

**PROPUESTA DE MEJORAMIENTO DE PLAN DE MANTENIMIENTO A
TRANSFORMADORES DE LA EMPRESA DE ACUEDUCTO DE BOGOTÁ
BASADO EN CONDICIÓN**

**GIOVANY GORDILLO
JHON JAIRO TRISTANCHO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2019**

**PROPUESTA DE MEJORAMIENTO DE PLAN DE MANTENIMIENTO A
TRANSFORMADORES DE LA EMPRESA DE ACUEDUCTO DE BOGOTÁ
BASADO EN CONDICIÓN**

**GIOVANY GORDILLO
JHON JAIRO TRISTANCHO**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO**

**DIRECTOR
ALEXANDER USECHE TORRES
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO**

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

2019

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a Dios nuestro señor, que me da la sabiduría, fortaleza para seguir y la guía por el buen camino.

A mi hermosa familia por su entusiasmo y paciencia en mi trabajo y mi formación académica.

A todos mis compañeros y amigos de la empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, de los cuales he aprendido a lo largo de mi estancia en esta magnífica empresa.

Giovany Gordillo

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, nuestro señor, por brindarme la sabiduría y guiarme en este bello camino del mantenimiento, y convertirme en un buen ser humano, trabajador y aprendiz constante, mientras despierta en mí tanto amor por esta profesión y me cubre ante los riesgos cotidianos.

A mi familia, testigo de esfuerzos y desvelos para lograr este objetivo tan importante para mi vida académica y laboral.

A mis queridos compañeros de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, contratistas, ingenieros, técnicos y personal en general, de los cuales he aprendido tantas cosas sobre mantenimiento, y por sus amables contribuciones para ayudarnos a construir esta tesis.

A mi gran amigo Alexander Useche, funcionario de esta empresa y buen conversador en cuestiones de mantenimiento.

Giovany Gordillo

AGRADECIMIENTOS

El desarrollo de esta monografía no hubiera sido posible sin el apoyo constante de:

Dios, por permitirme cumplir mis metas profesionales.

Mi familia, quienes me acompañaron durante el transcurso de todo el programa de postgrado.

Mis amigos, colegas y compañeros, quienes siempre tuvieron un momento de su tiempo para brindarme una opinión diferente.

La familia LG Servis quienes me proporcionaron el tiempo necesario para poder asistir a los diferentes compromisos académicos, y en especial a mis compañeros de área por su continuo apoyo.

A la empresa Acueducto y Alcantarillado de Bogotá por poner a nuestra disposición la información requerida para poder desarrollar el ejercicio técnico de la forma más completa posible.

Jhon Jairo Tristancho Pineda

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. OBJETIVOS	20
1.1 OBJETIVO GENERAL	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
2. MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN.....	21
2.1 HISTORIA DEL MANTENIMIENTO	21
2.2 GENERALIDADES.....	23
2.3 IMPLEMENTACIÓN DE UN CBM.....	26
2.4 TÉCNICAS DE MONITOREO A CONDICIÓN	28
2.5 FRECUENCIA DE TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO	30
2.6 ANÁLISIS DE MODO DE FALLA	32
3. MANTENIMIENTO ORIENTADO A TRANSFORMADORES.....	34
3.1 SISTEMAS DEL TRANSFORMADOR	34
3.1.1 Núcleo y parte activa.....	35
3.1.2 Aislamientos	37
3.1.3 Contención de aceite.....	39
3.1.4 Cambiador de tomas sin carga	39
3.1.5 Bujes	40
3.1.6 Sistemas de refrigeración.....	40
3.1.7 Empaques y válvulas	41
3.1.8 Accesorios y elementos de protección	42
3.2 CICLO DE VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR	42
3.1 METODOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO	44
3.2 ANÁLISIS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES	47
3.3 DEFECTOS Y FALLAS SEGÚN COMPONENTE.....	48
3.4 IDENTIFICACIÓN DE MODOS DE FALLA	53
4. PLAN DE MANTENIMIENTO – EMPRESA DE ACUEDUCTO DE BOGOTÁ	

4.1	PARQUE DE TRANSFORMADORES	62
4.2	PLAN DE MANTENIMIENTO VIGENTE	64
4.3	ALMACENAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	66
4.4	CRITICIDAD DE LOS EQUIPOS	70
4.4.1	Análisis de acumulado de índices predictivos	72
4.4.1	Análisis de acumulado de índices correctivos	75
4.4.2	Relación entre criticidad y locación de subestación	76
4.5	COSTO DE ACTIVIDADES EJECUTADAS.....	76
4.3	ANÁLISIS DE FALLAS RECURRENTES	81
4.5.1	Análisis de fallas según locación.....	81
4.5.2	Análisis de fallas, reportes y anomalías en equipos existentes.....	83
4.6	OPORTUNIDADES DE MEJORA	88
5.	PROPUESTA DE MANTENIMIENTO	89
5.1	CLASIFICACIÓN DE EQUIPOS	92
5.2	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO	92
5.2.1	Inspección visual y registro de datos del operador	92
5.2.2	Análisis físico químico y de cromatografía de gases.....	93
5.2.3	Pruebas eléctricas básicas.....	94
5.2.4	Limpieza y pintura	94
5.2.5	Pruebas mecánicas.....	94
5.2.6	Podas de la zona	95
5.2.7	Termografía.....	95
5.2.8	Pruebas eléctricas avanzadas o especiales.....	95
5.3	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO	97
5.3.1	Protectores de fauna silvestre.....	97
5.3.2	Estudio de descargas atmosféricas y estado de apantallamiento y sistema de puesta a tierra	100
5.3.3	Pruebas de VLF a cables de MT	100
5.4	ANÁLISIS Y REGISTRO DE LA INFORMACIÓN	100
6.	CONCLUSIONES	101

7. RECOMENDACIONES.....	103
BIBLIOGRAFÍA.....	105
ANEXOS.....	107

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Intervalos de mantenimiento típicos	32
Tabla 2. Causas típicas de falla en transformadores.....	47
Tabla 3. Defectos y fallas en transformadores por sistemas y subsistemas.....	51
Tabla 4. Valores de identificación y detección de fallas.....	54
Tabla 5. Evaluación de pruebas y técnicas de inspección para identificación de defectos y fallas	55
Tabla 6. Clasificación de transformadores según EAAB	63
Tabla 7. Actividades preventivas de mantenimiento a transformadores según EAAB	65
Tabla 8. Actividades correctivas de mantenimiento a transformadores según EAAB	65
Tabla 9. Evaluación de criticidad de actividades de mantenimiento.....	70
Tabla 10. Extracto de acumulados de criticidad para diferentes transformadores	72
Tabla 11. Pareto – Criticidad mantenimiento predictivo.....	74
Tabla 12. Costo de actividades de mantenimiento. Período 2017-2018.....	80
Tabla 13. Clasificación de estado	92
Tabla 14. Actividades propuestas de mantenimiento predictivo	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolución del mantenimiento	22
Figura 2. Curva P-F	23
Figura 3. Diseño y aplicación de CBM para equipos.	26
Figura 4. Pasos genéricos de diagnóstico de acuerdo a ISO 13379-1.	27
Figura 5. Clasificación de niveles de mantenimiento	31
Figura 6. Partes de un transformador	34
Figura 7. Desencube de transformador de 1000 kVA.....	35
Figura 8. Circuitos magnéticos de transformadores monofásicos	36
Figura 9. Cambiador de tomas sin carga.....	39
Figura 10. Accesorios comunes de un transformador	42
Figura 11. Condición de un transformador en el transcurso de su vida.....	43
Figura 12. Ciclo de operación y mantenimiento de un transformador.....	46
Figura 13. Guía defectos y fallas según sistemas y subsistemas.....	50
Figura 14. Cantidad de transformadores según clasificación	63
Figura 15. Formato protocolo para reporte de actividades	70
Figura 16. Diagrama de Pareto – Criticidad mantenimiento predictivo	73
Figura 17. Distribución de criticidad según potencia para mantenimiento predictivo	74
<i>Figura 18. Diagrama de Pareto – Criticidad mantenimiento predictivo</i>	<i>75</i>
Figura 19. Distribución de criticidad según potencia para mantenimiento correctivo	76
Figura 20. Comparación económica actividades predictivo	77
Figura 21. Comparación económica actividades predictivo	77
Figura 22. Costo de mantenimiento según actividad	78
Figura 23. Ciclo de mantenimiento EAAB.....	84
Figura 24. Ciclo de mantenimiento SE Cantalejo – Equipo con índice criticidad correctiva más alto.....	85
Figura 25. Ciclo de mantenimiento SE Fontibón (Aguas residuales).....	86

Figura 26. Fallas recurrentes EAAB	87
Figura 27. Lineamientos de mantenimiento para transformadores propiedad de EAAB	91

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Codificación de actividades Predictivas	107
ANEXO B. Codificación de actividades Correctivas	108

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA DE MEJORAMIENTO DE PLAN DE MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES DE LA EMPRESA DE ACUEDUCTO DE BOGOTÁ BASADO EN CONDICIÓN.*

AUTOR: GIOVANY GORDILLO, JHON JAIRO TRISTANCHO PINEDA. **

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento basado en condición (CBM), Transformadores, Análisis de modos de falla.

DESCRIPCIÓN

Se presenta una propuesta de mejora al plan de mantenimiento existente a transformadores de la empresa de acueducto y alcantarillado de Bogotá, basada en la comparación de modos de falla en el equipo y técnicas de mantenimiento predictivo disponibles en el mercado.

El documento hace una recopilación bibliográfica de las metodologías y técnicas de mantenimiento utilizadas a nivel mundial, enfocándose en el principio de mantenimiento basado en condición, para luego realizar un resumen técnico que separa los subsistemas de un transformador de media potencia para luego adaptar desde guías de mantenimiento a transformadores de potencia los modos de falla de cada uno de los componentes, incluyendo las diferentes técnicas existentes para su hallazgo.

Posteriormente se realiza una evaluación de la ejecución técnica y económica del plan de mantenimiento actual, verificando su forma de operación, haciendo hincapié en las calificaciones de criticidad dadas a cada uno de los equipos por los ejecutores del mismo, para al final emitir una evaluación parcial del mismo, con recomendaciones que no afectan el desarrollo del plan actual.

Por último, basándose en el análisis de modos de falla, en las técnicas de identificación de los mismos y en la evaluación y comparación del sistema de mantenimiento actual frente a los mismos modos, se genera una propuesta de mejora en el plan de mantenimiento existente.

* Monografía de grado

** Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.
Director: Alexander Useche, Ingeniero Mecánico.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL FOR IMPROVEMENT OF THE MAINTENANCE PLAN TO TRANSFORMERS BASED ON CONDITION OF THE AQUEDUCT COMPANY OF BOGOTÁ.*

AUTHOR: GIOVANY GORDILLO, JHON JAIRO TRISTANCHO PINEDA.

KEYWORDS: Condition Based Maintenance (CBM), Transformers, Failure Modes Analysis.

DESCRIPTION

A proposal to improve the existing maintenance plan for transformers of the aqueduct and sewerage company of Bogotá is presented, based on the comparison of failure modes in the equipment and predictive maintenance techniques available in the market.

The document makes a bibliographic compilation of the maintenance methodologies and techniques used worldwide, focusing on the principle of maintenance based on condition, to then make a technical summary that separates the subsystems of a medium power transformer and then adapted from guides of maintenance to power transformers the failure modes of each of the components, including the different existing techniques for their finding.

Subsequently, an evaluation of the technical and economic execution of the current maintenance plan is made, verifying its operation form, emphasizing the criticality ratings given to each of the equipment by the executors of the same, in order to finally issue a partial evaluation of these, with recommendations that do not affect the development of the current plan.

Finally, based on the analysis of failure modes, the techniques for identifying them and evaluating and comparing the current maintenance system against the same modes, a proposal for improvement is generated in the existing maintenance plan.

* Monograph

** Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization.

Director: Alexander Useche, Mechanical Engineer.

INTRODUCCIÓN

La Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá – EAAB es una entidad pública, cuyo su objetivo es prestar los servicios de acueducto y alcantarillado sanitario y pluvial a la ciudad de Bogotá. Tiene experiencia de más de 130 años de servicio, y actualmente cuenta más de 2 millones de suscriptores³. Para la prestación del servicio, dispone de sistemas de bombeo de agua potable y plantas elevadoras de aguas residuales, estructuras de control de válvulas reductoras de presión, y torres de sistemas de comunicación, así como otras cargas menores, alimentadas desde subestaciones con diferentes niveles de tensión y potencia.

En la EAAB el servicio de mantenimiento de las estaciones de bombeo, tanto de agua potable como de aguas residuales, está a cargo de la división de electromecánica, la cual es responsable de la sostenibilidad de los equipos eléctricos, electrónicos y mecánicos. Esta división presta sus servicios a otras áreas de la empresa, por ejemplo, Red Matriz, encargada de la distribución de toda el agua potable, y cinco zonas sectorizadas en toda la ciudad, encargadas del mantenimiento de redes hidráulicas de distribución al usuario final y del sistema de alcantarillado.

Actualmente, la división de Electromecánica de la empresa realiza el mantenimiento de sus transformadores mediante un contrato con fecha de inicio del 12 de enero de 2017 y terminación el 11 de enero de 2020, el cual tiene por objeto la realización del mantenimiento preventivo y correctivo de transformadores de potencia. El registro de cada actividad ejecutada es almacenado en la hoja de vida

³ Acueducto de Bogotá, «Quienes somos», s. f., https://www.acueducto.com.co/wps/portal/EAB/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8ziLS1dHA2NDIz83D0sjQ0cw4KMPB1DnA0MAo31C7ldFQH8tscR/.

de cada uno de los equipos, incluyendo información adicional, como sus condiciones de operación, fallas recurrentes y acciones correctivas ejecutivas.

Las actividades de mantenimiento son predefinidas antes de la ejecución del contrato. La supervisión realizada en el transcurso del mismo ha evidenciado que existen tareas pertinentes que no son ejecutadas en los equipos, debido a incongruencias entre los procedimientos y actividades recomendadas y las efectivamente suscritas, impidiendo garantizar un mantenimiento integral. Dichos hallazgos han sido encontrados en la inspección de accesorios, tareas menores y otros.

Teniendo en cuenta que se dispone de la información de fallas recurrentes, informes de siniestros, características específicas por equipo y condiciones de operación, con el desarrollo de este proyecto de tesis se busca generar una propuesta de mejoramiento del plan de mantenimiento, el cual incluya aquellas actividades que en un principio fueron omitidas, siendo de gran importancia.

Para generar dicha propuesta, es aplicada la metodología de mantenimiento basado en condición, de acuerdo con las técnicas de inspección, verificación y control recomendadas por los diferentes organismos encargados de regular el uso de estos equipos (CIGRE, IEEE, NTC, etc). Al finalizar este documento, se expone una nueva propuesta que diferirá de la inicialmente contratada, buscando su aplicación para futuras contrataciones.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer una estrategia de mantenimiento basado en condición para los transformadores de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los sistemas, subsistemas y elementos propios del transformador, delimitando las fronteras del componente a analizar, e incluyendo sus funciones específicas.
- Señalar los modos de falla de los transformadores de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá.
- Diferenciar las condiciones de operación y falla de acuerdo a la ubicación del transformador: aguas residuales y agua potable.
- Analizar los modos de falla en los equipos siniestrados y las actividades de mantenimiento previas, para puntualizar los requerimientos de mantenimiento necesarios.
- Comparar el alcance de las actividades del plan de mantenimiento actual con los modos de falla del equipo.

2. MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN

“El mantenimiento, de acuerdo con la norma europea, es la “combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y de gestión realizadas durante el ciclo de vida de un elemento (lugar de trabajo, equipo de trabajo o medio de transporte) destinadas a conservarlo o devolverlo a un estado en el cual pueda desarrollar la función requerida”⁴. Tecnología en constante desarrollo, renovación de filosofía de manejo de activos, optimización de recursos, disminución del gasto por lucro cesante, y seguridad al personal y del equipo como tal, conllevaron a una renovación constante del mantenimiento, en donde la eficiencia de recursos en equilibrio con la máxima confiabilidad de los equipos mantenidos fueron los objetivos por cumplir.

El mantenimiento orientado a equipos desde su primera generación ha estado directamente relacionado con las condiciones de operación de las empresas, la relación costo-beneficio del activo, su influencia en el ciclo de producción, y las consecuencias que pueden acarrear desde el punto de vista de seguridad industrial y manejo ambiental.

2.1 HISTORIA DEL MANTENIMIENTO

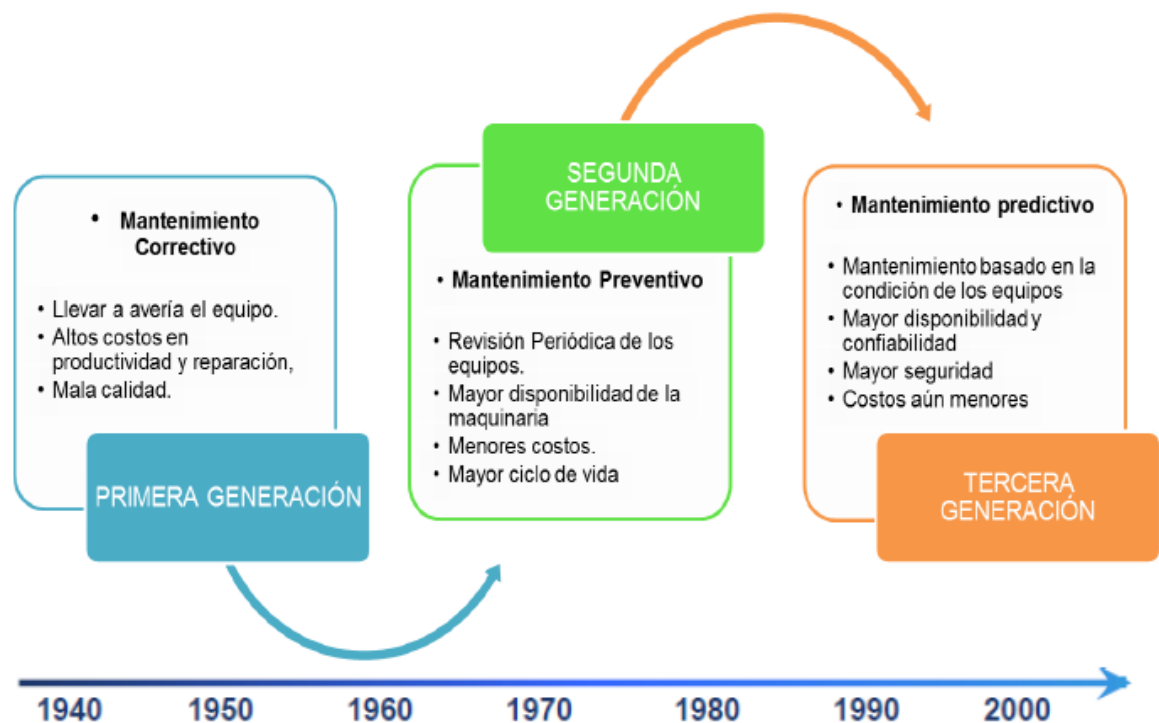
La continua mejora de los modos de producción soportó el desarrollo de diferentes técnicas de mantenimiento. Inicialmente, la prioridad fue el entorno. Dicha premisa es evidenciada en la primera generación del mantenimiento, donde las líneas de producción eran tan poco mecanizadas que la influencia del estado de operación de los equipos en la línea de producción podía llegar a ser imperceptible o reemplazable. En contraprestación, en la segunda generación, el requerimiento y la importancia en el ciclo de producción de los diferentes equipos mantenibles se

⁴ European Committee for Standardization (CEN), «CEN - EN 13306 Maintenance - Maintenance terminology» (European Committee for Standardization (CEN), 1 de noviembre de 2017).

hace prioritario, ocasionando un cambio en la cultura del mantenedor al buscar la disminución o eliminación del mantenimiento correctivo.

Por otra parte, la aplicación de técnicas de mantenimiento preventivo, como inspecciones o rutinas de mantenimiento, disminuyó la cantidad de fallas en equipos que detenían el ciclo de producción. Sin embargo, este tipo de mantenimiento generó sobrecostos por cambio innecesario de repuestos, u horas hombre en mantenimiento superiores a las necesarias. La Figura 1. Evolución del mantenimiento, resume las etapas del mantenimiento, incluyendo sus principios y ventajas.

Figura 1. Evolución del mantenimiento



Fuente: Optimización de planes de mantenimiento basados en la metodología PMO para los sistemas principales de una locación remota de producción de gas. Trabajo de grado especialización en gerencia de mantenimiento. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Autor: Mónica del Pilar Guerrero.

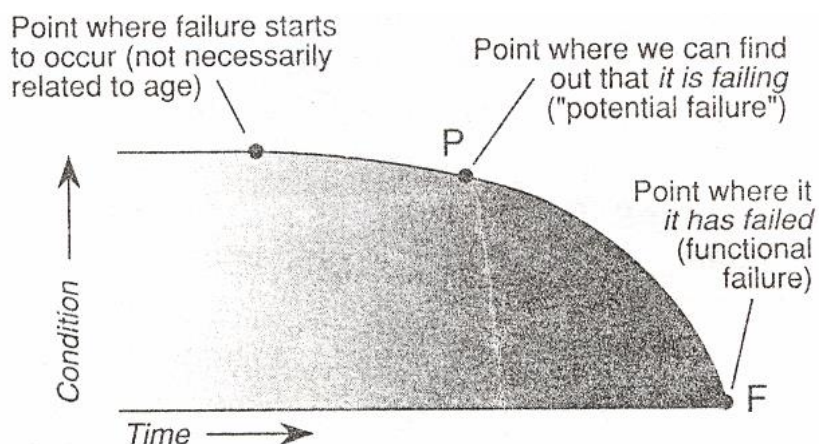
El equilibrio entre el mantenimiento eficaz, y el costo del mismo, garantizando valores aceptables de confiabilidad en los diferentes equipos, se vio abordado desde el punto de vista global, cuando surgieron nuevas técnicas de mantenimiento. En éste, cada empresa seleccionaba una o varias técnicas en función de sus requerimientos, minimizando gastos y generando sistemas de mantenimiento cada vez más confiables. Entre algunas de estas técnicas de mantenimiento modernas, encontramos:

- Mantenimiento basado en confiabilidad.
- Análisis de causa raíz.
- Mantenimiento basado en condición.
- PMO (Optimización de mantenimiento planeado).

2.2 GENERALIDADES

De acuerdo con Moubray, a pesar de que muchas fallas no están relacionadas con la edad, “la mayoría de ellas dan algún tipo de advertencia de que están por ocurrir”⁵. La imagen a continuación mostrada describe las etapas finales de una falla.

Figura 2. Curva P-F



Fuente: Mantenimiento centrado en confiabilidad. Moubray.

⁵ John Moubray, *Mantenimiento centrado en confiabilidad*, s. f.

En la figura 2, la curva P-F relaciona dos puntos: el punto P, identificado como el inicio de la falla, y el punto F, que es el punto de falla funcional, ocasionado por omisión en la atención a la causa del punto P, para el que no se tuvo en cuenta ningún proceso de corrección. En el campo aplicado de los transformadores, las técnicas modernas de análisis de gases, análisis físico-químico de aceites, o pruebas eléctricas son indicadores que pueden llevarse a representar por una curva P-F.

El objetivo del mantenimiento basado en condición (CBM o MBC) es identificar condiciones pre-falla mediante el análisis de registros del equipo, tales como informes de inspección, historial de mantenimientos, condiciones de operación, resultados de pruebas y todos aquellos que hacen parte de la hoja de vida del equipo. Su implementación requiere de un sistema de almacenamiento y recopilación de información, el cual permita generar modelos de operación del equipo. Los casos de éxito en la implementación de este tipo de mantenimiento requieren de:

- Almacenamiento sistematizado de información.
- Registros de valores de operación medibles.
- Monitoreo periódico con lapsos menores a los de la frecuencia de falla.
- Análisis de tendencia de variación de parámetros operacionales.
- Capacitación de personal.
- Inversión inicial en equipos de sensado de señales.
- Módulos de recopilación de información.

En suma, el CBM requiere de inversión inicial de recursos en capacitación del personal, contratación de personal especializado, y adecuación y/o modernización de sistemas de sensado de señales de operación de los equipos. Esto es con el objetivo de poder especificar valores límites de operación de cada uno de ellos. Una vez el sistema haya sido diseñado, los costos tienden a disminuir debido a que las actividades de mantenimiento son limitadas a aquellos equipos que presentan

condiciones anormales de operación, contrario a lo que sucede con el mantenimiento predictivo.

Por consiguiente, el control de parámetros es análogo a suponer que se verifica el estado de salud del equipo. Así, si se tienen los parámetros esperados de operación del mismo con base en sus datos iniciales y de inspecciones anteriores, se puede concluir que al equipo le han cambiado sus condiciones de operación si de forma esporádica éstos sufren una variación significativa. De esta forma, el personal de mantenimiento puede identificar el posible modo pre-falla, antes de que el equipo salga de funcionamiento. Por otra parte, si la condición del equipo no varía en función del tiempo, no sería necesario invertir recursos en paradas de planta o intervenciones mayores en dichos equipos, disminuyendo así los costos directos de mantenimiento y de lucro cesante.

No obstante, si bien es cierto que la mejor opción es combinarlo con otras técnicas de mantenimiento después de evaluar la criticidad del equipo, el mantenimiento basado en condición genera varias ventajas frente a las técnicas de mantenimiento tradicional:

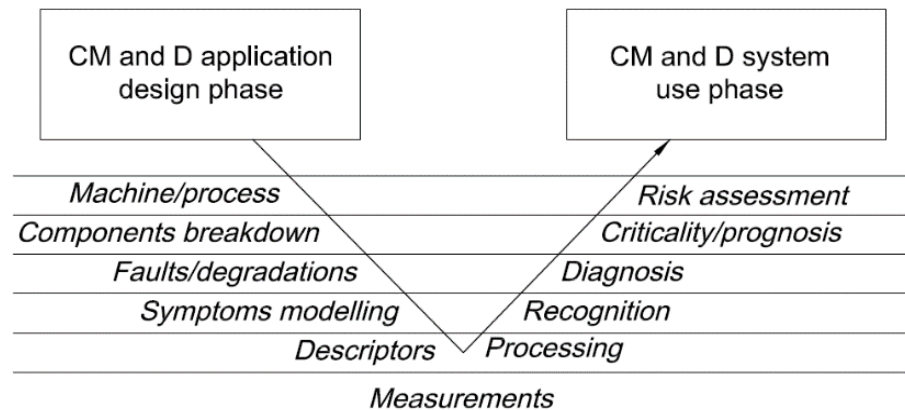
- Permite identificar cambios sutiles en las condiciones de operación del equipo.
- Los equipos son reparados únicamente cuando su condición es crítica, disminuyendo los costos de mantenimiento.
- Se evitan fallos repetitivos, aplicando análisis de causa-raíz.
- Es dinámico en función de las condiciones y/o requerimientos del equipo.
- Analiza la hoja de vida del equipo, evitando que se pierda información que puede ser relevante para el plan de mantenimiento.

De esta manera, la eficacia de un CBM en la industria depende de la calidad de la información tomada, y del análisis de falla realizado.

2.3 IMPLEMENTACIÓN DE UN CBM

En concordancia con la figura 3, extraída de la norma ISO:13379:1, las actividades de un plan de mantenimiento basado en condición se dividen en el estudio preliminar de la máquina y las actividades de mantenimiento definidas para el mantenimiento del equipo.

Figura 3. Diseño y aplicación de CBM para equipos.



Fuente: ISO 13379:2012. Condition monitoring and diagnostics of machines

En la anterior figura, la forma en V representa el nivel más alto, referido al mantenimiento (máquina, evaluación del riesgo), en contraste con el más bajo, concerniente a las medidas (monitoreo, pruebas periódicas, procesamiento de información)

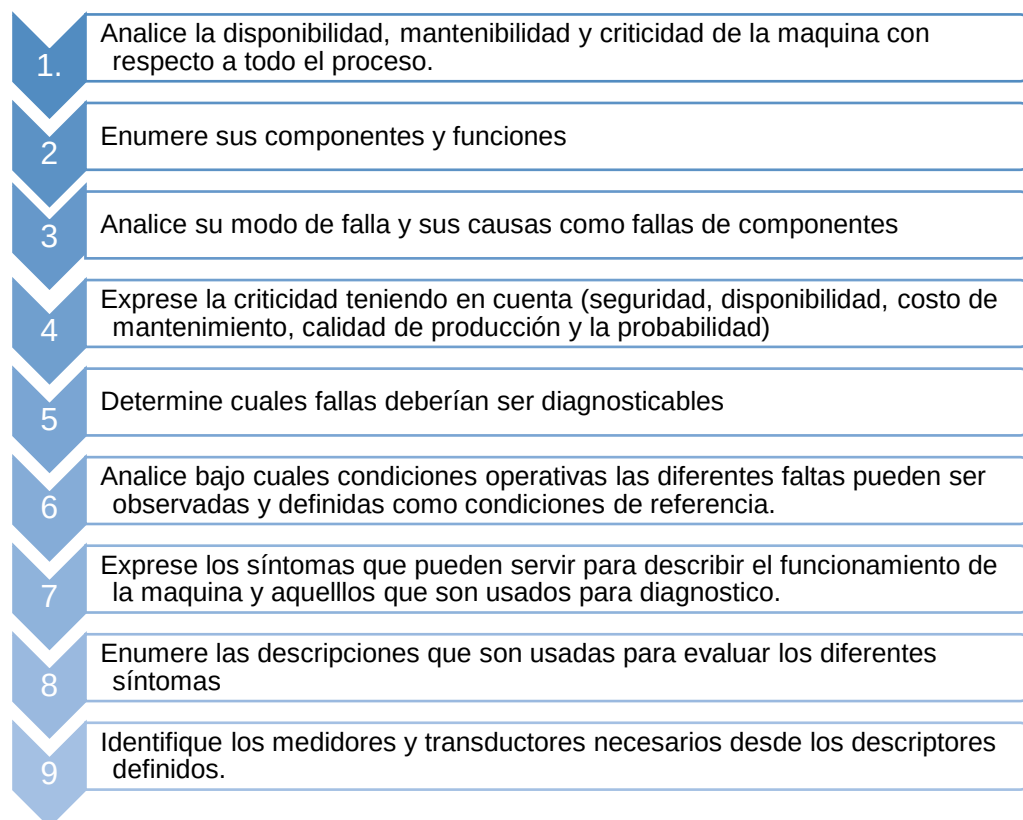
⁶. Progresivamente, como acá se muestra, iniciamos con el análisis del equipo: clasificación de las partes del equipo según su taxonomía, verificación de sus componentes en falla, modelado de sus síntomas y, por último, toma de medidas. Dichas entradas generan un plan de mantenimiento de acuerdo con el análisis ejercido de las variables ya medidas.

⁶⁶ International Organization for Standardization, «ISO 13379-1:2012 Condition monitoring and diagnostics of machines - Data interpretation and diagnostics techniques - Part 1: General guidelines» (ISO, 5 de enero de 2012), https://www.techstreet.com/standards/iso-13379-1-2012?product_id=1832111.

Un CMB eficaz permite disminuir los costos de horas/hombre por la cantidad de personas realizando actividades de mantenimiento, debido a que pueden existir tareas que se hacen costosas y poco eficaces si no se tiene en cuenta el estado del equipo. Asimismo, permite generar el conocimiento más preciso de su condición en mantenimiento, mediante la evaluación de su estado en el transcurso de su vida útil.

Si bien es claro que la implementación del CMB implica una inversión alta, ocasionada por el uso de tecnología en comparación con los modelos de mantenimiento tradicionales, sus ventajas se ven en procesos de mantenimiento más precisos y el ahorro posterior, como se señaló anteriormente. La figura mostrada a continuación describe el procedimiento de monitoreo por condición y su diagnóstico.

Figura 4. Pasos genéricos de diagnóstico de acuerdo a ISO 13379-1.



Fuente: Los autores.

En concordancia con lo antes expuesto, el desarrollo de la propuesta de mantenimiento para transformadores de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá está basado en la metodología sugerida por la norma ISO 13379-1 enunciada en párrafos anteriores.

2.4 TÉCNICAS DE MONITOREO A CONDICIÓN

“Antes que un equipo falle se pueden identificar síntomas de deterioro, sobre todo aquellos que están relacionados con la edad de operación, es en este instante cuando las técnicas de monitoreo a condición se utilizan para detectar alertas tempranas con el fin de evitar las fallas o evitar las consecuencias de estas.”⁷. De acuerdo con el trabajo de recopilación de información realizado por Martínez, a continuación, se extraen las técnicas de monitoreo aplicadas a transformadores:

Medición de temperatura y de condición de operación: ayuda a detectar posibles fallas relacionadas con detección de puntos calientes en conectores, ocasionadas por el aflojamiento por vibración o desgastes en los contactos, o detección baja de niveles de aceite en equipos. No se puede omitir, además, que uno de los factores acelerantes del envejecimiento de los equipos es el funcionamiento en temperaturas superiores a las de diseño.

Análisis de aceite: el aceite dieléctrico cumple funciones de aislamiento y refrigeración en transformadores de potencia. Su deterioro por condiciones propias de envejecimiento o contaminación particulada ocasiona la pérdida de sus propiedades físico-químicas iniciales. Dicho control puede permitir la programación de actividades correctivas antes de la condición de falla incipiente.

⁷ León Augusto Martínez Giraldo, «Metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo aplicada a equipos del sistema de transmisión nacional» (Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de: Magister en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, 2014).

El deterioro del aceite mineral (el más usado actualmente) se debe a factores químicos o físicos (partículas o agua). Algunas técnicas de mantenimiento pueden ser ejecutadas sobre el mismo, con el fin de recuperar sus condiciones iniciales; sin embargo, su complejidad, costo y eficacia, pueden hacer que un control continuo, antes de una degradación demasiado avanzada, sea la mejor opción.

Pruebas eléctricas rutinarias y especiales: mediante el control y verificación de diferentes parámetros, las pruebas eléctricas permiten controlar el envejecimiento del aislamiento líquido y sólido, diferenciar entre fallas térmicas o dieléctricas, permitir identificar el(los) componente(s) que están presentando condiciones anormales de funcionamiento, comprobar la existencia de deformaciones internas dentro de la parte activa y, sobre todo, identificar cualquier condición anormal de funcionamiento en el equipo que pueda evidenciar una falla existente, o un riesgo de falla incipiente.

De esta manera, se pueden identificar problemas relacionados con el circuito magnético (integridad y aislamiento), devanados (geometría, continuidad, aislamiento, aislamiento entre espiras), bujes (continuidad, aislamiento) o el medio aislante tanto líquido como sólido (degradación, hidrólisis). Dentro de las pruebas, podemos clasificar dos tipos: básicas y avanzadas. La diferencia entre las mismas está relacionada con la complejidad, el costo de su ejecución, y la tecnología requerida para ejecutarlas.

Verificación de accesorios: describe las condiciones de operación del equipo y, mediante el uso de contactos eléctricos o mecánicos, almacena el reporte de una condición de operación anormal de funcionamiento. Algunos ejemplos de ellos son indicadores de nivel, indicadores de temperatura de devanado, indicadores de temperatura de aceite, relés de presión súbita, válvulas de sobrepresión, sistemas de refrigeración forzados, relé Buchholz, etc.

Además, si los accesorios se usan de la mano de sistemas de refrigeración en función del estado de una variable de operación del equipo, puede extenderse la vida útil del mismo. Usualmente, la vida útil de cualquier accesorio es menor a la de del transformador; luego su mantenimiento, cambio o ajuste deben ser prioridad en todo plan de mantenimiento.

Inspección visual detallada: algunos síntomas y/o condiciones anormales de un transformador, previos a su falla, son perceptibles por la experiencia del operador, tales como el cambio en su condición visual o su afectación al medio que lo rodea (como ruido o goteos de aceite). Por tanto, el control continuo y supervisión de operación del equipo pueden llevar a la identificación temprana de cambios en las condiciones de operación de un transformador.

El registro de las condiciones de operación, como temperatura, porcentaje de carga, cambios en el conmutador, niveles de tensión y, en caso de ser viable, el conteo de la cantidad de descargas atmosféricas, puede brindar un escenario más eficiente para identificar modos de falla en un equipo y así solventarlos antes de que el equipo salga de servicio.

2.5 FRECUENCIA DE TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO

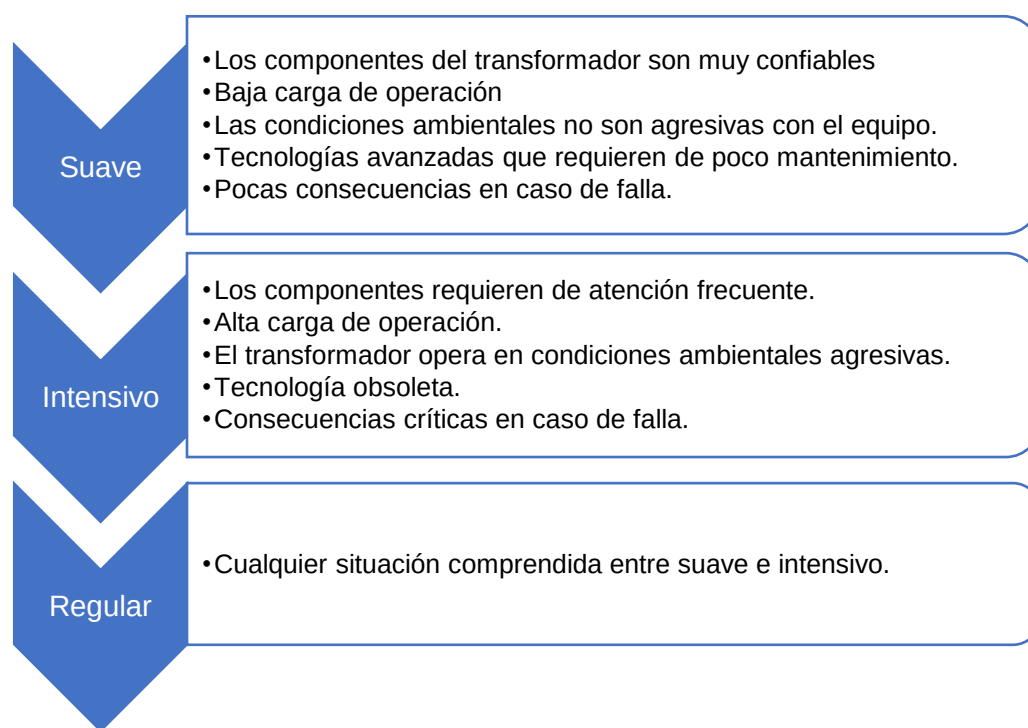
Los intervalos de repetición de las tareas dependen del estado del equipo, de acuerdo con el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas. Dicho lo anterior, los transformadores se pueden clasificar en tres niveles, de acuerdo con la diferencia en la frecuencia de ejecución de actividades de mantenimiento.⁸ Los equipos clasificados en nivel intensivo requieren de lapsos más cortos entre rutinas de mantenimiento, con el fin de evitar una salida de funcionamiento no planeada;

⁸ Working Group A2.34, «Guide for Transformer Maintenance» (CIGRE, febrero de 2011).

en cambio, las clasificaciones suaves y regulares corresponden a equipos en condiciones menos críticas en su operación.

Las especificaciones técnicas de los transformadores, objeto de la actualización del plan de mantenimiento, presentan características similares, siendo todos ellos de tipo ONAF (aceite con circulación natural), niveles de tensión menores a 34,5 kV (media tensión⁹) y con cambiador de tomas sin carga. Sin embargo, sus condiciones operativas son diferentes debido a que algunos de ellos se utilizan en plantas de agua potable, mientras los otros son usados en sistemas de bombeo de aguas residuales. La figura 5 muestra la clasificación de acuerdo a la frecuencia requerida para el plan de mantenimiento a proponer.

Figura 5. Clasificación de niveles de mantenimiento



Fuente: CIGRE 445. Guide for Transformer Maintenance.
Traducción y edición por los autores.

⁹ Ministerio de minas y energía, «Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE», Pub. L. No. Resolución 180498 del 29 de abril de 2005 (2005).

Por su parte, la tabla 1 sugiere los intervalos de ejecución de tareas de mantenimiento predictivo en transformadores, dependiendo del estado del equipo.

Tabla 1. Intervalos de mantenimiento típicos

Acción	Intervalo de la tarea			Observación
	Suave	Regular	Intensivo	
Visita	6 meses	1 mes	1 día	En servicio
Inspección visual detallada	1 año	3 meses	2 semanas	En servicio
Cromatografía de gases	2 años	1 año	3 meses	Varía por condición
Pruebas al aceite	6 años	2 años	1 año	
Limpieza del sistema de enfriamiento	Condición	Condición	Cualquier intervalo	En parada
Verificación de accesorios	12 años o condición	6-8 años	1-2 años	En parada
Pruebas eléctricas básicas	Condición	Condición	Cualquier intervalo	En parada
Pruebas de aislamiento	Condición	6-8 años	2-4 años	En parada

Fuente: CIGRE 445. Guide for Transformer Maintenance.
Traducción por los autores.

2.6 ANÁLISIS DE MODO DE FALLA

“El análisis de los modos de fallo y sus efectos (AMFE) es un procedimiento sistemático de análisis de un sistema para identificar los modos de fallo potenciales, y sus causas y efectos en el funcionamiento del sistema”¹⁰. Puede ser utilizado en cualquier fase del ciclo de funcionamiento de un equipo, mediante la identificación de los modos de fallo. Permite generar acciones correctivas que permiten aislar, corregir o mitigar diferentes problemas en la operación de los equipos.

La implementación del AMFE tiene las ventajas de:

- Identificar los fallos que tienen un efecto negativo en la operación del equipo.

¹⁰ CENELEC. Comité europeo de normalización electrotécnica., «UNE EN-60812. Procedimiento de análisis de los modos de fallo y sus efectos (AMFE).» (AENOR, junio de 2006).

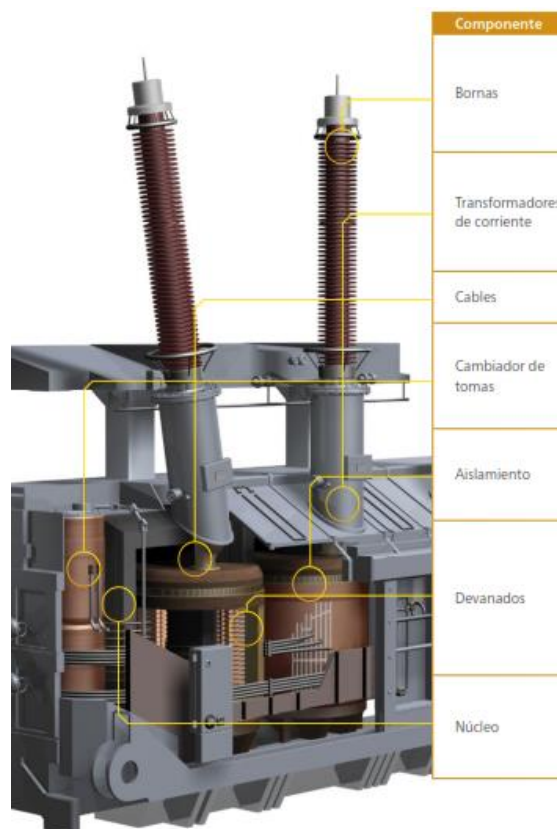
- Generar opciones de mejora que reduzcan o eliminen la causa de diferentes fallas en equipos intervenidos.
- Estimar la severidad y probabilidad de falla de un componente, en función del análisis del equipo de acuerdo con su taxonomía.
- Soportar el plan de mantenimiento con actividades que reduzcan la probabilidad de ocurrencia de fallas ya establecidas en diferentes equipos.
- Evaluar causas de falla y su repetibilidad en equipos de condiciones similares al analizado.

3. MANTENIMIENTO ORIENTADO A TRANSFORMADORES

La vida útil inicia desde la salida de fábrica del equipo, y es alterada por sus condiciones de operación, incluyendo sus condiciones de transporte, instalación, puesta en servicio y operación, hasta que, por vejez o mal uso, se presentan fallas en sus componentes. Las técnicas de mantenimiento aplicadas pasan por acciones de mantenimiento preventivas, acciones de mantenimiento correctivo y actividades basadas en la condición del equipo y monitoreo constante del mismo, y tienen como objetivo aumentar el tiempo de vida útil del transformador.

3.1 SISTEMAS DEL TRANSFORMADOR

Figura 6. Partes de un transformador



Fuente: Pruebas de diagnóstico y monitoreo de transformadores de potencia. Omicron.

Las partes principales de un transformador pueden observarse en la figura 6. Sin embargo, éstas difieren según el diseño del fabricante y su tipo de refrigeración. Los componentes aquí descritos, son los esperados para el banco de transformadores a encontrar en la EAAB; a pesar de esto, no todos los equipos analizados presentan los mismos componentes.

3.1.1 Núcleo y parte activa. El sistema comprende al circuito eléctrico y el circuito magnético del equipo. El primero está relacionado con los devanados o enrollamientos de alambre tanto de baja como de alta tensión, más las láminas apiladas que conforman el núcleo.

Figura 7. Desencube de transformador de 1000 kVA



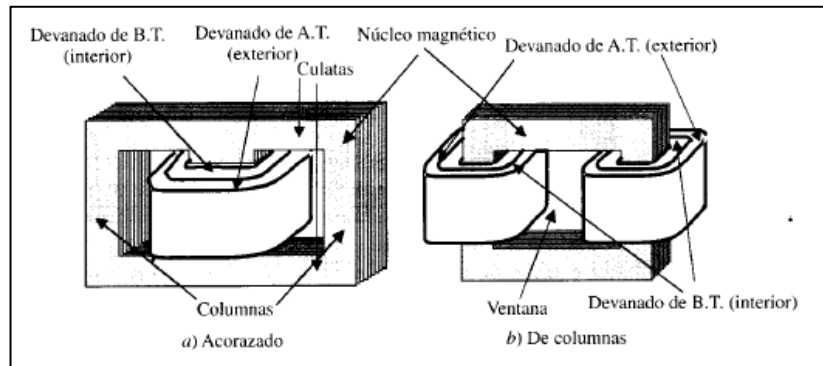
Fuente: LG Servis SAS

Núcleo: su función es la de inducir en un bobinado secundario el flujo magnético generado en las espiras del primer bobinado del transformador. Está formado a partir de láminas de acero al silicio de grano orientado que, para disminuir las pérdidas en el núcleo, han sido sometidas a un tratamiento químico especial denominado comercialmente como carlite, el cual le proporciona un aislamiento por ambos lados de un grosor de aproximadamente 0,01 mm.

En los transformadores de distribución pueden presentarse dos tipos de núcleos, el tipo acorazado y el tipo columna. El tipo acorazado se caracteriza por la disposición de las láminas del núcleo que se encargan de abrazar la mayor parte

del devanado, lo que hace que las espiras queden mejor sujetas en comparación con el tipo columna, donde son los devanados los que rodean al núcleo. Sin embargo, este último se utiliza en potencias mayores que en el tipo acorazado porque la superficie a aislarse es más reducida. En la figura 7 es posible observar los dos tipos de núcleos.

Figura 8. Circuitos magnéticos de transformadores monofásicos



Fuente: Maquinas Eléctricas, Jesús Fraile Mora

“La laminación apropiada se asegura mediante la sujeción de la estructura. El conjunto del núcleo entero se sujeta por medio de marcos de acero para mantener los bobinados del transformador juntos para soportar esfuerzos mecánicos generados durante la operación normal o bajo condiciones de falla”¹¹.

Devanados: se refieren al circuito eléctrico del transformador que está formado por dos devanados, el primario y el secundario, donde, como enuncia Pérez “la función del devanado primario es crear flujo magnético para inducir en el devanado secundario una fuerza electromotriz, y transferir potencia eléctrica del primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética, con una pérdida de

¹¹ Omar Fernando Osorio Niño y Julio Cesar Toro Rivera, «Propuesta de mantenimiento basado en condición para transformadores de potencia de la gerencia de refinería Barrancabermeja de Ecopetrol S.A.» (Monografía de grado, Universidad Industrial de Santander, 2013).

energía muy pequeña” PEREZ, Pedro A., *Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas*, 2.^a ed. (México D.F.: Reverte, 2001)..

Los devanados se refieren a arrollamientos de un material conductor alrededor del núcleo. Esta disposición puede ser concéntrica, que se caracteriza pues una capa va encima de la otra con un medio aislante que las separa, o alternado o en galletas, donde los devanados de AT y BT se van intercalando a lo largo de la columna, lo que disminuye el flujo de dispersión.

El material conductor usualmente es cobre con un aislamiento externo, conocido como barniz. En los devanados de AT el cobre es de sección circular; sin embargo, en los de BT usualmente se utilizan láminas o secciones rectangulares. Aunque no es muy común, para disminuir costos es posible utilizar aluminio que, a pesar de tener una conductividad eléctrica menor a la del cobre, tiene un menor peso y una buena disipación de calor; no obstante, solo se utiliza en transformadores de distribución de poca potencia.

3.1.2 Aislamientos. Existen dos tipos de aislamiento:

Aislamiento líquido: comúnmente es un derivado del petróleo refinado, aunque actualmente existen otros tipos como siliconado, sintético o vegetal. Cumple dos funciones principales: aislamiento y refrigeración por convección de la parte activa del transformador. Sus propiedades dieléctricas se deben a su bajo nivel de humedad, aparte de resistir la acción del oxígeno y otros catalizadores metálicos, que ocasionan la formación de compuestos polares. Es altamente mantenible, de tal manera que su degradación por envejecimiento puede ser restaurada parcialmente a las condiciones iniciales de operación por regeneración y/o reacondicionamiento.

Aislamiento sólido: este sistema tiene la misión de aislar en primera medida los devanados primario y secundario, evitando cortocircuitos en su funcionamiento. Asimismo, evita el contacto directo entre cada uno de los devanados y su cajón de soporte o la cuba. Para comprobar el buen estado del aislamiento, se verifica mediante el megóhmetro. El sistema de aislamiento debe cumplir con un ciclo de vida concorde al del transformador, soportar altas tensiones, tener resistencia mecánica y mantener sus propiedades en función de la temperatura.

El sistema aislante del transformador como dice Pérez¹², está conformado, entre otras posibilidades, por:

- Cartón prensado (pressboard).
- Papel kraft normal o tratado (insuldur).
- Papel manilo y corrugado.
- Cartón prensado de alta densidad
- Collares de cartón prensado y aislamientos finales
- Partes de cartón prensados laminados
- Esmaltes y barnices
- Recubrimientos orgánicos e inorgánicos para la laminación del núcleo
- Recubrimientos de polvo epóxico.
- Madera de maple para armados
- Fibra vulcanizada
- Algodón (hilos, Cintas)
- Plásticos y cementos.
- Telas y cintas adhesivas
- Cintas de fibra de vidrio.

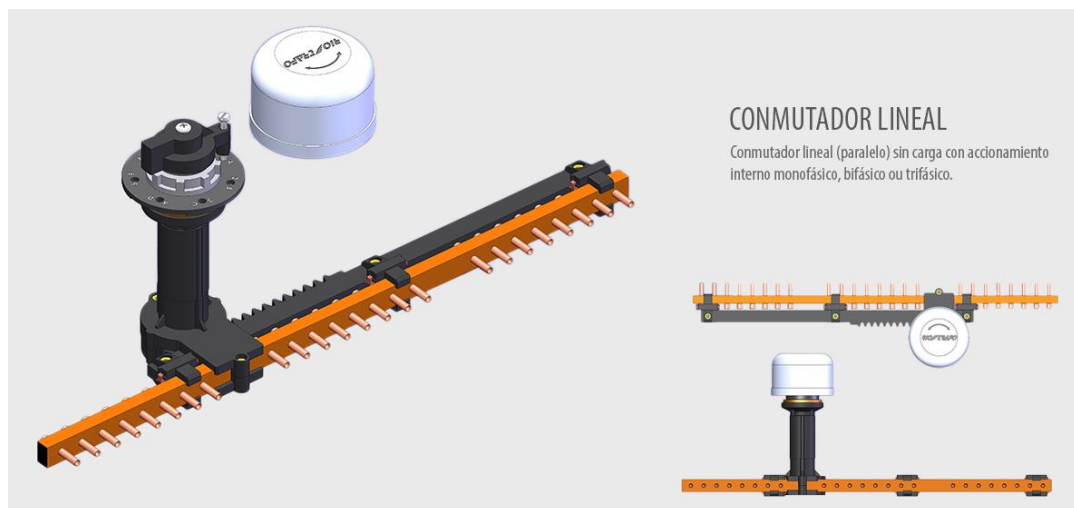
¹² PEREZ, Pedro A., *Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas*, 2.^a ed. (México D.F.: Reverte, 2001).

3.1.3 Contención de aceite. El aceite, la parte activa y los demás componentes que hacen parte del transformador, se encuentran almacenados dentro del tanque principal, que usualmente recibe el nombre de cuba. Su función es de almacenar dichos componentes y de evitar contaminantes dentro del equipo.

Debido a que el aceite se expande con el aumento de la temperatura, los fabricantes implementan los tanques de expansión. Sus diseños son varios; sin embargo, los más comunes son de tipo de respiración libre con un deshumidificador del aire ambiente que tiene contacto con el aceite cuando éste se expande o se contrae. Para potencias mayores, se implementan membranas de respiración, las cuales funcionan como un pulmón, independizando el aceite del aire ambiente.

3.1.4 Cambiador de tomas sin carga. Son utilizados para cambiar la relación de transformación del transformador mediante la alteración del número de vueltas en el devanado de AT; típicamente, es usado éste, debido a que la corriente que circula por él es menor. Su operación se realiza únicamente con el equipo desenergizado; en transformadores de potencia es común el uso de cambiadores bajo carga – OLTC.

Figura 9. Cambiador de tomas sin carga



Fuente: Riotrafo Conmutadores (Brasil)

3.1.5 Bujes. La función principal de los pasatapas en un transformador es llevar o transportar las salidas de los devanados a través del tanque hacia el exterior de manera segura. Están diseñados para soportar las tensiones de operación normal y anormal, mantener la humedad fuera del transformador (ser herméticos), y resistir esfuerzos mecánicos debido al peso y tensión de los conductores conectados a ellos.¹³

Para niveles de tensión inferiores a 34,5 kV, lo más común es encontrar bujes en porcelana tipo exterior; sin embargo, existen otros tipos de fabricación dependiendo de la especificación de operación del equipo.

3.1.6 Sistemas de refrigeración. El funcionamiento del transformador puede ocasionar calentamiento, provocando un deterioro en las propiedades aislantes del papel utilizado. Para contrarrestar este fenómeno, se utiliza como medio de refrigeración un aceite mineral con una rigidez dieléctrica mayor a la del aire, que, a partir del fenómeno de convección, permite disminuir la temperatura del transformador. A medida que aumenta la potencia del transformador, se incrementa la necesidad de refrigeración, por lo cual se usan obleas dispuestas a un lado del tanque que trae consigo la ventaja de aumentar el área de enfriamiento del aceite.

Radiadores: son componentes que, mediante la convección del aceite, refrigeran el mismo, disminuyendo su temperatura de operación, y evitando así el envejecimiento prematuro del material aislante. Dependen de la fecha del diseño del equipo. No obstante, usualmente presentan un área de superficie

¹³ IEEE Power and Energy Society, «IEEE Std C57.19-100-2012. Guide for Application of Power Apparatus Bushings» (IEEE, 22 de febrero de 2013).

significativamente grande con espacio entre láminas, y están distribuidos alrededor del transformador.

Ventiladores: el uso de ventiladores en medias y altas potencias benefician la convección del aceite, permitiendo aumentar la potencia de los equipos.

3.1.7 Empaques y válvulas

Empaques: son utilizados para unir dos elementos mecánicos y tienen como objetivo garantizar la hermeticidad del equipo, previniendo el ingreso de humedad dentro de él. Su vida útil es limitada, y en caso de presentarse una falla en los mismos, lo recomendable es realizar su cambio.

Usualmente son fabricados en neopreno o nitrilo debido a su temperatura de operación (-30°C a +120°C), aunque también pueden ser fabricados en Viton (-20 °C a +180°C) obteniendo resultados satisfactorios¹⁴.

Válvulas: permiten, en caso de ser necesario, aislar una parte del transformador de todo el conjunto en operación. Son utilizadas para mantenimientos, tratamientos de aceite y toma de muestras, si bien su uso depende del requerimiento del ejecutor de la actividad.

¹⁴ Working Group A2.34, «Guide for Transformer Maintenance».

3.1.8 Accesorios y elementos de protección. Debido a la necesidad de verificar las condiciones anormales de operación del transformador, con el paso del tiempo se diseñaron elementos de control que permiten identificar condiciones anormales de operación enlazados al circuito de protecciones de los equipos. Los más normales utilizados son indicador de temperatura de aceite, indicador de temperatura de devanados, indicador de nivel de aceite, relé Buchholz, válvula de sobrepresión, gabinete de control, transformador de corriente, dispositivo de protección contra sobretensiones, pararrayos, y deshidratador de silica gel.

Figura 10. Accesorios comunes de un transformador



Fuente: Ingetraf (Colombia)

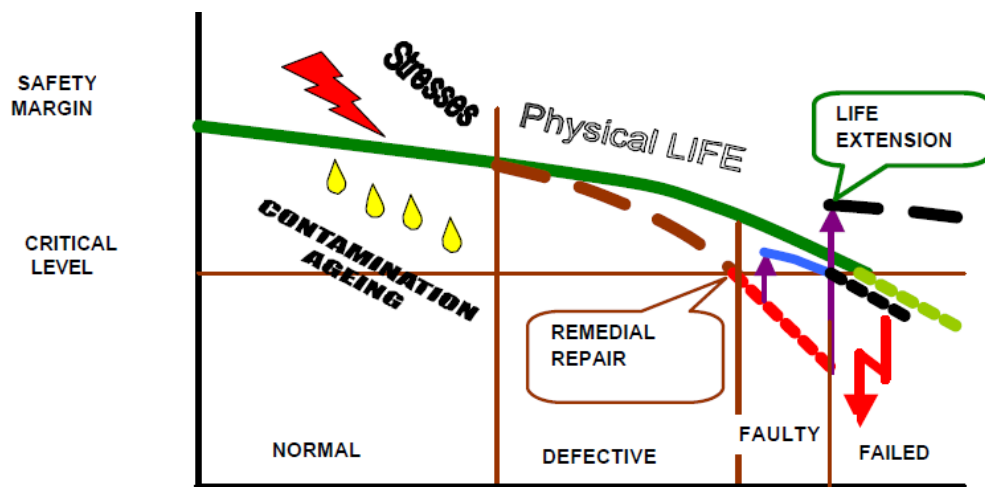
3.2 CICLO DE VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR

La vida útil de un transformador, inicia en su diseño, al definir sus condiciones de operación, pérdidas estimadas, distancias internas de seguridad, cálculo de conductores y aislamientos. Dichas propiedades, bajo correctas prácticas de montaje y puesta en servicio, se deterioran en función del tiempo por procesos de

estrés dieléctrico, envejecimiento o fallas propias en el sistema, hasta que el equipo culmina su período de vida útil.¹⁵

Los diversos factores que afectan la vida útil del transformador, ocasionan un deterioro en las propiedades de sus elementos constructivos hasta que se produce una falla. Actualmente existen diferentes técnicas que pueden identificar el estado del equipo: análisis físico-químicos para verificar el estado del aceite; cromatografía de gases para identificar condiciones anormales de funcionamiento dentro del equipo; análisis de furanos para identificar la degradación del papel aislante dentro del equipo, y muchas más.

Figura 11. Condición de un transformador en el transcurso de su vida



Fuente: CIGRE 227. Life management techniques por power transformers.

La identificación de estas condiciones a tiempo permiten que el propietario del equipo pueda ejecutar sobre las actividades que corrigen o restauran las propiedades del mismo, extendiendo su vida útil.

¹⁵ Working Group A2.18, «Life management techniques por power transformers» (CIGRE, junio de 2003).

3.1 METODOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO

Un plan de mantenimiento se basa en las condiciones de operación del equipo, su relación costo-beneficio; la criticidad en seguridad para las personas, el mismo equipo y el ambiente; importancia en el sistema, y su facilidad de reemplazo. Una vez el equipo entra en funcionamiento, en sus componentes inicia un proceso de degradación y/o pérdida de sus propiedades iniciales. El objetivo del plan de mantenimiento, entonces, es garantizar el mayor lapso posible de vida útil del equipo.

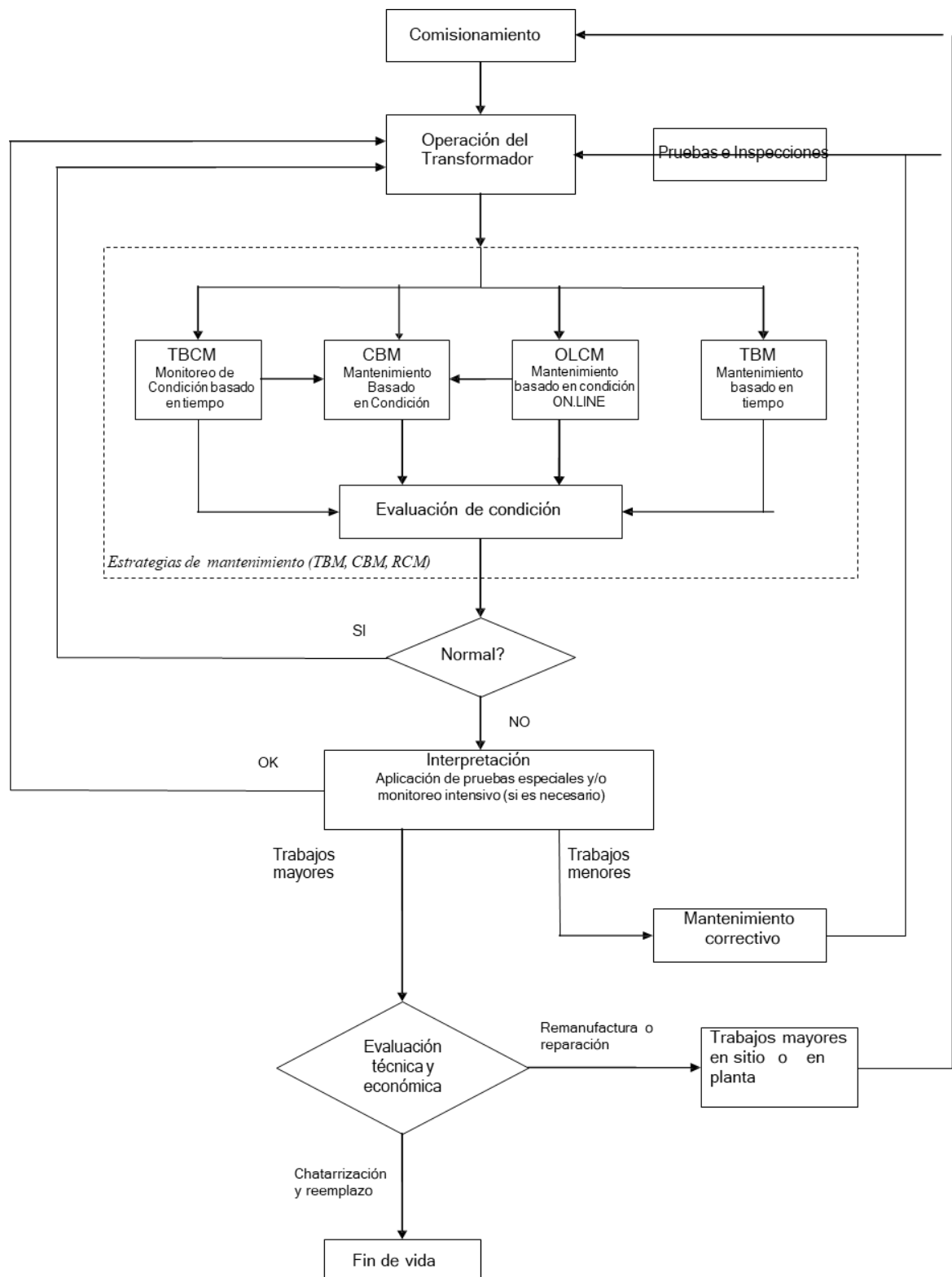
Las técnicas más conservadoras utilizan las recomendaciones del fabricante para definir las actividades de mantenimiento y su periodicidad, independientemente de las condiciones de operación del equipo, lo que puede llevar a costos elevados en su implementación. La siguiente tendencia se basa en la verificación periódica de las condiciones de operación y estado del equipo, con el fin de identificar anomalías en su funcionamiento, generando en consecuencia un plan de corrección de fallas de acuerdo a la criticidad de éstas. Sin embargo, si la periodicidad de la verificación de condiciones de operación se hace muy extensa, puede generar que cuando se identifique la condición anormal de operación, la falla ya sea inminente. La última tendencia se basa en el monitoreo continuo de las condiciones de operación del equipo mediante el uso de equipos especializados, los cuales identifican cuando se puede presentar un evento relacionado con una falla incipiente; aunque su costo de implementación es relativamente alto, se limita su aplicación a equipos bastante costosos o de importancia crítica.

Un transformador puede ser objeto de mantenimiento de acuerdo a su relación costo-beneficio. Algunas metodologías que pueden ser realizadas tienen en cuenta las mediciones periódicas de su estado (pruebas eléctricas, toma de muestra de aceites) o mediante monitoreo continuo de su condición, que, si bien es importante por la posibilidad de almacenar información de unas variables, no permite proteger el equipo en caso de una falla inmediata. Para esto, es fundamental el uso de

protecciones mecánicas como sensores de estado del transformador (temperatura, presión, Buchholz) o eléctricas como pararrayos.

La figura 12 muestra el ciclo de operación y mantenimiento de un transformador incluyendo las diferentes técnicas de mantenimiento aplicadas y su evaluación para determinar el estado del equipo.

Figura 12. Ciclo de operación y mantenimiento de un transformador



Fuente: CIGRE 445. Guide for Transformer Maintenance.
Traducción por los autores.

3.2 ANÁLISIS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES

“Un transformador suele ser un aparato robusto con muy buena fiabilidad que requiere un mantenimiento relativamente bajo. Durante la vida de un transformador, el usuario debe establecer una estrategia de mantenimiento que garantice el nivel adecuado de confiabilidad y una vida operacional óptima”¹⁶. A medida que los transformadores envejecen, su condición interna se degrada, incrementando el riesgo de falla. Las fallas generalmente son provocadas por efectos externos como rayos, cortocircuitos u otros incidentes o por efectos de envejecimiento y pérdida de propiedades dieléctricas en los materiales del equipo, hasta el punto de que no pueden soportar condiciones inusuales del sistema como sobretensiones transitorias.¹⁷

Tabla 2. Causas típicas de falla en transformadores

Internas	Externas
Deterioro en el aislamiento	Descargas atmosféricas
Pérdida de sujeción de devanados	Cambios en la operación del sistema
Calentamiento	Sobrecarga del sistema
Oxígeno	Fallas en el sistema (cortocircuito)
Humedad	
Contaminación en el aceite aislante	
Descargas parciales	
Defectos de manufactura y diseño	
Resonancia en el devanado	

Fuente: Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service. Wang

Las fallas en un transformador pueden clasificarse según su origen, pudiendo deberse a motivos internos (deterioros en el sistema de aislamiento, diseño defectuoso, humedad, calentamiento, etc.) o por motivos externos (descargas

¹⁶ Working Group A2.34, «Guide for Transformer Maintenance».

¹⁷ A.J. Vandermaar M. Wang, «Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service», *IEEE Electrical Insulation Magazine* Volume: 18, n.º Issue: 6 (diciembre de 2002): 12-25, <https://doi.org/10.1109/MEI.2002.1161455>.

atmosféricas, sistemas sobrecargados, cortocircuitos). Algunas de estas fallas pueden ser corregidas en sitio, mientras que otras requieren de la salida de servicio del equipo para un posterior mantenimiento en fábrica.

Las fallas internas comprenden problemas asociados a diferentes elementos del transformador tal como bujes, tanque de expansión, transformadores de corriente, aislante líquido (aceite), materiales aislantes sólidos, pararrayos y demás. De acuerdo con Wang¹⁸, las causas más comunes de falla en transformadores con más de 15 años de operación son:

- Contaminación del aislamiento.
- Deformación del devanado por cortocircuitos.
- Envejecimiento del aislamiento.
- Fallas en accesorios (bujes, etc.).
- Falla en el aislamiento del núcleo.
- Sobrevoltaje.

3.3 DEFECTOS Y FALLAS SEGÚN COMPONENTE

Uno de los objetivos del desarrollo de esta monografía es la identificación de los modos de falla presentes para transformadores, distribuidos en estaciones de bombeo de agua potable y residuales, de la EAAB. La investigación internacional desde inicios de siglo, ha orientado sus esfuerzos en generar documentos guía, normas y procedimientos para la gestión de transformadores de potencia. Esta misma se debió al creciente interés por parte de los propietarios de los equipos por alargar en la mayor medida posible la vida útil de sus activos, evitando daños funcionales graves que afecten las líneas producción con las cuales están vinculados.

¹⁸ Wang.

El crecimiento de las tendencias de mantenimiento basado en condición, la necesidad de disminuir la cantidad de actividades correctivas no programadas y el avance tecnológico, generaron un ambiente de desarrollo técnico a nivel mundial. No obstante, la recopilación bibliográfica y la adaptación e implementación en los planes de mantenimiento actuales, hicieron que mucha de dicha información no fuera aplicada en su totalidad.

El análisis de modos de falla, criterios de identificación y evaluación de rutinas de mantenimiento aquí presentados, son una recopilación de la documentación de centros de estudio (CIGRE), institutos encargados de elaborar las normas (IEEE y NTC), fabricantes (DOBLE, OMICRON, MEGGER¹⁹) y experiencias propias en la ejecución e interpretación de resultados de actividades de montaje y mantenimiento a equipos de diferente capacidad, en diferentes condiciones de operación.

El subcapítulo 3.1 enunció y describió los subsistemas que hacen parte de un transformador de distribución y media potencia. A continuación, se relacionan las fallas o defectos que pueden presentarse en cada uno de ellos, además de una clasificación según CIGRE²⁰ según la naturaleza de la falla:

Térmica. (T)

Dieléctrica. (D)

Mecánica. (M)

Envejecimiento o contaminación. (E)

La evaluación de la criticidad de una falla depende de su nivel de degradación, luego no es factible realizar una evaluación de la misma sino hasta contrastar otras

¹⁹ Jose Vicente López, «Evaluación de Estado de Equipo de Subestación» (Megger, abril de 2012).

²⁰ Working Group A2.18, «Life management techniques for power transformers».

condiciones de operación propias del equipo, tales como tiempo de operación, resultados previos, potencia, tipo de refrigeración, fabricante, carga en la operación y otros.

La tabla 3 presenta cuatro 4 columnas:

Sistema
Subsistema
Modo de falla
Origen

Cada una de las columnas previamente enunciadas está codificada en relación con otras tablas objeto de análisis por parte del ejecutor del mantenimiento. La identificación de las fallas tiene como fin, posteriormente, relacionarse con las técnicas de inspección y mantenimiento predictivo para poder evaluar la capacidad y pertinencia de las acciones ejecutadas para identificarlas.

Figura 13. Guía defectos y fallas según sistemas y subsistemas



Fuente: Los autores

La evaluación de los resultados obtenidos mediante las técnicas de inspección requiere de personal altamente calificado. Sin embargo, su comparación con los límites normativos permite reconocer una condición anormal de operación que, con asesoría apropiada, puede llevar a la identificación de uno de los modos de falla abajo descritos. Por otro lado, es posible que se presenten varios modos de falla en un mismo equipo, por lo que es responsabilidad del analista verificar su relación y posibles consecuencias.

Tabla 3. Defectos y fallas en transformadores por sistemas y subsistemas

DEFECTOS Y FALLAS EN TRANSFORMADORES POR SISTEMAS Y SUBSISTEMAS

SISTEMA	SUBSISTEMA	MODO DE FALLA	ORIGEN
T1	Parte activa del transformador	T1.1 Devanados	F1.1.1 Exceso de humedad E Envejecimiento o contaminación
			F1.1.2 Contaminación de la superficie E Envejecimiento o contaminación
			F1.1.3 Aislamiento envejecido E Envejecimiento o contaminación
			F1.1.4 Contaminación de partículas de aceite E Envejecimiento o contaminación
			F1.1.5 Descargas parciales D Dieléctrico
			F1.1.6 Descargas parciales entre fases o entre devanados D Dieléctrico
			F1.1.7 Problemas entre espiras D Dieléctrico
			F1.1.8 Aislamiento entre hilos D Dieléctrico
			F1.1.9 Sobre voltajes del sistema D Dieléctrico
			F1.1.10 Descargas atmosféricas D Dieléctrico
			F1.1.11 Pérdida de prensas M Mecánico
			F1.1.12 Movimiento axial del devanado M Mecánico
			F1.1.13 Movimiento radial del devanado M Mecánico
			F1.1.14 Movimiento en espiral del devanado M Mecánico
			F1.1.15 Rotura de soportes del fondo M Mecánico
			F1.1.16 Vibración M Mecánico
			F1.1.17 Sobrecalentamiento general T Térmico
			F1.1.18 Punto caliente T Térmico
			F1.1.19 Uniones sobrecalentadas T Térmico

SISTEMA	SUBSISTEMA		MODO DE FALLA			ORIGEN	
		TEMA					
T1	Parte central del condensador	T1.2	Núcleo	F1.2.1	Corrientes circulantes prensa a tierra	T	Térmico
				F1.2.2	Corrientes circulantes y calentamiento dentro de núcleo	T	Térmico
T2	Aislamientos	T2.1	Aislamiento líquido	F2.1.1	Oxidación y envejecimiento de productos	E	Envejecimiento o contaminación
				F2.1.2	Ingreso de humedad	E	Envejecimiento o contaminación
				F2.1.3	Contenido anormal de oxígeno o nitrógeno	E	Envejecimiento o contaminación
				F2.1.4	Contaminación por partículas	E	Envejecimiento o contaminación
				F2.1.5	Gases	E	Envejecimiento o contaminación
		T2.2	Aislamiento sólido	F2.2.1	Contaminación por lodos	E	Envejecimiento o contaminación
				F2.2.2	Exceso de humedad	E	Envejecimiento o contaminación
				F2.2.3	Contaminación de la superficie	E	Envejecimiento o contaminación
				F2.2.4	Envejecimiento	E	Envejecimiento o contaminación
				F2.2.5	Descargas progresivas sobre la superficie del aislamiento	D	Dieléctrico
				F2.2.6	Descargas parciales entre fases o entre devanados	D	Dieléctrico
				F2.2.7	Rotura de soportes de estructura de aislamiento	M	Mecánico
				F2.2.8	Sobrecalentamiento general	T	Térmico
T3	Tanque y accesorios	T3.1	Tanque y accesorios	F3.1.1	Fugas	E	Envejecimiento o contaminación
				F3.1.2	Corrosión externa e interna	E	Envejecimiento o contaminación
				F3.1.3	Arco eléctrico	M	Mecánico
		T3.2	Empaques	F3.2.1	Fugas	E	Envejecimiento o contaminación
				F3.2.2	Fugas	T	Térmico
T3.3	Válvulas	F3.3.1	Fugas	E	Envejecimiento o contaminación		

SISTEMA	SUBSISTEMA	MODO DE FALLA	ORIGEN
T4	Cambiado	T4.1 DETC F4.1.1 Deterioro de los contactos	E Envejecimiento o contaminación
		F4.1.2 Problema mecánico: eje, engranajes, empaques	M Mecánico
		F4.1.3 Crecimiento de carbono pírolítico	T Térmico
T5	Bujes	T5.1 Bujes F5.1.1 Aislamiento envejecido	E Envejecimiento o contaminación
		F5.1.2 Contaminación en superficie interna	E Envejecimiento o contaminación
		F5.1.3 Contaminación en superficie externa	E Envejecimiento o contaminación
		F5.1.4 Ingreso de humedad	E Envejecimiento o contaminación
		F5.1.5 Problema de aislamiento	D Dieléctrico
		F5.1.6 Problemas de conexión	M Mecánico
		F5.1.7 Base del buje en sobrecalentamiento	T Térmico
		F5.1.8 Pérdidas dieléctricas excesivas	T Térmico

Fuente: Los autores

3.4 IDENTIFICACIÓN DE MODOS DE FALLA

El objetivo de una actividad predictiva es identificar el momento anterior a la falla, de tal forma que se eviten las salidas de servicio no planeadas. En el numeral 2.4 se enunciaron algunas técnicas de mantenimiento preventivo para la identificación de condiciones anormales de operación. Al respecto, en la EAAB las actividades realizadas son usualmente:

Análisis físico-químico del aceite.

Cromatografía de gases.

Inspección visual.

Limpieza y pintura.

Pruebas eléctricas básicas (resistencia de aislamiento, resistencia de devanados, relación de transformación).

De las anteriores, los análisis de aceite, pruebas eléctricas e inspección visual son las responsables de identificar condiciones anormales en la operación del equipo.

Existen métodos especiales para la identificación de fugas. No obstante, su poco desarrollo a nivel nacional ocasiona que su valor sea lo suficientemente elevado como para ser poco eficiente económicamente en transformadores de baja y media potencia. La tabla 5 extrae cada uno de los modos de falla presentados en la tabla 3, con el fin de relacionar las técnicas de mantenimiento predictivo usuales en el país y su eficiencia en la interpretación para encontrar dichos modos de falla.

Asociando el criterio y recomendación dada por el CIGRE²¹ para la evaluación de pruebas en la búsqueda de defectos y fallas a las condiciones del parque de transformadores, objeto de la monografía, se genera el resumen de identificación presentado a continuación. La eficacia de un método para identificar un modo de falla depende de su relación con el parámetro a medir, es por ello que la tabla 4 genera un cuadro de valores asignados a cada método para identificar modos de falla.

Tabla 4. Valores de identificación y detección de fallas

<i>Valor</i>	<i>Descripción</i>
1	Buena identificación
2	Identificación justa
3	Buena detección e identificación limitada
4	Detección justa
5	Detección limitada
6	Prueba complementaria

Fuente: Los autores

²¹ Working Group A2.18.

Tabla 5. Evaluación de pruebas y técnicas de inspección para identificación de defectos y fallas

SUB SIST.		MODO DE FALLA		OR	PRUEBAS INDIVIDUALES		Tab.4	METODOLOGÍA LIMITACIONES		/
T1.1	Devanados	F1.1.1	Exceso de humedad	E	FQ (Humedad aceite) Factor de potencia		3 2			
		F1.1.2	Contaminación de la superficie	E	Factor de potencia		1			
		F1.1.3	Aislamiento envejecido	E	DGA Furanos Humedad en aceite DP		2 5 1 4	DGA: CO y CO2 son gases clave. DP requieren de acceso a una muestra del papel del devanado.		
		F1.1.4	Contaminación de partículas de aceite	E	Rigidez dieléctrica Conteo de partículas		2 4			
		F1.1.5	Descargas parciales	D	DGA PD		2 2			
		F1.1.6	Descargas parciales entre fases o entre devanados	D	DGA		2			
		F1.1.7	Problemas entre espiras	D	Relación de transformación Corriente de magnetización Resistencia de devanados DGA PD Barrido en frecuencia Sfra		2 1 3 4 4 1			
		F1.1.8	Aislamiento entre hilos	D	DGA		4			
		F1.1.9	Sobre voltajes del sistema							
		F1.1.10	Descargas atmosféricas	D						
		F1.1.11	Pérdida de prensas	M	Vibración Barrido en frecuencia Sfra		2 4			

SUB SIST.		MODO DE FALLA		OR	PRUEBAS INDIVIDUALES	Tab.4	METODOLOGÍA / LIMITACIONES
T1.1	Devanados	F1.1.12	Movimiento axial del devanado	M	Barrido en frecuencia Sfra	4	
		F1.1.13	Movimiento radial del devanado	M	Barrido en frecuencia Sfra	4	
		F1.1.14	Movimiento en espiral del devanado	M	Barrido en frecuencia Sfra	4	
		F1.1.15	Rotura de soportes del fondo	M	Vibración Barrido en frecuencia Sfra Visual	2 4 1	
		F1.1.16	Vibración	M	Medición de nivel de ruido Barrido en frecuencia Sfra	4 6	
		F1.1.17	Sobrecalentamiento general	T	DGA Visual	4 1	DGA: Gases combustibles claves. Registro de temperaturas de operación
		F1.1.18	Punto caliente	T	DGA	4	Analizar el diseño del equipo
		F1.1.19	Uniones sobrecalentadas	T	DGA Resistencia de devanados	3 3	Usualmente la generación de gases aumenta con carga
		F1.2.1	Corrientes circulantes prensa a tierra	T	DGA Resistencia de aislamiento Descargas parciales	4 1 6	
		F1.2.2	Corrientes circulantes y calentamiento dentro de núcleo	T	DGA Corrientes de magnetización Resistencia de aislamiento Factor de Potencia	5 2 5 6	
		F2.1.1	Oxidación y envejecimiento de productos	E	DGA FQ	3 1	

SUB SIST.		MODO DE FALLA		OR	PRUEBAS INDIVIDUALES	Tab.4	METODOLOGÍA / LIMITACIONES
T1.1	Devanados	F2.1.2	Ingreso de humedad	E	FQ (Humedad en el aceite) Factor de potencia	1 5	La temperatura del aceite debería ser medida para determinar el % de saturación.
		F2.1.3	Contenido anormal de oxígeno o nitrógeno	E	DGA	1	
		F2.1.4	Contaminación por partículas	E	Conteo de partículas. Rigidez dieléctrica. Descargas parciales	2 3 3	Depende de la experticia del operario en la toma de muestras.
		F2.1.5	Gases	E	DGA	1	
		F2.2.1	Contaminación por lodos	E	FQ (Número acidez Estabilización de oxidación Precipitación de lodos) Factor de potencia	2 2 5 6	
		F2.2.2	Exceso de humedad	E	FQ(Humedad aceite) Factor de potencia	3 2	
		F2.2.3	Contaminación de la superficie	E	Factor de potencia	1	
		F2.2.4	Envejecimiento	E	DGA Furanos Humedad en aceite DP	2 5 1 4	DGA: C0 y C02 son gases clave. DP requieren de acceso a una muestra del papel del devanado.
		F2.2.6	Descargas parciales entre fases o entre devanados	D	DGA	2	
T1.2	Núcleo	F2.2.7	Rotura de soportes de estructura de aislamiento	M	Vibración Barrido en frecuencia Sfra Visual	2 4 1	

SUB SIST.		MODO DE FALLA		OR	PRUEBAS INDIVIDUALES	Tab.4	METODOLOGÍA / LIMITACIONES
T2.1	Aislamiento líquido	F2.2.8	Sobrecalentamiento general	T	DGA Visual	4 1	DGA: Gases combustibles claves. Registro de temperaturas de operación
		F3.1.1	Fugas	E	Visual DGA	2 4	DGA permite identificar la presencia de oxígeno o nitrógeno.
		F3.1.2	Corrosión externa e interna	E	Visual	3	
		F3.1.3	Arco eléctrico	M	Visual DGA	1 3	Requiere de inspección interna
		F3.2.1	Fugas	E	Visual	2	
T2.2	Aislamiento sólido	F3.2.2	Fugas	T	Visual	3	
		F3.3.1	Fugas	E	Visual	2	
		F4.1.1	Deterioro de los contactos	E	Resistencia de devanados DGA Relación de transformación	3 4 6	Se recomienda realizar la prueba de resistencia de devanados a 100 A.
		F4.1.2	Problema mecánico: eje, engranajes, empaques	M	Auditivo		
		F4.1.3	Crecimiento de carbono pirolítico	T	DGA Resistencia de devanados	4 5	
		F5.1.1	Aislamiento envejecido	E	Factor de Potencia DGA Descargas Parciales	5 6 4	Factor de potencia usualmente hace parte del plan de mantenimiento del equipo. DGA sólo para bujes con toma de muestra o sumergidos en aceite.

SUB SIST.		MODO DE FALLA		OR	PRUEBAS INDIVIDUALES	Tab.4	METODOLOGÍA / LIMITACIONES
T2.2	Aislamiento sólido	F5.1.2	Contaminación en superficie interna	E	Resistencia de aislamiento Factor de Potencia DGA	2 5 5	Factor de potencia y resistencia de aislamiento usualmente hacen parte del plan de mantenimiento del equipo. DGA soporta los resultados encontrados. La toma depende del tipo de buje.
		F5.1.3	Contaminación en superficie externa	E	Visual Resistencia de aislamiento Factor de Potencia	3 4 6	Pruebas de rutina.
T3.1	Tanque y accesorios	F5.1.4	Ingreso de humedad	E	Factor de potencia DGA	1 2	Pruebas de rutina.
		F5.1.5	Problema de aislamiento propia del equipo.	D	Factor de potencia Resistencia de aislamiento	5 3	
		F5.1.6	Problemas de conexión	M	DGA Resistencia de devanados	1 4	
T3.2	Empaques	F5.1.7	Base del buje en sobrecalentamiento	T	DGA Factor de potencia	3 4	Gases claves: CO y CO2
		F5.1.8	Pérdidas dieléctricas excesivas	T	Factor de Potencia DGA Descargas Parciales	5 6 4	Factor de potencia usualmente hace parte del plan de mantenimiento del equipo. DGA sólo para bujes con toma de muestra o sumergidos en aceite. Costo elevado de prueba de descargas parciales.

SUB SIST.		MODO DE FALLA		OR	PRUEBAS INDIVIDUALES	Tab.4	METODOLOGÍA / LIMITACIONES
T3.3	Válvulas	F3.3.1	Fugas	E	Visual	2	
T4.1	Cambiador de tomas sin carga	F4.1.1	Deterioro de los contactos	E	Resistencia de devanados DGA Relación de transformación	3 4 6	Se recomienda realizar la prueba de resistencia de devanados a 100 A.
		F4.1.2	Problema mecánico: eje, engranajes, empaques	M	Auditivo		
		F4.1.3	Crecimiento de carbono pírolítico	T	DGA Resistencia de devanados	4 5	
T5.1	Bujes	F5.1.1	Aislamiento envejecido	E	Factor de Potencia DGA Descargas Parciales	5 6 4	Factor de potencia usualmente hace parte del plan de mantenimiento del equipo. DGA sólo para bujes con toma de muestra o sumergidos en aceite. Costo elevado de prueba de descargas parciales.
		F5.1.2	Contaminación en superficie interna	E	Resistencia de aislamiento Factor de Potencia DGA	2 5 5	Factor de potencia y resistencia de aislamiento usualmente hacen parte del plan de mantenimiento del equipo. DGA soporta los resultados encontrados. La toma depende del tipo de buje.
		F5.1.3	Contaminación en superficie externa	E	Visual Resistencia de aislamiento Factor de Potencia	3 4 6	Pruebas de rutina.

		F5.1.4	Ingreso de humedad	E	Factor de potencia DGA	1 2	Pruebas de rutina.
		F5.1.5	Problema de aislamiento propia del equipo.	D	Factor de potencia Resistencia de aislamiento	5 3	
SUB SIST.		MODO DE FALLA		OR	PRUEBAS INDIVIDUALES	Tab.4	METODOLOGÍA / LIMITACIONES
		F5.1.6	Problemas de conexión	M	DGA Resistencia de devanados	1 4	
		F5.1.7	Base del buje en sobrecalentamiento	T	DGA Factor de potencia	3 4	Gases claves: CO y CO2
		F5.1.8	Pérdidas dieléctricas excesivas	T	Factor de Potencia DGA Descargas Parciales	5 6 4	Factor de potencia usualmente hace parte del plan de mantenimiento del equipo. DGA sólo para bujes con toma de muestra o sumergidos en aceite. Costo elevado de prueba de descargas parciales.

Fuente: Los autores

4. PLAN DE MANTENIMIENTO – EMPRESA DE ACUEDUCTO DE BOGOTÁ

El consumo energético en la EAAB está comprendido por estructuras de control de válvulas reductoras de presión, torres de transmisión y sistemas de comunicación; debiendo su mayor consumo a plantas de bombeo, divididas en dos grupos: plantas elevadoras de aguas residuales y estaciones de bombeo de agua potable. Las primeras, están ubicadas en su mayoría en la zona occidental de la capital, y su objetivo es la elevación de agua al río Bogotá mediante el uso de bombas sumergibles con capacidades entre 200 a 600 litros/s con un consumo comprendido entre los 50 y los 200 kW, con el soporte de estructuras elevadoras de tornillos, con motores entre 100 kW y 400 kW con caudales entre 800 y 1500 litros/s; por otra parte, las estaciones de bombeo de agua potable, tienen como misión, transportar el agua a toda la ciudad a tanques de distintas capacidades, para que luego por diferencia de altura, se distribuyan por la red hidráulica del sistema.

4.1 PARQUE DE TRANSFORMADORES

El consumo energético depende en cada estación de las cargas a las cual está sometido el sistema. Dicha variación, ocasiona, que se encuentren transformadores de diferentes características técnicas, siendo la más usual, una alimentación en media tensión transformada a baja tensión (440-277 V, frecuentemente). En las más de cincuenta estaciones distribuidas en la zona, se encuentran más de setenta transformadores, con potencias comprendidas desde los 15 hasta los 12000 kVA.

EAAB clasifica sus transformadores en función de la potencia, en cuatro clases, siendo la primera aquella que comprende los equipos de distribución y/o menor potencia, hasta llegar a la clase cuatro, comprendida por transformadores de mayor potencia y que pueden ser considerados como equipos de media potencia:

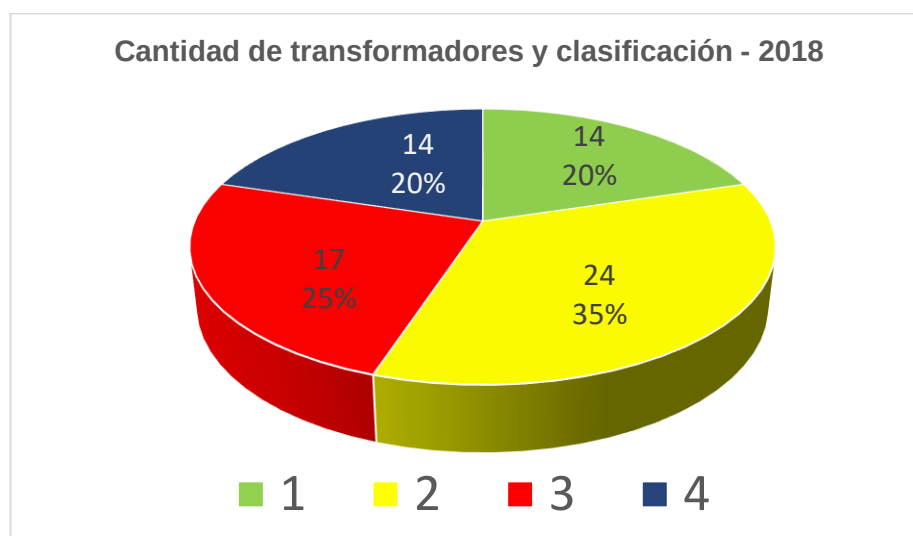
Tabla 6. Clasificación de transformadores según EAAB

CLASE	POTENCIA
1	Transformadores entre 15 y 150 kVA
2	Transformadores entre 225 kVA y 500 kVA
3	Transformadores entre 750 kVA y 1500 kVA
4	Transformadores entre 1600 kVA y 3000 kVA

Fuente: EEAB. Modelo de estudios previos.

Por condiciones de operación, los transformadores utilizados, son en su totalidad, equipos sumergidos en aceite mineral, como medio de refrigeración, luego las actividades de mantenimiento se encuentran orientadas a este tipo de equipos. La imagen mostrada a continuación presenta en cifras porcentuales, la clasificación de cada uno de los equipos existentes.

Figura 14. Cantidad de transformadores según clasificación



Fuente: Los autores.

La distribución de transformadores en función del nivel de potencia es utilizada para las solicitudes de contratación del plan de mantenimiento; el diagrama evidencia que no existe una mayor cantidad de equipos de una única clase, luego el plan de mantenimiento, objeto de conservar las características funcionales de los

equipos, deben ser orientados con igual relevancia a cada uno de los equipos. El archivo maestro de los equipos intervenidos, incluye sus datos técnicos, ubicación y evaluación de criticidad; dicho documento adicionalmente es retroalimentado con las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo desde el momento del inicio de mantenimiento suscrito por un tercero. Los datos a continuación mostrados, y su soporte estadístico, se encuentra basado en el registro de dicha información.

4.2 PLAN DE MANTENIMIENTO VIGENTE

En la EAAB el servicio de mantenimiento de las estaciones de bombeo tanto de agua potable y aguas negras está a cargo de la división de electromecánica la cual es responsable de la sostenibilidad de los equipos eléctricos, electrónicos y mecánicos; esta división presta sus servicios a otras áreas de la empresa como lo son: Red Matriz, encargada de la distribución de toda el agua potable y las 5 zonas sectorizadas por toda la ciudad encargadas del mantenimiento de redes hidráulicas, distribución al usuario final y también del sistema de alcantarillado.

La división de Electromecánica realiza el mantenimiento de sus transformadores por medio de un contrato con fecha de inicio 12 de enero de 2017 y terminación 11 de enero de 2020, en dicho contrato el objeto es realizar mantenimiento preventivo y correctivo de transformadores de potencia,

Con la premisa de “Garantizar la mantenibilidad y confiabilidad de los transformadores utilizados en las estaciones de bombeo y estructuras de control propiedad de la EAB”²² y el objeto de la prestación de servicios “Mantenimiento preventivo y correctivo con suministro de repuestos e insumos a los transformadores de potencia de media tensión de las estaciones pertenecientes a la empresa” se escoge un prestador de servicios encargado de cumplir actividades de

²² Acueducto de Bogotá, «Modelo de estudios previos», 5 de agosto de 2016.

mantenimiento ya definidas según pliegos de oferta, dicha elección posterior a un análisis económico y técnico de las ofertas emitidas por cada uno de ellos.

Tabla 7. Actividades preventivas de mantenimiento a transformadores según EAAB

	15 A 150 KVA	225 A 500 KVA	750 A 1500 KVA	1600 A 3000 KVA
Inspección inicial	X	X	X	X
Tomar muestras de aceite para análisis físico químico y de cromatografía de gases	X	X	X	X
Análisis termográfico	X	X	X	X
Pruebas iniciales	X	X	X	X
Relación de transformación	X	X	X	X
Resistencia de aislamiento	X	X	X	X
Medición de puesta a tierra	X	X	X	X
Resistencia de devanados	X	X	X	X
Análisis cuantitativo y cualitativo de pcb's	X	X	X	X
Limpieza de la carcasa, bujes, sistema de refrigeración y pintura exterior	X	X	X	X

Fuente: Los autores.

Tabla 8. Actividades correctivas de mantenimiento a transformadores según EAAB

	15 A 150 KVA	225 A 500 KVA	750 A 1500 KVA	1600 A 3000 KVA
Cambio de sílica gel del deshumectador	X	X	X	X
Regeneración de aislamiento con 6 recirculaciones sin secado	X	X	X	X
Completar nivel de aceite (precio por galón)	X	X	X	X
Corrección de fugas de aceite	X	X	X	X
Tratamiento por termovacío más inhibidor	X	X	X	X
Ajuste del sistema de puesta a tierra	X	X	X	X
Ajuste del tap - relación de transformación	X	X	X	X
Rebobinar el núcleo del transformador (incluye transporte)	X	X	X	X

Fuente: Los autores.

Las actividades desarrolladas son clasificadas en preventivas, que incluyen pruebas eléctricas, limpieza general y verificación de estado del equipo y en correctivas, que implican la corrección de algún problema que pueda considerarse mayor o menor, en

función de su evaluación de criticidad. El definir una actividad como correctiva se refiere a la intervención directa sobre uno de los subsistemas del equipo; sin embargo, no necesariamente se debe a sucesos repentinos o no planeados, de hecho para determinar la ejecución de una actividad correctiva, antes deben haberse encontrado parámetros anormales en las actividades predictivas.

En las tablas 4 y 5, las casillas marcadas con una x en cada una de las tablas, indican que está actividad debe realizarse en cada uno de los grupos de clasificación, por requerimiento del EAAB son realizadas las mismas actividades para cada uno de los equipos, lo que si bien permite sistematizar la ejecución y programación de tareas de mantenimiento, puede ocasionar que no se evalúen todos los elementos de la misma forma, en función de todos sus componentes.

4.3 ALMACENAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

La ejecución de las actividades de mantenimiento es ejecutada por el propio contratista; sin embargo, la supervisión y almacenamiento de información en el sistema de gestión documental propio de la empresa es realizada por el responsable del área por parte de EAAB. Diferente al almacenamiento registrado en el sistema de control de la empresa dueña de los equipos, el contratista lleva un registro de las actividades ejecutadas en el lapso de tiempo del contrato.

El registro del ejecutor del mantenimiento incluye información pertinente a las actividades: el número de serie del activo, su información y costo en general de las actividades de mantenimiento preventivo o correctivo ejecutadas en función del tiempo. Cada actividad ejecutada en el registro editable del ejecutor del mantenimiento es relacionada al cliente final para su posterior ingreso en el gestor informático de mantenimiento.

El análisis del plan de mantenimiento existente e identificación de oportunidades de mejora, se realiza desde el registro de mantenimientos entregado por el contratista, e incluye los siguientes parámetros:

Registro: Consecutivo de la actividad de mantenimiento correctivo o predictivo ejecutado independientemente del número de serie o de la ubicación del transformador, cada actividad es enumerada dentro del sistema de información del contratista, dicha numeración es utilizada para posteriores análisis de actividades. Para el caso de análisis de aceites, cromatografía de gases, pruebas eléctricas o termografías, cada informe emitido por el contratista es codificado y relacionado con este número de registro.

Ubicación: Cada transformador es utilizado en una subestación, cada una de ellas presenta un nombre diferente, y dicho nombre está referido a las condiciones de operación (aguas residuales o agua potable), el cambio del efecto que genera la corrosión en cada una de las locaciones es un factor relevante en el análisis de falla, cada registro vincula la ubicación del equipo intervenido. Es posible que un equipo pase de una subestación a otra por efectos de falla y requerimiento de corrección inmediata; sin embargo, no es una situación muy común.

Número de serie: Es el documento de identidad de cada transformador, es dado por el fabricante y es posible observarlo en la placa de características propia del equipo, toda actividad de mantenimiento y/o inspección se relaciona con el número de serie propio del equipo.

Potencia: Definida por el diseño del fabricante, especifica la potencia nominal de operación del equipo, al igual que el número de serie, se encuentra en la placa característica.

Cantidad de aceite: Aplica únicamente para transformadores sumergidos en aceite y tiene como fin definir el volumen de aceite contenido dentro del equipo para en caso de mantenimiento mayor, definir el costo de su cambio, recirculado o trasiego para transporte (transformadores de potencia únicamente).

Voltaje: Niveles de tensión y relación de transformación del equipo, adicionalmente incluye información pertinente como grupo vectorial, que es fundamental para el uso de transformadores en paralelo.

Análisis o predictivo: Corresponde a las siglas de la actividad ejecutada, las más comunes son listadas a continuación:

FQ: Análisis fisicoquímico y cromatográfico.

PEC: Pruebas eléctricas (TTR, Aislamiento, Resistencia PT, Resistencia devanados, Diagnostico).

PCB's: Análisis cuantitativo y cualitativo de PCB's.

LIMPIEZA Y PINTURA: Limpieza de la carcasa, bujes y sistema de refrigeración y pintura exterior.

TERMOGRAFÍA: Inspección termográfica del transformador.

Ítem ejecutado: Corresponde a un código que relaciona la actividad ejecutada con la clasificación del transformador antes enunciada en la tabla 3.

Para actividades predictivas la codificación viene dada de la siguiente forma:

Ítem: Grupo + 0 + Actividad Ejecutada (Ver Anexo 1)

Para actividades correctivas, a diferencia de las predictivas, la codificación dada por el ejecutor del mantenimiento realiza un cambio de la clasificación de los transformadores.

Ítem: Clasificación del transformador intervenido (Cambio en la codificación en comparación con la tabla 3) + 0 + Actividad Ejecutada
(Ver Anexo 2)

Secuencia del trabajo (Último o histórico): Clasifica la actividad ejecutada de tal forma que es posible determinar cuál fue la última actividad o el

último reporte obtenido, cuando se realiza un nuevo ensayo, el inmediatamente anterior cambia su secuencia por histórico.

Número de reporte: Codificación interna del reporte de la actividad ejecutada.

Fecha de ejecución de predictivo: Fecha de la ejecución de la actividad predictiva.

Diagnóstico: En función de los resultados obtenidos los clasifica en diferentes conceptos:

Cuestionable.

Defectuoso.

Normal.

Pendiente.

Revisado.

Acción predictiva recomendada: De acuerdo con el ejecutor del mantenimiento, se recomienda la ejecución de una u otra actividad predictiva de mantenimiento.

Acción predictiva ejecutada:

Acción correctiva recomendada.

Acción correctiva ejecutada.

Índice de correctivo: Ítem según tabla 6.

Índice de predictivo. Ítem según tabla 7.

Dicha información es almacenada para controlar en sitio las actividades de mantenimiento o inspección ejecutadas en diferentes equipos. El soporte técnico de las actividades ejecutadas en cada equipo está soportado en reporte de actividad entregados al cliente final con una estructura como la mostrada en la figura 14.

Figura 15. Formato protocolo para reporte de actividades

	PROTOCOLO INSPECCIÓN TERMOGRAFICA Alameda Protocolo: 0228			
Contrato:	Orden de compra No 4000262324		Fecha:	15/05/2018
Equipo: Transformador 630 KVA SN 225092	Ubicación: Bujes de salida BT	Página:	8 de 9	
Planta: Alameda	Termógrafo: Eduardo Garzón	Revisión:	A	
Número Documento:	COAIA-EL-ITM-00895-16-082-15-05-18 ALAMEDA		Archivo: COAIA-EL-ITM-00895-16-082-15-05-18 ALAMEDA	

Fuente: COAIA CONTRATISTA - EAAB

4.4 CRITICIDAD DE LOS EQUIPOS

El registro de las actividades ejecutadas es almacenada en la base de datos de los equipos, cada una de ellas, recibe un valor de criticidad en función del diagnóstico, donde el valor más alto (15), corresponde a actividades que requieren de trabajos de mantenimiento correctivo mayor implicando la salida de funcionamiento del equipo y la necesidad de realizar la actividad en un sitio diferente, mientras el valor menor (0) especifica que el equipo se encuentra en condiciones normales de operación.

Tabla 9. Evaluación de criticidad de actividades de mantenimiento.

<i>No</i>	<i>Diagnostico o defecto</i>	<i>Criticidad</i>
1	Normal	0
3	Cuestionable	2
4	Defectuoso	3
6	Fecha > 1 Año	1
7	Cambio Silica	3
8	Ajuste de puesta a tierra	3
9	Completar aceite	3
10	Corrección de fugas	3
11	Ajuste tap - Sin DPS, Bucholz dañado - Cables mal estado - Aislador roto	8
12	Tratamiento por termo vacío (Mal estado de: Ruedas, Radiador, Seccionador)	15
13	Regeneración 6 recirculaciones	15
14	Rebobinado del núcleo - Revisión de taller - PCB's - Cambio aceite	15

Fuente: Los autores.

Dichos valores, son asignados en conjunto entre la empresa contratante, y el contratista, para luego generar el análisis de criticidad de correctivos y preventivos de cada uno de los equipos. Al asignar un valor, y luego sumarlo, se lleva la trazabilidad de cuáles son los equipos con hallazgos de mayor peso, en el transcurso del contrato.

La propuesta de mantenimiento a generar, objeto principal del desarrollo de esta monografía, está basada en el análisis y evaluación del plan existente. La evaluación de la información obtenida parte del principio de que existen cuatro variables en nuestro parque de transformadores:

- Grupo de clasificación del transformador.
- Acumulado de criticidad por preventivos.
- Acumulado de criticidad por correctivos.
- Locación del transformador.

Mediante la iteración estadística de la información entregada del numeral 4.2.1 se cruzan las variaciones de datos ordenando los equipos por niveles de criticidad, primero en predictivos y luego en correctivos, para luego clasificarlos por el grupo al que pertenecen según su clasificación por potencia, y por último, verificando si existen relaciones con la ubicación de los equipos.

El diagrama de Pareto, o también conocida como ley de los pocos vitales es aplicado en el análisis de los valores de criticidad obtenidos con el fin de verificar si existe alguna relación entre los equipos a los que más actividades correctivas se ejecutan, su potencia y su locación.

4.4.1 Análisis de acumulado de índices predictivos

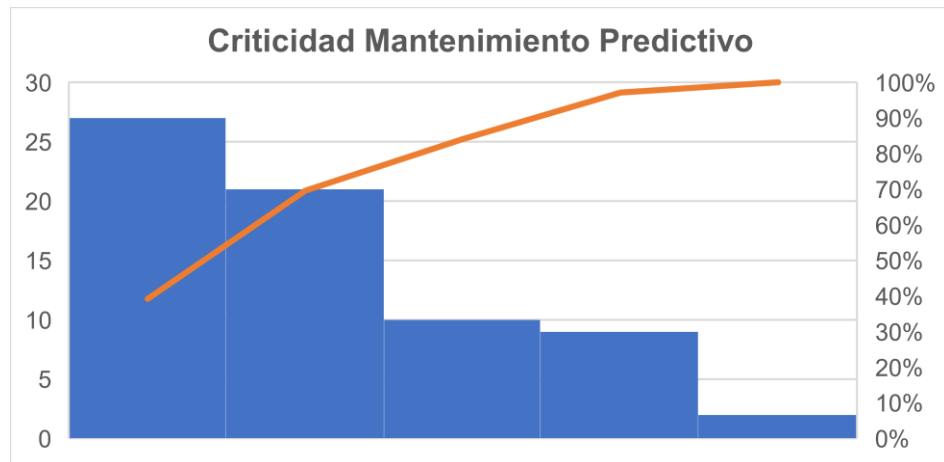
Las actividades de mantenimiento predictivo son ejecutadas en un transformador por planeación previa según la periodicidad recomendada por el ejecutor, y basándose en la experiencia de los supervisores de mantenimiento. En total tenemos 69 transformadores, luego se separan los primeros 17 equipos del resto, con el fin de verificar si existe una tendencia de variación diferente.

Tabla 10. Extracto de acumulados de criticidad para diferentes transformadores

N O	ESTACION	TIPO	SERIAL	C. PREDI C.	C. CORR E.	GRUPO	VOLTAJE (V)	(KVA)	VOL ACEITE
1	S/E Cerro Norte IV	Aguas	19215	29	26	1	11400/460	75	40
2	S/E Cerro Norte III	Aguas	19916	28	23	1	11400/460-266	112,5	50
3	S/E Cerro Norte II	Aguas	20081	26	26	1	11400/460-266	112,5	45
4	S/E Casablanca	Aguas	731377	26	18	1	11400-208/ 120	75	66
5	S/E Cerro Norte I	Aguas	92837-532	25	14	2	11400/454	300	60
6	S/E Capilla	Aguas	99055-1238	25	11	4	34500/12000-6928	800	889
9	S/E Fontibon	Aguas	3025	23	8	1	12000-13800/120-208	75	42
7	S/E Santa Ana	Aguas	215502	23	3	4	34500/230-133	12000	1543
8	S/E Planta San Diego	Aguas	533319	23	3	1	11400/270	160	260 kg
10	S/E PCH SUBA	Aguas	5920911	21	3	4	11400 V/1685 V	3000	1850
11	S/E Codito 2	Aguas	93965-482	20	8	2	13200/450-260	225	56
13	S/E Quindío Trf. 1	Aguas	24208	19	8	2	11400/500	500	106
12	S/E Sucre 1	Aguas	43309-07	19	8	2	11400/480	500	111
14	S/E Fontibón	Aguas	TP-3160	19	8	2	12000/480-277	300	79
16	S/E Paraíso 2	Aguas	8814582	18	23	1	11400/480	75	44
15	S/E Sierra Morena 1	Aguas	61808	18	8	4	11400/4311	2000	624
17	S/E Gibraltar Trf. No. 2	Residuales	185206	18	0	3	34500/480-277	1250	303

Fuente: Los autores.

Figura 16. Diagrama de Pareto – Criticidad mantenimiento predictivo



Fuente: Los autores.

La tabla 10 es un ejemplo de la información extraída para su posterior análisis, en este caso, los resultados son ordenados en función del valor de criticidad de mantenimiento predictivo, dicha información se tabula con un diagrama de Pareto (figura 16), evidenciando que, en efecto, el mayor acumulado de índice de criticidad por predictivo es realizado a un pequeño porcentaje de los equipos. Para análisis más profundos de la tabla 9, añadiendo el resto de datos, se contabilizan la cantidad de equipos por clasificación de potencia dependiendo del grupo 1 al 4, para luego sumar los valores de cada uno de estos, y luego promediarlo.

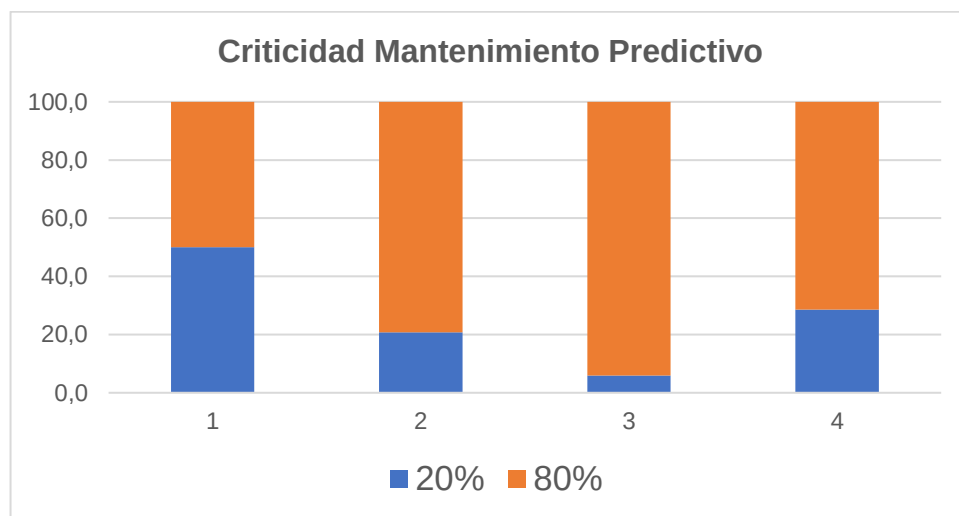
El conteo de los datos obtenidos, abajo mostrados en la tabla 13 puede generar conclusiones aproximadas por sesgo estadístico, para evitar dicho problema, se realiza una relación entre la cantidad de equipos agrupados en un grupo y otro, y la cantidad total de equipos existentes en el patio de transformadores para calcular el porcentaje representado en ese porcentaje de todos los equipos pertenecientes a cada uno de los grupos distribuidos según EAAB.

Tabla 11. Pareto – Criticidad mantenimiento predictivo

PREDICTIVO					
	Grupo	Cantidad Equipos por Grupo	% de Total trafos	Suma Criticidades	Criticidad promedio
20%	1	7	50,0	173	24,71
	2	5	20,83	102	20,40
	3	1	5,88	18	18,00
	4	4	28,57	87	21,75
80%	1	7	50	42	6,00
	2	19	79,16	189	9,95
	3	16	94,12	101	6,31
	4	10	71,43	78	7,80

Fuente: Los autores.

Figura 17. Distribución de criticidad según potencia para mantenimiento predictivo



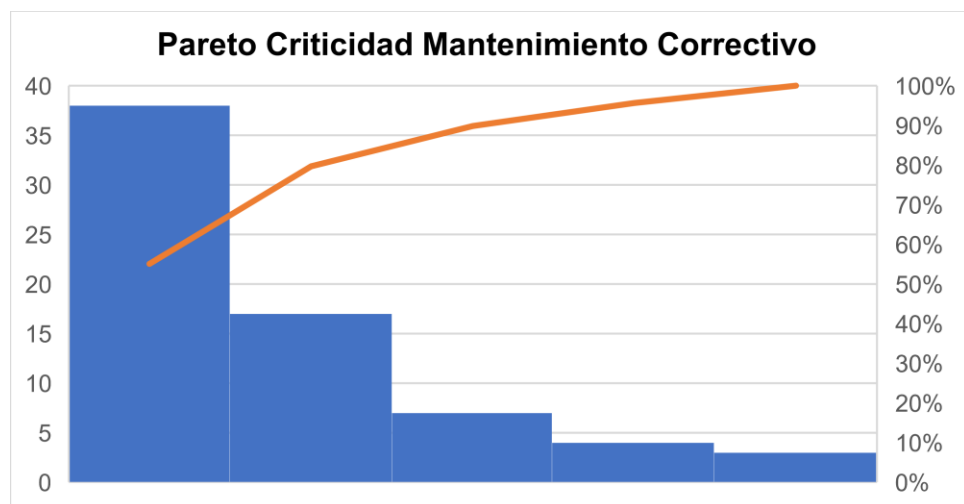
Fuente: Los autores.

El análisis de los resultados anteriores evidencia que la mayoría de las actividades de mantenimiento predictivo son realizadas a los equipos de menor potencia mientras que, por el contrario, los equipos de una potencia mayor no son objeto de actividades predictivos en lapsos de tiempo tan corto, aún cuando su control debería ser más exigente; sin embargo, para generar una conclusión mejor soportada, es necesario relacionar la cantidad de actividades ejecutadas con la criticidad acumulada.

4.4.1 Análisis de acumulado de índices correctivos. Las tablas mostradas en el subcapítulo anterior tenían como objetivo describir el procedimiento de análisis de los índices predictivos definidos como el valor acumulado de las actividades definidas en la tabla 8; este mismo es repetido para el análisis de los correctivos, buscando una posible correlación.

Los valores de criticidad de una actividad de mantenimiento mayor como un recirculado mayor obtienen el máximo valor posible (15), mientras en el predictivo el máximo valor a obtener puede ser de (3). La diferencia de valores obtenidos hace que el diagrama de Pareto sea más significativo como lo muestra la figura 18.

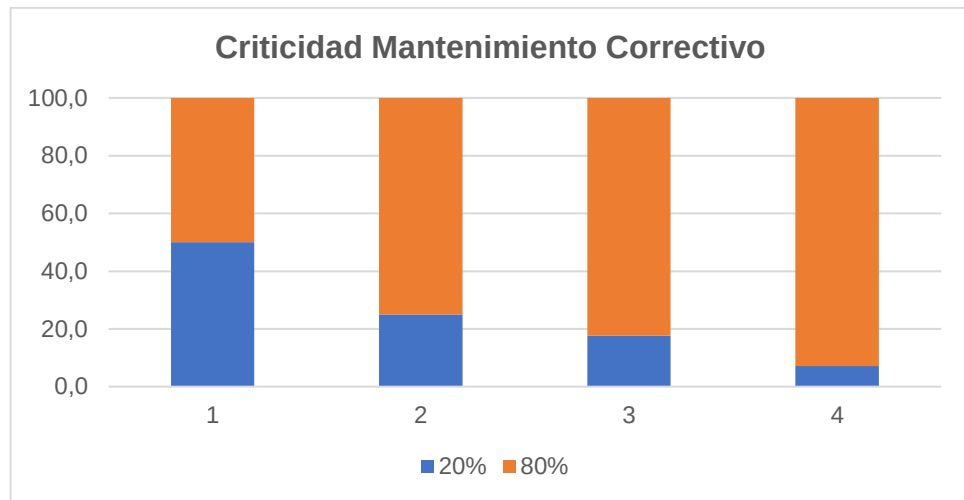
Figura 18. Diagrama de Pareto – Criticidad mantenimiento predictivo



Fuente: Los autores.

Para los transformadores de menor potencia, existe una relación directa entre la criticidad predictiva y la correctiva, (comparaciones gráficas 16 y 18). El aumento de la criticidad predictiva se debe a la identificación de una falla, lo que ocasiona que el responsable del mantenimiento deba repetir actividades de inspección con el fin de confirmar la presencia de una condición anormal de operación.

Figura 19. Distribución de criticidad según potencia para mantenimiento correctivo



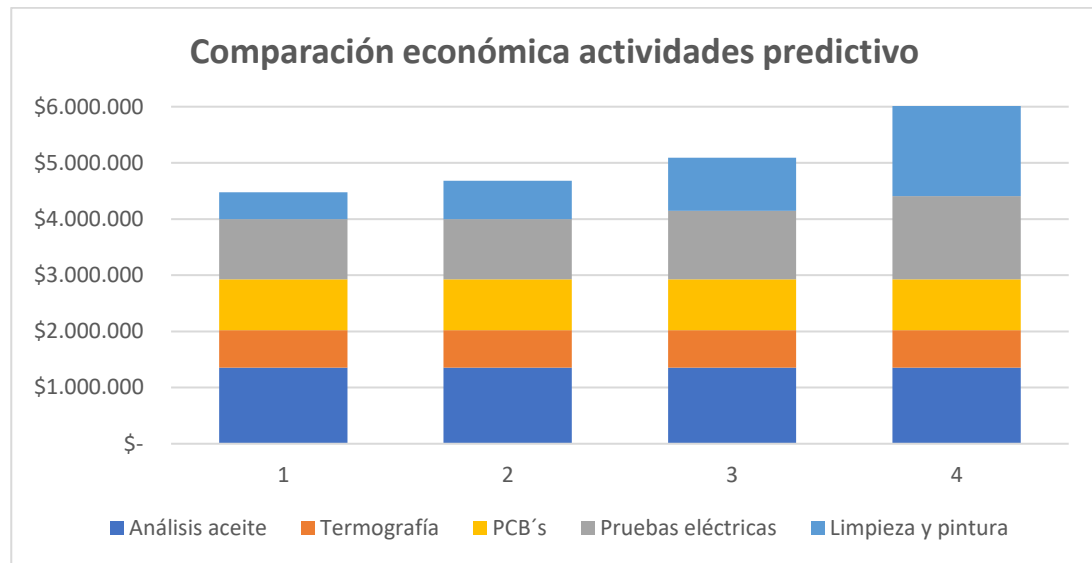
Fuente: Los autores.

4.4.2 Relación entre criticidad y locación de subestación. Al repetir el análisis de Pareto y densidad cambiando la variable de grupo de transformadores a locación del equipo no se encuentran relaciones según tipo de mantenimiento o mezclando el valor entre los mismos, en capítulos siguientes se realiza el análisis de falla de los eventos no programados en el lapso de tiempo definido encontrando que si bien, inicialmente la corrosión por las condiciones de operación en un sistema se considera un medio crítica, su influencia en dichos eventos ha sido poco significativo.

4.5 COSTO DE ACTIVIDADES EJECUTADAS

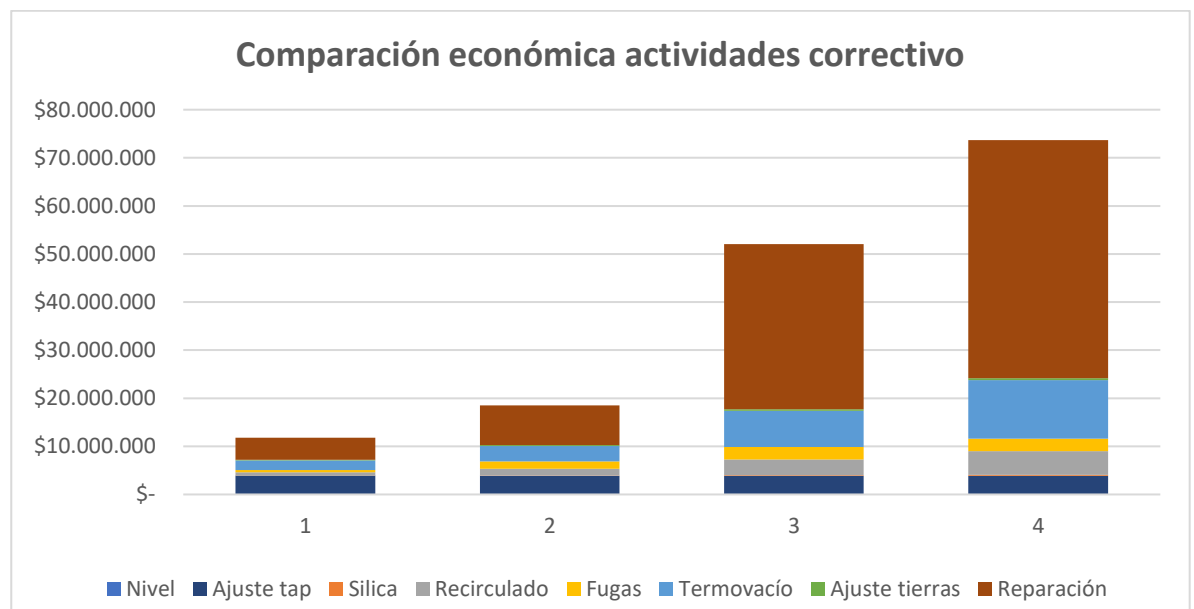
Cada actividad ejecutada de los anexos 1 y 2, tiene un costo dependiente de la actividad y la clasificación del transformador por su nivel de potencia. Las actividades predictivas tienen el mismo costo similar independientemente del nivel de la clasificación de cada transformador, mientras las correctivas dependen de forma directa del grupo, debido a que en estas últimas influyen características como su peso, nivel de tensión, cantidad de accesorios, etcétera.

Figura 20. Comparación económica actividades predictivo



Fuente: Los autores.

Figura 21. Comparación económica actividades correctivo



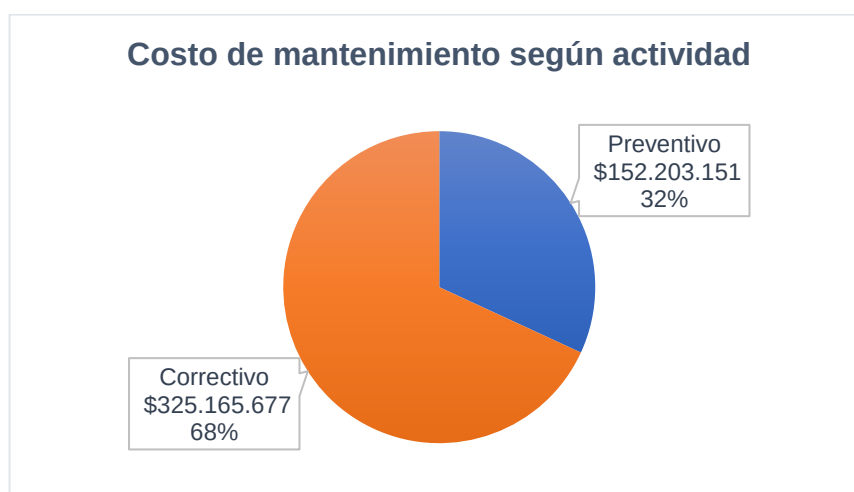
Fuente: Los autores.

La diferencia de precios entre uno y otro ocasiona un desbalance en la comparación del presupuesto invertido en uno y uno; sin embargo, esta comparación de por sí es ambigua, si se tiene en cuenta que el mantenimiento correctivo no es realizado debido a la pérdida de la operatividad del equipo; sino por

la presencia de un defecto. La presencia de un defecto se relaciona con la disminución de una de las características de operación del equipo, sin llegar a significar que el equipo deba salir de funcionamiento inmediatamente.²³

Los mantenimientos correctivos pueden denominarse para futuros planes de mantenimiento como mantenimientos preventivos mayores, debido a la intervención que se realiza en el equipo. El análisis de los siniestros presentados, por el contrario, es enunciado en los siguientes subcapítulos.

Figura 22. Costo de mantenimiento según actividad



Fuente: Los autores.

A su vez, el denominado correctivo puede clasificarse en dos tipos: mayor y menor, según su influencia en la operación del equipo (si es necesaria la parada del equipo) y la viabilidad de ejecutar la actividad en la ubicación propia del activo, o en caso de ser necesario en un taller propio del ejecutor del mantenimiento.

La tabla 14, mostrada en la siguiente hoja resume los gastos relacionados con el mantenimiento de cada una de las actividades ejecutadas, incluyendo la cantidad

²³ Working Group A2.18, «Life management techniques por power transformers».

de veces que se realizó la actividad (a diferencia del análisis por criticidad), y el valor total de las actividades ejecutadas.

El plan de mantenimiento predictivo definido de acuerdo con las actividades de EAAB comprende la inspección del equipo, la toma de muestras de aceite, la ejecución de pruebas eléctricas y otras actividades como limpieza y ajuste; el tiempo de ejecución de dichas tareas no supera las cinco horas de parada, y muchas de ellas pueden ser realizadas sin necesidad de desenergizar el equipo, basándose en la experiencia, cambio de condiciones de operación y registro continuo de información (un incremento súbito en el ruido puede ser indicio de que hay una condición anómala en la operación del equipo, lo mismo sucede con el registro de datos de temperatura o mediciones de valor de consumo de corriente de la carga).

El mantenimiento correctivo al ser separado para análisis nos muestra actividades que pueden ser realizadas por el propio personal de EAAB en caso de ser necesario o en períodos cortos de parada debido a que la complejidad de la tarea no es significativa.

La comparación en la cantidad de actividades predictivas y correctivas ejecutadas, muestra una relación casi de 5:1, mientras la relación de costo tiene una relación inversa de 1:2. Dicho fenómeno se presenta por la diferencia de costos; sin embargo, al complementarla con la evaluación por criticidad.

Tabla 12. Costo de actividades de mantenimiento. Período 2017-2018

Mto. Predictivo			Mantenimiento Correctivo					
			Menor			Mayor		
Actividad	N.	Costo	Actividad	N.	Costo	Actividad	N.	Costo
Inspección Inicial; Toma de muestras, Análisis fisicoquímico y cromatográfico	130	\$ 20.306.541	Cambio de silicagel (Deshumectador mal estado)	18	\$ 378.627	Regeneración de aislamiento con 6 recirculaciones	2	\$ 10.404.424
Inspección termográfica del transformador.	117	\$ 17.970.568	Completar nivel de aceite	18	\$ 109.040	Tratamiento por termovacío mas inhibidor (En mal estado: Radiador, Ruedas, Aceite, Seccionador)	7	\$ 24.911.607
Pruebas eléctricas iniciales.	84	\$ 24.910.656	Corrección de fugas de aceite	25	\$ 7.138.793	Ajuste del TAP-relación de transformación (En mal estado: DPS, Buchholz, Aisladores, Cables)	49	\$ 184.608.000
Análisis cuantitativo y cualitativo de PCB's	84	\$ 44.487.007	Ajuste del sistema de puesta a tierra (Pantallas sin aterrizar, Neutro sin aterrizar)	9	\$ 989.480	Rebobinar el núcleo del transformador (Contaminación PCBs, Revisión taller, Cambio de aceite degradado)	11	\$ 96.625.706
Limpieza de la carcasa, bujes y sistema de refrigeración y pintura exterior	80	\$ 44.528.379						
Subtotal	495	\$ 152.203.151	Subtotal	70	\$ 8.615.940	Subtotal	69	\$ 316.549.737
			SUBTOTAL					139
TOTAL							634	\$ 477.368.828

Fuente: Los autores.

4.3 ANÁLISIS DE FALLAS RECURRENTES

4.5.1 Análisis de fallas según locación. La recopilación de información de los últimos 10 años de ordenes de trabajo almacenadas en el sistema de gestión documental (SAP) de fallas más recurrentes, informes de siniestros y recopilando las experiencias más significativas contadas por los ejecutores del mantenimiento del área Electromecánica de la EAAB tanto técnica e ingenieril, se arrojan los siguientes hallazgos:

Estaciones de Aguas Residuales

Entre los siniestros y mantenimientos repetitivos más significativos ha sido los ocasionados por descargas atmosféricas, las cuales han dañado los bobinados y o el aislamiento del transformador, a su vez han generado el daño en puesta a tierra, daño de DPS.

Por causa del ambiente contaminado por gases producto de las aguas residuales hacen que las partes metálicas del transformador sufran deterioro considerable. En temporada invernal y debido a su demanda de corriente por encontrarse la planta exigiendo el 100 % de capacidad sufre calentamiento excesivo generando fallas en aislamiento y aceite.

Se detecta que algunos transformadores por estar a la intemperie se deterioran los empaques, lo cual generan fugas de aceite y degradación del mismo, que generan pérdida de rigidez eléctrica.

El control (protecciones mecánicas) debido a la exposición como al agua al sol y los gases producto del agua residual, vandalismo, generan mantenimientos por sensores pegados u oxidados lo mismo que aisladores rotos tanto en media como en baja tensión. Otro ítem de mantenimiento regular que genera bastantes ordenes

de servicio en estos transformadores es el bajo nivel de aceite y presencia de humedad en este.

En estaciones de agua potable

Al igual que los transformadores de aguas residuales, los siniestros y mantenimientos repetitivos más significativos han sido los ocasionados por descargas atmosféricas, las cuales generan daños en los bobinados, el aislamiento del transformador, dispositivos de protección contra sobretensiones “DPS” y/o el sistema de puesta a tierra.

Aunque el ambiente no es tan hostil como el de las plantas de aguas residuales, estos transformadores sufren oxidación de sus partes metálicas por el cloro del ambiente que trae consigo el agua potable, además del deterioro por envejecimiento de los empaques.

Debido al incremento en la demanda por el aumento de usuarios en el suministro de agua potable el consumo de energía de las cargas se encuentra al límite de la diseñada para el transformador, ocasionando que el equipo sufra de calentamiento excesivo con consecuencias negativas en aislamiento en aceite y bobinados.

Otro ítem de mantenimiento regular que genera bastantes ordenes de servicio en estos transformadores es el bajo nivel de aceite y presencia de humedad en este, que generan gases internos y pérdida de rigidez eléctrica.

Análisis de fallas

La presencia de fugas de aceite por deterioro de empaques es una falla recurrente; sin embargo, no es un fenómeno particular únicamente dentro de la EAAB. Si bien la pérdida de hermeticidad de un equipo ocasiona la pérdida de nivel

de aceite o el ingreso de humedad dentro del aceite, deteriorando sus propiedades dieléctricas, es una condición que puede esperarse en todo equipo que opera a intemperie, luego si bien, se puede disminuir la periodicidad de visitas técnicas para evitar que el equipo llegue a la condición de defecto, el sitio no influencia directamente con la presencia de fallas.

La mayoría de las fallas presentes se deben a efectos totalmente independientes de la operación del equipo: una descarga atmosférica, un sobrevoltaje o una operación prolongada a una potencia superior a la esperada o el vandalismo no se deben a una falla funcional del equipo, sino a condiciones externas (prevenibles o no) que alteran directamente sus condiciones de operación, ocasionando deterioro en sus propiedades requeridas para la operación o en casos más graves, salidas de funcionamiento no planeadas.

4.5.2 Análisis de fallas, reportes y anomalías en equipos existentes. El análisis del registro de información de mantenimiento de todo equipo depende del registro de actividades, anomalías y/o cualquier otro dato que permita describir el estado funcional del mismo; a continuación, se realiza la revisión documental de diferentes transformadores con el objetivo de verificar el modo de operación en caso de presentarse un caso anormal de operación.

Cabe destacar que, aunque se revisa información de los últimos 10 años, solo se plasma y filtran los datos más relevantes desde el 01 de enero de 2017. Durante la recolección de información se descartan datos que no correspondían a los equipos, ya sea por errores de digitación, mala redacción de las ordenes de trabajo, o simplemente la información no era relevante.

Figura 23. Ciclo de mantenimiento EAAB

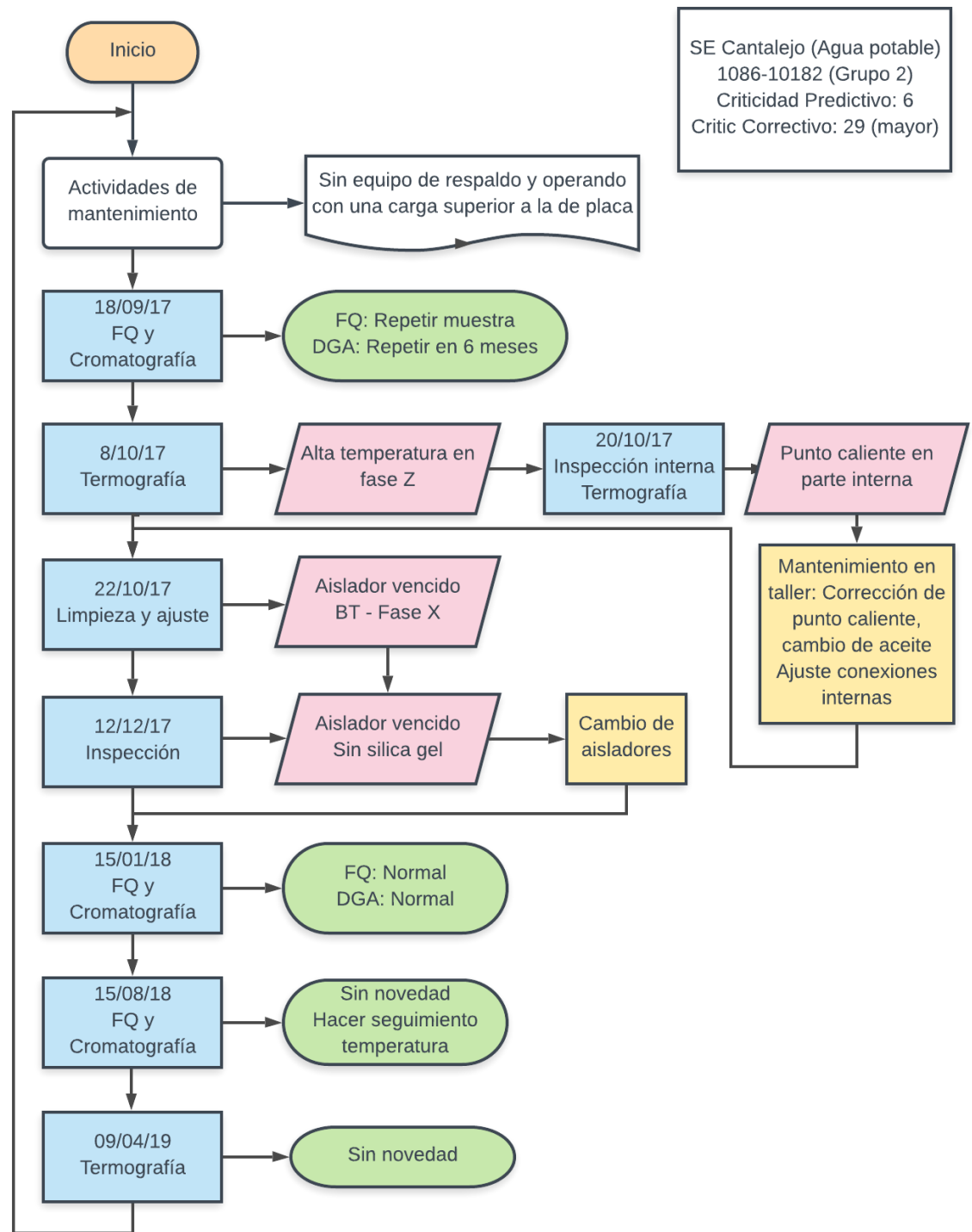


Fuente: Los autores.

La revisión documental de los mantenimientos es realizada a cerca del 15% del total del parque de transformadores, en donde se revisaron de forma equitativa equipos de agua potable y aguas residuales, permitiendo identificar modos de falla comunes y otras condiciones que pueden ocasionar una alteración en la operación del equipo. Las figuras 24 y 25, relacionan las rutas de mantenimiento de dos transformadores, uno de ellos está ubicado en una planta de agua potable y el otro en una placa de aguas residuales, el ejercicio gráfico demuestra el cumplimiento del ciclo de mantenimiento mostrado en la figura inmediatamente anterior.

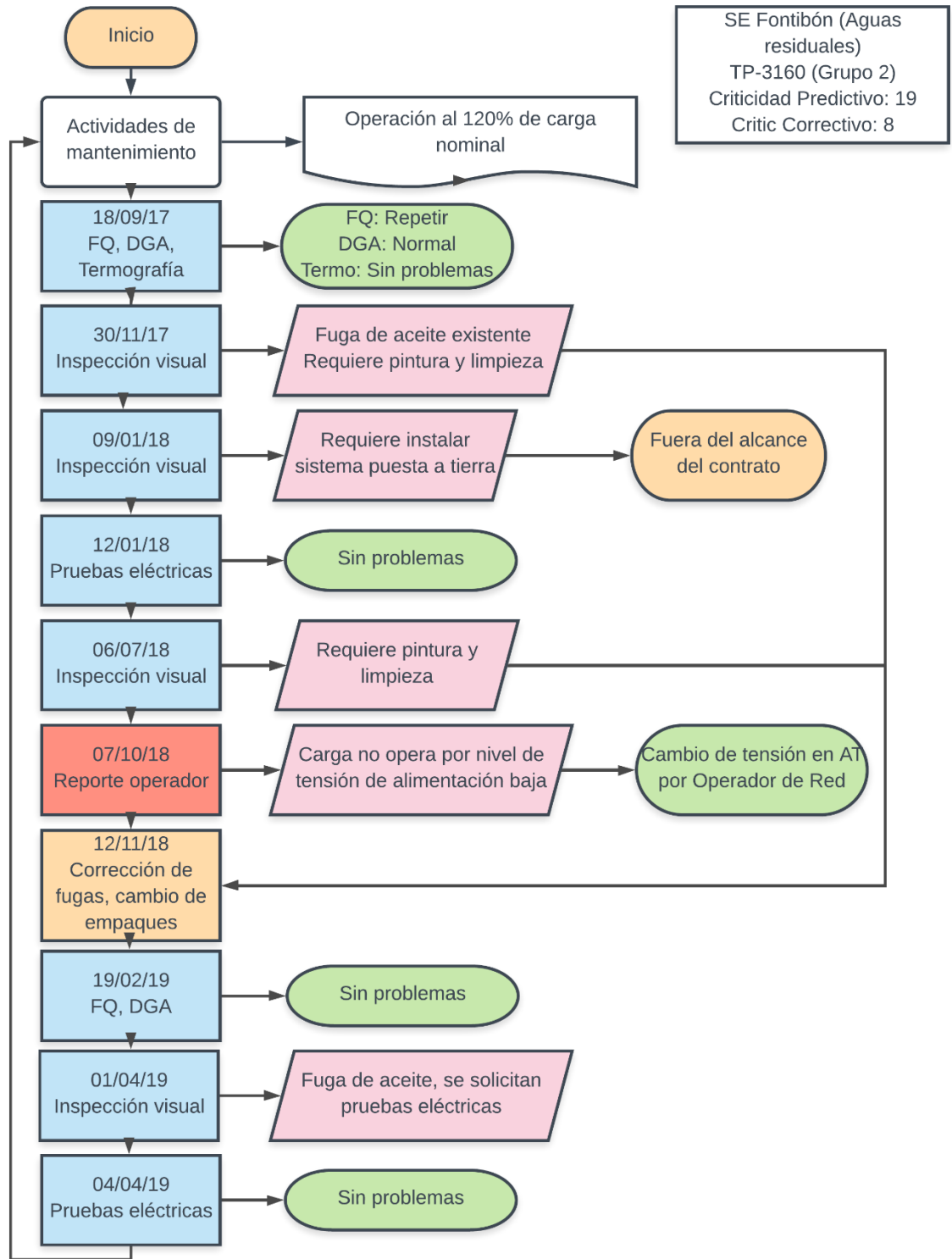
La ejecución de actividades de mantenimiento correctivo en su mayoría, son previamente planeadas y ejecutadas sin afectar la productividad de la empresa. Las premisas previamente enunciadas que relacionan la cantidad de trabajos predictivos contra los correctivos y su costo, son evidenciados en dichos diagramas.

Figura 24. Ciclo de mantenimiento SE Cantalejo – Equipo con índice criticidad correctiva más alto



Fuente: Los autores.

Figura 25. Ciclo de mantenimiento SE Fontibón (Aguas residuales).

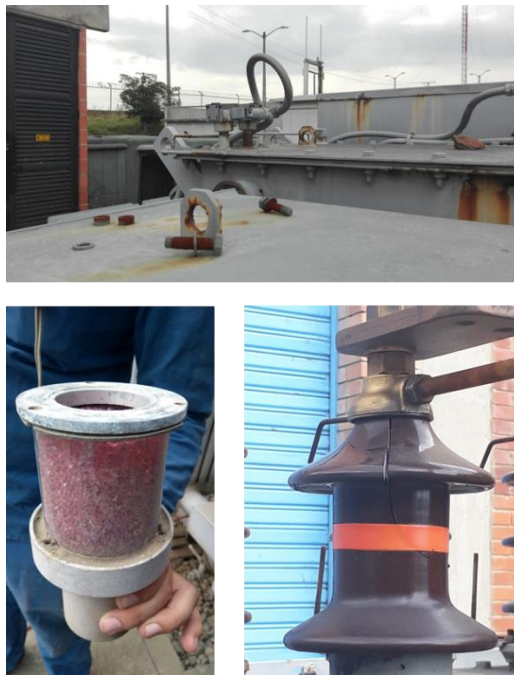


Fuente: Los autores.

Aunque, la revisión se basa en fechas de registros y novedades desde el 01 de enero de 2017 hasta la fecha actual, se incluyen los comentarios y recomendaciones emitidas por el personal técnico del área técnica de la división eléctricas de la EAAB incluyendo reportes, lecciones aprendidas y recomendaciones del manejo de situaciones del parque.

Las actividades de mantenimiento son eficientes desde el punto de vista costo-beneficio, el uso de otros mecánicos de monitoreo en línea o pruebas eléctricas especializadas pueden generar sobrecostos sobre el coste del plan de mantenimiento. Se debe mantener la inspección constante y el lavado con detergentes apropiados por lo menos cada tres meses, realizando seguimiento más detallado a fugas de aceite, deterioro de aisladores, empaques, bornes, sistemas de anclaje y desplazamiento, puntos de Izaje y condiciones de operación.

Figura 26. Fallas recurrentes EAAB



Fuente: EAAB

4.6 OPORTUNIDADES DE MEJORA

El plan de mantenimiento evaluado presenta un ciclo consistente, soportado por actividades adaptadas a las recomendaciones de fabricantes, garantizando un monitoreo periódico del estado del equipo; a continuación, se realizan algunas recomendaciones en la forma de controlar el mantenimiento, que pueden ocasionar un mejor desarrollo del mismo.

La experiencia del operador del equipo es crítica, se recomienda realizar registros consecutivos de los accesorios de control del equipo tal como indicadores de temperatura, sensores de nivel, transformadores de corriente en caso de existir, e incluir la información medida con corte semanal en el registro SAP.

El valor de las actividades de mantenimiento correctivo es significativamente superior a las de predictivo; sin embargo, esto se debe a la logística propia de la ejecución de las actividades, cada vez que se realiza un tratamiento de aceite, un cambio de empaques o de bujes, no sólo se corrige una fuga, sino que se minimiza la probabilidad de falla. Debe registrarse un indicador de confiabilidad que varíe en función de las actividades de mantenimiento.

El registro en los sistemas de información es limitado y en algunas ocasiones poco preciso, se recomienda diligenciar la información al detalle.

El registro de variaciones de las propiedades físico químicas y de cromatografía de gases en el aceite es preciso; sin embargo, una buena práctica que puede generar un factor diferenciador, es llevar una trazabilidad en función del tiempo en un documento interno, esta misma, al cruzarse con el registro de cambio de consumos o presencia de vibraciones, ruidos o condiciones anormales de operación permitirá describir de una forma más precisa la posible existencia de fallas.

5. PROPUESTA DE MANTENIMIENTO

La propuesta de actualización en el plan de mantenimiento existente tiene como fin incluir las nuevas actividades realizables presentes en el área, sin dejar de lado la relación costo-beneficio. Un mantenimiento basado en condición se basa en dos principios: la evaluación del estado del equipo e identificación de fallas. Para tomar las decisiones sobre las tareas que mitiguen la materialización de las mismas.

La figura 27, abajo mostrada es un flujograma basado en bloques que describe la operación sistematizada en la toma de decisiones para el plan de mantenimiento a transformadores, está basada en diferentes ítems característicos:

1. **Rutinas de inspección:** Periódicamente se realiza una rutina de inspección y evaluación de estado del equipo, tal que, si se identifica un hallazgo o anomalía, se anticipe a la presencia de la falla.
2. **Evaluación de reportes:** En caso de encontrar una anomalía, se toman decisiones, se evalúa el hallazgo, se deben descartar factores ambientales, humanos o externos que no son producto a fallas por falta de mantenimiento y este resultado se compara con históricos. Es fundamental evaluar si es posible identificar la falla, y como solucionarla.
3. **Toma de decisiones predictivas:**

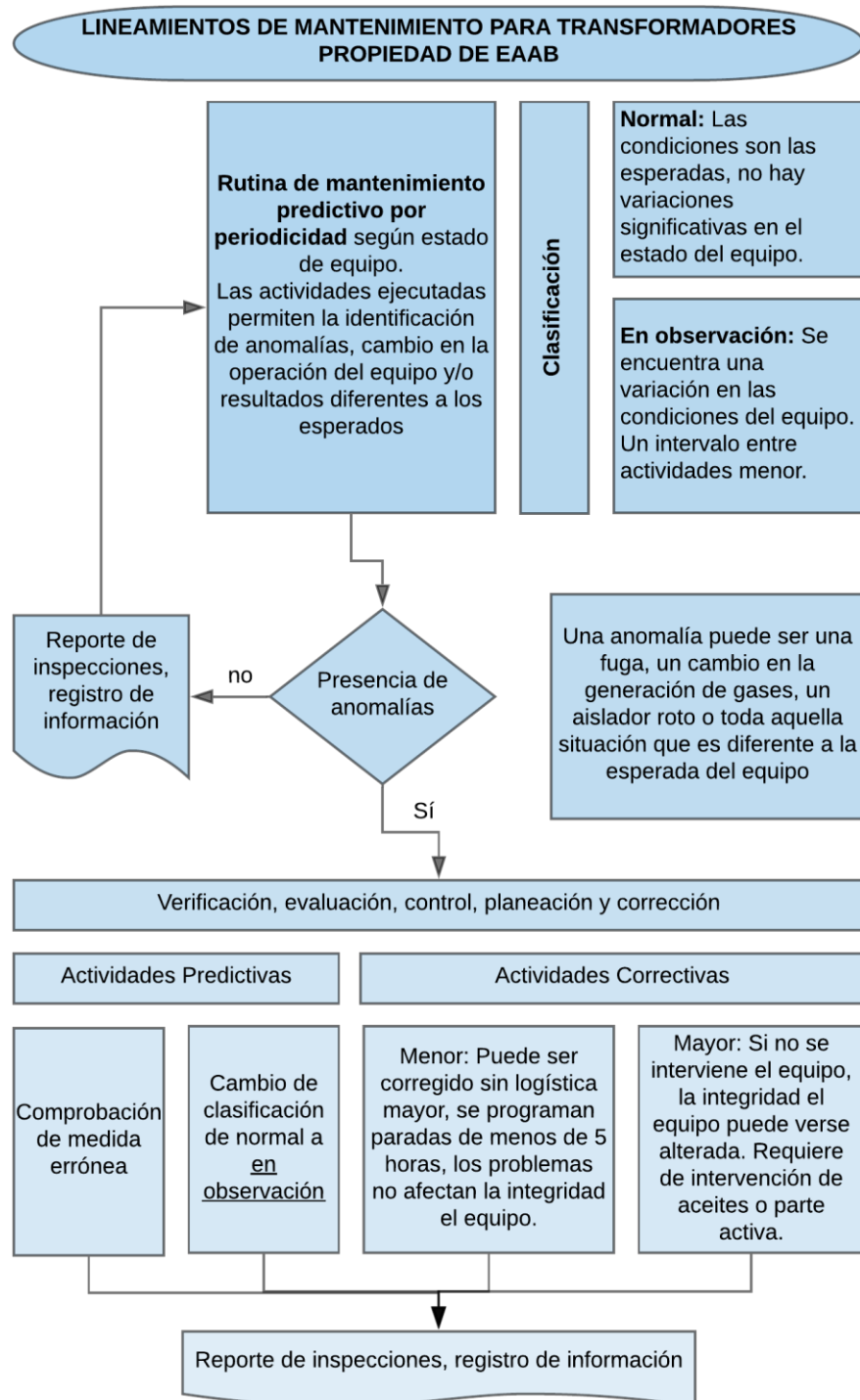
De acuerdo a la naturaleza de la falla reportada se definen las actividades y frecuencias óptimas de índole predictivo, con el ánimo de monitorear la condición del equipo y su deterioro.

La intervención al equipo puede retrasarse por factores logísticos, salidas de servicio o costos de ejecución etc; sin embargo, siempre que se encuentra un hallazgo, el equipo debe cambiar de condición normal a observación, esto con el fin de mantener controlada y o informados de la evolución de la falla.

4. **Ejecución de actividades correctivas:** si en el reporte se identifica una falla que amerite una intervención de índole correctiva, se debe tener en cuenta la magnitud de la misma, si es menor o mayor, tiempo de disponibilidad del equipo para realizar la corrección y/o estrategias que mitigan el efecto de la parada del equipo sobre el funcionamiento del sistema.

Se debe evaluar las consecuencias, integridad del equipo

Figura 27. Lineamientos de mantenimiento para transformadores propiedad de EAAB



Fuente: Los autores

5.1 CLASIFICACIÓN DE EQUIPOS

La “Tabla 1. Intervalos de mantenimiento típicos” clasifica los equipos en tres: suave, regular e intensivo; sin embargo, dicha clasificación es aplicada para transformadores de potencia, en nuestro caso, se clasificarán los equipos en dos; como se muestra en la tabla 13.

Tabla 13. Clasificación de estado

CONDICIÓN	DESCRIPCIÓN
NORMAL	Equipo sin anomalías. Resultados esperados. No hay fallas presentes. Sin goteos de aceite.
EN OBSERVACIÓN	Cuando se presenta una condición anormal en el equipo, como fugas de aceite, resultados en el análisis de aceite no conformes, pruebas eléctricas insatisfactorias o elementos dañados. Es posible que el origen del resultado insatisfactorio no haya sido identificado; sin embargo, puede o no, ser grave.

Fuente: Los autores

5.2 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El identificar la falla antes de que la condición del equipo empeore es el principal objetivo de la ejecución de actividades predictivo, a continuación, se listan las actividades ya existentes y cuál debe ser su enfoque o los resultados esperados:

5.2.1 Inspección visual y registro de datos del operador. Cada inspección visual debe ser registrada en un formato propio de la compañía, de tal forma que se pueda garantizar la correcta ejecución de la misma, la experiencia y compromiso de la actividad son esenciales para identificar en caso de ser necesarios condiciones anormales de operación, los ítems que deberían verificarse serían:

- ¿La zona se encuentra restringida para el acceso de personal no autorizado?
- ¿El equipo presenta golpes?
- ¿Existen fugas de aceite obvias?
- ¿Se observa oxido en alguna de las superficies?
- ¿Alguno de los bujes se encuentra fracturado y/o fisurado?
- ¿El color de la silica gel es el esperado, o ya se saturó?
- ¿Cuál es el nivel de aceite?
- ¿Cuál es la temperatura del devanado?
- ¿Cuál es la temperatura del aceite?
- ¿La zona se encuentra limpia de obstáculos?
- ¿Se ha disparado alguna protección del equipo?
- ¿Presenta ruidos y/o vibraciones anormales?
- ¿A qué tipo de carga está siendo expuesto y durante cuánto tiempo usualmente?

El registro de la información antes mostrada garantiza que el ejecutor de la inspección verifique cada uno de los parámetros expuestos; en el caso del registro de las medidas de temperatura de aceite y devanados, será posible determinar una tendencia de variación en función del tiempo y dependiendo de la carga, tal que permita que el operador se familiarice con las condiciones normales de operación, identificando situaciones anormales.

5.2.2 Análisis físico químico y de cromatografía de gases. Su registro es base para la evaluación de la condición del equipo, un deterioro continuo o el aumento en la generación de gases asociado a un método de identificación de falla (Roger, gases clave, Duval, etc) garantiza un buen control de operación del equipo; sin embargo, la toma de medidas anuales sin comparación con históricos previos puede ocasionar alarmismo en el análisis de los resultados.

La evaluación de la tendencia de cambio en las propiedades de un equipo es un factor que requiere de un buen almacenamiento de la información, la experiencia del personal en la toma de muestras es crucial, ya que puede influir en obtener falsos positivos.

5.2.3 Pruebas eléctricas básicas. Su principal objetivo es el de identificar un cambio en las condiciones de la parte activa del equipo. Su uso es bastante común lo que garantiza que sus costos no sean elevados; sin embargo, no analizan todos los componentes del transformador. El operador debe revisar en sitio los resultados obtenidos frente al protocolo de pruebas inmediatamente anterior, el cambio en los resultados puede estar relacionado con un cambio de las condiciones operativas del equipo.

5.2.4 Limpieza y pintura. La presencia de contaminantes, corrosión o deterioro en una superficie pueden ocultar fallas presentes, tal como fugas de aceite, aisladores fracturados o accesorios defectuosos. La periodicidad del ciclo de limpieza facilita la identificación de cualquier condición anormal de operación.

5.2.5 Pruebas mecánicas. Los accesorios de protección del transformador pueden verse desajustados por efectos propios de su uso, limitando su función de control de operación del equipo, sensores de nivel que no varían, termómetros de aceite que muestran temperaturas menores o válvulas de sobrepresión bloqueadas son situaciones más comunes de lo que parecen y sus consecuencias en caso de no operar es lo suficientemente relevante como para arriesgar la vida útil del equipo.

Durante la ejecución de pruebas eléctricas, el ejecutor del mantenimiento debe incluir las pruebas de alarma y disparo del accesorio, y de ser posible, verificar su funcionamiento. Dichas pruebas se deben realizar en el accesorio, el tablero de control y el gabinete concentrador de señales (en caso de existir).

5.2.6 Podas de la zona. La adecuación de la zona no puede limitarse únicamente a la limpieza propia del equipo, por seguridad propia del personal que accede a cada subestación, es necesario realizar podas ocasionales con el fin de mitigar el efecto propio de la corrosión generada por la naturaleza sobre los equipos.

5.2.7 Termografía. Se ejecuta con el equipo en funcionamiento, y permite determinar temperaturas a distancia, la presencia de picos de calor, o cambios en función del tiempo de análisis termográficos evidencian malos contactos, puntos calientes o deterioro propio de conectores.

5.2.8 Pruebas eléctricas avanzadas o especiales. Las pruebas eléctricas especiales tienen el inconveniente de requerir de una inversión económica más alta que las básicas debido al uso de equipos especializados; sin embargo, su precisión para identificar fallas ha sido comprobada bajo diferentes investigaciones, ya que es posible encontrar fracturas internas en bujes, cambios de estado del circuito magnético, deformaciones en la parte activa, humedad en el papel aislante y/o deterioro del aceite dieléctrico. Las pruebas recomendadas para equipos de media potencia (en transformadores de distribución la ejecución de dichas pruebas no es eficiente económicamente) incluyen:

Barrido de frecuencia s fra: Facilita la detección de defectos en devanados y fallas en el núcleo magnético del transformador consecuencia de esfuerzos mecánicos ocasionados por corto circuitos, sobre corrientes o golpes durante transporte.²⁴

Factor de potencia al aislamiento: “Este procedimiento sirve para detectar las condiciones de los aislamientos incluyendo el aceite eléctrico de los

²⁴ Sunday C. Palabrica, «Identifying Mechanical Deformations», *OMICRON Magazine*, 2011.

transformadores de potencia como son: degradación, envejecimiento, contaminación y humedad de los devanados y del aceite.”²⁵

Collar caliente a bujes: Es una prueba realizada con el mismo equipo de prueba de factor de potencia y mediante la inyección de alto voltaje, permite detectar: contaminación interna del buje, fisuras o resquebrajamientos de la porcelana.”²⁶

Potencia disipada en pararrayos: “El objeto de efectuar la prueba de factor de potencia en apartarrayos es detectar las pérdidas dieléctricas, producidas por contaminación o suciedad en los elementos autovalvulares, porcelanas despostilladas, porosas, envoltentes poliméricos degradados, etc.”²⁷

Corrientes de magnetización: La corriente de excitación es aquella que mantiene la excitación del flujo magnético al núcleo. Esta prueba permite detectar fallas en el núcleo o devanados.

Espectrometría dieléctrica en el dominio de la frecuencia: De tendencia de ejecución relativamente reciente, permite determinar la humedad distribuida en el transformador.

Cada una de las pruebas antes enunciadas, permiten la identificación de fallas en un equipo, la tabla 5, resume las pruebas que podrían describir una condición de falla; sin embargo, la ejecución de todas y cada una de ellas pueden ser relativamente costoso, frente al costo del equipo, y si bien identificaría tendencias

²⁵ Juan Carlos Galeano y César Rincón, «Análisis de Resultados de las Pruebas de Diagnóstico en Transformadores», s. f.

²⁶ Artec Ingeniería, «Seminario Teórico-Práctica. Pruebas de factor de potencia en transformadores.» (Buenos Aires: Megger, 2012).

²⁷ «Manual de Procedimientos. Procedimiento de pruebas en campo para equipo primario de subestaciones eléctricas», Pub. L. No. SOM-3531, Comisión federal de electricidad (México) (1994).

de falla, no están en la capacidad de evitar que un equipo falle de forma súbita por descargas atmosféricas o sobretensiones.

La periodicidad definida para las actividades abajo enunciadas, depende de la criticidad del defecto o falla.

5.3 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Las actividades existentes abarcan en general las acciones que pueden corregir problemas presentes en cada uno de los equipos; sin embargo, el análisis previo de los modos de falla existente, demostró que en su mayoría las paradas no programadas se debieron a tres factores que no pueden ser identificados directamente con rutinas de mantenimiento predictivo.

5.3.1 Protectores de fauna silvestre. La influencia del medio ambiente en el funcionamiento de sistemas eléctricos ha ocasionado la creación técnica de protectores de fauna. En la EAAB, el contacto de animales con los equipos ha ocasionado salidas de funcionamiento de los equipos, sin hablar de la influencia negativa sobre los sectores de influencia.

Debe incluirse en futuros planes de mantenimiento correctivo, el estudio de la viabilidad de la implementación de protectores de fauna silvestre, estos suelen ser dispositivos plásticos que evitan el contacto accidental, ocasionando la electrocución del animal, y la posibilidad de una falla.

Tabla 14. Actividades propuestas de mantenimiento predictivo

N.	Actividad	Estado	15 a 150 kVA	225 a 500 kVA	750 a 1500 kVA	1600 a 3000 kVA	Observaciones
1	Inspección visual	Normal	3 m	3 m	2 m	1 m	Registrar cada visita en sistema de información
		Observación	1 m	1 m	2 s	2 s	Depende del tipo de falla encontrada
2	Análisis físico químico	Normal	1 a	1 a	1 a	1 a	
		Observación	6 m	6 m	6 m	6 m	
3	Cromatografía de gases	Normal	1 a	1 a	1 a	1a	
		Observación	6 m	6 m	6 m	6 m	
4	Análisis termográfico	Normal	1 a	1 a	1 a	1 a	
		Observación	6 m	6 m	3 m	3 m	
5.1	Resistencia de devanados	Normal	1 a	1 a	1 a	1 a	
		Observación					En inspección
5.2	Relación de transformación	Normal	1 a	1 a	1 a	1 a	
		Observación					En inspección
5.3	Resistencia de aislamiento	Normal	1 a	1 a	1 a	1 a	
		Observación					En inspección
5.4	Medición de puesta a tierra	Normal	1 a	1 a	1 a	1 a	
		Observación					En inspección
5.5	Pruebas mecánicas y de accesorios	Normal	1 a	1 a	1 a	1 a	
		Observación					En inspección
6	Limpieza de la carcasa, bujes, sistema de refrigeración y pintura exterior	Normal	1 a	1 a	1 a	1 a	
		Observación	6 m	6 m	6 m	6 m	Depende de la gravedad de la fuga
7	Podas y limpieza de zonas aledañas	Normal	6 m	6 m	6 m	6 m	
		Observación	6m	6m	6m	6m	

N.	Actividad	Estado	15 a 150 kVA	225 a 500 kVA	750 a 1500 kVA	1600 a 3000 kVA	Observaciones
8	Análisis cuantitativo y cualitativo de pcb's	Normal	Sólo en caso de tratamiento de aceite, o si el equipo no se encuentra rotulado				
		Observación					
9.1	Barrido en frecuencia Sfra	Normal	-	-	3 a	3 a	
		Observación	-	-	Falla	Falla	
9.2	Factor de potencia al aislamiento	Normal	-	-	1 a	1 a	
		Observación	-	-	Falla	Falla	
9.3	Corrientes de excitación	Normal	-	-	1 a	1 a	
		Observación	-	-	Falla	Falla	
9.4	Collar caliente	Normal	-	-	1 a	1 a	
		Observación	-	-	Falla	Falla	
9.5	Espectrometría	Normal	-	-	3 a	3 a	
		Observación	-	-	Falla	Falla	

Fuente: Los autores

5.3.2 Estudio de descargas atmosféricas y estado de apantallamiento y sistema de puesta a tierra. El estudio de protecciones de toda subestación debe prevenir la falla de los equipos por descargas atmosféricas, las consecuencias en un transformador que no se encuentra correctamente protegido usualmente conllevan a la pérdida total de la función operacional del equipo. Ligado a esto, los sistemas de puesta a tierra, apantallamientos y DPS, se deben revisar periódicamente buscando corregir cambios significativos en sus condiciones con la finalidad de garantizar una protección más elevada en caso que se requiera.

5.3.3 Pruebas de VLF a cables de MT. Es una prueba de pasa o no pasa que permite probar el aislamiento con una inyección en corriente alterna a muy baja frecuencia, aplicado en cables XLPE permite determinar problemas en empalmes o pre-moldeados, daños en las cubiertas del conductor, roturas térmicas o eléctricas. Su aplicación puede identificar fallas incipientes en las conexiones de cableado.

5.4 ANÁLISIS Y REGISTRO DE LA INFORMACIÓN

El cambio, innovación y mejoramiento de las actividades de mantenimiento en cualquier equipo, se hacen poco efectivas si no se lleva un control estricto de los parámetros de operación, actividades de mantenimiento y registro de anomalías. El registro plasmado, sumado a la comparación de resultados previos, permiten generar tendencias de generación de gases o de degradación de propiedades (para el caso del análisis de aceite).

Las tendencias de degradación han demostrado ser uno de los mejores parámetros para identificar condiciones de falla en un equipo. Diferentes escritores comprobaron de forma técnica y práctica que, al aplicar técnicas de análisis de datos, se podían identificar puntos de falla, o condiciones anormales de operación.

6. CONCLUSIONES

Se identificaron todos los elementos y partes específicas de los transformadores a nivel general. Se realizó un inventario de cada elemento, incluyendo sensores, accesorios, protecciones eléctricas y mecánicas, detalladas por potencias, para así facilitar el análisis de funcionamiento, modo de falla, e importancia en el sistema, para contribuir posteriormente a la ejecución y/o cotización de mantenimiento y/o suministro de elementos, contribuyendo así, el estudio de mercado, que permitirá elaborar eficazmente los ítems contractuales o ítems de pago, especificando detalladamente, tiempo y precios por cada actividad de mantenimiento o cambio, y valor de suministro de elementos.

Gracias a la información recopilada y clasificada de los últimos 10 años de 10 transformadores (agua potable y aguas servidas) se logra identificar y clasificar modos de falla y averías que han llevado a correctivos no programados y mantenimientos más rigurosos o de emergencia, contribuyendo a la implementación de mantenimientos más específicos y mejor planeados, con el fin de reducir o mitigar los daños que generaron correctivos.

Con la anterior información, registro de mantenimientos correctivos y preventivos, se logró puntualizar y diferenciar las fallas más comunes en transformadores de estaciones de aguas residuales y agua potable, discriminando actividades requeridas para mejorar la vida útil de los equipos según el ambiente y las condiciones a los que están expuestos.

Después de revisar la información correspondiente a transformadores con daños considerables, mantenimientos y reparaciones costosas o en último, siniestros, se llega a la conclusión que algunas fallas, no se pueden prevenir con el mantenimiento realizado, sin embargo, se pueden tomar acciones correctivas de raíz, que mitiguen

los daños imprevistos ocasionados, como por ejemplo por descargas atmosféricas, electrocución de animales o daños por vandalismo, etc.

También se debe enfatizar en la revisión de sistema de puesta a tierra, apantallamientos, DPS, aislamiento y protecciones contra fauna silvestre, cerramientos, protecciones contra vandalismos y pruebas de aislamiento a cableado de alimentación (VLF), relés de protección e interruptores MT de transformadores.

Comparando el plan de mantenimiento actual ejecutado con el contrato vigente realizado a la fecha y los modos de falla ocurridos en los últimos 10 años, se concluye que: se deben adicionar actividades al mantenimiento, las cuales no fueron contempladas en el contrato, ni en los ítems de pago, estas son necesarias para un mantenimiento efectivo, con el objeto de aumentar los índices de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad del equipo, recordando que las consecuencias del NO realizar un mantenimiento adecuado tendrían consecuencias graves y costosas para la EAAB, en caso de incurrir en la no prestación del servicio de agua potable y de la evacuación de las aguas residuales, los cuales son la misión de la empresa.

7. RECOMENDACIONES

Se debe enfatizar en la recopilación, selección y almacenamiento de la información pertinente, debido a la vital importancia de esta, para una mejor toma de decisiones en las tareas y frecuencias de mantenimiento. Se debe descartar la información no pertinente, esto conlleva a ser muy riguroso en la forma correcta del llenado de las ordenes de trabajo con respecto a la información que se plasma en estas, ya sea producto de una inspección visual o una posible falla o reporte de la misma; de igual manera se evitan malos entendidos e imprecisiones en analizar las situaciones en las que se requiera cualquier acción de mantenimiento, y como se vio en la búsqueda de información para el desarrollo de esta tesis hubo muchos datos que no contaban con la relevancia suficiente, o no decía nada que aportara a la toma de decisiones. Este cambio cultural respecto al registro documental puede generar una base de datos más completa, sólida y confiable para futuros análisis.

Se sugiere asignar personal experto técnicamente, para el apoyo en la construcción de los términos de referencia y alcance de los contratos de mantenimiento de transformadores de Media Tensión de la EAAB, esto basado en la experiencia del contrato actual y los problemas en su ejecución, producto de su mal planeamiento y estructuración.

Se recomienda construir contratos futuros con base en las fallas detectadas en esta monografía, siendo muy riguroso en la lista de actividades, elementos y acciones de mantenimiento que se requieran, se debe ser cuidadoso en el estudio de mercado, buscando siempre en las cotizaciones de las labores y materiales el beneficio para la EAAB tanto en calidad y precio; en la lista de actividades o ítem de pago se deben incluir la cantidad apropiada, esto con el fin de tener la opción de pagar cualquier labor, material o elemento, sin incurrir en ninguna falta administrativa o legal.

Se recomienda la capacitación a nivel general en todos los involucrados en el plan de mantenimiento de transformadores de la EAAB, esta capacitación debe incluir a ingenieros, técnicos, personal de revisión e inspección, digitadores de órdenes y planeadores, esto con el fin, de actualizar y o reafirmar conocimientos, buscando también la socialización del estado actual de los transformadores a los cuales se les realiza mantenimiento; esta capacitación debe ser realizada por personal idóneo o capacitado directo de la EAAB, o en su defecto se debe gestionar con un ente externo. Se hace necesario enfatizar en la importancia de estas actividades de capacitación continua que garantiza la calidad de la prestación de un mejor servicio, en consecuencia, se debe insistir en una partida presupuestal para este fin incluida en el gasto anual del área, recordando que, aunque la división electromecánica tiene un contrato para la ejecución de mantenimiento de transformadores por parte de un contratista, es de obligación de la EAAB mantener capacitado a su personal.

Con respecto a los instrumentos de medición, la EAAB debe adquirir o actualizar equipos apropiados para la detección de anomalías, lo cual debe contar con capacitación y entrenamiento. Con respecto a las mediciones termográficas se debe gestionar la capacitación y certificación al personal en esta labor tan importante en la detección de fallas tempranas.

BIBLIOGRAFÍA

Acueducto de Bogotá. «Modelo de estudios previos», 5 de agosto de 2016. «Quienes somos», s. f. https://www.acueducto.com.co/wps/portal/EAB/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLS1dHA2NDIz83D0sjQ0cw4KMPB1DnA0MAo31C7IdFQH8tscR/.

Artec Ingeniería. «Seminario Teórico-Práctica. Pruebas de factor de potencia en transformadores.» Buenos Aires: Megger, 2012.

CENELEC. Comité europeo de normalización electrotécnica. «UNE EN-60812. Procedimiento de análisis de los modos de fallo y sus efectos (AMFE).» AENOR, junio de 2006.

European Committee for Standardization (CEN). «CEN - EN 13306 Maintenance - Maintenance terminology». European Committee for Standardization (CEN), 1 de noviembre de 2017.

Galeano, Juan Carlos, y César Rincón. «Análisis de Resultados de las Pruebas de Diagnóstico en Transformadores», s. f.

IEEE Power and Energy Society. «IEEE Std C57.19-100-2012. Guide for Application of Power Apparatus Bushings». IEEE, 22 de febrero de 2013.

International Organization for Standardization. «ISO 13379-1:2012 Condition monitoring and diagnostics of machines - Data interpretation and diagnostics techniques - Part 1: General guidelines». ISO, 5 de enero de 2012. https://www.techstreet.com/standards/iso-13379-1-2012?product_id=1832111.

López, Jose Vicente. «Evaluación de Estado de Equipo de Subestación». Megger, abril de 2012.

Manual de Procedimientos. Procedimiento de pruebas en campo para equipo primario de subestaciones eléctricas, Pub. L. No. SOM-3531, Comisión federal de electricidad (México) (1994).

Martínez Giraldo, León Augusto. «Metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo aplicada a equipos del sistema de transmisión nacional». Tesis o trabajo de investigación presentada(o)

como requisito parcial para optar al título de: Magister en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, 2014.

Ministerio de minas y energía. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, Pub. L. No. Resolución 180498 del 29 de abril de 2005 (2005).

Moubray, John. *Mantenimiento centrado en confiabilidad*, s. f.

Omicron. «Pruebas de diagnóstico y monitoreo de transformadores de potencia». Omicron, agosto de 2016. OMICRON L2598.

Osorio Niño, Omar Fernando, y Julio Cesar Toro Rivera. «Propuesta de mantenimiento basado en condición para transformadores de potencia de la gerencia de refinería Barrancabermeja de Ecopetrol S.A.» Monografía de grado, Universidad Industrial de Santander, 2013.

Palabrica, Sunday C. «Identifying Mechanical Deformations». *OMICRON Magazine*, 2011.

PEREZ, Pedro A. *Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas*. 2.^a ed. México D.F.: Reverte, 2001.

Wang, A.J. Vandermaar M. «Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service». *IEEE Electrical Insulation Magazine* Volume: 18, n.º Issue: 6 (diciembre de 2002): 12-25. <https://doi.org/10.1109/MEI.2002.1161455>.

Working Group A2.18. «Life management techniques por power transformers». CIGRE, junio de 2003.

Working Group A2.34. «Guide for Transformer Maintenance». CIGRE, febrero de 2011.

ANEXOS

ANEXO A. Codificación de actividades Predictivas

ACTIVIDADES PREDICTIVAS				
ACTIVIDAD		TRANSFORMADOR		
CÓD.	ÍTEM	CLA.	DESCRIPCIÓN	ÍTEM
1	Inspección Inicial; Toma de muestras, Análisis fisicoquímico y cromatográfico	1	Entre 15 y 150 kVA	101
		2	Entre 225 kVA y 500 kVA	201
		3	Entre 750 kVA y 1500 kVA	301
		4	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	401
2	Inspección termográfica del transformador.	1	Entre 15 y 150 kVA	102
		2	Entre 225 kVA y 500 kVA	202
		3	Entre 750 kVA y 1500 kVA	302
		4	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	402
3	Pruebas iniciales: TTR, Aislamiento, Resistencia PT; Resistencia devanados; Diagnostico	1	Entre 15 y 150 kVA	103
		2	Entre 225 kVA y 500 kVA	203
		3	Entre 750 kVA y 1500 kVA	303
		4	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	403
4	Análisis cuantitativo y cualitativo de PCB's	1	Entre 15 y 150 kVA	104
		2	Entre 225 kVA y 500 kVA	204
		3	Entre 750 kVA y 1500 kVA	304
		4	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	404
5	Limpieza de la carcasa, bujes y sistema de refrigeración y pintura exterior	1	Entre 15 y 150 kVA	105
		2	Entre 225 kVA y 500 kVA	205
		3	Entre 750 kVA y 1500 kVA	305
		4	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	405

ANEXO B. Codificación de actividades Correctivas

ACTIVIDADES CORRECTIVAS

	ACTIVIDAD		TRANSFORMADOR	ÍTEM
1	Cambio de silicagel (Des humectador mal estado)	5	Entre 15 y 150 kVA	501
		6	Entre 225 kVA y 500 kVA	601
		7	Entre 750 kVA y 1500 kVA	701
		8	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	801
2	Regeneración de aislamiento con 6 recirculaciones	5	Entre 15 y 150 kVA	502
		6	Entre 225 kVA y 500 kVA	602
		7	Entre 750 kVA y 1500 kVA	702
		8	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	802
3	Completar nivel de aceite	5	Entre 15 y 150 kVA	503
		6	Entre 225 kVA y 500 kVA	603
		7	Entre 750 kVA y 1500 kVA	703
		8	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	803
4	Corrección de fugas de aceite	5	Entre 15 y 150 kVA	504
		6	Entre 225 kVA y 500 kVA	604
		7	Entre 750 kVA y 1500 kVA	704
		8	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	804
5	Tratamiento por termo vacío mas inhibidor (En mal estado: Radiador, Ruedas, Aceite, Seccionador)	5	Entre 15 y 150 kVA	505
		6	Entre 225 kVA y 500 kVA	605
		7	Entre 750 kVA y 1500 kVA	705
		8	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	805
6	Ajuste del sistema de puesta a tierra (Pantallas sin aterrizar, Neutro sin aterrizar)	5	Entre 15 y 150 kVA	506
		6	Entre 225 kVA y 500 kVA	606
		7	Entre 750 kVA y 1500 kVA	706
		8	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	806
7	Ajuste del TAP- relación de transformación (En mal estado: DPS, Buchholz, Aisladores, Cables)	5	Entre 15 y 150 kVA	507
		6	Entre 225 kVA y 500 kVA	607
		7	Entre 750 kVA y 1500 kVA	707
		8	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	807
8	Rebobinar el núcleo del transformador (Contaminación PCBs, Revisión taller, Cambio de aceite degradado)	5	Entre 15 y 150 kVA	508
		6	Entre 225 kVA y 500 kVA	608
		7	Entre 750 kVA y 1500 kVA	708
		8	Entre 1600 kVA y 3000 kVA	808