Falla Termómetros aceite y devanados	Operación errada por cortocircuito en su contactos. Descalibración de los termómetros dejando en riesgo el Transformador. Se detecta en el momento de no accionar los ventiladores.	Revisión y pruebas Termómetros	24	1

Intervalos de tiempo sistema autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8Kv					
9A	Falla indicador de nivel de aceite	Operación errada por cortocircuito en su contactos. Descalibración del nivel en que debe actuar dejando en riesgo el Transformador.	Revisión y pruebas indicador de nivel de aceite.	24	1
10A	Falla Cambiatomas	Problemas con el control del cambiatomas (motor, contactos). Daño en el ruptor del cambiatomas (correas, resistencias de paso, baquelasetc) y/o deterioro del aceite dieléctrico. Esta falla puede ser evidenciada por operación de los relés de flujo y/o presión súbita.	Extracción del ruptor del cambiatomas, realizando limpieza y revisión de sus componentes. Cambio del aceite dieléctrico. Mantenimiento al respirador de silica del tanque de expansión.	36	10
11A	Falla Devanados	Cortocircuito en devanados se evidencian por una operación de los relés buchholtz y/o sobrepresión. Esta falla se relaciona con el deterioro del papel y el aceite dieléctrico del transformador.	Revisión y Pruebas Eléctricas (resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento).	24	4

Intervalos de tiempo sistema autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8Kv					
12A	Falla Cuba	Falla la conexión interna de la cuba con el núcleo (hierro).	Revisión y pruebas eléctricas al transformador. Se prueba conexión de la cuba con el núcleo.	24	2
13A	Falla cableado de potencia	Rotura del cableado debido a presencia de puntos calientes.	Revisión y ajuste del cableado de potencia. Cambio de cableado en mal estado.	Por Condición	4
14A	Falla Protecciones Eléctricas	Relé diferencial y sobrecorriente desajustado lo que puede ocasionar disparos indeseados.	Revisión y pruebas de inyección secundaria	24	2
15A	Falla sistema de refrigeración (ventiladores)	Se evidencia algún ventilador fallando o parado lo cual origina que el transformador no mantenga una temperatura óptima.	Revisión y pruebas circuito de alimentación ventiladores.	24	1
			Cambio y/o reparación de un ventilador en mal estado.	Por Condición	3
16A	Falla operativa sobrecarga	El transformador es forzado por mucho tiempo a trabajar en sobrecarga lo cual expone su vida útil.	Revisión y pruebas del sistema de protección por sobrecarga	24	1
17A	Falla Aislamiento parte externa	Deterioro de aislamientos (bushings).	Revisión y limpieza bushings. Pruebas de capacitancia a los bushings. Ajuste bushings.	24	2
			Cambio de bushing en mal	Por Condición	10

Intervalos de tiempo sistema autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8Kv					
			estado.		
18A	Falla Aislamiento parte interna	Deterioro del aceite dieléctrico y degradación del papel (presencia de humedad y carbonización del aceite) lo cual origina un cortocircuito dentro de la cuba.	Proceso de regeneración y termo vacío mejorando calidad del aceite dieléctrico. Mantenimiento al respirador de silica del tanque de expansión.	Por Condición	240
19A	Falla SPT	Calentamiento de la cuba del transformador. Se detecta mal estado del cable de puesta tierra.	Revisión y medición de los puntos de conexión al SPT. Cambio del sistema de cables de puesta a tierra.	24	5
			Mejoramiento de la malla de SPT.	Por Condición	16
20A	Falla bajo nivel de aceite	Disparo por bajo nivel de aceite. Fugas sobre los radiadores, carcasa protecciones mecánicas, tanque de expansión entre otros. Esta fugas pueden presentarse debido a corrosión e impactos desafortunados sobre el transformador.	Lavado y pintado anticorrosivo del transformador. Corrección de fugas de aceite evitando bajo nivel.	60	16

Intervalos de tiempo sistema autotransformador 150 MVA 230 KV/115/13,8Kv					
21A	Falla caja de control de las protecciones	La caja de control presenta humedad y/o presencia de insectos haciendo coci sobre las borneras, contactos entre otros.	Limpieza y adecuación de las borneras. Revisión de la resistencia de calefacción.	24	2
22A	Falla Sistema de refrigeración (Bomba)	Se detecta cortocircuito en el motor de refrigeración forzada con bomba.	Revisión y pruebas del motor de la bomba.	24	1
			Cambio y/o reparación del motor de recirculación del aceite.	Por Condición	5

Fuente: Desarrollo por autores.

Tabla 16. Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 230Kv

Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 230Kv					
MODO DE FALLA	EFFECTOS	TAREA MTTO	FRECUENCIA (Meses)	DURACIÓN TAREA (Horas)	
1B	Falla Seccionadores	Sistema motorizado bajo falla (coci) dejando a mitad de carrera las cuchillas del seccionador, aislamiento en mal estado de los polos del seccionador y mala lubricación del mecanismo. Reglaje no apropiado.	Revisión del sistema motorizado, comprobación y/o ajuste de reglaje. Lubricación del mecanismo, engrase de contactos y limpieza de polos de porcelana. Mantenimiento caja de control.	24	4
2B	Falla Disyuntor (caja de control)	La caja de control presenta humedad y/o presencia de insectos haciendo coci sobre las borneras, contactos entre otros.	Limpieza y adecuación de las borneras. Revisión de la resistencia de calefacción.	24	2
3B	Falla Disyuntor (presión aceite)	El sistema hidráulico presenta fugas de aceite y se presenta baja presión del aceite bloqueando el equipo	Mantenimiento al sistema hidráulico normalizando la baja presión de aceite. Cambio de gatos hidráulicos	24	6
4B	Falla Disyuntor (presión SF6)	El equipo presenta fuga del gas SF6 bloqueando el equipo	Mantenimiento y reparación de los polos (cambio de empaquetadura). Inyección gas SF6.	Por Condición	8

Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 230Kv					
5B	Falla interna Disyuntor	El equipo presenta en sus contactos internos desgaste excesivo lo que ocasionaría la imposibilidad de cierre seguro.	Medición de la resistencia de contactos verificando el buen estado de los contactos.	24	1
6B	Falla CT	El equipo falla en su aislamiento (aceite dieléctrico y/o papel, porcelana)	Mantenimiento y pruebas eléctricas (resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento).	24	5
7B	Falla cableado de potencia	Rotura del cableado debido a presencia de puntos calientes	Revisión y ajuste del cableado de potencia. Cambio de cableado en mal estado.	Por Condición	4
8B	Falla conectores de potencia	Rotura de conexión debido a presencia de puntos calientes	Revisión y cambio de conectores en mal estado. Ajuste de conectores con puntos calientes.	Por Condición	2

Fuente: Desarrollo por autores.

Tabla 17. Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 230Kv BAHÍA 115kV

Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 230Kv BAHÍA 115kV					
		EFFECTOS	TAREA MTTO	FRECUENCIA (Meses)	DURACIÓN TAREA (Horas)
1C	Falla Seccionadores	Sistema motorizado bajo falla (coci) dejando a mitad de carrera las cuchillas del seccionador, aislamiento en mal estado de los polos del seccionador y mala lubricación del mecanismo. Reglaje no apropiado.	Revisión del sistema motorizado, comprobación y/o ajuste de reglaje. Lubricación del mecanismo, engrase de contactos y limpieza de polos de porcelana. Mantenimiento caja de control.	24	4
2C	Falla Disyuntor (caja de control)	La caja de control presenta humedad y/o presencia de insectos haciendo coci sobre las borneras, contactos entre otros.	Limpieza y adecuación de las borneras. Revisión de la resistencia de calefacción.	24	2
3C	Falla Disyuntor (presión aceite)	El sistema hidráulico presenta fugas de aceite y se presenta baja presión del aceite bloqueando el equipo	Mantenimiento al sistema hidráulico normalizando la baja presión de aceite. Cambio de gatos hidráulicos y/o válvula de señalización.	24	6
4C	Falla Disyuntor (presión SF6)	El equipo presenta fuga del gas SF6 bloqueando el equipo	Mantenimiento y reparación de los polos (cambio de empaquetadura). Inyección gas SF6.	Por Condición	8

Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 230Kv BAHIA 115kV					
5C	Falla interna Disyuntor	El equipo presenta en sus contactos internos desgaste excesivo lo que ocasionaría la imposibilidad de cierre seguro.	Medición de la resistencia de contactos verificando el buen estado de los contactos.	24	1
6C	Falla CT	El equipo falla en su aislamiento (aceite dieléctrico y/o papel, porcelana)	Mantenimiento y pruebas eléctricas (resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento)	24	5
7C	Falla PT	El equipo falla en su aislamiento (aceite dieléctrico y/o papel, porcelana)	Mantenimiento y pruebas eléctricas (resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento)	24	5
8C	Falla cableado de potencia	Rotura del cableado debido a presencia de puntos calientes	Revisión y ajuste del cableado de potencia. Cambio de cableado en mal estado.	Por Condición	4
9C	Falla conectores de potencia	Rotura de conexión debido a presencia de puntos calientes	Revisión y cambio de conectores en mal estado. Ajuste de conectores con puntos calientes.	Por Condición	2

Fuente: Desarrollo autores del proyecto.

Tabla 18. Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 13,8kV

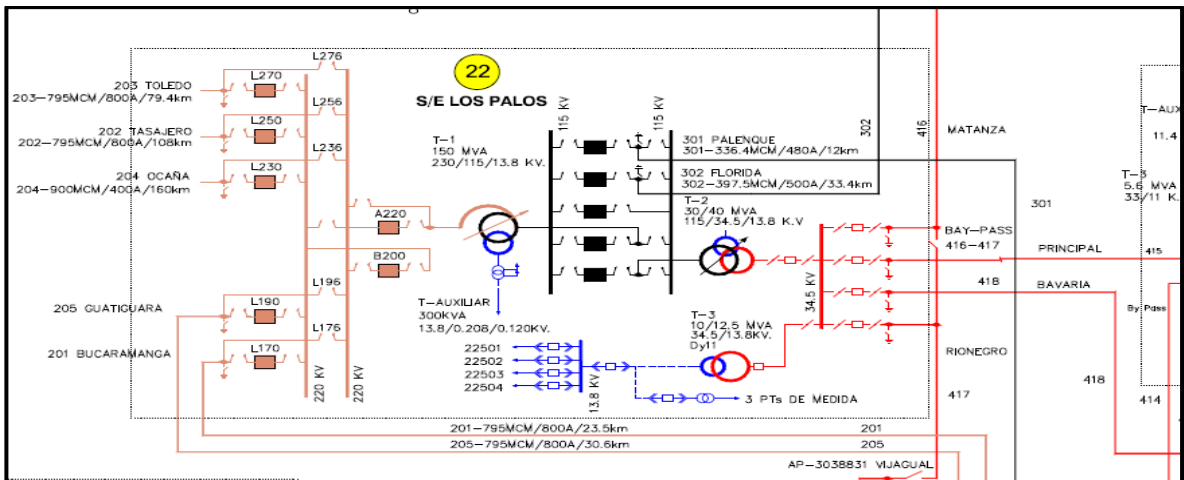
Intervalos de tiempo sistema autotransformador voltaje de 13,8kV				
MODO DE FALLA	EFFECTOS	TAREA MTTO	FRECUENCIA (Meses)	DURACIÓN TAREA (Horas)
1D	Falla cableado de potencia	Rotura del cableado debido a presencia de puntos calientes, Perforación del cabel XLPE y/o terminal premoldeado en deterioro presentando chisporroteo.	Revisión y ajuste del cableado de potencia. Cambio de cableado en mal estado. Recuperación de terminales premoldeados.	Por Condición 8
2D	Falla conectores de potencia	Rotura de conexión debido a presencia de puntos calientes	Revisión y cambio de conectores en mal estado. Ajuste de conectores con puntos calientes.	Por Condición 2
3D	Falla Transformador de Auxiliares	Falla de aislamiento presentando cortocircuito	Mantenimiento y pruebas eléctricas (resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia, resistencia de aislamiento). Corrección de fugas.	24 4

Fuente: Desarrollo autores del proyecto.

Adicional al plan de mantenimiento desarrollado, es necesario contemplar actividades de mejora que aportarían notoriamente a la disponibilidad en la prestación del servicio y a mantener un plan de mantenimiento mejor estructurado que busque minimizar los tiempos de parada y a su vez mejore los estándares de servicio y seguridad del personal de mantenimiento.

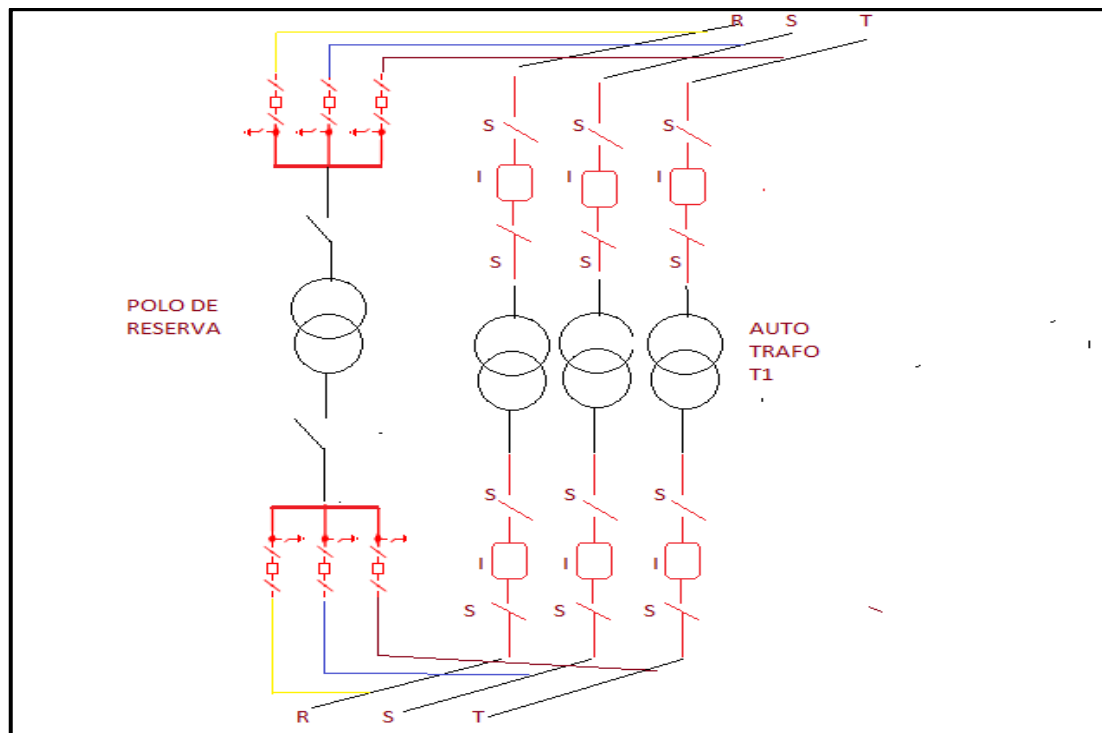
En este orden de ideas, se contempla el diseño de un diagrama unifilar el cual especifica modificaciones en la acometida eléctrica para poder conectar y desconectar de manera rápida un autotransformador de reserva el cual se encuentra disponible actualmente en la estación Palos; ver las figuras 22 y 23.

Figura 22. Diagrama unifilar estación Palos



Fuente: Departamento de calidad operativa ESSA.

Figura 23. Diagrama de proyección para implementar la alimentación del polo de reserva del auto transformador



Fuente: Desarrollo autores del proyecto.

Con la información plasmada en los cuadros de actividades anteriores, se puede establecer un cronograma de tareas de mantenimiento como resultado del estudio RCM realizado al autotransformador de 150 MVA ubicado en la estación Palos. El inicio de este programa de mantenimiento al igual que la contemplación del plan de mejora en la acometida, dependerá exclusivamente del aval de los profesionales y jefes de sección de EPM.

6. CONCLUSIONES

Considerando el historial de fallas donde se muestran algunos componentes críticos como el cambia tomas y seccionadores, por medio del desarrollo del análisis RCM se puede mejorar la efectividad del mantenimiento no solo de estos componentes sino de los componentes en general que afectan la funcionalidad del equipo para lograr los niveles de disponibilidad y satisfacción en el servicio prestado, requeridos para mantener el buen nombre de la compañía.

Un análisis RCM siempre depende de las condiciones operacionales y ambientales a las que está sometido el activo objeto de estudio; el hecho de que dichas condiciones cambien con el transcurrir del tiempo nos lleva a la fácil identificación de esta realidad y por lo tanto debe facilitar la validación del análisis previamente realizado con el fin de modificar y ajustar la estrategia de mantenimiento con base en las condiciones actuales del equipo.

BIBLIOGRAFIA

Bibliografía tesis de grado para optar título de ing. Electricista Javier Enrique solano Angarita paginas 4 al 17. Catálogo de ABB para ESSA. ELECTROTECNIA SEVERINO ARGUELLES GARCIA.PG 13, 87

ESPINOSA FUENTES, Fernando. Desarrollando el modelo RCM. En: Documentos RCM (Google search). 2010. P 1 - 45

GONZALES JAIMES, Isnardo. Seminario II – Monografía de especialización. UIS. Bucaramanga. 2012 P 1 – 126.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS. Referencias bibliográficas, contenido forma y estructura. Bogotá D.C. ICONTEC, 2008. NTC 5613. P 1 – 31.

MEDRANO MARTÍNEZ, Fredy, Metodología de implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para las subestaciones de la empresa de energía de Bogotá, UIS, Trabajo de grado, 2010.

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004.

MURILLO, William. Implementacion del mantenimiento centrado en confiabilidad en planta de alimentos. Venezuela. 2007. p 2 – 5.

ORTIZ, Daniel. Memorias Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM. ESPECIALIZACIÓN DE GERENCIA DE MANTENIMIENTO. UIS. Bucaramanga 2012

RCM - www.rcm-confiabilidad.com.ar Mantenimiento centrado en confiabilidad. Octubre, 2005.

SAE JA1011. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Inc 1999. 30p.

TIJUANA, Industrial. RCM2 – Mantenimiento centrado en confiabilidad. Capacitación. México, 2007. Parte 2.

TORRES ÁLVAREZ, Lyda, Metodología RCM aplicada a transformadores de potencia, UIS, Trabajo de grado 2010