

PMO TRANSFORMADORES T2 Y T3ODC1

**Propuesta de PMO para el plan de Mantenimiento para los Transformadores de
Potencia de la Subestación Eléctrica de 115kV del ODC en Planta Vasconia.**

Díaz Rangel Daniel Darío y Rodríguez Navas Eda Constanza

Dirección de posgrados, Universidad ECCI

Especialización en Gerencia de mantenimiento

Bogotá, junio de 2023

Dedicatoria

Dedico este gran logro a mi esposa e hijo por su incondicional apoyo y continua motivación para lograr los estudios como Especialista en Gerencia de Mantenimiento. Sin lugar a duda su presencia permanente en mi vida fue fundamental para lograr la titulación como Especialista. Mi intención con este logro es que sea fuente de inspiración para mi hijo en su búsqueda continuada de crecimiento como persona y como profesional.

Daniel Darío Díaz Rangel

Dedicado al amor propio de cada uno de nosotros, al Dios en el que creemos y al futuro incierto e inesperado que nos sorprende segundo a segundo, retándonos a ser mejores personas y más preparadas cada día.

Eda Constanza Rodríguez Navas

Agradecimientos

Agradezco a mi familia por su gran compañía, por brindarme los mejores consejos y motivarme a participar en el desarrollo de esta especialización en aras de un crecimiento y desarrollo profesional. También, por su continua preocupación por mi bienestar personal.

Daniel Darío Díaz Rangel

A mentores, profesores, compañeros de estudio y trabajo que nos impulsaron a llevar a cabo la culminación del trabajo de grado, nos retroalimentaron y nos retaron a ser mejores profesionales.

Eda Constanza Rodríguez Navas

Introducción

Hoy en día las empresas se obligan a la búsqueda e identificación de mejores prácticas para satisfacer los lineamientos establecidos por la gerencia y brindando servicios y/o productos con altos estándares de calidad. Dentro de ese gran bloque de optimización y búsqueda existen estrategias enfocadas a la implementación de planes de mantenimiento que brinden mayor confiabilidad a los equipos y procesos.

Las actividades de mantenimiento están asociados al costo de su gestión y a su impacto (positivo o negativo) en la operación, donde es importante la implementación de un plan de mantenimiento para los equipos críticos y/o esenciales para la organización.

Este trabajo se enfoca en el diseño y propuesta de un plan de mantenimiento bajo la metodología PMO (Optimización del Mantenimiento Planeado) con énfasis en los dos Transformadores de Distribución de 6.3kV existentes en la Subestación Eléctrica en Planta Vasconia perteneciente al Oleoducto de Colombia (ODC), iniciando con el análisis y diagnóstico de sus principios de operación, profundizando en la información proveniente del árbol de equipos e históricos de mantenimiento implementados y documentados en el software SAP del ODC; para luego plantear una serie de estrategias a implementar junto con sus respectivas frecuencias; que busquen el aseguramiento y preservación de los mismos, con el objetivo de brindar mayor confiabilidad para la operación de la Planta.

Tabla de Contenido

1.	Título de la Investigación.....	11
2.	Problema de investigación	11
2.1.	Descripción del problema.....	11
2.2.	Planteamiento del problema	13
2.3.	Sistematización del problema.....	13
3.	Objetivos de la investigación	14
3.1.	Objetivo general	14
3.2.	Objetivos específicos	14
4.	Justificación y Delimitación	14
4.1.	Justificación.....	14
4.2.	Delimitación	16
4.3.	Limitaciones	16
4.3.1.	Económica.....	16
4.3.2.	Documental.	17
4.3.3.	Presupuesto.....	17
4.3.4.	Confidencialidad.	17
4.3.5.	Finalidad.....	17

5.	Marco referencial	17
5.1.	Estado del arte	17
5.1.1.	Estado del Arte Internacional.....	17
5.1.2.	Estado del Arte Nacional.....	25
5.2.	Marco teórico.....	28
5.2.1.	Hidrocarburos.....	28
5.2.2.	Subestación Eléctrica	29
5.2.3.	Transformador de Potencia	31
5.2.4.	Interruptor.....	32
5.2.5.	Malla Puesta a Tierra.....	33
5.2.6.	Mantenimiento	35
5.3.	Marco normativo Legal	45
6.	Marco Metodológico.....	46
6.1.	Recolección de la información	49
6.1.1.	Tipo de investigación	49
6.1.2.	Fuentes de obtención de la Información	50
6.1.3.	Herramientas para la investigación	50
6.1.4.	Metodología de la investigación	52
6.1.5.	Información recopilada	54
6.2.	Análisis de la Información.....	62

6.2.1	Taxonomía de equipos	62
6.2.2	Histórico de Mantenimiento,	66
6.2.3	Información de entrevistas.....	69
6.2.4	Indicadores de mantenimiento	70
6.2.5	Análisis de modos de falla	73
6.3.	Propuesta de solución	78
7.	Impactos esperados	82
7.1.	Impactos Esperados	82
7.2.	Discusión	83
8.	Análisis financiero	84
8.1.	Costo de implementación /Inversión	87
8.2.	Utilidad esperada	92
9.	Conclusiones y recomendaciones	93
9.1.	Conclusiones.....	93
9.2.	Recomendaciones	95
10.	Bibliografía	97

Tabla de Figuras

<i>Tabla 1</i>	45
<i>Tabla 2</i>	59
<i>Tabla 3</i>	59

	7
<i>Tabla 4</i>	62
<i>Tabla 5</i>	62
<i>Tabla 6</i>	63
<i>Tabla 7</i>	63
<i>Tabla 8</i>	64
<i>Tabla 9</i>	66
<i>Tabla 10</i>	69
<i>Tabla 11</i>	70
<i>Tabla 12</i>	74
<i>Tabla 13</i>	77
<i>Tabla 14</i>	82
<i>Tabla 15</i>	83
<i>Tabla 16</i>	83
<i>Tabla 17</i>	84
<i>Tabla 18</i>	84
<i>Tabla 19</i>	85
<i>Tabla 20</i>	86
<i>Tabla 21</i>	86
<i>Tabla 22</i>	87
<i>Tabla 23</i>	87
<i>Tabla 24</i>	88
<i>Tabla 25</i>	90

Índice de anexos

Anexo 01 _Planificación proyecto de grado

Anexo 02 _Historico SAP T2 y T3

Anexo 03 _PREINFORME-ODC-CCSO-PVAS-TER-006

Anexo 04_ PREINFORME-ODC-TR0-VODC-ACD-003

Anexo 05_ Ficha técnica de Entrevista

Anexo 06_ Entrevista Técnica sobre los Transformadores de ODC

Anexo 07_ Resumen Datos Consolidados Entrevista Técnica

Anexo 08_ Análisis Entrevista Técnica sobre los Transformadores de ODC

Anexo 09_ Formato metodología PMO ODC Transformador de potencia

Resumen

La Planta Vasconia moviliza gran parte del petróleo extraído en Colombia, la cual fundamenta su operación con energía eléctrica en un 100%, disponiendo dentro de su infraestructura de una subestación eléctrica perteneciente al Oleoducto de Colombia – ODC, cuyo objetivo es garantizar el suministro continuo del servicio para alimentar los equipos principales y secundarios para el transporte de hidrocarburos. Actualmente, dentro de los activos de la subestación se ubican dos transformadores de distribución de 6.3Kv que son objeto de estudio para el desarrollo del proyecto.

La propuesta de un plan basado en la metodología de Optimización del Plan de Mantenimiento (PMO) para los Transformadores de Distribución responde a la constante búsqueda de identificar las mejores prácticas que permitan incrementar la confiabilidad de sus activos, satisfaciendo las necesidades actuales y futuras de los clientes internos y externos.

El desarrollo del proyecto se estructura en tres fases, partiendo desde el análisis de la condición inicial de operación, lo cual sirve para diagnosticar la idoneidad de las actividades de mantenimiento ejecutadas; para luego diseñar un plan específico para la mantenibilidad de los transformadores eliminando aquellas actividades innecesarias o ineficientes, a fin de concentrar esfuerzos y recursos en la ejecución estratégica del mantenimiento permitiendo gestionar eficiente y eficazmente la integridad y confiabilidad de dichos activos.

Palabras claves

Transformador, Mantenimiento, PMO, RETIE, Sector de Hidrocarburos y Energía, Oíl & Gas, Subestación Eléctrica, Transporte de crudo, Oleoducto, Plan de Mantenimiento, Mantenimiento Eléctrico, Electricidad.

Abstract

The Vasconia Station transport a large part of the oil extracted in Colombia and its operation works using electrical energy, having within its infrastructure an electrical substation belonging to the company Oleoducto de Colombia - ODC, whose objective is to guarantee the continuous supply of the service to feed the main and secondary equipment for the transport of Oil. Currently, within the substation assets there are two 6.3Kv distribution transformers that are the object of study for the development of the project.

The proposal to design a Plan based on the methodology Plan Maintenance Optimization (PMO) for Distribution Transformers responds to the constant search to identify the best practices that allow increasing the reliability of its assets, satisfying the current and future needs of internal and external customers.

The development of the project was structured in three phases, starting from the analysis of the initial operating condition, which served to diagnose the suitability of the maintenance activities carried out; to then design a specific plan for the maintainability of the transformers, eliminating those unnecessary or inefficient activities, in order to concentrate efforts and resources in the strategic execution of maintenance, allowing the integrity and reliability of said assets to be managed efficiently and effectively.

Keywords

Transformer, Maintenance, PMO, RETIE, Hydrocarbons and Energy Sector, Oil & Gas industries, Electrical substation, Oil Transportation, Oil Pipeline, Maintenance Plan, Electrical Maintenance, Electricity

1. Título de la Investigación

Propuesta de Plan de Mantenimiento Mediante Metodología Plan de Mantenimiento Optimizado para los Transformadores de la Subestación Eléctrica de 115kV, Planta Vasconia ODC.

2. Problema de investigación

2.1. Descripción del problema

El Oleoducto de Colombia, que en adelante se denominará ODC, cuenta dentro de sus activos con 250 equipos pertenecientes al sistema de distribución de energía, los cuales se están dentro de la subestación Eléctrica de 115 kV; estos se encargan de suministrar la energía necesaria para llevar a cabo la operación de 5 unidades de bombeo principales y sistemas complementarios para el transporte de Hidrocarburos hasta el terminal marítimo de Coveñas, a través de sus 483km de tubería de 24” y pasando por una estación de rebombeo intermedia denominada Planta Caucasia.

Dichas unidades de bombeo y los 2500 equipos adicionales operan con energía eléctrica en un 100%, razón por la cual, cualquier falla que se presente en la subestación se traduce en el cese involuntario de operaciones, afectando los compromisos volumétricos de transporte del producto asumidos con sus respectivos clientes.

En el inicio de su operación, ODC adquirió un transformador de potencia denominado “T3” de 13MVA 115/6.3kV, el cual brindó la confiabilidad necesaria durante varios años y su programa de mantenimiento inicial se conformaba por un modelo de atención a correctivos, los cuales fueron pocos, y de consecuencias menores; unos años después se inicia con rutinas de mantenimiento preventivas que buscaban mejorar la operatividad del equipo, no obstante sus fallas se volvieron recurrentes, con mayor severidad y se empieza a generar muchas horas de

improductividad en un mismo periodo por la atención de estas; como consecuencia a esto, nace la necesidad de un equipo back up, donde en el año 2015 fue instalado un segundo transformador denominado “ T2” con una capacidad de 20MVA 115/6.3kV; con esto se buscaban varios objetivos operativos y de respaldo a otros sistemas y por supuesto, garantizar confiabilidad en el sistema de transformación de potencia reduciendo la improductividad. Los dos equipos quedan en operación en su momento, pero se mantenía un modelo de mantenimiento preventivo y correctivo por demanda para los dos equipos. Las fallas se siguieron presentando en el equipo T3, pero como se contaba con el transformador T2, las horas de improductividad bajaron, sin decir que llegaron a valores mínimos. Una vez que el transformador T2 presentó su primera falla se genera nuevamente incertidumbre en la confiabilidad de la operación, pues tener dos equipos no brindo la seguridad que se estaba esperando para el sistema.

Acorde a los datos históricos se cuenta con un registro de eventualidades que han afectado la operación de los sistemas de bombeo atribuibles a fallas presentadas por indisponibilidad de los transformadores de potencia T2 y T3. Según los registros, ambos equipos acumulan un costo de oportunidad de USD \$90.000 y USD\$38.550 respectivamente para los eventos registrados, el cual se calcula multiplicando la cantidad de tiempo que dejó de operar las unidades de bombeo para transportar petróleo mientras se realizan los trabajos de mantenimiento para normalizar el sistema. Estos valores representan pérdidas significativas en la unidad de negocio, sumado al riesgo generado en seguridad de procesos por fallas en el suministro eléctrico en los sistemas primarios, secundarios y auxiliares a los campos de producción cercanos. Actualmente, las frecuencias de eventos de los transformadores T2 y T3 establecen eventualidades cada 2 años para el T2 y cada 0,67 años para el T3 evidenciando que a la fecha el Transformador T3 presenta deterioro en su condición operativa.

A la fecha, los transformadores de potencia de la plata Vasconia ODC contemplan un plan de mantenimiento preventivo básico, plan correctivo a demanda y toma de muestra de aceite cuando se presentan fallas. No tener una adecuada gestión de mantenimiento a estos activos críticos ha aumentado la probabilidad de fallas, lo que ha llevado a incurrir en sobrecostos de operación por paros no programados, destinar altos presupuestos de mantenimientos correctivos, tener múltiples planes de contingencia operativa por falta de confiabilidad del sistema, deterioro de los equipos y disminución de la vida útil de los mismos.

2.2. Planteamiento del problema

¿De qué forma la propuesta de un Plan de Mantenimiento, basado en la metodología PMO mejora la confiabilidad en la operación de los transformadores de potencia de la subestación eléctrica del ODC?

2.3. Sistematización del problema

¿Actualmente que actividades de mantenimiento se realizan a los transformadores de potencia de la Planta Vasconia y su filial ODC (Oleoducto de Colombia)?

¿Qué metodologías de mantenimiento son aplicadas al plan de mantenimiento para los transformadores potencia de la Planta Vasconia y su filial ODC (Oleoducto de Colombia)?

¿Con qué metodología, se obtendrán las mejores activades para el desarrollo de la propuesta de plan de mantenimiento a los transformadores de potencia de la Planta Vasconia y su filial ODC (Oleoducto de Colombia)?

3. Objetivos de la investigación

3.1. Objetivo general

Diseñar un Plan de Mantenimiento Optimizado para los transformadores de potencia de 115/6.3kV ubicados en Planta Vasconia ODC, estableciendo las estrategias necesarias y oportunas para la preservación de dichos activos.

3.2. Objetivos específicos

Identificar la forma en que se ejecuta el mantenimiento de los transformadores de potencia de la subestación eléctrica de ODC; recopilando datos de equipos e históricos de intervención para determinar su interacción con el sistema de gestión de activos de la compañía.

Establecer la metodología de mantenimiento PMO para los transformadores de potencia de la subestación eléctrica bajo la aplicación de metodologías de análisis con el fin de mejorar la confiabilidad en el proceso de suministro de energía eléctrica a los equipos de planta Vasconia.

Diseñar una estrategia con proyección anual estableciendo las rutinas, condiciones y frecuencias que permitan la implementación del plan de mantenimiento de los transformadores de potencia.

4. Justificación y Delimitación

4.1. Justificación

En Colombia, de acuerdo al Boletín técnico del (DANE, 2021) del mes de abril 2021, el 40.4% de las exportaciones corresponde a la comercialización de industrias extractivas¹; para el logro de esta actividad se cuenta con la infraestructura de transporte de hidrocarburos a nivel

¹ Petróleo, crudo y sus derivados, Carbón

nacional, incluidos los activos pertenecientes al Oleoducto de Colombia, que tiene su inicio en la Planta Vasconia y transporta crudos a lo largo de 483 kilómetros de distancia hasta el terminal marítima de Coveñas para su posterior exportación en buques.

La Planta Vasconia está ubicada en el Magdalena Medio, y centraliza el 80% del petróleo producido en Colombia, con una participación equivalente al 33% (Apróx) de las exportaciones del país representando un significativo aporte a la economía nacional para el sostenimiento de los diferentes programas de gobierno, situación que la convierte en una de las estaciones más importantes del sistema de transporte de hidrocarburos.

La Planta basa su operación en el almacenamiento y transporte de hidrocarburos mediante unidades de bombeo y subsistemas alimentados 100% con energía eléctrica. Por ello, es fundamental disponer de fuentes permanentes de energía para satisfacer las necesidades propias de la operación, dentro de las cuales se identifican: su principal fuente, la eléctrica abastecida por red nacional CND (Centro Nacional de Distribución) a través de EBSA (Empresa de Energía de Boyacá S.A.) y como respaldo para servicios esenciales la energía por combustión interna (Generadores).

La Planta Vasconia cuenta dentro de su infraestructura con una Subestación Eléctrica de 115 kV (compuesta por 250 equipos), la cual satisface las necesidades propias de la planta y suministra energía a campos de producción cercanos, de tal manera que, la transmisión y distribución de energía es un componente crítico para la unidad de negocio. Esta condición plantea la necesidad de administrar y gestionar eficientemente la infraestructura eléctrica mediante acciones que aseguren el correcto y continuo funcionamiento de la subestación, subsistemas y equipos.

Dos de los componentes de la subestación eléctrica son los Transformadores de Distribución, los cuales transforman el nivel de tensión de 115kV a 6.3kV, nivel requerido para la operación de los equipos y cumplir los objetivos corporativos del Oleoducto de Colombia. Actualmente, aunque dichos transformadores satisfacen la necesidad del suministro de energía para la operación, evidencian una gran oportunidad de mejora mediante el diseño y estructuración de un Plan de Mantenimiento específico que permita incrementar la confiabilidad de los activos objeto de estudio ayudando a la gestión eficiente de los mismos; de tal manera que permita prolongar su vida útil y la disminución de tiempos improductivos por paros de bombes asociados a la avería o falla de los transformadores.

4.2. Delimitación

La investigación del caso se desarrollará con fines académicos empleando las mejores técnicas metodológicas de mantenimiento del sector de Hidrocarburos, para ello se analizarán los transformadores de potencia de la subestación eléctrica perteneciente al ODC, ubicados en Planta Vasconia; en el Municipio de Puerto Boyacá, Boyacá; los datos históricos son recopilados con fecha al año 2021 y el desarrollo del proyecto de grado se realiza entre los meses de enero y junio 2023.

4.3. Limitaciones

4.3.1. Económica.

El presupuesto de implementación del Plan de Mantenimiento dependerá de las rutinas preventivas diseñadas acorde a las Fichas Técnicas y Manuales de Usuario de cada Transformador.

4.3.2. Documental.

La información disponible se limita a los manuales de usuario de los Transformadores, registros de intervenciones en herramienta SAP ERP y entrevistas a personal técnico

4.3.3. Presupuesto.

El proyecto no cuenta con patrocinio por parte del dueño de los activos objeto de estudio, por lo que los costos incurridos durante el desarrollo de este serán asumidos por el grupo investigador.

4.3.4. Confidencialidad.

Toda información que Oleoducto de Colombia considere sensible para sus intereses se mantendrá en reserva, siendo este un requisito para el aval del desarrollo del proyecto.

4.3.5. Finalidad.

El desarrollo de este proyecto es de carácter académico con el objetivo de aplicar los conocimientos adquiridos durante la especialización de Gerencia de Mantenimiento, junto con las mejores prácticas para la gestión de activos vigentes.

5. Marco referencial

5.1. Estado del arte

5.1.1. Estado del Arte Internacional

5.1.1.1. Mantenimiento de transformadores de potencia

En el año 2007, Los autores R. E. Álvarez y M. del Pozo, presentan en su escrito presentando para el XII ERIAC- Encuentro Regional Ibero-Americano del CIGRÉ, realizado en el año 2007 en Foz do Iguazú-Pr, Brasil, Titulado “Mantenimiento de Transformadores de Potencia”, donde los autores exponen que los transformadores de potencia son un activo muy importante dentro de los sistemas de energía eléctrica, ya que debido a las fallas se deben asumir

elevados costos por NPT (Non Planning Time) o paros de operación, por la imposibilidad de abastecer de fluido eléctrico la red de la organización. De acuerdo a esto, los autores argumentan que las buenas prácticas de mantenimiento deben estar enfocadas a asegurar la eficiencia de los aislamientos del transformador de potencia, mediante la aplicación de rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo, para así alcanzar un ideal de operación sin fallos a lo largo de la vida útil del activo; así también, desde el punto de vista económico los autores argumentan, que los ensayos implementados y descritos en el documento representan un costo mínimo en comparación con el reemplazo del activo y/o la salida de línea del transformador.

Los autores contemplan en su documento los principales agentes de degradación de los aislantes del transformador, que es lo que ellos consideran primordial para volcar el enfoque del mantenimiento de los transformadores de potencia; también presentan los principales ensayos aplicables a las rutinas de mantenimiento para realizar las mediciones y conocer el estado de los aislantes del transformador recomendadas por las normas y entes reconocidos sobre dichos temas. Este trabajo sirve como guía investigativa de las buenas prácticas de mantenimiento, así mismo, las rutinas a implementar en la propuesta de plan de mantenimiento de los transformadores de potencia de la Subestación de la Planta Vasconia y su filial ODC (Oleoductos de Colombia S.A).

5.1.1.2. Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura

En el mes de marzo del año 2007, los autores W. Flores, E. Mombello, et al, presentan en su artículo científico titulado “Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte 1. Correlación entre la vida y la temperatura”, donde exponen un análisis realizado por las principales empresas del sector eléctrico y la IEEE, que existe una correlación

entre la vida útil de los transformadores de potencia directamente relacionada con el estado de su aislamiento. Agregando a lo anterior, los autores infieren que los transformadores sumergidos en aceite tienen en promedio una vida útil de entre 20-35 años y una vida mínima de 25 años en condiciones de temperatura promedio de 65 °C Y 95 °C, aunque, aclaran que en la vida real pueden llegar a sobrepasar los 60 años realizándoles un mantenimiento adecuado. Por otra parte, los autores identificaron que los transformadores fabricados en fechas más recientes hacia la realización del presente artículo, ósea cercanos a 2007, son propensos a tener una tasa media de falla de aproximadamente 14,9 años de funcionamiento en las condiciones de mencionadas anteriormente.

Los autores identificaron que en la industria eléctrica rige una premisa “La vida de un transformador es la vida del papel”, aunque el papel aislante este considerado como el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de transmisión eléctrica.

Los autores también enfatizan que existen dos técnicas para calcular la vida útil del transformador: la primera técnica es La Guía de Carga, basada en el modelo de Arrhenius-Dakin, y la segunda es La Obtención del DP de manera directa o mediante la medición del contenido de furanos en el aceite. Dichos modelos desestiman que la degradación del aislante está relacionada directamente con la temperatura de funcionamiento del transformador, por el contrario, atribuyen a que las sobretensiones y fallos del sistema son mucho más perjudiciales para el envejecimiento a largo plazo del aislante. Este artículo sirve como guía para identificar los métodos y cálculos relacionados con la vida de los aislantes de los transformadores de potencia sumergidos en aceite, pues satisfacen las características de los transformadores objeto de estudio en esta opción de grado, al ser transformadores sumergidos en aceite, uno fabricado en el año 1990 y el otro después de 2007.

5.1.1.3. Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos fisicoquímicos

En el mes de diciembre del año 2007, los autores W. Flores, E. Mombello, et al, presentan en su artículo científico titulado “5.1.1.3 Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos”, su investigación ilustran los ensayos para la obtención del grado de polimerización (DP) y exponen la relación entre el grado de polimerización y el número de furanos presente en el aceite con la vida útil del aislante del transformador siendo una parte primordial del mismo; esto se relaciona porque al degradarse el papel aislante genera gases como el monóxido de carbono CO, dióxido de carbono CO₂, furanos y otros compuestos, produciéndose una sobrecarga o un mal funcionamiento del sistema, donde los devanados del transformador se calientan generando una reacción entre el aceite, el aire presente, la humedad y el papel del aislante del transformador.

Para identificar estas degradaciones o el estado en que se encuentra los aislantes los autores exponen que existen tres métodos que analizan las siguientes características: el primero, detecta el cambio de las condiciones de la celulosa del papel aislantes del transformador; el segundo, realiza una medición del grado de polimerización donde analizan la rotura de las cadenas moleculares de celulosa y, el tercero, analiza los compuestos furánicos y los gases disueltos en el aceite. Este artículo sirve como guía de métodos que podemos incluir en el planteamiento del plan de mantenimiento para los transformadores de la Planta Vasconia, ya que cumplen con las características principales de los transformadores a los cuales se aplicarán dichas metodologías.

5.1.1.4. Optimización del mantenimiento en transformadores de potencia

En el año 2010, la autora Rovira García en su proyecto titulado “Optimización del mantenimiento de transformadores de potencia”, expresa la necesidad de seleccionar la mejor metodología de mantenimiento a aplicar en transformadores de potencia, ya que se hace necesario la optimización de costos, sin descuidar los activos, de ahí surge la optimización del mantenimiento. Adicional, la autora presenta las técnicas de mantenimiento actuales para los transformadores de potencia a nivel de la industria, y la forma en cómo desarrollar un plan de mantenimiento conforme a limitaciones en dinero y tiempo; y método óptimo de operación para los transformadores de potencia. Este escrito brinda una guía para realizar la propuesta de plan de mantenimiento optimizado contemplando las limitaciones económicas y de tiempo.

5.1.1.5. Mantenimiento predictivo transformadores de potencia en aceite

En el año 2012, el autor Lostaunau Martínez Julio Enrique, publicó el proyecto titulado “Mantenimiento predictivo transformadores de potencia en aceite”, en el cual expone las actividades de mantenimiento tipo predictivo que se deben realizar a transformadores de potencia sumergidos en aceite para la posterior generación de un plan de mantenimiento. Este trabajo es de gran ayuda ya que los transformadores de potencia que de la subestación eléctrica de Planta Vasconia y su filial ODC (Oleoducto de Colombia S.A.), son transformadores de similares características y aportará al desarrollando propuesta de plan de mantenimiento desde el enfoque predictivo.

5.1.1.6. Estrategias de Mantenimiento predictivo aplicables a transformadores de potencia de una empresa Eléctrica.

En el año 2013, los autores, Saldivia Francisco, et al, publicaron en su proyecto titulado “Estrategias de Mantenimiento predictivo aplicables a transformadores de potencia de una

empresa Eléctrica”, a partir del análisis de los componentes, modos y estadísticas de falla de transformadores de potencia, los autores desglosan estrategias de mantenimiento predictivo acordes a normatividad internacional vigente y actualizada; así como las recomendaciones de fabricantes. Definiendo dos estrategias para la medición de variables eléctricas de los transformadores: El análisis fisicoquímico y el análisis de gases disueltos (DGA) como herramientas para definir el plan de mantenimiento basado en condición en los transformadores de potencia.

Este proyecto servirá para incluir dentro de la propuesta de mantenimiento llevar a cabo dichos análisis para mejorar la gestión de dichos activos.

5.1.1.7. El mantenimiento a los transformadores de potencia; su análisis en el caso de una Central termoeléctrica cubana

En el año 2011, los autores, Montane Jorge, et al, realizaron el artículo científico titulado “El mantenimiento a los transformadores de potencia; su análisis en el caso de una Central termoeléctrica cubana”, en el cual exponen el proceso de mantenimiento a transformadores de potencia: mantenimiento preventivo, las normas y las pruebas transformadores de potencia, así como también el mantenimiento predictivo, el análisis de gases disueltos en el aceite de los transformadores, las condiciones de los transformadores según sus principales características, como la disminución de la polimerización del aislamiento de celulosa a través del análisis de derivados furánicos en el aceite, y los índices de clase mundial en el mantenimiento de los transformadores de potencia de la central termoeléctrica de Cuba. Este proyecto direcciona la forma de analizar un transformador en servicio para incluir en la propuesta de plan de mantenimiento.

5.1.1.8. Diseño del sistema de gestión de mantenimiento de transformadores en la empresa INEDYC en la Ciudad de Ambato

En el año 2019, la autora del trabajo de opción de grado, López Sandy, para la Universidad Tecnológica Indoamericana de Ecuador, titulado “Diseño del sistema de gestión de mantenimiento de transformadores en la empresa INEDYC en la Ciudad de Ambato”, expone el diseño de un sistema de gestión de mantenimiento para la empresa encargada de realizar el mantenimiento a los transformadores eléctricos de la ciudad de Ambato, Ecuador, proponiendo un nuevo modelo para el diagnóstico de fallas de los transformadores, la definición de los modos de fallas de los componentes críticos de los transformadores, la formulación de una estrategia de mantenimiento mediante la Herramienta AMEF (Análisis modal de fallos y efectos), para incrementar la aplicación de las norma que rige en ese país. Este trabajo es de gran ayuda, ya que podemos ver como se implemente un método de investigación valido para la recolección de datos, para su posterior análisis y así poder determinar cuáles son las mejores estrategias de mantenimiento para incluir en la propuesta.

5.1.1.9. Mantenimiento preventivo en transformadores de potencia

En el año 2013, el autor, Colque Marcelo, publicó su trabajo de grado, como profesional en Electromecánica, del claustro Universitario Mayor de San Andrés de la ciudad de la Paz, Bolivia, expone un mejoramiento al manteamiento preventivo de los transformadores de potencia, listando actividades que se deben realizar para un mayor aseguramiento de la integridad de los equipos, indicando que no es suficiente realizar la medición del estado de aislamiento del transformador de potencia, medir la rigidez de dieléctrica del aceite y el análisis de gases; sino que hay que implementar otras técnicas como la medición del factor de potencia

del aislante, contenido de humedad, tensión interfacial, acidez y entre otras pruebas, que son importantes y acertadas para el diagnóstico de la condición actual del transformador de potencia.

Así mismo, considera que un transformador de potencia con un sistema de aislamiento muy bien mantenido garantizará una confiabilidad elevada y soportará sobre voltajes debidos a maniobras o condiciones atmosféricas adversas y cortocircuitos internos. También, establece la estructura del mantenimiento de acuerdo con cuatro lineamientos: (a) los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador; (b) cuáles son las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador; (c) que significado tienen los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico. y (d) cuando deben realizarse las pruebas de diagnóstico.

De acuerdo con lo expuesto en este trabajo de grado, aportará en la estructuración de las actividades que se deben realizar en la implementación de un plan de mantenimiento preventivo, y caracterizar el estado actual del plan de mantenimiento de la Subestación Eléctrica.

5.1.1.10. Mantenimiento Predictivo de Transformadores Potencia

En el año 2004, el autor, Parra José Luis, con su trabajo para optar al título de Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Callao, del Perú, titulado “Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia”, plasma diversas pruebas a realizar en el mantenimiento predictivo a los transformadores de potencia, para monitorear la condición de manera constante del aislamiento (Aceite y Celulosa). Así mismo, ilustra un programa de mantenimiento predictivo para transformadores de potencia. Este trabajo sirve para el análisis de las rutinas a implementar para un plan basado en mantenimiento predictivo, o las actividades que se realizarán como complemento a la estrategia de mantenimiento optada para el trabajo de grado.

5.1.1.11. Mantenimiento basado en la confiabilidad de Transformadores de Potencia de Alta Tensión.

En el año 2008, los autores, Sabau Jhon, et al, en el 7° encuentro de energías, potencias, instrumentación y medidas, realizando en Montevideo, Uruguay, realizaron la ponencia del artículo científico titulado “Mantenimiento basado en la confiabilidad de Transformadores de Potencia de Alta Tensión”, interpretando como la ASTM llega a la conclusión del porqué manteniendo correctamente el líquido aislante se logra aumentar la confiabilidad y posibilidad de una extensión del ciclo de vida de un transformador de potencia. Todo el análisis y conclusiones son basado en la aplicación de métodos de ensayos analíticos a líquidos aislantes nuevos y envejecidos de diferentes transformadores de potencia, donde se logró establecer una relación cuantitativa entre las impurezas y gases del aceite y los modos de falla presentados en el tiempo. Este trabajo sustenta la necesidad de incluir en la propuesta de plan de mantenimiento el análisis cromatológicos del aceite, con el ánimo de aumentar la confiabilidad y alargar la vida útil del equipo.

5.1.2. Estado del Arte Nacional

5.1.2.1. Manual de Mantenimiento Preventivo de Motores y Transformadores, en Plantas Térmicas Una aplicación de la Norma de Calidad ISO 9000

En el año 2002, el Autor, Tovar Jorge Luis, en su trabajo titulado “5.2.1 Manual de Mantenimiento Preventivo de Motores y Transformadores, en Plantas Térmicas. Una aplicación de la Norma de Calidad ISO 9000”, presentado a la Universidad Tecnológica de Bolívar, en Cartagena de Indias, donde plasma la implementación de la gestión de Calidad, como una buena práctica de gestión de mantenimiento y estandariza un manual de mantenimiento para los

motores y transformadores de la Central Termoeléctrica de las Flores. Destaca en su contenido de la investigación el estado actual de muchos componentes críticos, entre ellos los transformadores. El documento nos aporta recomendaciones generales, sin embargo, no se puede tomar textualmente dado que las condiciones de operación entre el análisis ejecutado y las necesidades de los equipos de Planta Vasconia son diferentes.

5.1.2.2. Experiencia colombiana en reparación de núcleos de transformadores de potencia

En el año 2015, los Autores, Galeano Juan Carlos, et al, les fue admitido el artículo científico titulado “Experiencia colombiana en reparación de núcleos de transformadores de potencia”, donde exponen la experiencia de la empresa colombiana (Industrias Explorer Ingeniería S.A.S.), la cual caracteriza las fallas presentadas en los núcleos de los transformadores de potencia y los resultados obtenidos con las experiencias técnicas y metodológicas en la reparación parcial o total de los equipos analizados. Por último, comparten las experiencias durante la reparación de estos componentes logrando mejorar la confiabilidad y eficiencia de los equipos, mejorando el desempeño de los equipos reduciendo pérdidas y corrientes de vacío. Es te artículo pese al gran interés, no aporta a la propuesta de mantenimiento a presentar, debido a que centra su filosofía en el mantenimiento correctivo intrusivo.

5.1.2.3. Índice de Salud para Transformadores de Potencia Inmersos en Aceite Mineral con Voltajes entre 69kV y 230kV usando Lógica Difusa

En el año 2014, los autores, Cerón Andrés, et al, con el artículo titulado “Índice de Salud para Transformadores de Potencia Inmersos en Aceite Mineral con Voltajes entre 69kV y 230kV usando Lógica Difusa”, plasmaron una metodología para calcular el estado actual de los transformadores aplicando el análisis a diferentes resultados de pruebas de contenido de

humedad, acidez, rigidez dieléctrica, factor de disipación del aceite, gases disueltos y el contenido de furanos, logrando al final una ponderación del estado actual del transformados bajo un método comparativo y así definir el plan de mantenimiento a implementar en los equipos. Este trabajo aporta una forma de análisis de los datos obtenidos de análisis cromatológicos de aceite conforme los valores aceptados en norma y así incluir actividades en las rutinas de mantenimiento a implementar en los transformadores del caso de estudio.

5.1.2.4. Análisis de Eventos sobre Transformadores de distribución de una empresa del Sector Eléctrico en Colombia

En el año 2015, los autores, López Mónica, et al, en su artículo titulado “Análisis de Eventos sobre Transformadores de distribución de una empresa del Sector Eléctrico en Colombia”, llevan a cabo una metodología para analizar resultados estadísticos obtenidos mediante la utilización de Herramienta R, para el registro de fallas de algunos dispositivos de la red eléctrica durante un periodo determinado. Analizando dichos resultados, propusieron una acción de mejora en el proceso de mantenimiento para reducir los Mantenimientos Correctivos y aumentar los Mantenimiento Preventivos. Este artículo sería útil en el desarrollo del trabajo de grado, pues la empresa propietaria a la fecha no cuenta con software para la recolección de datos e históricos de falla para la subestación. Sin embargo, el dueño de los activos (ODC), centra la recopilación de la información de forma manual para alimentar la herramienta SAP.

5.1.2.5. Determinación de una Metodología de Mantenimiento Basada en la Condición para los Transformadores de Potencia a 33 KV Y 115 KV de la Empresa de Energía de Pereira S.A ESP

En el año 2018, la autora, Ospina Paola, en su opción de grado de Maestría En Ingeniería, titulado “Determinación de una Metodología de Mantenimiento Basada en la Condición para los

Transformadores de Potencia a 33 KV Y 115 KV de la Empresa de Energía de Pereira S.A ESP”, expresa que la problemática frente a los fallos ocasionado en los transformadores de potencia se traducen a pérdidas para la empresa prestadora de energía tanto de recursos financieros, perdidas de capacidad de horas hombre, así como las perdidas por las retribuciones que deben dar a los usuarios finales en la ciudad por las baja confiabilidad de la red eléctrica, por ende, planteó la implementación de la estrategia de mantenimiento a cada transformador basado en una análisis de datos a través de las diferentes metodologías existentes de índice de salud de los transformadores. El documento brinda orientación para la determinación de la mejor metodología a implementar para determinar el índice de salud del transformador objeto de estudio al estar dentro del rango de tensión analizado en el trabajo de investigación de la autora.

5.2. Marco teórico

5.2.1. Hidrocarburos

Para la economía colombiana la industria de hidrocarburos es de gran relevancia por su aporte de ingresos provenientes de la exportación del petróleo, recurso fósil no renovable en estado líquido aceitoso, viscoso e inflamable, capaz de proporcionar energía y ser materia prima para la fabricación de innumerables productos químicos que usamos en la cotidianidad en una u otra de sus muchas formas. Remontados en la historia, el extraer, producir, transportar y comercializar este tipo de energía obligó a la sociedad a buscar fuentes externas que aportaran al proceso, que fueran más limpias, provenientes de recursos naturales y que tuvieran la fuerza suficiente para seguir en movimiento, es aquí donde la electricidad forma parte fundamental en el círculo, siendo esta en su concepto más simple “*Electricidad es una forma de energía*” (Cevallos, 1996), que se apoya en la ley de la conservación de la energía “*la energía ni se crea ni se destruye solo se transforma*” y toma uno de sus tipos desde la energía producida por el sector

oil & gas. Volviendo al contexto de correlación que estas dos fuentes de energía generaron, tenemos que, en la etapa de extracción y producción, por ejemplo, la electricidad es utilizada para alimentar los equipos de perforación, equipos de bombeo y equipos de compresión. Durante el proceso de refinación, las refinerías demandan gran cantidad de energía para alimentar las unidades de destilación, unidades de craqueo, unidades de hidrotratamiento, sistemas de tratamientos de aguas residuales, así como los respectivos sistemas de control. Para el almacenamiento y transporte la electricidad alimenta las unidades de bombeo para impulsar el fluido entre las estaciones hasta destino final; así como, sus sistemas auxiliares de control, iluminación, monitoreo y demás familias de equipos requeridas para el almacenamiento en los terminales marítimos y/o estaciones.

Es tal la relevancia que hoy en día tiene la electricidad, que la industria de hidrocarburos actualmente, a través del grupo empresarial Ecopetrol, está desarrollando diversos proyectos para lograr generar energía eléctrica limpia, con el objetivo de obtener en su portafolio 400 MW en 2023 de energías renovables (Ecopetrol S.A., 2021) en aras de aportar significativamente en la disminución en impactos ambientales negativos durante la extracción, producción, transporte, almacenamiento, refinación y/o exportación del petróleo. Todo lo anterior, lleva a determinar que para lograr el uso controlado y eficiente de la energía eléctrica es necesario disponer equipos y facilidades que permitan una correcta, oportuna y segura administración.

5.2.2. Subestación Eléctrica

Según RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas) la define como “*un conjunto de equipos utilizados para transferir el flujo de energía en un sistema de potencia, garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección y para redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternas durante contingencias*” (Ministerio de

Minas y Energía, 2013). La Subestación Eléctrica es de gran importancia para la distribución de energía y desempeña varias funciones esenciales para garantizar un suministro eficiente y seguro a los usuarios finales. Su principal función será recibir toda la transmisión de electrones transportados por líneas en altos niveles de tensión provenientes de las plantas generadoras, donde seguido de esto a través de sus equipos de patio logra la sinergia de distribuir la energía a los niveles de tensión requeridos para cada usuario / equipo mediante un proceso de transformación. Aquí los transformadores tienen la misión de ajustar y mantener el voltaje, potencia y corriente que requiere cada uno de sus equipos consumidores. Otra función de una subestación eléctrica es actuar como sistema integrador de fuentes de energía, siendo esto, la capacidad para recibir electricidad producida por distintas fuentes (hidráulica, térmica, limpias renovables...) y con equipos seccionadores llevarlas a los centros de control que realizará el sincronismo entre fuentes generando de manera coordinada una sola red de suministro final. Con todo lo anterior, se puede concluir que el nivel de protección que brinda una subestación eléctrica representa el primer filtro ante amenazas a equipos y personas y esto se logra mediante la instalación de interruptores con mecanismos de protección que buscan detectar y aislar fallas provenientes de las redes externas de distribución; protegiendo los equipos y sistemas internos. Actualmente las subestaciones eléctricas incluyen sistemas de monitoreo que actúan como garantes que el suministro de energía sea el adecuado y solicitado por el usuario. Todo lo anterior, lleva a determinar que para lograr el uso controlado y eficiente de la energía eléctrica es necesario disponer equipos y facilidades que permitan una correcta, oportuna y segura administración. La Subestación Eléctrica es de gran importancia para la distribución de energía y desempeña varias funciones esenciales para garantizar un suministro eficiente y seguro a los

usuarios finales. Actualmente las subestaciones eléctricas incluyen sistemas de monitoreo que actúan como garantes que el suministro de energía sea el adecuado y solicitado por el usuario.

Las Subestaciones eléctricas pueden clasificarse en tres grandes grupos dependiendo de su objeto, tipo de operación y forma constructiva, no obstante, en el presente trabajo no se detallará cada uno de estos debido a la necesidad primaria de llegar al equipo objeto de estudio; bastara decir que la categorización de la subestación albergarte es tipo intemperie, de operación de transformación y distribución como funcionalidad (Del Ángel Hernández, sf).

5.2.3. Transformador de Potencia

Es un dispositivo electromagnético fabricado con alta confiabilidad debido a su objetivo principal de funcionamiento, transmitir la misma potencia de entrada a la salida modificando el nivel de tensión y corriente conforme el requerimiento operativo de cada uno de los sistemas o usuario final. Toda su operación es basada en el principio de inducción electromagnética, mediante el uso de dos devanados de cobre enrollados de forma específica, con numero de espiras determinadas cada uno y aislados mediante aceite o distancia dependiente del tipo, donde se aplica corriente sinusoidal (alterna) al devanado primario, este genera un campo electromagnético el cual será inducido al devanado secundario que contara con un numero de espiras y configuración específica que hace que el nivel de corriente y tensión varíen generando el mismo nivel de potencia. (Fundación Endesa, 2023)

Como el objeto de estudio del presente trabajo corresponde a los transformadores de potencia de una subestación de 115kV, es de aclarar que existen diferentes tipos de transformadores, equipos de relevancia dentro de un sistema de distribución y que hacen parte fundamental del sistema de medición y protección del equipo mencionado, donde cada uno de ellos suple la necesidad puntual para el cual fue fabricado; estos obedece a transformadores de

tensión o potencial, diseñados para variación expresa del nivel de tensión, buscando que la tensión en bornes del devanado secundario sea proporcional a la tensión en bornes del primario, esto permite que se aisle el circuito de mayor nivel de tensión, se lleve la medida en baja tensión a equipos electrónicos sensibles de medición / protección sin causar daño y mediante su relación de proporcionalidad se mida la tensión real del sistema; existen también los transformadores de corriente, fabricados bajo el mismo principio de proporcionalidad pero en corriente, es decir, su corriente de bornes primarios será proporcional a la corriente de salida en bornes secundarios, así se da paso a la medición y protección por corriente de los circuitos/equipos mediante sistemas electrónicos de rápida obturación sin causar daños. Existen otro tipo de transformadores, que corresponden a aislamiento, usados con mayor aplicación en sistemas electrónicos como protección por fallas externas. Concluyendo todo lo anterior, un transformador es un equipo relevante y de alta importancia cuando se logra entender que su principio de funcionamiento es la transmisión de energía modificando cualquiera de las variables de la fórmula de potencia $S=V*I$, donde S corresponde a potencia, V a voltaje e I a corriente, para el objetivo deseado que llevaran a una reducción de pérdidas de energía, costos y aumento de seguridad para equipos y personas al maniobrar con niveles de corriente y tensión bajos, soportables por el cuerpo humano.

Como los transformadores, existen otros componentes con un papel importante dentro de una subestación de distribución, que se encargaran de una función específica de protección, medida u operación.

5.2.4. Interruptor

En su definición más simple son dispositivos de conmutación mecánica, cuya función principal obedece a abrir o cerrar el circuito/línea conductora de energía, es así, como su diseño

cumplirá dos objetivos sobre un transformador de potencia, controlar y proteger el flujo de energía- asegurando la confiabilidad del equipo y usuario final. Los interruptores de una subestación de distribución de 115kV, como lo es el caso de estudio, son equipos con pin de corte interno, aislados en gas SF6, capaz de extinguir el arco que genera el diferencial de tensión que se genera en el momento de su maniobra, por tanto, estos no permitirán una apertura o cierre visible a distancia prudente, es por esto, que en línea con estos se instalan interruptores seccionadores, equipos más mecánicos de operación tipo cuchilla de apertura o cierre con visibilidad, los cuales requieren una configuración especial para su operatividad, pues no se podrán operar con tensión o carga pues el diferencial de tensión generará un arco eléctrico, forma energía en forma de flama de color azul, con alta intensidad calórica de consecuencias fatales en caso de contacto o exposición cercana.

5.2.5. Malla Puesta a Tierra

Dentro de la subestación se cuenta con un sistema de protección, cuyos objetivos con relevancia es drenar corrientes de falla y garantizar la protección de equipos y vidas humanas ante la presencia de estas. Diseñado con el ánimo de proporcionar una ruta de drenaje de baja resistencia hacia tierra de corrientes no deseadas por fallas atmosféricas o propias del sistema. Conforme el artículo 15 del RETIE, “toda instalación eléctrica tiene que disponer de un sistema de puesta a tierra ya que se encarga de proteger a la instalación en caso de fallas, brinda seguridad a las personas y equipos; por ejemplo, se evitan tensiones de paso o de contacto con cárcamos, partes visibles que estén energizadas. Se define como un conjunto de conductores metálicos interconectados y enterrados en el suelo, que forman una red de distribución de corriente para la dispersión de las corrientes no deseadas y brinda protección contra descargas eléctricas. Para lograr un correcto funcionamiento del sistema Malla Puesta a Tierra (Ramos,

2015) es necesario cumplir con requisitos ya establecidos en normas y regulaciones (RETIE), asegurando la posición y distribución adecuada de los conductores y el uso de materiales idóneos y técnicas de instalación apropiados. Ahora bien, como exigencia y medio de protección un transformador de potencia, incluido el caso de estudio debe contar con un sistema/mecanismo de puesta a tierra interconectado a la malla principal de puesta a tierra de la subestación y se debe garantizar su efectividad y operatividad en el tiempo.

Como todos los anteriores, dentro de una subestación se cuentan con otros tantos equipos que desempeñan un papel fundamental y aportan confiabilidad al transformador de potencia, tendiendo dentro de estos a los pararrayos, aisladores, fronteras de bahía, entre otros, que el desarrollo tecnológico va involucrando al sistema para garantizar una operación más confiable, pero que no serán detallados en este momento por no formar parte del alcance básico de la operación del transformador.

Ahora bien, así como es importante dar a conocer al lector la importancia del sector hidrocarburos, la interacción y contribución al desarrollo de la electricidad, los componentes y filosofía de operación de una subestación eléctrica, la descripción del detalle del principio de funcionamiento de transformador de potencia es también necesario comprender la relevancia, aporte y evolución a través del tiempo del mantenimiento y gestión de activos, impulsado por grandes avances tecnológicos. La gestión de mantenimiento debe ser el pilar más maduro en cualquier organización, ya que es de vital importancia las actividades que se desarrollen para mantener los activos realizando su función principal, para lo cual fueron destinados en su puesta en marcha, resumido en *“Es la encargada de asegurar la disponibilidad de los equipos de producción mediante la ponderación de imperfecciones del patrimonio tecnológico invertido”* (Souris, 1992)

5.2.6. *Mantenimiento*

Anteriormente, el mantenimiento se basaba en la atención reactiva de eventos presentados durante los procesos industriales, limitándose a la reparación de la avería o en la instalación del repuesto nuevo. Sin embargo, con el tiempo se evidenció la importancia de adoptar un enfoque más proactivo y preventivo buscando garantizar la seguridad del proceso y personas, así como la eficiencia operativa y confiabilidad de los activos. Actualmente, en la industria de hidrocarburos se utilizan tecnologías avanzadas que permiten identificar y prever posibles situaciones no deseadas permitiendo una intervención oportuna, optimizando los tiempos de inactividad no planeados y los respectivos costos asociados. Llegando al punto de una subestación eléctrica de distribución, se resalta la importancia de realiza un mantenimiento efectivo, las cuales se sabe que desempeñan un rol crítico en la operación de los sistemas de producción en las diferentes etapas de explotación del petróleo. Cualquier interrupción en el suministro eléctrico repercute en pérdidas económicas y compromete la seguridad de las personas, activos y del proceso mismo.

Es de resaltar, que la implementación adecuada de un plan de mantenimiento trae varios beneficios. En primer lugar, ayuda a garantizar la continuidad del proceso, minimizando los tiempos de inactividad. Además, permite la detección y corrección antes de que se conviertan en fallas graves, siendo esencial para garantizar la confiabilidad operativa, la seguridad y la eficiencia energética.

Existen diferentes tipos de mantenimiento y la aplicación de cada uno depende de la situación o de las políticas de mantenimiento de la compañía, muchas veces los trabajos de mantenimiento de un equipo van dirigidos para reducir las consecuencias ambientales y de seguridad que estos pueden generar debido a su falla o por una mala operación.

5.2.6.1. Mantenimiento Preventivo

Se hace basado en el uso del equipo, ya que el uso frecuente genera desgaste e inconvenientes. Este mantenimiento busca detectar una posible falla que pueda poner en riesgo el correcto funcionamiento del equipo. En este tipo de mantenimiento, la inspección visual y la lubricación de las partes que sufren por la fricción forman parte fundamental para prevenir daños en los equipos y por ende en la economía de la compañía. En el Mantenimiento Predictivo, basado en seguimientos, mediciones y monitoreo de los parámetros y las condiciones en las que los equipos pueden llegar a establecer el estado actual de un equipo. Básicamente este tipo de mantenimiento sirve como herramienta (con base a estadísticas) para predecir en qué momento el equipo puede llegar a fallar. Luego está el Mantenimiento Proactivo, que corresponde a una política de mantenimiento en la cual se tiene como objetivo la detección y corrección de causas, que pueden producir fallas en el equipo. Permite que, una vez detectada la falla se elimine para así poder aumentar las horas de trabajo del equipo y reducir horas de parada. Por último, existe el Mantenimiento Correctivo, el cual se limita a subsanar la falla o avería que impide el funcionamiento del equipo o de la máquina, lo que involucra un cese de actividades. Dentro del mantenimiento correctivo existen dos clasificaciones: el no programado y el programado, la diferencia radica en que el primero se efectúa en el menor tiempo posible después de ocurrir la falla y el segundo se realiza cuando se tiene las herramientas y la mano de obra necesaria.

5.2.6.2. Mantenimiento Productivo Total (TPM)

Actualmente existen varios modelos de mantenimiento para la gestión de activos en donde el TPM se considera el mejor de los enfoques de mantenimiento debido a varios motivos tales como: *(a) Enfoque holístico*: el TPM no se centra únicamente en la reparación y mantenimiento de equipos, sino que abarca todos los aspectos relacionados con la eficiencia y la

productividad de la empresa; **(b) Prevención de averías:** El TPM se basa en el principio de prevenir averías y el deterioro del equipo en lugar de simplemente reparar cuando ocurre la falla. Implementa rutinas de inspección y mantenimiento preventivo para detectar y corregir problemas potenciales antes de que se tornen en fallas mayores; **(c) Mejora Continua:** En TPM se fomenta la mejora continua en la organización y sus equipos de trabajo se enfocan en identificar la causa raíz del problema conduciendo a una reducción permanente de fallas y a mayor eficiencia en el proceso; **(d) Participación de los empleados:** TPM promueve la participación de los empleados en el cuidado y mantenimiento de los equipos. Se fomenta el trabajo en equipo y el empoderamiento de los operadores para que actúen como dueños de sus equipos y sean responsables con su buen funcionamiento; y **(e) Maximización de la eficiencia:** TPM tiene como objetivo maximizar la eficiencia y disponibilidad de los equipos, lo que impacta positivamente en la productividad y en una optimización en los costos indirectos de producción. Al mantener óptimamente los equipos y eliminar las pérdidas, logra una mayor eficiencia de los procesos.

Llevar a cabo la implementación del modelo TPM, requiere involucramiento general de toda la organización, cambio de cultura y una inversión económica alta, por tanto, no es un modelo recomendado para soluciones rápidas. (Valle, 2011)

5.2.6.3. Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM)

Otro modelo de mantenimiento existente para la gestión de activos es el RCM utilizado para maximizar la confiabilidad de los activos físicos de la empresa. El objetivo principal es desarrollar estrategias de mantenimiento que minimicen los fallos de los equipos y maximicen la disponibilidad de los activos, optimizando los costos de mantenimiento. El enfoque RCM se basa en el análisis detallado de los activos, modos de fallo y las consecuencias que acarrear dichos

fallos. Se estructura y prioriza las tareas de mantenimiento basándose en la criticidad de los equipos y respectivos riesgos.

De acuerdo con todo esto y con base en la norma SAE JA1011, para la implementación de RCM se debe tener en cuenta siete preguntas básicas para el proceso de implementación:

- ¿Cuáles son las funciones deseadas para el equipo que se está analizando?;
- ¿Cuáles son los estados de falla (fallas funcionales) asociados con estas funciones?;
- ¿Cuáles son las posibles causas de cada uno de estos estados de falla?;
- ¿Cuáles son los efectos de cada una de estas fallas?;
- ¿Cuál es la consecuencia de cada falla?;
- ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla?;
- ¿Qué hacer si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva adecuada?

Se deben interiorizar conceptos importantes para la aplicación del RCM:

5.2.6.3.1. Contexto operacional.

Esto es una de las principales definiciones del RCM, ya que es acá donde se entiende en qué se trabaja y en qué condiciones se están llevando a cabo las operaciones del equipo, ya que, aunque los equipos estén físicamente uno al lado de otro su contexto de operación puede cambiar, ya sea que uno este mas expuesto a calor o intemperie que el otro, esto hace que las rutinas de manteniendo sean diferentes para cada uno de los equipos.

5.2.6.3.2. Funciones.

En este concepto se numeran o listan las demás actividades que debe cumplir el activo, sin que deje de hacer su actividad principal.

5.2.6.3.3. *Fallas funcionales.*

Son los estados indeseables para el sistema, o la incapacidad del activo de cumplir alguna de las funciones primarias o secundarias.

5.2.6.3.4. *Modos de falla.*

Es una de las posibles causas por que el activo deje de desempeñar sus funciones en forma total o parcial.

5.2.6.3.5. *Efectos de falla.*

Son todas consecuencias a las cuales se ve expuesta la organización resultante de dichas fallas.

5.2.6.3.6. *Categorías de las fallas.*

En este apartado se categorizan las fallas de acuerdo con su tipo de afectación, ya sea al personal, la integridad de los equipos, perdida de proceso, afectaciones ambientales, consecuencias operacionales, etc.

5.2.6.3.7. *Fallas ocultas.*

Son las fallas que están presentes en los equipos, pero no son de fácil detección, y que solo son vistas cuando ocurre algún evento que las ponga en evidencia.

Al implementar un modelo de mantenimiento RCM, se puede mejorar la confiabilidad de los activos y reducir los tiempos de paradas no planeadas, optimizando los costos de mantenimiento prolongando la vida útil de los equipos. Esta metodología permite tomar decisiones informadas sobre las estrategias de mantenimiento a implementar, buscando optimizar la confiabilidad y disponibilidad de los activos de la empresa. Sin embargo, aplicar un modelo RCM requiere la implementación en todos los sistemas y activos y no de forma sectorizada, debe ser una decisión conjunta de la compañía, migrar sus sistemas de gestión, no se pueden omitir

fases, no se pueden tomar decisiones apresuradas sin encontrar el problema real, es un proceso de cambio de mediano alcance, inversión media y dedicación de un grupo exclusivo.

5.2.6.4. Mantenimiento predictivo.

Se desarrolla en un mantenimiento basado en confiabilidad, que busca detectar fallas anticipadas antes de su materialización permitiendo actuar de forma programada o eliminando los defectos encontrados evitando repetibilidad. Dentro de sus ventajas más representativas está la reducción de costos por tiempos de parada, verificación de estado de equipos, toma de decisiones en momentos de criticidad, facilidad en análisis de averías, análisis estadísticos, eliminación de defectos, abre camino a implementación del siguiente modelo de mantenimiento anteriormente explicado llevando la gestión hacia la mejora continua. No obstante, para que este modelo sea efectivo se debe contar con personal calificado para ejecución de técnicas y análisis de fallas, también es indispensable la inversión en equipos de monitoreo e implementación de metodologías PMO a activos que demuestren baja confiabilidad.

5.2.6.5. Plan de mantenimiento optimizado.

Implementar el PMO implica el desarrollo de estrategias para garantizar el rendimiento óptimo de los activos de la empresa. El PMO es una herramienta diseñada para facilitar el trabajo racional y rentable basado en la fiabilidad para un plan de mantenimiento activo, con la firme idea de dejar de lado el ciclo de mantenimiento reactivo, de este modo se está reaccionando continuamente al mantenimiento correctivo o apaga incendios, solo incrementa nuestro trabajo diario, desmotiva y se pierde la objetividad del equipo de mantenimiento”, donde esta consiste en lo siguiente: “La metodología PMO consiste en analizar las tareas de mantenimiento anterior, realizar los análisis de confiabilidad correspondientes, listar los modos de falla evidenciados durante las tareas propias del mantenimiento, elegir el método más eficaz para realizar las tareas

de mantenimiento, se debe agregar la experticia del personal técnico y es necesario resaltar que ellos son los que mejor conocen el equipo, se puede usar el diagrama de decisiones del RCM, que establece la importancia de las funciones del activo, los objetivos se enfocan en un trabajo racional y rentable para la organización, finalmente se establecen los recursos necesarios para el desarrollo de las tareas del plan de mantenimiento” (Carrero, Carrillo, & Ruiz, 2020). No obstante, existen otras herramientas o metodologías para llegar a la implementación de un PMO sobre un activo, donde con datos recopilados brindaran soluciones de análisis y conclusiones para el gestor.

5.2.6.6. Análisis de modos y efectos de falla (AMEF).

El AMEF es una técnica muy utilizada en el análisis de riesgos de procesos, productos o sistemas, que permite la identificación de fallas, evaluando objetivamente los efectos y causas para prevenir su ocurrencia en el futuro a través de la determinación del mejor método de prevención. Dentro de las principales ventajas de esta herramienta se identifica que permite conocer en detalle las características del producto o servicio, y de esta manera identificar las fallas potenciales del mismo, logrando establecer los efectos que generar dichas fallas y la gravedad de las mismas para luego proceder a establecer planes estrategias que ayuden a minimizar los riesgos a través de la implementación de planes de mejora y finalmente fortaleciendo el Know-How de la organización utilizando la información proveniente del AMEF para la capacitación de los procesos al personal. En el logro de resultados efectivos durante la realización del AMEF de un proceso, es importante llevar a cabo la recopilación de información suficiente de la composición y todos los elementos que hacen parte de este, por ello es de gran ayuda graficar un mapa que permita la visualización esquemática del proceso. Luego, se recomienda la conformación del equipo de trabajo interdisciplinario en la cual es fundamental

incluir al personal que conocer e interactúa sistemáticamente en el proceso (Operadores). El paso por seguir consiste en la realización de un diagnóstico inicial que permita la determinación de las fallas potenciales y, por ende, la identificación de las fallas que son críticas para el proceso caracterizando si tienen repercusión en la salud, calidad y/o operación. Identificar las fallas potenciales en cada una de las etapas del proceso es vital para evaluar el nivel de gravedad (severidad) y el grado de afectación que genera sobre este; consultando los datos históricos de fallas ocurridas debe listarse los efectos generados con las fallas identificadas con acompañamiento de personal competente para así mismo las fallas potenciales que puedan ocurrir dentro del proceso. Una vez identificadas las fallas y su grado de severidad se proceden con la determinación de las causas que favorecieron la ocurrencia de cada una de estas, para lo cual es necesario establecer un criterio ya sea por probabilidades, estableciendo el número de fallas por horas de trabajo o a través del índice de capacidad real CpK. Posteriormente, se deben detallar las medidas de detección disponibles para identificar y evaluar las fallas del proceso; evaluando en una escala de 1 a 10 la capacidad actual de detección de esta, teniendo en cuenta que entre mayor sea la posibilidad de detección de la falla, menor será la calificación. Luego, se procede con la priorización del riesgo de cada una de las fallas para identificar el RPN del proceso (Risk Priority Number), el cual se obtiene de la multiplicación entre la severidad, ocurrencia y la detectabilidad; y cuyo valor oscila en la escala de 1 a 1000 indicando la prioridad de atención y control que se le debe dar a cada falla; estableciendo que si el RPN es superior a 100 es imperativo establecer acciones de preventivas y/o correctivas para prevenir la materialización de las fallas. Finalmente, se procede con el establecimiento de acciones preventivas, correctivas o de mejora acorde a la prioridad de los modos de falla; asignando los responsables de ejecución de cada acción, plazos de ejecución, fechas de verificación de

cumplimiento, documentación de las acciones implementadas y proceder a calcular nuevamente el RPN para determinar si los controles implementados son efectivos o si requieren mejoras.

(Salazar, 2022)

5.2.6.7. Indicadores Kpi's.

La implementación de los planes de mantenimientos debe permitir la medición y la evaluación de rendimiento obtenidos durante el ejercicio. Para ello es necesario establecer indicadores que brinden información sobre el plan de mantenimiento ejecutado, lo que permitirá identificar si el plan ejecutado cumple las expectativas o en su defecto requiere ajustes en aras de mejorar la eficiencia y eficacia de los procesos de mantenimiento. Los indicadores de mantenimiento son métricas que sirven para evaluar de forma cuantitativa la gestión realizada sobre un activo. Pueden ser divididos en dos grandes grupos, los que buscan plasmar la eficiencia y productividad, resultados técnicos y la calidad de percepción del cliente y los que buscan plasmar el efecto del mantenimiento en el rendimiento del negocio para alcanzar los objetivos corporativos donde se mide costos, servicios externos y organización y recursos humanos. Los indicadores de mantenimiento a utilizar varían según la empresa, sus objetivos, las estrategias y el plan de acción definidos. Dichos indicadores sirven para Medir el rendimiento evaluando el desempeño de los equipos sujetos a mantenimiento; Optimizar los recursos mediante el control y gestión de los recursos disponibles (Personal, repuestos, consumibles, etc.), identificando oportunidades para la optimización de los mismos; planificar y programar el mantenimiento analizando datos históricos y tendencias, se pueden establecer frecuencias o intervalos de mantenimiento para actividades preventivas y predictivas, optimizando el Plan de mantenimiento basado en el desempeño real de los equipos; Evaluación de proveedores y

contratistas en relación con el trabajo realizado o servicio prestado mediante la evaluación de desempeño, cumplimiento de plazos y presupuestos, así como la satisfacción del cliente.

El uso de indicadores facilita la toma de decisiones en relación con el mantenimiento, identificando oportunidades de mejora, priorizar acciones, asignar efectivamente los recursos y evaluar la efectividad de las decisiones tomadas.

En el presente trabajo de grado se llevarán dos indicadores de gestión claves, usados con el fin de evaluar la eficiencia de la gestión del mantenimiento sobre el transformador de potencia.

5.2.6.7.1. Mean time between failures (MTBF).

El Tiempo Promedio Entre Fallas es un indicador de confiabilidad; representa el tiempo promedio entre dos fallas consecutivas en el equipo o sistema. Representa una medida de confiabilidad y el criterio de evaluación buscando el valor más alto, mostrando buena confiabilidad con tendencia a un funcionamiento sin contratiempos durante periodos prolongados antes de presentar una falla y, por ende, mayor disponibilidad a menores costos de mantenimiento. Es importante llevar un histórico de este indicador para conocer si la gestión realizada sobre el equipo ha proporcionado mejoras al mismo.

Para el cálculo de este indicador se debe restar del tiempo total disponible (TTD) el tiempo total perdido (TTP); dividido por el número de paradas. El TTD determinado por el período de tiempo del equipo en funcionamiento. El TTP considera el tiempo perdido hasta que el equipo vuelva a estar operativo.

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo Total Disponible} - \text{Tiempo Total Pérdido}}{\text{Número de paradas}}$$

5.2.6.7.2. Mean time to repair (MTTR)

El tiempo promedio que tarda en reestablecerse un equipo o sistema después de la falla, es un gran indicador para evaluar la eficiencia y efectividad de la gestión del mantenimiento y su

capacidad de solucionar eventos y reestablecer la operatividad de los equipos. Cuanto más bajo sea el valor de este indicador indica que se realiza una gestión adecuada sobre los equipos, donde el objetivo final es reducirlo al máximo. Para el cálculo de este indicador es necesario considerar cuánto tiempo se tarda en reparar el activo después de cada fallo; y luego dividirlo por la cantidad de fallos que se produjeron durante un período de tiempo determinado. así se podrá estimar la cantidad de tiempo (en horas, días, semanas o meses) que un determinado equipo ha estado sin funcionamiento debido a las averías, y las acciones a tomar para minimizar la probabilidad de ocurrencia.

$$MTTR = \frac{\textit{Tiempo Total de Mantenimiento}}{\textit{Número de Fallas}}$$

Tanto el MTBF como el MTTR son indicadores que se complementan entre sí, por lo que se utilizan en conjunto para evaluar el rendimiento global de los activos y la eficacia de la estrategia de mantenimiento implementada. Al calcular el MTBF y MTTR se pueden identificar patrones de fallas recurrentes, establecer áreas de mejora en los procesos de mantenimiento y tomar las medidas oportunas para eliminar y/o minimizar los tiempos de inactividad. Estos indicadores permiten la toma de decisiones sobre estrategias de mantenimiento, asignación de recursos y optimización de costos.

5.3. Marco normativo Legal

Asegurando la integridad del personal, los equipos e infraestructura circundante, en la siguiente tabla se establecen los reglamentos, normas y estándares específicos técnicos y de seguridad que deben cumplirse para el mantenimiento de transformadores de potencia. Estos documentos también abordan aspectos relacionados con la eficiencia energética y el respectivo impacto ambiental da considerar respecto el buen diseño y uso de equipos eléctricos del sector hidrocarburos. Los reglamentos eléctricos definen requisitos para la implementación de

tecnologías eficientes energéticamente y establece las responsabilidades de los dueños del activo y los operadores del sistema; incluyendo la documentación adecuada de las actividades de mantenimiento, la realización de pruebas y los entregables documentales de la incorporación del activo.

Tabla 1
Normatividad aplicable

NORMA/LEY/DECRET	APLICABLE	DESCRIPCIÓN
O		
ISO 14224:2016	Capítulo 5,6 y 7.	Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural — recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos
SAE JA1011	Capítulo 5	Criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM)
Resolución 90708 de agosto 30 de 2013	Artículo 24	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE
NTC 2050	Capítulos 1,2,3,4,5,6 y 7	Código Eléctrico colombiano
ISO 55001	Capítulos 6 y 10	Gestión de Activos

Fuente: Autores del proyecto

6. Marco Metodológico

Trazar la ruta de ejecución de un proyecto es la línea base que ayude a definir las herramientas requeridas, recursos, tiempo y organización de este. Para el trabajo de grado en desarrollo se diseña inicialmente el WBS (Work Breakdown Structure) por sus siglas en inglés, donde su objetivo de elaboración es organizar las etapas y niveles del proyecto, dimensionando así, los entregables del Proyecto de grado.

De acuerdo con el WBS elaborado, se ejecuta el diagrama de Gantt, plasmando de forma listada, organizada y cronológicamente las actividades particulares para cada una de las etapas

del proyecto. El insumo final permite identificar el tiempo y recursos necesarios para su ejecución.

Definida la ruta de ejecución es necesario identificar el enfoque, tipo de investigación y paradigmas a implementar en el desarrollo, así mismo, se brindará al lector la información necesaria para direccionar del trabajo de grado.

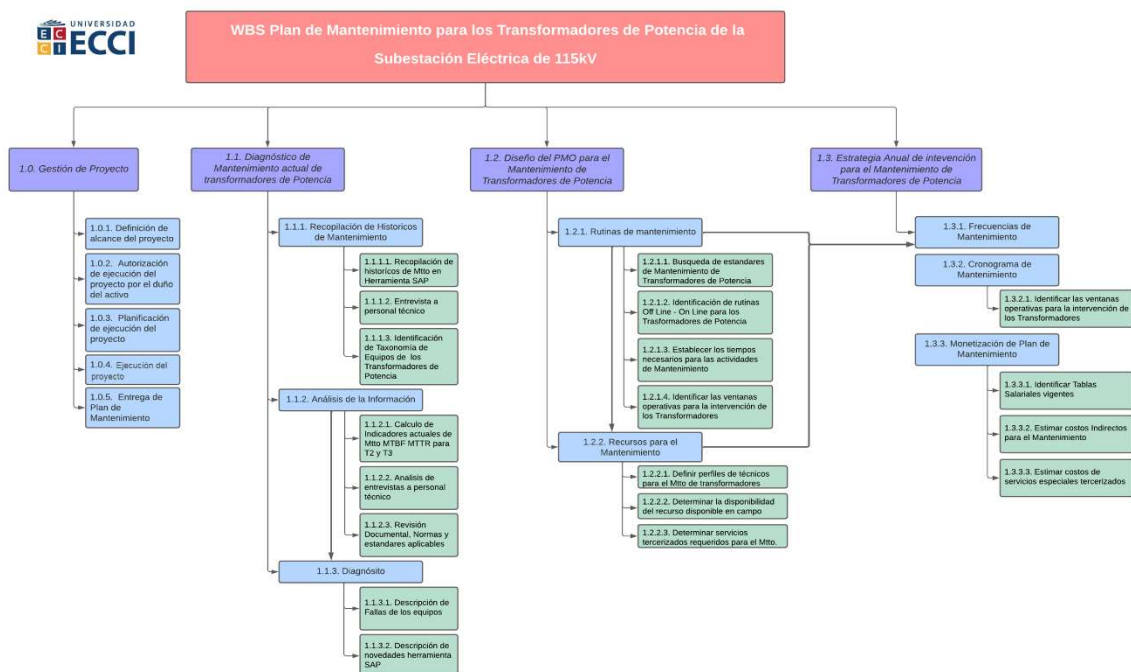
La información que se utilizará para el desarrollo del trabajo de grado se tomará de datos históricos disponibles en el software “ERP SAP”, usado por la organización en la gestión del mantenimiento de la Planta Vasconia. Con esta, se contempla recolectar información de planes de mantenimiento, taxonomía de los equipos, datos técnicos, históricos de fallas e intervenciones realizadas a los activos en estudio. Se buscará la documentación existente en físico/digital que corresponda al dossier de instalación de los equipos en el cuarto de archivo propio de la filial ODC (Oleoducto de Colombia S.A.), que se encuentra en las instalaciones de la Planta Vasconia, en el Municipio de Puerto Boyacá, Boyacá.

La recopilación de la información son paradigmas cuantitativos y cualitativos, que se dirigen hacia el análisis de datos mediante un enfoque netamente interpretativo, obteniendo así, una comprensión más completa del problema. Al combinar diferentes métodos de recolección de información se puede identificar convergencias y discrepancias, fortaleciendo la validez y confiabilidad de los resultados obtenidos. Los métodos cuantitativos proporcionarán información sobre la magnitud y frecuencia de los eventos registrados mientras que los hallazgos cualitativos pueden proporcionar evidencia empírica para explorar las razones y los contextos en los que ocurren diversas situaciones.

El uso de un paradigma mixto en esta investigación tipo descriptiva, orienta el trabajo de grado a tener un enfoque interpretativo, que permitirá una comprensión más profunda del

fenómeno estudiado, la ampliación de la comprensión de los hallazgos, describir el problema con claridad y brindar una solución detallada para buscar logro de aumento de confiabilidad.

Figura 1
WBS Proyecto de Grado



Fuente: Autores del proyecto

El WBS desarrollado detalla las actividades y tareas a desarrollar para la gestión del proyecto entregando como resultado final el plan de mantenimiento, posteriormente se definen tres etapas de ejecución de este, donde son dimensionadas en línea con los objetivos específicos del presente documento. En el anexo 01_Planificación Proyecto de grado, hoja WBS, se puede revisar con más detalla cada una de las actividades listadas.

Figura 2
Diagrama de Gantt Proyecto de grado

conceptos subjetivos y relacionamientos; En primera instancia se utilizará la información de históricos de mantenimiento y fallas, manuales del fabricante, resultados de entrevista del personal técnico; Posteriormente, se analizará la información obtenida y se emitirán argumentos técnicos por parte de los autores con base en las prácticas de mantenimiento establecidas en la Planta Vasconia y su filial ODC (Oleoducto de Colombia S.A.S). Estos dos paradigmas permitirán comprender a mayor profundidad la condición del activo e interpretar la condición actual de mantenimiento de los transformadores a fin de identificar oportunidades de mejora para el plan de mantenimiento a proponer, por tanto, se basará en una investigación descriptiva que sabe que hay un problema y se buscará describirlo de la mejor manera.

6.1.2 Fuentes de obtención de la Información

6.1.2.1. Fuentes primarias

Las fuentes de información primarias a utilizar son el manual del fabricante de los transformadores trifásicos de potencia T2 y T3 Marca Siemens, datos históricos y relevantes aportados por los técnicos de mantenimiento, consignaciones de la gestión del mantenimiento registradas en software y taxonomía de los activos suministrada por la organización.

6.1.2.2. Fuentes secundarias

Las fuentes secundarias utilizadas para este proyecto consisten en artículos técnicos, tesis y monografías relacionadas con la investigación, páginas especializadas en funcionamiento y mantenimiento de transformadores como: Codensa, Siemens, entre otras.

6.1.3 Herramientas para la investigación

Las herramientas que se usarán para la realización de este trabajo se seleccionan conforme la necesidad de visualizar información recolectada de forma organizada y estadística, clasificar tipos de falla, medir resultados y proponer mejoras al plan de mantenimiento activo.

Estas deben aportar hacia la mejora continua del proceso y ayudar a realizar una descripción clara del problema de la forma más simplificada.

6.1.3.1 Análisis de criticidad de activos ABC

Una vez identificados todos los equipos en campo y contrastando con la información recopilada existente del árbol de equipos de la herramienta SAP ERP, se logrará identificar la necesidad de inclusión y/o desincorporación de activos o parte objetos mantenibles que no estén contemplados. Con el análisis de criticidad de activos ABC, se determinará su tipo de impacto operacional, flexibilidad operacional, costos de mantenimiento, criterio de seguridad y salud en el trabajo y ambiente (SSTA), para luego ponderarlos y establecer el nivel de criticidad de cada uno de los objetos mantenibles aportando información taxonómica a los activos.

6.1.3.2 Diagrama de Pareto

Por medio del cual se tabulará y organizará en forma descendente el comportamiento histórico de fallas de la información recopilada de cada uno de los transformadores, para que mediante una visualización gráfica permita la clasificación de mayor a menor relevancia y así la formulación de hipótesis priorizando las oportunidades de mejora para luego definir un plan de acción en procura de eliminación y/o disminución a la probabilidad de ocurrencia de dichas fallas a futuro.

6.1.3.3 AMEF

A través de esta herramienta se conocerá a mayor profundidad la filosofía de funcionamiento del transformador, para luego llevar a cabo un análisis de riesgos de cada uno de los componentes de este, a fin de identificar los tipos de falla que pueden presentar cada uno, así como cuales son las causas y efectos que generan sobre la operación, equipos y personas, donde finalmente se busca establecer estrategias de control, mitigación y monitoreo.

Se realizará la ponderación de las causas y efectos con la tabla de Matriz de Valoración de Riesgos GHS-F-018 estandarizada por Ecopetrol SA para la industria de hidrocarburos en Colombia. Esta información se puede corroborar en el Anexo 09_Formato metodología PMO ODC Transformador de Potencia – hoja AMEF

6.1.3.4 Indicadores KPI'S

Con el ánimo de monetizar los costos asociados a la indisponibilidad operacional causadas por las fallas presentadas conforme la recopilación de información de los transformadores y llevarlos como datos de relevancia para la evaluación presupuestal de la implementación de la propuesta planteada, se realizará el cálculo de indicadores MTBF, tiempo medio entre fallas, y MTTR, tiempo medio de reparación.

6.1.3.5 PMO

Es claro que el objetivo principal del presente trabajo de grado es generar un plan de mantenimiento que brinde trabajo racional y rentable a los equipos y a la compañía, donde cada una de las acciones de este deben ser dirigidas a conservar los límites de diseño de los activos, por ende, conviene implementar la metodología PMO, Plan de Mantenimiento Optimizado, que busca analizar el histórico, lo existente y los requerimientos de mantenimiento para dar como resultado un programa que garantice la adecuada asignación de recursos, enfocando los mayores esfuerzos en mitigar defectos que conllevan a fallas y brindar mayor confiabilidad al sistema.

6.1.4 Metodología de la investigación

Se estructuraron tres etapas necesarias para dar cumplimiento a la totalidad de los objetivos propuestos:

6.1.4.1 Investigación y diagnóstico

Para el desarrollo del objetivo específico número uno, se va a definir como se ejecuta actualmente el mantenimiento y las actividades asociadas para los transformadores de la subestación; todo esto se logrará a partir de la recolección de información que tiene que ver con taxonomía e inventarios de equipos, históricos de fallas y registros de atenciones de las herramientas digitales y entrevistas a personal técnico.

6.1.4.2 Análisis de resultados

Para el desarrollo del objetivo específico número dos, se analizarán los mantenimientos desarrollados a los transformadores T2 y T3 según el registro o información recolectada; se aplicaran metodologías de análisis estadístico, graficando los datos recopilados y concluyendo cada uno de ellos, análisis de modo de falla de transformadores de potencia, que nos ayudarán a determinar la mejor estrategia de mantenimiento conforme su criticidad, causas y efectos de las fallas; adicional a esto, se identificarán las necesidades en cuanto a mano de obra, herramienta y método para garantizar una optimización adecuada del plan de mantenimiento, basados en las mejores prácticas de mantenimiento.

6.1.4.3 Propuesta

El tercer objetivo específico contempla el desarrollo de la propuesta de plan de mantenimiento optimizado a realizar a los transformadores T2 y T3 para mejorar su ciclo de vida y la confiabilidad que aportan al sistema. Este desarrollo conlleva el plasmar las mejores prácticas de mantenimiento propuestas de acuerdo con las causas raíz detectadas en la etapa 2.

De esta manera se logra el desarrollo de los objetivos específicos y, por ende, se dará solución al objetivo general.

6.1.5 Información recopilada

6.1.5.1 Información taxonómica,

Se detalla la codificación e información disponible de los transformadores en el software de Mantenimiento SAP ERP, de donde se extraen los detalles técnicos de cada equipo a fin de asegurar que la estrategia de mantenimiento a proponer concuerde con los requerimientos del fabricante y vaya acorde a la configuración de operación:

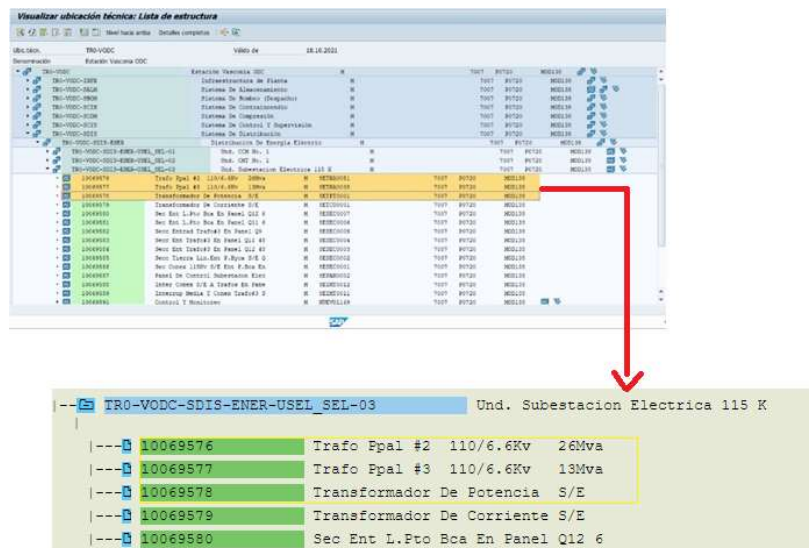
El árbol de equipos de los activos a analizar está dividido por:

- *Segmento:* Transporte – TR0.
- *Activo:* Planta Vasconia ODC - VODC.
- *Sistema:* Sistema de Distribución – SDIS.
- *Tipo de servicio:* Distribución de Energía Eléctrica – ENER.
- *Unidad:* Unidad Subestación Eléctrica 115kV.

Dentro de esta ubicación taxonómica se encuentran tres equipos con perfil catálogo de transformador de potencia, con códigos 10069576-10069577-10069578, no obstante, la planta Vasconia ODC solo cuenta en campo con dos transformadores de potencia T2 y T3.

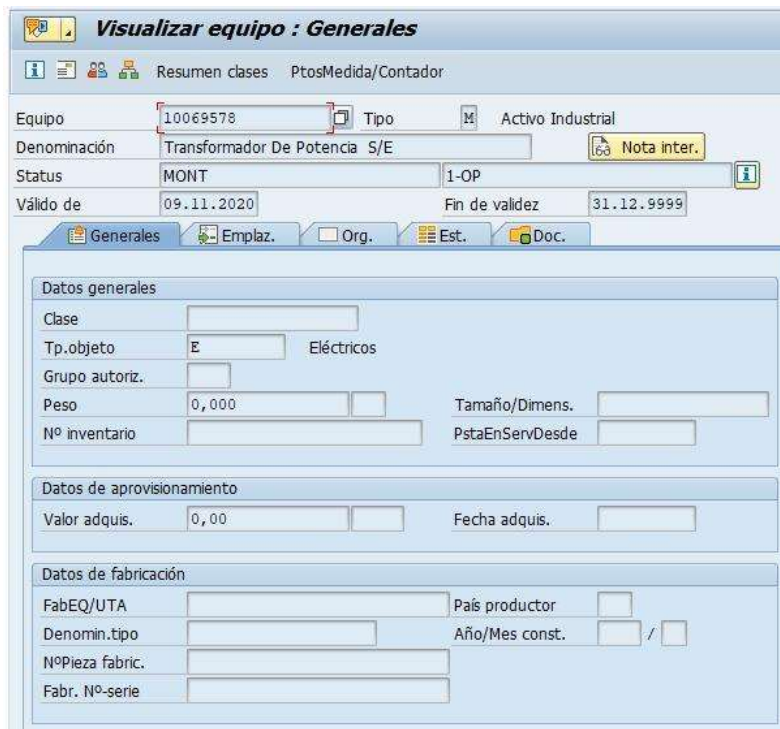
Figura 3

Ubicación técnica de transformadores



Nota: Taxonomía de los equipos de la Planta Vasconia ODC – Fuente: SAP modulo ERP ODC

Figura 4
Información Técnica Transformador T2



Nota: Información técnica de transformador T2 existente – Fuente: SAP modulo ERP ODC

Figura 5
Transformador T2



Nota: Registro fotográfico Transformador T2 dentro la subestación 115kV – Fuente: autores del proyecto

Figura 6
Información Técnica Transformador T3

Visualizar equipo : Generales			
Resumen clases PtosMedida/Contador			
Equipo	10069577	Tipo	M Activo Industrial
Denominación	Trafo Ppal #3 110/6.6Kv 13Mva		Nota inter.
Status	MONT	1-OP	
Válido de	09.11.2020	Fin de validez	31.12.9999
Generales Emplaz. Org. Est. Doc. RAM / Clasif.			
Datos generales			
Clase	ETDI	Transformador De Distribución	
Tp.objeto	E	Eléctricos	
Grupo autoriz.			
Peso	0,000	Tamaño/Dimens.	
Nº inventario		PstaEnServDesde	
Datos de aprovisionamiento			
Valor adquis.	0,00	Fecha adquis.	
Datos de fabricación			
FabEQ/UTA	SIEMENS	País productor	
Denomin.tipo		Año/Mes const.	/
NºPieza fabric.			
Fabr. Nº-serie			

Nota: Información técnica de transformador T3 existente - Fuente: SAP modulo ERP ODC

Figura 7

Transformador T3



Nota: Registro fotográfico Transformador T3 dentro la subestación 115kV
 – Fuente: Autores del proyecto

6.1.5.2 Histórico de mantenimiento.

A continuación, se detalla la información recopilada respecto planes de mantenimiento e histórico de ordenes que se han ejecutado a los transformadores T2 y T3 en Planta Vasconia; esta información se basa conforme lo consignado en la herramienta SAP Modulo ERP ODC.

6.1.5.3 Mantenimiento preventivo.

Los equipos de patio de la subestación cuentan con el plan de mantenimiento preventivo 40192, donde se tienen la posición de mantenimiento 203200 con hoja de ruta ETPTGE62/1 que detallan rutinas anuales y trianuales y posición de mantenimiento 203211 con hoja de ruta ETPTGE62/2 para el perfil catalogo Transformador de potencia. Al revisar cada una de las hojas de ruta, se detalla que se encuentran activas para el equipo de código 10069578 creado en el árbol de equipos como Transformador de Potencia S/E, pero sin detallar a que activo hace referencia.

Figura 8
Rutinas de Mantenimiento anual y trianual Transformadores de Potencia

Vis.instrucción: Res.paquetes mantenimiento

Paquete mantenimiento preventivo Propia Externo Cab.

GrHRuta ETPTGE62_1_PVO 360D Transformador De Pote ContGrpoHR 1

Resumen oper.paquetes mant.prev.

Op.	SOp	Descripción operación	15	1M	2M	3M	4M	6M	24	1A	2A	3A	4A	5A
0010		Alistamiento de Trabajo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0020		Aplicar SAES	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0030		PVO 360D Transformador De Potenc	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0040		Verificar en reles la Tensión y	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0050		Tomar medida de temperatura de l	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0060		Des energizar el transformador	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0070		Realizar inspeccion general del	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0080		Verif Contaminació en bujes o ai	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0090		Verifique estado silica gel, si	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0100		Verificar conexiones a tierra	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0110		Verificar Agrietamien o fuga en	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0120		Realizar Limpieza al sitio del T	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0130		Retirar SAES	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0140		Fin	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Nota: rutinas de mantenimiento 40192 posición 203200 con hoja de ruta ETPTGE62/1 activa para equipo 10069578 - Fuente: Herramienta SAP ERP

Figura 9
Rutinas de Mantenimiento cuatrianual Transformadores de Potencia

Vis.instrucción: Res.paquetes mantenimiento

Paquete mantenimiento preventivo Propia Externo Cab. Plan

GrHRuta ETPTGE62_2_PVO 1440D Transformador De Pot ContGrpoHR 2

Resumen oper.paquetes mant.prev.

Op.	SOp	Descripción operación	15	1M	2M	3M	4M	6M	24	1A	2A	3A	4A	5A
0010		Alistamiento de Trabajo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0020		Aplicar SAES	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0030		PVO 1440D Transformador De Poten	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0040		Verificar en reles la Tensión y	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0050		Tomar medida de temperatura de l	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0060		Des energizar el transformador	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0070		Realizar inspeccion general del	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0080		Verif Contaminació en bujes o ai	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0090		Verifique estado silica gel, si	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0100		Verificar conexiones a tierra	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0110		Verificar Agrietamien o fuga en	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0120		Verificar funcionamiento del cam	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0130		Realizar pruebas electricas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0140		Realizar mantenimiento a ducto d	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0150		Verificar conexiones a tierra	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0160		Normalizar el equipo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
0170		Medir variables eléctricas del T	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Nota: rutinas de mantenimiento 40192 posición 203211 con hoja de ruta ETPTGE62/2 activa para equipo 10069578 - Fuente: Herramienta SAP ERP

Hasta el año 2017, los transformadores T2 y T3 cuentan con el plan de mantenimiento preventivo 24431, donde se tienen la posición de mantenimiento 115152 y 115153 con hoja de ruta GRPMIGRA/15 que detallan rutinas semestrales, las cuales fueron desactivadas con el último lanzamiento en el año 2018 y petición de borrado al plan.

Figura 10
Rutinas de Mantenimiento semestral inactiva

The screenshot shows the SAP ERP interface for visualizing a preventive maintenance plan. The title bar reads 'Visualizar plan de mantenimiento preventivo: Plan estrategia 00000024'. Below the title, there are input fields for 'Plan mant. prev.' (24431) and 'PVO UND. SUBSTACION ELECTRICA 115 K'. A 'Cab.plan mant.' button is visible. The main area is divided into two sections: 'Ciclos' and 'Resumen de posiciones'. The 'Ciclos' section contains a table with one row: 'Ciclo' 180 D, 'Unidad' 180 Días, 'Texto ciclo mantenimiento' 180 Días, and 'Offset' 0. The 'Resumen de posiciones' section contains a table with columns: 'Posición mantenim.', 'Texto pos.mantenim.', 'E.. N.. E..', and 'Ubicación técnica'. The table lists positions 115152 through 115160, all with 'TRD-PALB' as the technical location. A status bar at the bottom indicates 'Plan mantenimiento preventivo 24431 tiene status: detic.borrado'.

Posición mantenim.	Texto pos.mantenim.	E.. N.. E..	Ubicación técnica
115152	PVO Trafo Ppal #2 110/6.6Kv 10M..	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> TRD-PALB
115153	PVO Trafo Ppal #3 110/6.6Kv 13M..	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> TRD-PALB
115154	PVO Transformador De Potencia S/E	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> TRD-PALB
115155	PVO Transformador De Corriente S/E	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> TRD-PALB
115156	PVO Sec Ent L.Pto Bca En Panel Q12..	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> TRD-PALB
115157	PVO Sec Ent L.Pto Bca En Panel Q11..	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> TRD-PALB
115158	PVO Secc Entrad Trafo#3 En Panel Q9	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> TRD-PALB
115159	PVO Secc Ent Trafo#3 En Panel Q11 ..	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> TRD-PALB
115160	PVO Secc Ent Trafo#3 En Panel Q12 ..	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> TRD-PALB

Nota: La imagen muestra las rutinas de mantenimiento 24431 inactiva para equipos 10069576 y 10069577 con petición de borrado - Fuente: Herramienta SAP ERP

6.1.5.4 Mantenimiento predictivo

Ninguno de los planes activos cuenta con rutina de mantenimiento tipo predictivo en la herramienta SAP ERP, sin embargo, se cuenta registros de termografía realizados con periodicidad semestral y toma para análisis de muestra de aceite dieléctrico realizados por

demanda sin determinarse un lanzamiento de ejecución periódico en la herramienta de gestión de activos. En el Anexo 03_PREINFORME-ODC-CCSO-PVAS-TER-006 se encuentra toda la información e histórico de las tomas de termografía a todos los equipos pertenecientes a Vasconia ODC, incluidos los dos transformadores de estudio. En el Anexo 04_PREINFORME-ODC-TR0-VODC-ACD-003 se encuentra toda la información e históricos de los resultados de análisis de muestras de aceite dieléctricos de los equipos de Vasconia ODC, incluidos los dos transformadores de estudio.

Tabla 2

Resumen Histórico de mantenimiento Transformador T2

Aviso/Orden	Descripción	Fecha Ejecución
10348324/4644903	PVO Trafo Ppal. #2 110/6.6Kv 10Mva	9/10/2018

Nota: La tabla muestra el histórico de atenciones realizadas al transformador T2; el detalle de cada intervención se encuentra en el Anexo 02_Historico SAP T2 y T3 -
Fuente: SAP modulo ERP ODC

Tabla 3

Resumen Histórico de mantenimiento Transformador T3

Aviso/Orden	Descripción	Fecha Ejecución
110018759 / 21153149	P4_PVO 360D Transformador De Pot FALLA TRANSFORMADOR PRINCIPAL	2/06/2021
10574330 10496511 / 21073851	T3 P4_PVO 360D Transformador De Pot	13/01/2021
10420352 / 22004268	SILICA GEL TRANSFORMADOR T3	7/04/2019
10385761 / 4686561	T3- GOTEIO ACEITE POR RADIADOR	13/03/2019
10360782 / 4660245	MTTO CAMBIA TAP T-3 SISTEMA 115 KV	14/11/2018
10348325 / 4644904	PVO Trafo Ppal. #3 110/6.6Kv 13Mva	25/09/2018
10348326 / 4644905	PVO Transformador De Potencia S/E REVI, PROTEC, DISPARO Y BLOQUE	25/09/2018
10332335 / 4629352	RELE T2 T3 REVISION Y CONFI PRUEBA	11/07/2018
10332333 / 4629353	PROTECCION T3	11/07/2018

Nota: La tabla muestra el histórico de atenciones realizadas al transformador T3; el detalle de cada intervención se encuentra en el Anexo 02_Historico SAP T2 y T3 - Fuente: SAP modulo ERP ODC.

Figura 11
Historico de toma de termografia a los transformadores

ESTACIÓN VASCONIA ODC		Oleoducto de Colombia					
ANÁLISIS DE CONDICIÓN - CBM							
PREINFORME DE HALLAZGOS - TERMOGRAFIA							
Componente sin desviación aparente (N)	186	166	166	166	166	187	
Componente en Observación (O)	10	10	10	10	10	1	
Componente en Alerta (A)	6	6	6	6	6	2	
Componentes en Emergencia (E)	0	0	0	0	0	0	
No disponible para inspección (ND)	109	103	103	103	103	114	
Componente no inspeccionado (NM)	0	0	0	0	0	0	
Total Componentes inspeccionados	202	182	182	182	182	304	

UBICACIÓN TÉCNIC	CODIGO EQUIPC	DESCRIPCIÓN	21.06.2019	10 al 13 de	13.03.2020	07.10.2020	05.03.2021	08.10.2021
TR0-VODC-SDIS-ENER USEL_SEL-03	10069576	Trafo Ppal. #2 110/6.6Kv 10Mva	ND	ND	N	N	N	N
TR0-VODC-SDIS-ENER USEL_SEL-03	10069577	Trafo Ppal. #3 110/6.6Kv 13Mva	N	N	N	N	N	N

Nota: La figura muestra el histórico de los resultados de la toma de termografía a cada uno de los transformadores de potencia desde el año 2019 al año 2021; el detalle de cada intervención se encuentra en el Anexo 03_ PREINFORME-ODC-CCSO-PVAS-TER-006 Fuente: PREINFORME-ODC-CCSO-PVAS-TER-006 Archivo ODC.

Figura 12
Historico de resultados de muestra de aceite

ESTACIÓN VASCONIA ODC		Oleoducto de Colombia			
ANÁLISIS DE CONDICIÓN - CBM					
HISTORICO PREINFORME DE HALLAZGOS-ACEITE DIELECTRICO					
Componente sin desviación aparente (C)	0	0	4	0	
Componente con desviación (O)	0	0	0	0	
Componente en Alerta (A)	0	0	0	0	
Componentes en Emergencia (E)	0	0	0	0	
No disponible para inspección (ND)	4	4	4	0	
Componente no inspeccionado (NM)	0	0	0	0	
Total Componentes inspeccionados	0	0	4	0	

UBICACIÓN TÉCNIC	CODIGO EQUIPC	DESCRIPCIÓN	21/06/2019	7/10/2020	8/10/2020	0/01/190
TR0-VODC-SDIS-ENER USEL_SEL-03	10069576	Trafo Ppal #2 110/6.6Kv 26Mva	0	0	C	
TR0-VODC-SDIS-ENER USEL_SEL-03	10069577	Trafo Ppal #3 110/6.6Kv 13Mva	0	0	C	

Nota: La figura muestra el histórico de los resultados de los análisis de la muestra de aceite dieléctrico a cada uno de los transformadores de potencia desde el año 2019; el detalle de cada intervención se encuentra en el Anexo 04_ PREINFORME-ODC-TR0-VODC-ACD-003 Fuente: PREINFORME-ODC-TR0-VODC-ACD-003 archivo ODC

6.1.5.5 Resultados de entrevistas técnicas.

Con el fin de recopilar información técnica sobre fallas o eventos no registrados en el software se realiza entrevista técnica a personal involucrado en la operación y/o mantenimiento

de los transformadores que participaron en las intervenciones hasta el año 2021 y que aún se encuentran vinculados laboralmente con el activo. Se desarrolla la ficha técnica de la entrevista, se establece el formulario y se aplica a los involucrados.

Anexo 05: Ficha técnica de entrevista

Anexo 06: Formulario de entrevista técnica aplicada a población involucrada

Anexo 07: Resumen de respuestas de entrevistas

6.2. Análisis de la Información

Basados en la información recolectada en el punto anterior se realiza el análisis haciendo uso de las herramientas metodológicas:

6.2.1 Taxonomía de equipos

Se detalla que los componentes principales como ítems mantenibles asociados a los transformadores no se encuentran ubicados en el árbol de equipos de la herramienta SAP modulo ERP que se usa para la gestión de Activos por ODC ni se encuentran como parte objeto mantenible dentro del perfil catalogo del Transformador de potencia.

Se detecta duplicidad de equipo en la herramienta SAP modulo ERP, pues el equipo de código 10069578 corresponde al mismo equipo de código 10069577.

Los activos creados en el árbol de equipos de la herramienta, específicamente los transformadores de caso de estudio no tienen registrados datos relevantes como perfil catálogo, el año de fabricación, el modelo, la capacidad nominal. Se encuentran catalogados como equipos críticos por disponibilidad.

Se realiza el análisis de criticidad ABC para los transformadores T2 y T3, bajo los criterios de ponderación establecidos en las tablas 4, 5, 6 y 7 donde al aplicar la metodología del anexo 09_ Formato Metodología PMO ODC transformadores de potencia - hoja Árbol de

equipos, se detalla que los transformadores T2 y T3 son equipos críticos con parte objetos mantenibles de criticidad media y baja.

El modelo CTR es un proceso bastante sencillo y práctico que se soporta en el concepto de riesgo, que se entiende como la consecuencia de multiplicar las frecuencias de fallo por la severidad de este. De esta manera se logra determinar si un equipo es crítico por sus frecuencias en los fallos, por la severidad del fallo mismo o por ambos factores.

Tabla 4
Criterio de ponderación Impacto Operacional

Impacto Operacional	
Perdida de producción mayor al 20%	7
Perdida de producción mayor al 15%	5
Perdida de producción mayor al 10%	3
Perdida de producción mayor al 5%	1

Nota: Basado en el modelo CTR (Criticidad Total de Riesgo)

Mediante el criterio de impacto operacional se logra establecer o dimensionar al porcentaje de afectación que las fallas registradas en la producción de la unidad de negocio.

Tabla 5
Criterio de ponderación de Flexibilidad Operacional

Flexibilidad Operacional	
No se cuenta con unidades de reserva para cubrir la producción	5
Se cuenta con unidades de reserva para cubrir la producción Parcial	3
Se cuenta con unidades de reserva para cubrir la producción	1

Nota: Basado en el modelo CTR (Críticidad Total de Riesgo)

La flexibilidad operación sirve como elemento corrector del factor de producción. Viene motivada con el fin de recoger redundancia operacional de los equipos, (Si se cuenta con equipos de respaldo) que prevengan la aparición del fallo y que actúen como soporte de los equipos principales. Cuanto mayor sea la flexibilidad operacional, menor será el riesgo para la producción. (Guanquiza, 2017)

Tabla 6
Criterio de ponderación Costos de mantenimiento

Costos de Mantenimiento	
Mayor a USD \$150.000	5
Costos entre USD \$10.000 y \$149999	3
Costos entre USD \$1 y \$9.999	1

Nota: Basado en el modelo CTR (Críticidad Total de Riesgo)

El impacto de costo de mantenimiento tiene que ver con el objetivo de análisis, optimizar las políticas de mantenimiento. El impacto de este costo es muy importante para el presupuesto de mantenimiento en las empresas. (Guanquiza, 2017)

Tabla 7
Criterios de Ponderación

Criterio de SSTA	
Riesgo alto de pérdida de vida, daños graves a la salud del personal y/o incidente ambiental mayor	4
Riesgo medio de pérdida de vida, daños importantes a la salud, y/o incidente ambiental de difícil restauración	3
Riesgo mínimo de pérdida de vida y afección a la salud (recuperable en el corto plazo) y/o incidente ambiental menor (controlable)	2
No existe ningún riesgo de pérdida de vida, ni afección a la salud, ni daños ambientales	1

Nota: Basado en el modelo CTR (Críticidad Total de Riesgo)

Este criterio mide la influencia del fallo operacional en el medio ambiente y para la seguridad de los trabajadores.

El método de criticidad total por riesgo propone la localización de los equipos en una matriz (Ver Tabla 8), cuyos cálculos se realizarán mediante factor entre Impacto Operacional y la Flexibilidad Operacional, sumado a la ponderación del Costo de Mantenimiento y criterios SSTA. El valor resultante de la operación se multiplica nuevamente con la frecuencia de fallos para obtener el valor de consecuencia CTR. Finalmente se utiliza la matriz de criticidad de la tabla 8 hallando la correlación entre las frecuencias de fallas operativas y la consecuencia CTR para establecer el nivel de criticidad del activo.

Tabla 8
Matriz de Criticidad

		Matriz de Criticidad				
FRECUENCIA	4	M	M	C	C	C
	3	M	M	M	C	C
	2	L	L	M	C	C
	1	L	L	L	M	C
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

Figura 13:
Criticidad de Equipos

The screenshot shows the SAP 'Visualizar equipo : Emplaz.' interface. The main data fields are:

Equipo	10069577	Tipo	M	Activo Industrial
Denominación	Trafo Ppal #3 110/6.6Kv 13Mva			Nota inter.
Status	MONT	1-OP		
Válido de	09.11.2020	Fin de validez		

The 'Emplaz.' tab is active, showing the following data:

Datos de emplazamiento	
Ce.emplazam.	7007 Oleoducto de Colombia
Emplazamiento	P0720 Estación Vasconia ODC
Avance	
FuncPrioridad	N No contención
Puesto trabajo	
Criticidad	D Crítico x Disponibil
Sist.transporte	8ETRA0038

A dropdown menu for 'Criticidad (1) 5 Entra' is open, showing the following matrix:

C	Texto indicador ABC
D	Crítico x Disponibil
E	Esencial
N	No Crítico
S	Crítico x Seguridad
X	No Valorado

Nota: La imagen detalla la valoración del activo según matriz de criticidad del cliente – Fuente: SAP modulo ERP ODC.

6.2.2 Histórico de Mantenimiento,

Al revisar la información de la transacción IP03 que refleja los planes y rutinas de mantenimiento cargados a cada equipo/ubicación, se detecta que los transformadores T2 y T3 en la herramienta SAP modulo ERP poseen un plan de mantenimiento preventivo con hoja de ruta creada, sin embargo, fue bloqueada la programación de lanzamiento desde el 2018 y solicitud de petición de borrado al mismo, limitando la atención de los activos a atenciones correctivas. No se cuenta con registro del detalle o justificación del bloqueo.

Solo se cuenta con histórico en la herramienta SAP ERP desde el año 2017, debido a la migración que realizó el grupo empresarial Ecopetrol de la herramienta Elipse a SAP.

Desde el año 2018 al año 2021 se cuenta con un récord de atención en horas hombre según se detalla en la tabla 04 y figura 15 para cada tipo de atención, lo que refleja la necesidad absoluta de la implementación de rutinas de mantenimiento bajo PMO para los dos transformadores.

En la herramienta SAP, se encuentra activo el plan de mantenimiento 40192 para el perfil catalogo Transformador de potencia, no obstante, no está asociado a los transformadores T2 y T3 por la ausencia de datos relevantes analizado en el ítem anterior, pero si está en programación y lanzamiento para el transformador de potencia S/E de código 10069578, el cual se encuentra con duplicidad y al lanzarse la rutina se permite al ejecutor de manera subjetiva decidir si la aplica al transformador T2 o T3.

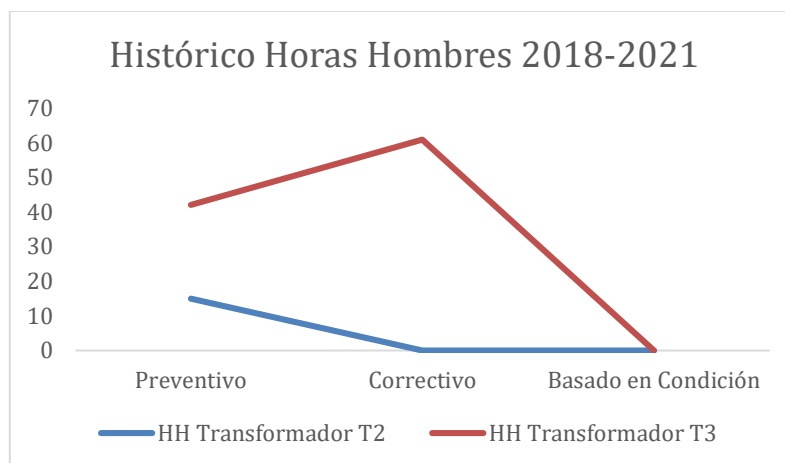
Como medida estadística, se realiza el cálculo de horas hombre invertidas en las atenciones de cada uno de los transformadores hasta el año 2021 conforme la información consignada, encontrando que en el transformador T3 la demanda de correctivo obedece al 226% del preventivo, y el récord preventivo para los dos transformadores no llega al 0,5% del total de sus horas maquina calculas del 2017 al 2021, periodo del cual se tiene información consignada.

Tabla 9
Récord de HH invertidas en atenciones

Tipo de Atención	HH T2	HH T3
Preventivo	15	27
Correctivo	0	60,93
Basado en Condición	0	0

Nota: Detalla la cantidad de horas hombre invertidas en cada tipo de intervención a los transformadores T2 y T3 del año 2017 al 2021 – fuente: Autores de la investigación

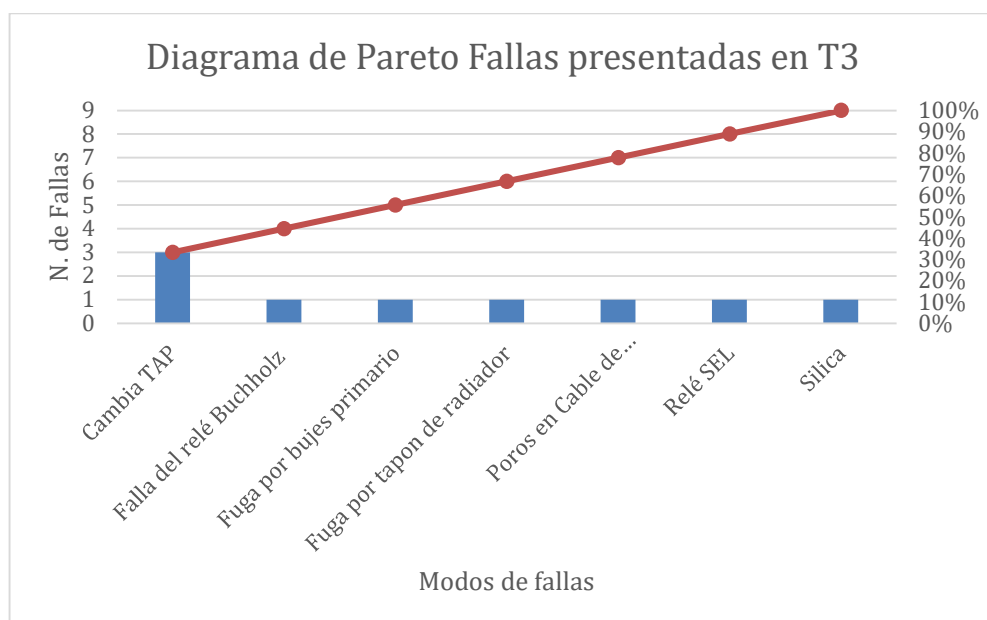
Figura 14
HH invertidas en atenciones



Nota: se muestra gráficamente la cantidad de horas hombre invertidas en cada tipo de intervención a los transformadores T2 y T3 del año 2017 al 2021 – fuente: Autores de la investigación.

Fallas representativas, usando el diagrama de Pareto se detecta que, de los dos transformadores, T3 tienen más del 80% de las fallas representativas con afectación a la operación por causa de su parte objeto Cambia-Tap y menos del 20% causadas por el fusible de falla de un transformador, que es la sílica.

Figura 15:
Fallas presentadas en T3 con afectación a la operación



Nota: más del 80% de fallas reportadas con afectación a la operación son del elemento cambia Tap– fuente: Autores de la investigación.

El transformador T2 no presenta fallas reportadas en la herramienta, sin embargo, por información verbal recolectada de personal técnico se conoce que ha presentado alrededor de tres fallas, donde una obedece a daño de la tarjeta de Cambia Tap, esta información no fue tabulada en ninguna de las entrevistas recopiladas, por tanto, no se incluyen los datos dentro del cuadro estadístico.

Dentro de la información recopilada, se cuenta con un insumo de relevancia para el diagnóstico de transformadores, pese que no está el plan establecido, como son las rutinas de termografía y análisis de aceite, donde según los datos obtenidos los equipos no se encuentran en estado de observación o alerta por termografía ni análisis fisicoquímico, pero no es concluyente este último, pues solo se cuenta con una toma en todo el periodo sin lograr hacer comparativas del estado de degradación del mismo.

6.2.3 Información de entrevistas

Se logra un total de 5 entrevistas debido al sesgo poblacional determinado en la ficha técnica de la entrevista. Una vez se terminaron las entrevistas técnicas a personal operador, mantenedor y dueño de los activos, se logra recopilar datos importantes que no se encuentran consignados en la herramienta SAP ERP y son fundamentales para dictaminar un estado de los equipos.

- El transformador T3 lleva aproximadamente 28 años de operación sin realizar mantenimiento mayor al equipo y el tiempo de vida útil dado por el fabricante es 35 años.
- Las personas de mayor antigüedad en los activos llevan 7 años, por tanto, solo detallan fallas o eventos desde ese entonces a la fecha, lo que significa que puede

que el transformador T3 haya presentado mayor número de fallas, pero no se cuenta con registro.

- El transformador T2 lleva cinco años de operación y ha presentado 2 fallas en el equipo propio y 3 fallas asociadas a equipos de protección de este, lo que indica que actualmente es un equipo vulnerable que en caso de perder protección por agentes externos debe brindar la confiabilidad suficiente para protegerse a sí mismo y al personal.

6.2.4 Indicadores de mantenimiento

Una vez se recopilaron todas las fallas tanto de históricos como de entrevistas técnicas, se logra calcular el tiempo medio entre fallas de cada uno de los transformadores y el tiempo de reparación de estas, para así mismo lograr monetizar el tiempo de indisponibilidad operativa.

- **Cálculo del MTBF y MTTR para el Transformador T2:**

Tabla 10
Histórico de Fallas T2

#	Aviso	Descripción	Fecha	Duración (h)
1	Entrevista	Fuga de Aceite	2019	3
2	Entrevista	Filtro Prensado	2017	9

Nota: Cantidad de fallas que ha presentado el transformador T2 en el periodo 2017-2021 – Fuente: Entrevistas técnicas.

$$MTBF = \frac{\text{Total Tiempo Trabajado} - \text{Tiempo de Avería}}{\text{Numero de Fallos}}$$

$$MTBF = \frac{(365 * 24 * 4) - 12}{2}$$

$$MTBF = \frac{35040 - 12}{2}$$

$$MTBF = 17514 \text{ Horas}$$

El tiempo medio entre fallas del transformador T2 para los cuatro años, acorde con datos de entrevista recopilados es de 17514 horas. Teniendo en cuenta que la operación del Oleoducto de Colombia ODC es 24 horas 365 días al año, el tiempo entre fallas equivale a 729 días o 24 meses para presentar una falla. De acuerdo con lo expuesto en el mes de marzo del año 2007, por los autores W. Flores, E. Mombello, et al y a datos técnicos de fabricantes, el promedio de falla de un transformador de potencia sumergido en aceite con características de los equipos objeto de estudio, se espera a los 14.9 años de instalación siempre y cuando se cumpla el plan de mantenimiento.

MTTR:

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo Total de Mantenimiento}}{\text{Número de Fallas}}$$

$$MTBF = \frac{12}{2}$$

$$MTBF = 6 \text{ Horas}$$

La duración para reparación de las fallas acorde a los datos históricos recopilados de los cuatro años oscila en 6 Horas. Es así como, se calcula que cada 729 días se tiene una indisponibilidad operativa de 6 horas atribuibles a falla del transformador.

- **Cálculo del MTBF y MTTR para el transformador T3:**

Tabla 11
Histórico de fallas T3

#	Aviso	Descripción	Fecha	Duración (h)
1	10574330	FALLA TRANSFORMADOR PRINCIPAL T3	13-ene-21	0.17
2	10410352	SILICA GEL TRANSFORMADOR T3	7-abr-19	0.3
3	10385761	T3- GOTEADO ACEITE POR RADIADOR	22-feb-19	9

4	10360782	MTTO CAMBIA TAP T-3 SISTEMA 115 KV	17-nov-18	2
5	10332335	REVI, PROTEC, DISPARO Y BLOQUE RELE T2 T3	17-jul-18	2
6	10332333	REVISION Y CONFI PRUEBA PROTECCION T3	17-jul-18	2

Nota: Cantidad de fallas que ha presentado el transformador T3 - Fuente: SAP modulo ERP ODC-Entrevistas técnicas.

$$MTBF = \frac{\text{Total Tiempo Trabajado} - \text{Tiempo de Avería}}{\text{Numero de Fallos}}$$

$$MTBF = \frac{((360 * 24) * 4) - 15.47}{6}$$

$$MTBF = \frac{34560 - 15.47}{6}$$

$$MTBF = 5757.42 \text{ Horas}$$

El tiempo medio entre fallas para los últimos cuatro años del transformador T3, acorde con los históricos recopilados es de 5757,42 horas. Teniendo en cuenta que la operación del Oleoducto de Colombia ODC es de 24 horas al día, el tiempo medio entre fallas equivale a 239,89 días, cada 7,99 meses o cada 0,66 años para presentar una falla.

MTTR:

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo Total de Mantenimiento}}{3\text{Número de Fallas}}$$

$$MTTR = \frac{15.47}{6}$$

$$MTTR = 2.57 \text{ Horas}$$

La duración para reparación de las fallas acorde a los datos históricos recopilados oscila en las 2.57 Horas. Es así como, se calcula que cada 238 días se tiene una indisponibilidad operativa de 3 horas atribuibles a falla del transformador T3.

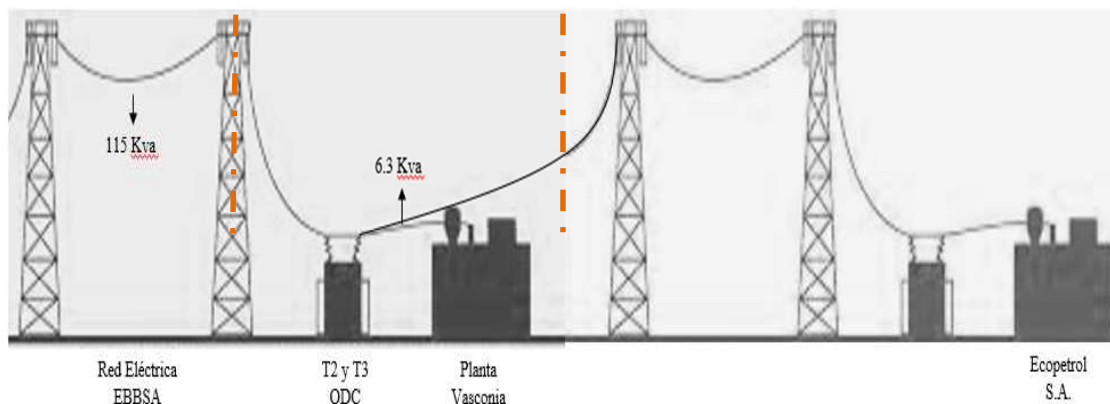
El mantenimiento preventivo de los transformadores permite la detección oportuna de fallas incipientes para ejecutar la atención oportuna mediante mantenimientos preventivos, logrando así ahorros importantes en los costos de operación y Mantenimiento. (López Flores, 2019)

6.2.5 Análisis de modos de falla

Para llevar a cabo un análisis de modo de falla efectivo y oportuno es necesario entender el funcionamiento energético de la Planta Vasconia; así como el detalle de los componentes críticos de los transformadores objeto de estudio. En el anexo 09_Formato metodología PMO ODC Transformadores de Potencia – Contexto operacional, se realiza descripción del proceso y diagrama EPS (Entrada, proceso, salida).

Figura 16

Transformación y distribución eléctrica Planta Vasconia



Nota: Diagrama Alimentación Energía Eléctrica Planta Vasconia

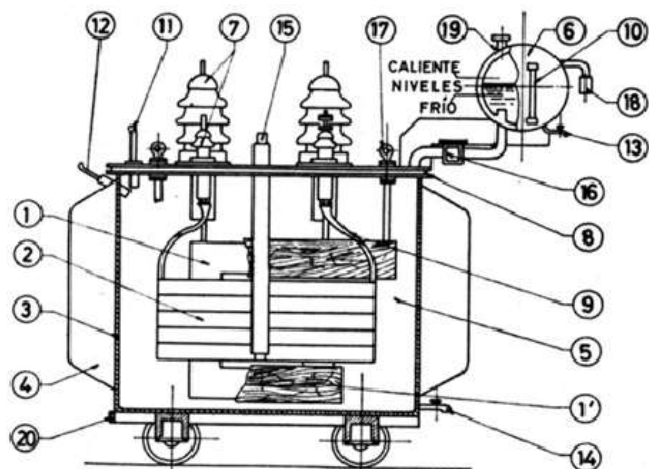
En la figura anterior, se ilustra como la Empresa de Energía de Boyacá (EBSA) supe las necesidades de energía a Planta Vasconia, Campo Palagua y Campo Jazmín garantizando el

suministro de 110kV con una desviación permitida de $\pm 5\%$ conforme regulación CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). Una vez la energía llega a la Subestación eléctrica de la Planta, los Transformadores T2 y T3 se encargan de disminuir la tensión a 6.3Kva para luego alimentar los equipos, sistemas primarios, sistemas secundarios. De esta forma se viabiliza la operación permanente de la filial ODC para el transporte de hidrocarburos hacia la Terminal de Coveñas para la exportación del producto.

Una vez se baja el nivel de tensión a 6.3Kva a través de los transformadores T2 o T3 la Planta Vasconia cuenta con energía suficiente para su funcionamiento y despacho de producto a la Terminal Marítima de Coveñas.

El transformador T2 en su gestión de compra inicial se concibió como respaldo del transformador T3 con el objetivo de garantizar mayor disponibilidad de equipos para la operación de la Planta Vasconia, no obstante, al año 2021 se desempeña como equipo principal por presentar menor impacto no programado a la operación y el transformador T3 como respaldo.

Figura 17
Componentes de Transformador de Potencia



1	núcleo	11	termómetro Aceite
2	devanados	12	termómetro Devanado
3	Cuba	13	grifo de Vaciado
4	aletas Refrigeración	14	grifo de Vaciado de la Cuba
5	aceite	15	cambios de Tensión
6	tanque Expansión	16	relé <u>Bucholz</u>
7	aisladores	17	cáncamos transporte
8	junta	18	desecador aire
9	conexiones	19	tapón Llenado
10	nivel de Aceite	20	puesta a Tierra.

Fuente: (Hernández & Guidos, 2020)

Para poder desarrollar un modelo de modo de falla de los transformadores es fundamental identificar los componentes críticos del equipo, tal y como se ilustra en la Figura 15. Para luego llevar a cabo la identificación de las partes sensibles o críticas del equipo y proceder luego con el correspondiente análisis.

Acorde con la Norma IEEE std. 62-1995: “IEEE, Guía de campo de diagnóstico Prueba de energía eléctrica – aparatos Parte 1: Transformadores en aceite, reguladores y reactores” existen 3 tipos de pruebas que permiten diagnosticar el estado operativo de los transformadores: Las pruebas eléctricas, pruebas fisicoquímicas al aceite dieléctrico y pruebas de funcionamiento de las protecciones eléctricas y mecánicas; y se describen con referencia a los sistemas y

componentes del transformador tales como: Devanados, Bushing, Aceite Aislante, Cambia Taps, Núcleo, entre otros. (López Flores, 2019)

Para cada uno de estos componentes se recomienda la ejecución y registro de una serie de pruebas para evaluar su desempeño. Sin embargo, estas pruebas varían acorde al historial de operación de los equipos, recursos de personal y equipos técnicos necesarios debido a la gran inversión económica que requiere. Además, es necesario complementar la información con documentación de entes reconocidos en la materia para lograr obtener suficientes datos para proponer una estrategia de mantenimiento acertada para los transformadores de potencia.

Tabla 12
Sistemas y Componentes Críticos del Transformador de Potencia

#	SISTEMA	COMPONENTE	FUNCIÓN
1	Parte Activa	<i>Devanados</i>	Constituye el circuito eléctrico que transfiere la energía de un circuito a otro y su función principal es la de crear el flujo magnético
		<i>Núcleo</i>	Constituye el circuito magnético que transfiere la energía de un circuito a otro y su función principal es conducir el flujo magnético.
		<i>Aceite</i>	Refrigerante, aislante eléctrico y protector de las partes internas del transformador; de características estables ante la oxidación y aceptable tendencia a la gasificación
2	Bushing	<i>Primario</i> <i>Secundario</i> <i>Terciario</i>	Permite el paso de la corriente a través de las bobinas del transformador y evita que haya un cortocircuito entre las fases de los devanados y la cuba.
3	Tanque - Cuba	<i>Tuberías y válvulas</i> <i>Tanque de Expansión</i> <i>Radiadores</i> <i>Control de Nivel de la Cuba</i> <i>Aceite Dieléctrico</i>	Contener el aceite aislador de las bobinas del transformador

4	Cambia Taps	<i>Aceite Dielectrico</i>	Permitir la regulación de voltaje en el devanado secundario de un transformador a través de un cambiador de tomas que actúa en los puntos de conexión a lo largo de un devanado que permite seleccionar el número de espiras con el objetivo de mantener el nivel de tensión requerido para los equipos y sistemas eléctricos
		<i>Cuba</i>	
		<i>Selector</i>	
		<i>Preselector</i>	
		<i>Mando motor</i>	
		<i>Control de Flujo del Conmutador</i>	

Fuente: (López Flores, 2019)

En la tabla 11, se detallan los sistemas y componentes del transformador de potencia; así como la descripción general de su participación en el proceso de Reducción/ampliación de voltaje en el equipo. El Sistema Parte Activa es la encargada de recibir la tensión en el primer devanado, crear el campo magnético, transferir la energía a través del núcleo hacia el segundo devanado al voltaje deseado. El sistema Bushing se encarga de pasar la corriente entre las bobinas del transformador asegurando correcto funcionamiento entre las fases de los devanados; El Tanque – Cuba encargado de almacenar el aceite aislante que circula entre las bobinas del transformados y, por último, El Cambia Taps encargado de regular y/o ajustar el voltaje de acuerdo con el requerimiento del proceso garantizando mantener estabilidad en el voltaje entregado, dentro de rango de tolerancia permitidos.

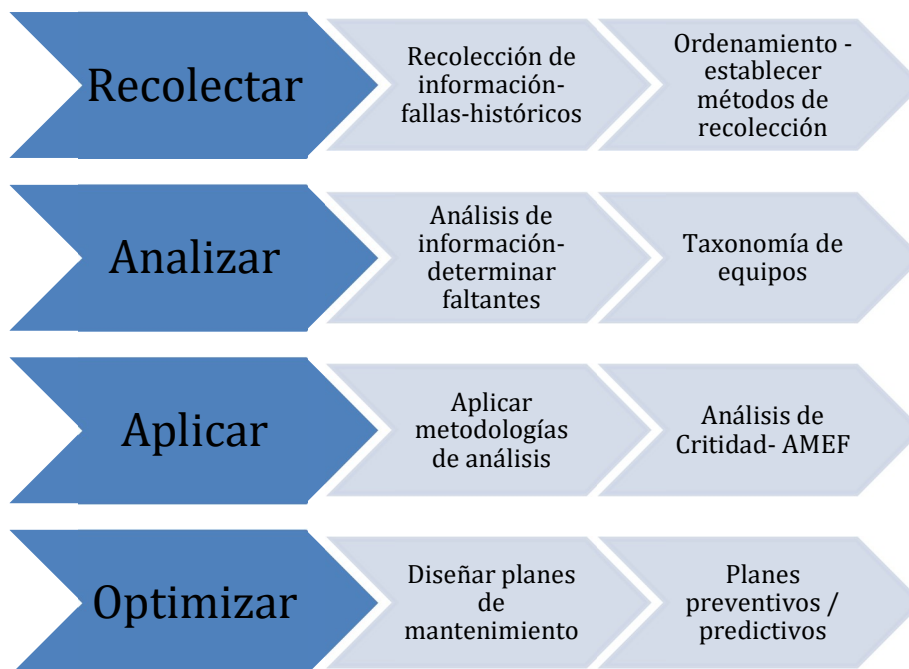
Con los partes objeto mantenible identificados, se procede a realizar el análisis de modo de falla de cada uno de los componentes considerados, las causas de estos, la consecuencia y las medidas de control recomendadas para evitar su ocurrencia. Seguido de esto se realiza la ponderación de riesgo y criticidad conforme los criterios establecidos en la matriz de valoración de riesgos del Grupo Empresarial Ecopetrol. El detalle y resultado de este análisis se puede revisar en el Anexo 09_ Formato metodología PMO ODC Transformador de Potencia – hoja AMEF, donde se tiene como producto final el aceite con ponderación Alta, lo que indica que requiere mayor atención preventiva, devanados-tanque-cambia Taps con ponderación media,

propiedad importante para trazar el plan de mantenimiento y el Bushing-núcleo con ponderación baja.

6.3. Propuesta de solución

Con el ánimo de mejorar la confiabilidad de los transformadores y alargar su vida útil, conforme los hallazgos encontrados en el ítem anterior, se propone una serie de acciones a llevar en cada una de las fases del desarrollo de la gestión de activos de los transformadores. Para llegar a las propuestas de solución del problema planteado se desarrolló el método PMO, el cual mediante la revisión de histórico fallas, información técnica, requerimientos de mantenimiento y uso de herramientas metodológicas conduce a presentar una optimización buscando la eficacia de estos. El planteamiento final, es producto de seguir la línea de desarrollo plasmada desde la etapa de planeación:

Figura 18
Metodología de desarrollo



Nota: se presenta la guía para aplicación de la metodología PMO

Taxonomía de equipos, en el análisis de la información recopilada se deja en evidencia la necesidad de actualizar el árbol de equipos conforme el análisis de criticidad realizado a los transformadores T2 y T3 incluyendo su parte-objeto, pues bien fue identificado en el AMEF que estos también son causantes de fallas y necesarios de acciones de mantenimiento preventivo enfocado.

La actualización del árbol de equipos debe contemplar, actualización del activo 10069576 transformador T2 y 10069577 transformador T3 con datos de placa, inclusión de parte objeto mantenibles, inclusión de perfil catalogo y generación de ordenes espejo de rutinas realizadas al activo 10069578 que esta creado para el perfil catalogo Transformador de potencia, pero no se atribuye a un equipo en específico permitiendo al ejecutor de mantenimiento decidir de manera subjetiva cual intervenir. Una vez realizada esta actualización, se requiere contemplar la eliminación del activo 10069578, para evitar duplicidad y confusión en la herramienta de gestión de activos.

Tabla 13
Activos mantenibles para incluir

UBICACIÓN	SISTEMA	ID EQUIPO	ID Activo	Denominación del Activo	Acción
TRO-VODC-SDIS-ENER-USEL_SEL-03	Sistema de Distribución - SDIS	T2	10069576	Transfo Ppal #2 110/6,6Kv 26Mva	Modificar
				Cambia TAP	Crear
				Tablero de Control Local	Crear
				Relé de Protección	Crear
TRO-VODC-SDIS-ENER-USEL_SEL-03	Sistema de Distribución - SDIS	T3	10069577	Transfo Ppal #3 110/6,6Kv 13Mva	Modificar
				Cambia TAP	Crear
				Tablero de Control Local	Crear
				Relé de Protección	Crear
TRO-VODC-SDIS-ENER-USEL_SEL-03	Sistema de Distribución - SDIS		10069578	Transfo Ppal 110/6,6Kv	Eliminar

Nota: La tabla detalla la actualización de los activos en el árbol de equipos a tener en cuenta conforme la propuesta para la taxonomía – Fuente: Autores de la investigación

Planes / rutas de mantenimiento, durante la revisión y análisis de la información obtenida respecto rutinas, planes e intervenciones de mantenimiento, se logra detectar que existen dos planes de mantenimiento preventivos creados en la herramienta SAP ERP, pero su intervención y aporte a los equipos en las rutinas anuales y trianuales se limita a observaciones e inspecciones, la rutina cuatrianual no contempla parte objetos mantenibles que ya se analizaron en la taxonomía son críticos para el activo; sumado a lo anterior, se detecta que ninguno de los planes activos se encuentra vinculado a los transformadores T2 y T3. Una vez analizadas cada uno de los puntos y la obtención del resultado del análisis de modo de fallas AMEF, se realiza la propuesta de un plan de mantenimiento preventivo que incluya actividades predictivas, donde son el resultado de la aplicación del método PMO, que como ya se ha mencionado anteriormente contempla los históricos de intervenciones, información técnica, recomendaciones de fabricantes y análisis con herramientas metodológicas con el ánimo de optimizar algo existente generando valor al activo.

En el anexo 09_ Formato Metodología PMO – Transformador de potencia – hoja de ruta electricidad, se presenta la hoja de ruta propuesta, donde se contempla la estructura taxonómica, lista de tareas con su respectiva estructura detallando la acción de cada actividad, horas hombre requeridas, perfil técnico del personal, costo anualizado, análisis de modo de falla de cada componente y la frecuencia de intervención con el ánimo de reducir esas probabilidades.

Figura 19

Hoja de Ruta PMO Transformador de Potencia

HOJA DE RUTA TRANSFORMADOR DE POTENCIA						Análisis de Escenarios de Falla
Ítem	Descripción Tip/Clase	Título Lista de Actividades	No. Op.	Acción (Actividad de Mito / Verbo)	Título Operación SAP-PM	Descripción
1	Transformador De Distribución	Mantenimiento PVO Transformador de Potencia	0010	MEDIR	TOMA VARIABLE ELECTRICAS	Sistema Electrico
2	Transformador De Distribución	Mantenimiento PVO Transformador de Potencia	0020	INSPECCIONAR	INSPECCION GENERAL	Miscelaneos
3	Transformador De Distribución	Mantenimiento PVO Transformador de Potencia	0030	LIMPIAR	LIMPIEZA GENERAL	Miscelaneos
4	Transformador De Distribución	Mantenimiento PVO Transformador de Potencia	0040	PROBAR	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	Sistema Electrico
5	Transformador De Distribución (CBM)	Mantenimiento PDVO Transformador de Potencia	0050	INSPECCIONAR	PDVO 360D ACEITE DIELECTRICO	Sistema Aislante
6	Transformador De Distribución (CBM)	Mantenimiento PDVO Transformador de Potencia	0060	INSPECCIONAR	PDVO 360D ACEITE DIELECTRICO -	Sistema Aislante
5	Transformador De Distribución (CBM)	Mantenimiento PDVO Transformador de Potencia	0050	INSPECCIONAR	PDVO 360D ACEITE DIELECTRICO	Sistema Aislante
6	Transformador De Distribución (CBM)	Mantenimiento PDVO Transformador de Potencia	0060	INSPECCIONAR	PDVO 360D ACEITE DIELECTRICO -	Sistema Aislante
7	Transformador De Distribución (CBM)	Mantenimiento PDVO Transformador de Potencia	0070	INSPECCIONAR	PDVO 180D Termografía	Sistema Electrico
8	Transformador De Distribución (CBM)	Mantenimiento PDVO Transformador de Potencia	0080	INSPECCIONAR	PDVO 180D Termografía - acompañamiento	Sistema Electrico
9	Transformador De Distribución	Mantenimiento PVO Transformador de Potencia	0090	PROBAR	PRUEBAS PROTECCIONES MECANICAS	Miscelaneos
10	Transformador De Distribución	Mantenimiento PVO Transformador de Potencia	0100	VERIFICAR	VERIFICAR TORQUE	Miscelaneos
12	Transformador De Distribución	Mantenimiento PVO Transformador de Potencia	0120	NORMALIZAR	NORMALIZAR EL EQUIPO	Miscelaneos
1	Tablero De Control Eléctrico	PVO Tablero De Control transformador	0010	MEDIR	MEDIR VARIABLES ELECTRICAS	Tablero de control
2	Tablero De Control Eléctrico	PVO Tablero De Control transformador	0020	DES ENERGIZAR	DES ENERGIZAR EL TABLERO	Tablero de control
3	Tablero De Control Eléctrico	PVO Tablero De Control transformador	0030	INSPECCIONAR	INSPECCION GENERAL	Tablero de control
4	Tablero De Control Eléctrico	PVO Tablero De Control transformador	0040	VERIFICAR	VERIFICACION DE COMPONENTES	Tablero de control
6	Tablero De Control Eléctrico (CBM)	PVO Tablero De Control transformador	0060	INSPECCIONAR	PDVO 180D Termografía	Tablero de control
7	Tablero De Control Eléctrico (CBM)	PVO Tablero De Control transformador	0070	INSPECCIONAR	PDVO 180D Termografía - acompañamiento	Tablero de control
8	Tablero De Control Eléctrico	PVO Tablero De Control transformador	0080	LIMPIAR	LIMPIEZA GENERAL	Tablero de control
10	Tablero De Control Eléctrico	PVO Tablero De Control transformador	0100	NORMALIZAR	NORMALIZAR	Tablero de control
1	Malla Sistema Puesta A Tierra	Mantenimiento PVO Malla Puesta a Tierra	0010	INSPECCIONAR	INSPECCION ELEMENTOS	Malla Sistema Puesta A Tierra
2	Malla Sistema Puesta A Tierra	Mantenimiento PVO Malla Puesta a Tierra	0020	VERIFICAR	VERIFICAR REFERENCIA	Malla Sistema Puesta A Tierra
3	Malla Sistema Puesta A Tierra	Mantenimiento PVO Malla Puesta a Tierra	0030	INSPECCIONAR	INSPECCIONAR POZOS DE TIERRA	Malla Sistema Puesta A Tierra
4	Malla Sistema Puesta A Tierra	Mantenimiento PVO Malla Puesta a Tierra	0040	MEDIR	MEDIR VARIABLES ELECTRICAS	Malla Sistema Puesta A Tierra
5	Malla Sistema Puesta A Tierra	Mantenimiento PVO Malla Puesta a Tierra	0050	MEDIR	MEDICION CONTINUIDAD	Malla Sistema Puesta A Tierra

Nota: Parcial de hoja de ruta plan de mantenimiento de transformadores de Potencia, para ver el archivo completo diríjase al Anexo 09_ Formato metodología PMO ODC Transformadores de potencia- Fuente: Autores del proyecto

Como propuesta complementaria, para determinar el tiempo de vida del activo y aporte para futuros análisis, se propone realizar una hoja de vida al aceite mediante la lógica difusa predictiva planteada en el artículo de índice de Salud de los Transformadores de Potencia (Cerón, Echeverry, Aponte, & Romero, 2014), pero su desarrollo no formará parte del planteamiento de propuesta.

7. Impactos esperados

7.1. Impactos Esperados

Con la implementación de la propuesta planteada como resultado del trabajo de grado desarrollado en los transformadores T2 y T3, se espera el Oleoducto de Colombia alcance unos impactos a medida que transcurre el tiempo, que al final se visualizaran en optimización de costos y mejoras de producción. Dentro de los más relevantes y perceptibles se tiene la reducción de impactos económicos por paros de producción no programados, ocasionados por mantenimientos no planeados en el transformador T3 y T2 asociado a fallas en sus ítems mantenibles.

Estabilización de tendencias positivas de indicadores en un periodo de cuatro años, y esto se podrá visualizar al realizar la medición de indicadores, donde el tiempo medio entre fallas, MTBF, aumente progresivamente de forma exponencial con una medición en periodos de un año, y el tiempo medio de reparación, MTTR, presente una curva con inclinación a cero. Estos valores serán el reflejo de un aumento de la vida útil, seguridad y confiabilidad en la operación del sistema de transformación, donde, de acuerdo con las referencias documentales investigadas, un transformador de potencia de características de los del objeto de estudio pueden tener un promedio de ciclo de vida de hasta los 60 años operando dentro de los límites de temperatura dados por el fabricante.

Aumentar la disponibilidad de los equipos de bombeo principal como equipos principales del proceso productivo, garantizando alcanzar el porcentaje de disponibilidad contractual de los sistemas críticos, como lo son los transformadores de potencia, superior al 96% establecida por el dueño del activo dentro de sus especificaciones de gestión de activos y programa de ejecución de mantenimiento.

En el buen pensar que sea implementada la propuesta de solución planteada en el trabajo de grado, se impulsa la relevancia que el oleoducto de Colombia da a sus activos y principalmente la seguridad de las personas, pues es bien sabido que una correcta ejecución de mantenimiento a un equipo lo lleva a reducción de fallas, y en este tipo de equipos las fallas pueden ser catastróficas y el personal que este en los alrededores en esos momentos puede ser impactado, por ende, es claro que se logrará una reducción en la criticidad de los activos aportantes a la seguridad de las personas.

7.2. Discusión

Con la información recopilada de históricos de mantenimiento del transformador T2 no es posible detallar ni aplicar metodologías para determinar estados actuales de sus componentes internos, lo que tampoco hace posible determinar si se desempeña dentro de una curva de ciclo de vida estándar para este tipo de equipos, pues no se encontraron registros de eventos y las pruebas de mantenimiento predictivo no es concluyente por la poca cantidad de repeticiones realizadas en el tiempo. Para este caso en particular y determinación de su ciclo de vida, es mejor la aplicación de una metodología de lógica difusa para determinar el estado actual del equipo can decir que el PMO realizado no permita mejorar sus condiciones de mantenibilidad en el tiempo.

Implementar la metodología PMO, para estos dos activos abrirá las puertas a una mejora continua de la gestión de activos que actualmente lleva el Oleoducto de Colombia, considerando

así, que fue una buena estrategia de desarrollo al ser activos que requieren cambios rápidos debido su baja confiabilidad. Pese que el cliente trabaja en llevar la implementación del modelo de mantenimiento basado en confiabilidad, RCM, no se optó por continuar la línea, dado que una de las desventajas de este es su necesidad absoluta de cumplir todas las fases, desarrollar las siete preguntas de la metodología e implementar la metodología a todo el proceso, lo cual puede llevar más del tiempo planeado haciendo que los equipos en estudio lleguen a puntos de fallas catastróficas. Sin embargo, el RCM, como metodología no desconoce los avances logrados en modelos anteriores y aportaran parte del trabajo necesario para la determinación de toma de decisiones que busca la reducción de cantidad de mantenimiento rutinario hasta un 40%.

8. Análisis financiero

El análisis financiero a desarrollar busca dar relevancia o descarte a la implementación de la propuesta de solución planteada por parte del dueño de los activos, Oleoducto de Colombia, donde se calcularán los costos de perdida de producción asociados a fallas registradas en la información recopilada de los transformadores T2 y T3 y los costos que pueden tener lugar en el caso de implementación del plan de mantenimiento. Esto facilitará la decisión al área de gestión de activos.

Tabla 14
Monetización de producción diaria

Descripción	Cantidad	Unidad
Precio Barril Transportado	1,8	Dls / Barril
Capacidad de operación ODC	200000	Bls / Día

Nota: monetización de producción por barril transportado –
Fuente: ODC

Teniendo en cuenta que la operación de transporte es continua, la capacidad nominal diaria de producción de la infraestructura del ODC asciende a USD \$360.000.

De acuerdo con los cálculos realizados en el numeral 6.2.4, los tiempos requeridos para el restablecimiento de la operación luego de fallar el Transformador T3 actualmente está en 2.57 horas; teniendo en cuenta la capacidad nominal de operación se procede a monetizar en la Tabla 10 el impacto económico a la producción por incumplimiento del compromiso volumétrico.

Tabla 15

Impacto a la producción por fallas en T3

Costo de Oportunidad por Falla T3	
CO=	8333,33 Bls/Hora * 2,57 Horas = 21416,67 Bls
CO=	2141667 Bls * 1,8 Dls/Bl = 38550 Dls
<i>Nota:</i> Impacto a la producción en costos en la medida que se materialice los MTTR y MTBF calculados para T3– fuente: Autores de la investigación	

Tabla 16

Cálculo del Costo de oportunidad Transformador T3 Anualizado

Variable	Valor	Unidad
Capacidad Nominal ODC	73000000	Bls/Año
MTBF T3	0,66	Años
MTTR T3	2,57	Hr
Horas Operación	8760	Hr/Año
Afectación Op MTTR T3	0,00029	% Vol Transp
Numero de fallas al año	1,52	und
Afectación Op Anual	0,00044	% Vol Transp
Afectación Bls	32449,5	Bls/año
Valor Barril Transportado	1,8	USD/Bl
Costo de oportunidad Anual T3	\$ 58.409	USD

Nota: BLS= Barril, Hr: Hora – Fuente: Autores de la investigación

De acuerdo con los registros de intervención obtenidos para el desarrollo del proyecto, el transformador T3 actualmente afecta la operación en 0,00029% cada que se presenta una parada no planeada, y si tenemos en cuenta el número de fallas al año de 1.52 veces, la afectación a la operación asciende hasta el 0,00044%. Pese a que estos valores se observen de menor cuantía, la monetización de dicha afectación asciende a USD\$58409 anuales. Se aclara que estos valores

obedecen a una flexibilidad operativa de cero, es decir son contar con el transformador T2 como respaldo y teniendo a T3 como equipo principal.

Tabla 17

Impacto a la producción por fallas en T2

Costo de Oportunidad por Falla T2	
CO=	8333,33 Bls/Hora * 6 Horas = 49999,98 Bls
CO=	49999,98 Bls * 1,8 Dls/Bl = 89999,96 Dls

Nota: Impacto a la producción en costos en la medida que se materialice los MTTR y MTBF calculados para T2 – fuente: Autores de la investigación

Tabla 18

Cálculo de Costo de oportunidad Transformador T2 Anualizado

Variable	Valor	Unidad
Capacidad Nominal ODC	73000000	Bls/Año
MTBF T2	2	Años
MTTR T2	6	Hr
Horas Operación	8760	Hr/Año
Afectación Op MTTR T2	0,00017	% Vol Transp
Número de fallas al año	0,50	und
Afectación Op Anual	0,00034	% Vol Transp
Afectación Bls	25000,0	Bls/año
Valor Barril Transportado	1,8	USD/Bl
Costo de oportunidad Anual T2	\$ 45.000	USD

Nota: BLS= Barril, Hr: Hora – Fuente: Autores de la investigación

De acuerdo con los registros de intervención obtenidos para el desarrollo del proyecto, el transformador T2 actualmente afecta la operación en 0,00034% cada que se presenta una parada no planeada, y si tenemos en cuenta el número de fallas al año de 0,5 veces, la afectación a la operación asciende hasta el 0,00017%. Pese a que estos valores se observen de menor cuantía, la monetización de dicha afectación asciende a USD\$45000 Anuales. Se aclara que estos valores obedecen a una flexibilidad operativa de cero, es decir son contar con el transformador T3 como respaldo y teniendo a T2 como equipo principal.

Conforme la filosofía operacional de los equipos, donde el transformador T2 funciona como equipo principal y T3 como respaldo, se establece que la afectación anual por indisponibilidad que presentan los transformadores equivale a USD\$45000 para los 4 años estudiados. Es de resaltar que los valores de afectación obtenidos (MTBF anual T3= 0.66 y MTBF T2= 2 años) distan mucho del promedio para los transformadores de Potencia sumergidos en aceite, pues bien, se conoce que los valores promedio del indicador MTBF para estos tipos de transformadores en condiciones normales de operación promedian a los 14.9 años (Flores, Mombello E., Rattá, & Jardini, 2007).

8.1. Costo de implementación /Inversión

Una vez establecidas las rutinas de mantenimiento con la metodología PMO, es posible monetizar el costo de implementación la propuesta de solución teniendo en cuenta los siguientes elementos:

Tabla 19
Valor Día hombre para 2023

Ítem	Cargo	Salario/ Día
1.0.2	Ingeniero CBM	\$ 493.333
1.1.3	Ayudante Técnico Electricista	\$ 275.661
1.5.7	Técnico Electricista 1 ^a	\$ 383.319

Fuente: Tabla Salarial Cenit 2023, valores incluyen incidencia salarial.
Unidades en pesos colombianos (COP)

Estos valores representan salarios, auxilios, bonos sin incidencia salarial y la incidencia salarial de los cargos técnicos operativos. Para el cargo profesional se toma como referencia nivel salarial del mercado con su correspondiente incidencia salarial.

Tabla 20
Valor herramientas y Equipos

Ítem	Equipos y Herramientas	Valor/ Día-Trabajador
		\$
2.1	Vehículo de Transporte	10.938
		\$
2.2.	Herramienta Menor	90.000
		\$
2.3.	Equipos de Medición	169.230

Fuente: Autores del proyecto. Unidades en pesos colombianos (COP)

En la tabla 20 se discrimina el valor de equipos, vehículos y herramientas a utilizar para la ejecución de las actividades. En lo referente al valor del vehículo para transporte se calcula el valor de transporte por cada trabajador. En cuanto a herramienta menor y equipos de medición se calcula el valor día, el cual se asigna al personal técnico o Ingeniero según la actividad a ejecutar.

Tabla 21
Valor Dotación y Elementos de protección personal trabajador (EPP's)

Ítem	Dotación	Valor/ Día-Trabajador
3.1	Guantes de Vaqueta Corto	\$ 183
3.2	Guantes de Precisión	\$ 275
3.3	Gafas de Seguridad	\$ 220
3.4	Casco de seguridad Tipo 1	\$ 136
3.5	Porta Carnés	\$ 28
3.6	Capuchón	\$ 104
3.7	Tapa oídos de Espuma	\$ 770
3.8	Trajes Nomex	\$ 4.004
3.9	Botas de Seguridad	\$ 329
3.10	Traje de invierno Completo	\$ 166
3.11	Protector Auditivo Tipo Copa	\$ 611

Fuente: Autores del proyecto. Unidades en pesos colombianos (COP)

En la tabla 21 se detallan los valores día de dotación y elementos de protección personal suministrado al trabajador, acorde con los requerimientos actual por la industria y por la filial ODC para la ejecución de actividades de mantenimiento dentro de sus instalaciones.

Tabla 22
Valor Servicio de exámenes ocupacionales

Ítem	Exámenes de Ingreso y Periódicos	Valor/ Día-Trabajador
		\$
4.1	exámenes de ingreso	1.507
		\$
4.2	exámenes periódicos	384

Fuente: Autores del proyecto. Unidades en pesos colombianos (COP)

En la tabla 22 se calcula el valor-día de los exámenes ocupacionales realizados a los trabajadores para el ingreso y periódicos, para un año de trabajo.

Con los valores Salario, Herramienta y equipos, dotaciones y exámenes ocupacionales ya ajustados a proporcional de Horas, se realiza el cálculo del valor Hora-Hombre según so cargo:

Tabla 23
Valor Hora Hombre

Valor Día Personal	Valor Hora	+ AIU (15%)
Ingeniero CBM	\$ 67.000	\$ 78.823
Técnico Electricista 1A	\$ 63.579	\$ 74.799
Ayudante Técnico Electricista	\$ 32.814	\$ 38.604

Fuente: Autores del proyecto. Unidades en pesos colombianos (COP)

En los valores calculados en la tabla 23, se totalizan los salarios, prestaciones sociales, dotaciones, EPP's, Equipos y Herramientas y Exámenes ocupacionales del personal que se va a requerir en la ejecución de las actividades de mantenimiento propuestas en el PMO. Además, se incluye dentro de los cálculos el factor AIU (Administración, Imprevistos y Utilidad) previstos por la unidad de negocio mantenedora.

Tabla 24
Monetización anual de Plan de Mantenimiento PMO

ESTRUCTURA LISTA DE TAREAS HR								
Ítem	Descripción Tip/Clase	No. Op.	Horas Hombre	No. Técnicos	Perfiles Operativos	Costo de Actividad	Costo Anualizado Actividad	Frecuencia Anual
1		0010	0,1	2,0	1 Téc. Elec. 1A	\$ 11.340	\$ 11.340	1,00
2		0020	0,3	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 34.020	\$ 34.020	1,00
3		0030	5,0	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 567.005	\$ 113.401	0,20
4		0040	12,0	4,0	2 Téc. Elec. 1A 2 Ay. Elec.	\$ 19.015.547	\$ 6.338.516	0,33
5		0050	1,3	1,0	1 especialista CBM	\$ 102.468	\$ 102.468	1,00
6		0060	1,3	1,0	1 Téc. Elec. 1A	\$ 97.237	\$ 97.237	1,00
5	Transformador De Distribución	0050	1,3	1,0	1 Especialista CBM	\$ 102.468	\$ 102.468	1,00
6		0060	1,3	1,0	1 Téc. Elec. 1A	\$ 97.237	\$ 97.237	1,00
7		0070	5	1,0	1 Especialista CBM	\$ 394.109	\$ 788.218	2,00
8		0080	5	1,0	1 Téc. Elec. 1A	\$ 373.989	\$ 747.977	2,00
9		0090	3,0	2,0	1 Téc. Elec. 1A	\$ 340.203	\$ 113.401	0,33
10		0100	2,0	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 226.802	\$ 226.802	1,00
12		0120	1,0	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 113.401	\$ 113.401	1,00
1	Tablero De Control Eléctrico	0010	0,1	2,0	1 Téc. Elec. 1A	\$ 11.340	\$ 11.340	1,00
2		0020	0,1	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A 1 Ay. Elec.	\$ 11.340	\$ 11.340	1,00

3		0030	0,4	2,0	1 Téc. Elec. 1A	\$ 45.360	\$ 45.360	1,00
4		0040	0,4	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 45.360	\$ 45.360	1,00
6		0060	15,6	1,0	1 Especialista CBM	\$1.229.620	\$ 2.459.240	2,00
7		0070	15,6	1,0	1 Especialista CBM	\$1.229.620	\$ 2.459.240	2,00
8		0080	0,3	2,0	1 Téc. Elec. 1A	\$ 34.020	\$ 34.020	1,00
10		0100	0,1	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 11.340	\$ 11.340	1,00
1		0010	0,2	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 22.680	\$ 45.360	2,00
2		0020	0,2	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 22.680	\$ 45.360	2,00
3	Malla Sistema Puesta A Tierra	0030	0,1	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 11.340	\$ 22.680	2,00
4		0040	0,2	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 22.680	\$ 7.560	0,33
5		0050	0,1	2,0	1 Ay. Elec. 1 Téc. Elec. 1A	\$ 11.340	\$ 22.680	2,00

Notas: Tomado de Anexo 09 Formato Metodología POM ODC Transformadores de Potencia, Hoja de Ruta Electricidad - Fuente: Autores del proyecto

En la tabla 24 se enlistan las actividades a ejecutar en el plan de mantenimiento propuesto con su respectiva duración en horas hombre, el perfil profesional de quien ejecutará la actividad, el número de personas requeridas para la actividad y la frecuencia recomendada de cada actividad. Por operación matemática se logra establecer que el costo anual de ejecución del Plan de Mantenimiento propuesto para cada transformados es de \$14.107.371 Pesos Colombianos (Suma de valores fila “Costo Anualizado Actividad”)

Se toma como referencia la tasa representativa del dólar para el día de hoy 31 de mayo 2023², el dólar está en \$4.408.65 pesos colombianos. Luego, al realizar la conversión a dólares se obtiene que el plan de mantenimiento anual propuesto le costaría a la filial ODC es de USD\$3.199.93 para cada transformador, sin contemplar materiales, pues como se detalla en el anexo 09, este perfil catalogo no contempla repuestos de mantenimiento en rutinas preventivas y predictivas.

8.2. Utilidad esperada

En las tablas 16 y 18 se estiman los costos de oportunidad para los transformadores T3 y T2, cuyos valores oscilan en USD\$58.409 y USD\$45000 respectivamente, para un costo de oportunidad anual combinado de USD\$45000 conforme su filosofía operacional. Así mismo, en la tabla 24 se cuantifica el costo de ejecución del Plan de Mantenimiento PMO propuesto, cuyo valor anual asciende a USD\$6.399.86 para los dos transformadores.

Tabla 25
Indicador de Rentabilidad

Variable	Valor
Costo Anual PMO (CA)	\$ 6.399,86
Costo Prom de Oportunidad (CO)	\$ 45.000.00
CO/CA	\$ 7,03
CA/CO	14.22%

Fuente: Autores del Proyecto

En la tabla 25 se establece que, por cada dólar invertido en la implementación del plan de mantenimiento propuesto, traerá como beneficio para la operación la suma de USD \$7,03

² <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/comportamiento-del-mercado-del-dolar-durante-el-dia-informacion-tiempo-real>

representados en la disponibilidad operativa de los transformadores de potencia T3 y T2 en Planta Vasconia.

Otra forma de evaluar el beneficio económico de la implementación del PMO para los transformadores de potencia es estableciendo que el costo anual del mantenimiento representa únicamente el 14.22% del valor anual total de costo de oportunidad, algo que sin duda impacta positivamente en la optimización de costos operativos y, por ende, la rentabilidad del negocio al disminuir por concepto de costo de oportunidad USD\$38.600 cada año.

9. Conclusiones y recomendaciones

9.1. Conclusiones

Recopilar información de data del año 2017 hacia atrás para cualquier activo mantenible de la planta vascongada ODC, se limita a experiencias técnicas subjetivas, información propia del personal que ha estado en la planta durante ese periodo y documentación técnica de fabricación e instalación de equipos, pues al momento de cambiar de plataforma tecnológica de gestión de activos no se garantizó la correcta migración de todas las intervenciones o posiblemente no se llevaba el registro de todas las actividades que respectan a mantenimiento.

La información técnica de mantenimiento del año 2017 en adelante se encuentra más organizada y con mayor relevancia, donde progresivamente se va notando el mayor interés por el registro de datos de los activos, pese la discrepancia taxonómica con la cual se puede encontrar el gestor de activos, pues en determinadas ocasiones se registraban datos en equipos que no correspondían, pero prevalecía la importancia de dejar el registro.

Se logra identificar las falencias taxonómicas en el árbol de equipos cargados en la herramienta SAP ERP, siendo notoria en la ausencia de registros de intervenciones de rutinas de

mantenimiento preventivo a los transformadores T2/T3 y encontrando documentación de atenciones en equipos registrados en la herramienta, pero no identificados correctamente.

Se logran calcular indicadores de mantenimiento, MTBF y MTTR, que detallan la necesidad de intervención o desarrollo de estrategias para preservar la vida útil de los transformadores y aumentar su confiabilidad.

Mediante la aplicación de herramientas estadísticas y metodológicas se detalla que más del 80% de las fallas presentadas en los transformadores se atribuyen a uno de sus componentes con criticidad alta, que pudieron ser prevenidas con la implementación de rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo.

El desarrollo del análisis de la taxonomía mediante el método ABC de criticidad, permitió que se llegara a determinar el nivel de riesgo de cada uno de los partes objetos mantenibles de los transformadores de potencia, para así mismo proponer la solución a una de las causas raíces de la ausencia de información técnica y/o intervenciones a los equipos.

Se identifica la necesidad de realizar una optimización a los planes de mantenimiento existente, pues pese que existen en la herramienta no están siendo eficientes y no aportan el valor suficiente para garantizar la confiabilidad a los equipos.

Con toda la información recopilada y analizada se permitió llevar a cabo el desarrollo de la metodología PMO, donde se obtiene una propuesta de solución como resultado de este, que contempla un plan de mantenimiento preventivo-predictivo con todo el detalle de descripción de actividades, recursos a contemplar para su implementación, costos que implica, frecuencias de aplicación e información relevante respecto modos de fallas a prevenir.

La implementación de mejores prácticas de mantenimiento basadas en metodologías que buscan la mejora continua lleva al gestor de activos a trazar metas de indicadores alcanzables

con impactos positivos para la confiabilidad de los activos y seguridad de la operación y personas.

Con la implementación del PMO a los transformadores de potencia se aumentará la confiabilidad del sistema de suministro de energía eléctrica a los equipos esenciales, secundarios, equipos auxiliares y suministro a campos de producción cercanos para la operación continua de la Planta Vasconia, impactando positivamente a la rentabilidad del negocio, optimizando los costos de operación y asegurando el cumplimiento de los compromisos volumétricos con sus clientes.

La estrategia de mantenimiento para los transformadores de potencia permitirá extender su vida útil, evitando requerimiento de inversión Kapex en nuevos transformadores teniendo en cuenta que por tiempo los equipos actuales le restan potencialmente por los menos 30 años (T3) y 52 años (T2) de operación con una adecuada gestión de dichos activos.

Sin lugar a duda, la implementación del plan de mantenimiento PMO para los transformadores de forma oportuna, sistemática y continuada se reflejará en mejoras en la rentabilidad del negocio, al disminuir la demanda de mantenimientos correctivos con paros no programados.

Hoy en día, en un mundo que compite en relación calidad vs precio, la optimización de costos se convierte en la estrategia ganadora a aplicar, siempre y cuando conduzca hacia una mejora continua y enfocada.

9.2. Recomendaciones

Se recomienda salvaguardar la información soporte de la gestión de activos, que permita asegurar la trazabilidad de los mantenimientos realizados independientemente de la herramienta de gestión a utilizar (Ellipse, SAP ERP, otros...) y del personal que ejecutara dichas rutinas

teniendo en cuenta la renovación cíclica de empresas y personal mantenedores de dichos activos. De esta manera facilitará la actualización de activos, unidades mantenibles, rutinas, frecuencias de actividad y/o actualización por obsolescencia de la información de los activos. Así mismo, permitirá analizar oportunamente la condición de operación en todo momento a fin de implementar las estrategias que realmente necesite.

Es escenario, la actualización del árbol de equipos en la herramienta SAP ERP, junto con la inclusión de parte-objetos mantenibles de los transformadores de potencia T2 y T3

Después de implementar el PMO y recolectar datos de prueba de un periodo es importante realizar un estudio en software de metodología de cuantificación de vida útil de transformadores en aceite dieléctrico del estilo de PTLOAD, que dará una simulación más acertada y el momento exacto de una intervención OVH del equipo.

Realizar la hoja de vida al aceite del transformador T2 mediante la lógica difusa predictiva planteada en el artículo de índice de Salud de los Transformadores de Potencia (Cerón, Echeverry, Aponte, & Romero, 2014), pues su tiempo en servicio ha sido corto y será más certero con El Paso de los años para determinar la vida útil del equipo.

Realizar análisis de implementación de OVH al transformador T3, el cual ya se encuentra cercano al final del ciclo de vida establecido por el fabricante. Sin embargo, con el Mantenimiento mayor propuesto se puede lograr restablecer las condiciones necesarias en el equipo para continuar operando, evitando así la necesidad de asignar recursos por KAPEX para la adquisición de un nuevo transformador.

Una vez el Plan de Mantenimiento Optimizado propuesto logre implementarse, se recomienda evaluar la efectividad de este, a fin de implementar las oportunidades de mejora identificadas.

10. Bibliografía

- Aguilera Niño, G. (1980). *Mantenimiento de transformadores*. Cali: Universidad Autónoma de Occidente.
- Álvarez, R. E., & Del Pozo, M. (2007). *Mantenimiento de Transformadores de Potencia*. La Plata: Universidad Nacional de la Plata.
- Arteaga Ponce, O. A. (2018). *ANÁLISIS DE RESPUESTA EN FRECUENCIA (FRA) PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL ESTADO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA*. Pasto: Universidad Nariño convenio Universidad Nacional.
- AUTORES. (s.f.).
- Campo López, O., Tolentino Eslava, G., Toledo Velásquez, M., & Tolentino Eslava, R. (2019). Metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) considerando taxonomía de equipos, base de datos y criticidad de efectos. *Sistema de Información Científica Redalyc*, 1-10.
- Carrero, J., Carrillo, M., & Ruiz, N. (2020). *Desarrollo de una propuesta basada en la metodología PMO para las unidades de bombeo mecánico de extracción de crudo*. Bogotá.
- Castro Galeano, J. C., Rincón Becerra, C. A., & Echavarría Cuartas, L. E. (2015). Experiencia colombiana en reparación de núcleos de transformadores de potencia. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 1-22.
- Cerón, A., Echeverry, D., Aponte, G., & Romero, A. (2014). *Índice de Salud para Transformadores de Potencia Inmersos en Aceite Mineral con Voltajes entre 69kV y 230kV usando Lógica Difusa*. Colombia: Información Tecnológicas.
- Cevallos, A. (1996). *Hablemos de Electricidad*. Quito: No identificado.

Colque Ajpe, M. S. (2013). *MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA*. La Paz - Bolivia: Universidad Mayor De San Andrés.

DANE. (2021). *Boletín Técnico de Exportaciones Abril*. Bogotá: DANE-COLOMBIA.

Del Ángel Hernández, A. &. (sf). *chrome-*

extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/632479/4_t3s1_c10_html_contex_1.pdf?sequence=1.

Ecopetrol S.A. (04 de Nov de 2021). *ecopetrol.com.co*. Obtenido de

https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/?1dmy&page=detalleNoticias&urile=wcm%3Apath%3A%2Fecopetrol_wcm_library%2Fas_es%2Fnoticias%2Fnoticias%2B2021%2Fcontrato-nuevo-parque-solar-huila

Flores, W., Mombello E., Rattá, G., & Jardini, J. (2007). *Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura*. Centroamérica: IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS.

Flores, W., Mombello, E., Rattá, G., & Jardini, J. (2007). *Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físicoquímicos*. Italia: IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS.

Fundación Endesa. (2023). [https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-](https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educacion/recursos/corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico#:~:text=Los%20transformadores%20se%20basan%20en,devanado%20primario%20hasta%20el%20secundario)

educacion/recursos/corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico#:~:text=Los%20transformadores%20se%20basan%20en,devanado%20primario%20hasta%20el%20secundario.

Galeano, J. C., Becerra, C. A., & Cuartas, L. E. (2015). Experiencia colombiana en reparación de núcleos de transformadores de potencia. *Ingenierías Universidad de Medellín*, 235 - 255.

- García, J. J., Drake, S. A., & Areu, O. H. (2011). *El mantenimiento a los transformadores de potencia; su análisis en el caso de una Central termoeléctrica cubana*. Cuba: Ingeniería Energética.
- García, R. (2010). *Optimización del mantenimiento en transformadores de potencia*.
- González Fernández, F. J. (2004). *Auditoría del Mantenimiento e Indicadores de Gestión*. Madrid: Fundación CONFEMETAL.
- Guanoquiza, D. F. (Abril de 2017). Obtenido de <http://dspace.esPOCH.edu.ec/bitstream/123456789/6574/1/20T00833.pdf>
- Guayasamín, M. R., Castrillón, O. D., & Cano, E. (2015). ANÁLISIS DE EVENTOS SOBRE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN. *Revista Colombiana de Tecnologías Avanzada*, 1-6.
- Hernández, J., & Guidos, D. (2020). *ANÁLISIS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SU PREVENCIÓN*. El Salvador: Universidad de El Salvador.
- https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052020000200184. (2019).
- IEEE. (1991). *guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers*. IEEE.
- José R. Aguilar Otero*, R. T.-A.-J. (2010). *chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.redalyc.org/pdf/482/48215094003.pdf*. (I. M. A.C, Ed.)
- Juan David Henao, A. C. (31 de 01 de 2019). https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052020000200184.

- López Flores, S. (2019). *DISEÑO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES EN LA EMPRESA INEDYC EN LA CIUDAD AMBATO*. Ambato - Ecuador: Universidad Tecnológica de Indoamérica.
- López S., S. (2019). *DISEÑO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES EN LA EMPRESA INEDYC EN LA CIUDAD AMBATO*.
- Martínez, J. E. (2012). *MANTENIMIENTO PREDICTIVO TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN ACEITE*. Lima - Perú: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA.
- Ministerio de Minas y Energía. (2013). *REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS*. Bogotá: Minenergía.
- Moreno, J. J., Sierra, M. L., & Llorente, N. R. (2020). *Desarrollo de una propuesta basada en la metodología PMO para las unidades de bombeo mecánico de extracción de crudo*. Bogotá.
- Oleoducto de Colombia. (2021). *Sistema de Gestión de Activos*. Bogotá.
- Ospina Carvajal, P. (2018). *DETERMINACIÓN DE UNA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO BASADA EN LA CONDICIÓN PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA A 33KV Y 115KV DE LA EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A ESP*. Santiago de Cali: Universidad del Valle.
- Parra Huamán, J. L. (2004). *Mantenimiento Predictivo de Transformadores de Potencia*. Callao: Universidad Nacional Del Callao.
- Pineda Calderón, H. I. (2021). *MODELO DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE MODO FALLA Y EFECTO (FMEA) PARA EL SISTEMA HIDRÁULICO DE LA FLOTA DE GRÚAS DEL GRUPO EMPRESARIAL LA*

OCTAVA LTDA, GLOBAL GENESIS S.A.S. Tuja: Universidad Santo Tomas Seccional Tunja.

Quispe, K. A. (s.f.). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)*. CUSCO.

Ramos, C. A. (23 de 1 de 2015).

http://www.unife.edu.pe/publicaciones/revistas/psicologia/2015_1/Carlos_Ramos.pdf.

Obtenido de www.unife.edu.pe.

Sabau, J., & Briosso, E. (2008). *Mantenimiento basado en la confiabilidad de Transformadores de Potencia de Alta Tensión*. Montevideo: IEEE.

Salazar, B. (06 de Febrero de 2022). www.ingenieriaindustrialonline.com. Obtenido de <https://www.ingenieriaindustrialonline.com/lean-manufacturing/analisis-del-modo-y-efecto-de-fallas-amef/>

Saldivia, F., Acevedo, E., & Pérez, R. (2013). *ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO APLICABLES A TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE UNA EMPRESA ELECTRICA*. Cancún: LACCEI.

Souris, J.-P. (1992). *Mantenimiento: Fuente de Beneficios*. Diaz de Santos.

Tovar Monterrosa, J. L. (2002). *MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE MOTORES Y TRANSFORMADORES EN PLANTAS TÉRMICAS*. Cartagena de Indias: Universidad Tecnológica de Bolívar.

Valle, N. L. (Marzo de 2011). *chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/115896/mansilla_nl.pdf?sequence=1&isAllowed=y*.

