



**UNIVERSIDAD  
DEL AZUAY**

**DEPARTAMENTO DE POSTGRADOS  
MAESTRIA EN GESTION DE MANTENIMIENTO**

Propuesta de un plan de mantenimiento basado en la metodología RCM, a los activos críticos del sistema eléctrico de distribución a nivel de subestaciones, en la empresa Continental Tire Andina S.A.

Trabajo de graduación previo a la obtención del título de  
Magíster en Gestión de Mantenimiento

Autor: Ing. José Jiménez Barrera

Director: M.Sc. Luis Felipe Sexto

Cuenca – Ecuador

2020

Dedicatoria:

A mi esposa Jessica y mis hijos Sebastián y Pamela que son mi motivación y apoyo para alcanzar cada meta que me propongo, las cosas buenas de la vida se ganan con esfuerzo y dedicación.

Agradecimientos:

A los docentes de la Institución que compartieron sus conocimientos y experiencias en este proceso de aprendizaje, de manera muy especial al M.Sc. Luis Felipe Sexto por su incondicional aporte en la dirección de este trabajo.

# Propuesta de un plan de mantenimiento basado en la metodología RCM, a los activos críticos del sistema eléctrico de distribución a nivel de subestaciones, en la empresa Continental Tire Andina S.A.

Jiménez-Barrera José  
Cuenca, Ecuador  
Email: teojimenez79@hotmail.com

**Resumen**—El presente artículo plantea un plan de mantenimiento estructurado bajo los criterios del sistema de gestión RCM aplicado a los activos críticos del sistema eléctrico de distribución hasta el nivel de subestaciones de la empresa Continental Tire Andina. Se estructuró inicialmente con el levantamiento de información de los elementos constitutivos del sistema que forman parte de las seis subestaciones a los cuales se les aplicó un análisis de criticidad. En una segunda etapa se ejecutó la metodología RCM basada en la norma SAE JA 1011, que permitió el análisis sistemático de los activos seleccionados, examinando las formas en que las funciones de sistemas, subsistemas y componentes pueden fallar. El estudio detallado de los componentes, las probabilidades de ocurrencia de fallas y sus consecuencias, permitió asignar prioridades y estrategias de mantenimiento basadas en aspectos técnicos, económicos, de seguridad y ambiente orientadas a evitar posibles fallas mediante el planteamiento de tareas apropiadas.

## ABSTRACT

This article proposes a structured maintenance plan under the criteria of the RCM management system applied to the critical assets of the electrical distribution system up to the substation level of Continental Tire Andina. It was initially structured with the gathering of information on the constituent elements of the system that are part of the six substations to which a criticality analysis was applied. In a second stage, the RCM methodology was executed based on the SAE JA 1011 standard, which allowed the systematic analysis of the selected assets. The ways in which the functions of systems, subsystems and components can fail are examined. The detailed study of the components, the probabilities of occurrence of failures and their consequences allowed to assign priorities and maintenance strategies based on technical, economic, safety and environmental aspects, oriented to avoid possible failures by proposing appropriate tasks.

**Keywords:** Reliability Centered Maintenance (RCM), Failure Mode Effects and Criticality Analysis (FMECA), Critical Asset.

M.Sc. Ing Luis Felipe Sexto

Thesis Director



  
Translated by  
Ing. Paúl Arpi

**Index Terms**—Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), Efectos de Modo de Fallo y Análisis de Criticidad (FMECA), Activo crítico.

## I. INTRODUCCIÓN

Hoy en día la energía eléctrica es un insumo estratégico indispensable en las operaciones de toda empresa, pues permite el desarrollo de sus actividades productivas y logísticas, la prestación del servicio está condicionada por la idoneidad de la infraestructura disponible [1]. La necesidad imperante de contar con un suministro continuo dentro de los parámetros básicos de calidad implica una alta disponibilidad de los sistemas eléctricos. Un sistema de distribución de energía eléctrica está compuesto por una serie de componentes, equipos, instrumentos y elementos, cuyo arreglo permiten la entrega del suministro a los clientes [2], la alta fiabilidad y considerable probabilidad de vida útil de los equipos eléctricos como transformadores, interruptores y cables, que según estudios están alrededor de los 40 años [1], no exige que en su vida operacional se presenten tasas de fallo determinadas por diseño (confiabilidad inherente), fallos operativos debido a posibles errores (confiabilidad humana) y la confiabilidad de la gestión del mantenimiento, son factores que inciden en la confiabilidad integral del activo, por consiguiente, su fiabilidad y vida útil real, dependerá de las exigencias y particularidades de su contexto operacional y de la ejecución efectiva de las acciones ideadas para preservar su durabilidad y funciones [3], [1]. En el presente artículo se analizan las tasas de fallo (variables) de los eventos de interrupciones del suministro de energía totales y parciales registrados en el período enero 2016 – febrero 2019, debido a la salida de uno o varios componentes de la red eléctrica, en la figura 1 se observa un alto número de suspensiones de servicio en el 2018, se estima que su impacto económico está alrededor de los 50.000 USD/h, este valor solo considera el lucro cesante o costos de ineficiencia, gastos fijos y variables, utilidad y pérdidas de producto (scrap). Actualmente no se cuenta con información concreta y detallada de los costos incurridos en eventos presentados, tampoco se reportan en el software de mantenimiento utilizado en la planta.

AÑO	FALLOS
2016	2
2017	2
2018	8
2019	2

Figura 1. Tasa de fallos, período 2016-2019

La Norma Europea EN 13306:2018 [4] indica que la finalidad de la gestión de mantenimiento está orientada a satisfacer los objetivos considerados en el contexto empresarial los cuales son definidos por la organización, engloba todos los recursos, actividades técnicas, administrativas y de dirección encaminadas a garantizar que los activos cumplan sus funciones, por lo tanto dicha satisfacción está ligada al cumplimiento de las acciones ideadas, se resalta que no hay fórmulas pres-tablecidas para alcanzar resultados, el mantenimiento efectivo es dinámico y exige la interacción con otras áreas funcionales, está regido bajo requisitos de seguridad y salud, enfocado en

la preservación de la durabilidad y garantizar la disponibilidad de los activos a un costo adecuado para la organización.

La evolución del mantenimiento a través de la historia, muestra un importante desarrollo acerca del concepto de la atención prestada al mantenimiento del activo, que va a la par del desarrollo tecnológico y la necesidad cambiante de la industria, en la tercera generación se desarrolló la metodología RCM apareciendo a finales de la década de los setentas del siglo pasado, pero su difusión y aplicación inicia recién en los años noventas [5]. El RCM se aplica en este estudio por considerarla un recurso de gestión estructurado muy útil, que permite el análisis sistemático de la instalación identificando las formas en las que las funciones de sus sistemas, subsistemas y componentes pueden fallar, esta información integrada con la probabilidad de ocurrencia de falla y sus consecuencias permiten determinar los requerimientos de mantenimiento de los activos físicos críticos, la misma que aplicada con buen criterio técnico a los asuntos relevantes permitirá orientar las acciones necesarias para el cumplimiento de los objetivos de mantenimiento propuestos [6]. El discernimiento es muy importante para no caer en actividades innecesarias que consuman recursos y no aporten beneficios a la prevención, las acciones propuestas pueden complementarse o mejorarse con las aplicadas actualmente en beneficio de lograr evitar, atenuar o permitir las consecuencias del fallo con el menor impacto posible [3]. La experiencia positiva de la aplicación de esta tecnología, ha permitido su difusión en instalaciones eléctricas y petroleras, su implantación ha contribuido a incrementar la confiabilidad del suministro eléctrico y seguridad de los sistemas que integran los sistemas interconectados [6].

## II. METODOLOGÍA

Definida la problemática, e identificada la necesidad de mejora en la gestión del mantenimiento del sistema eléctrico, se procedió a la aplicación de la metodología RCM conforme a la norma SAE JA 1011 [7] sobre los “Criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrados en la confiabilidad”.

### II-A. Formación del equipo de trabajo

El equipo de trabajo para la aplicación de la metodología RCM en la compañía fue integrado con personal del área de Ingeniería de planta con un alto interés y compromiso en temas relacionados con: mantenimiento, eficiencia, optimización de recursos, confiabilidad, mejora continua, entre otros. Los integrantes del equipo lo conformaron:

- El facilitador (Jefe de Infraestructura Eléctrica).
- Jefe de Casa de Fuerza.
- Personal técnico de Casa de Fuerza.
- Personal técnico de Taller Eléctrico.

Los miembros del equipo de trabajo están involucrados de una u otra manera con el sistema eléctrico, por lo que su experiencia y conocimiento permitió desarrollar el trabajo con una alta interacción, siempre enfocados en el cumplimiento de las tareas encomendadas. La investigación se desarrolló primeramente mediante la observación con un trabajo de campo para la adquisición de información de los activos físicos

que integran el sistema eléctrico de distribución (universo) en la empresa Continental Tire Andina hasta el nivel de subestaciones, para tal propósito, se utilizó planos y diagramas eléctricos. Se realizó un recorrido y seguimiento de los esquemas para actualizarlos, el levantamiento de los datos de placa de equipos eléctricos para elaborar el listado con la información más relevante, la adquisición de manuales de los fabricantes de los transformadores e interruptores, documentos técnicos, registros de eventos suscitados, normas técnicas, informes de trabajos de mantenimiento y pruebas realizadas en los equipos, entre los principales. Para obtener la muestra para la investigación se aplicó el criterio de inclusión de elementos pertenecientes a la red de infraestructura eléctrica de potencia hasta el nivel de transformadores de distribución 2.3/0.460 kV que tengan un historial de fallos durante el período de estudio, que su fallo o actuación ocasione una suspensión del servicio eléctrico a los consumidores y cuyas consecuencias de su disfuncionalidad tengan un impacto importante en la seguridad, ambiente, operaciones y/o costos.

En consecuencia se identificó 24 activos relevantes, que en resumen, corresponden a un transformador principal de potencia sumergido en aceite, 7 transformadores de distribución tipo seco, 9 interruptores de potencia y 7 seccionadores con fusibles.

### II-B. Análisis de criticidad

Posteriormente, se seleccionaron los activos a ser estudiados aplicando el criterio de criticidad. A partir del historial de fallos en el sistema, se procedió a analizarlos y clasificarlos según su origen (operacional, externo, eléctrico interno, desconocidos), los datos de las causas de fallas en el período de estudio aportan valiosa información de fallas de origen eléctrico en las cargas que corresponden al 69% (9) que definitivamente podrían afectar la funcionalidad de los equipos, como se observa en la figura 2.

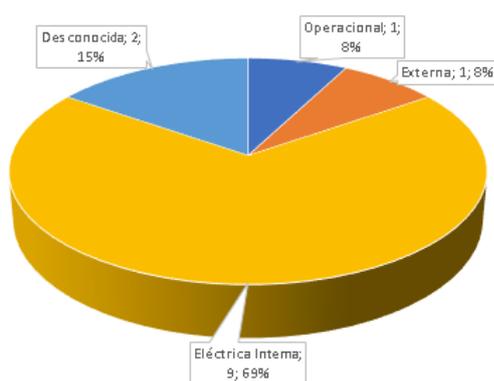


Figura 2. Causas de fallas del suministro eléctrico 2016-2019

La criticidad o riesgo está definida como el producto de la frecuencia de la probabilidad de la falla por su consecuencia, este análisis nos permite establecer la jerarquía o prioridad de los equipos, facilitando la toma de decisiones para su mayor

atención y asignación de recursos técnicos y económicos, pues son los de mayor impacto en los objetivos del negocio o sistema productivo [8], [9].

Para evaluar el riesgo se aplicó el método cualitativo-cuantitativo, generando una guía de criticidad cuantificada según la estimación de frecuencia de la probabilidad de falla mediante la estimación de su confiabilidad y la valoración de sus impactos o consecuencias [10], cabe destacar que los equipos eléctricos presentan una alta confiabilidad intrínseca por lo que su probabilidad de ocurrencia se estima en años, en cuanto a la consecuencia se ponderó los siguientes aspectos: riesgos para la seguridad (explosión, incendio), redundancia, tiempo de intervención (complejidad, disponibilidad de repuestos, posición en el sistema eléctrico, soporte técnico especializado), impacto a la producción (lucro cesante), daños a las instalaciones (costos de reparación y/o reposición), afección al ambiente (derrames), los aspectos indicados pueden estimarse integrándolos en términos económicos, es decir en función de los costos asociados [9]. Para ponderar las consecuencias se categorizó en una escala de 1 a 5, siendo la última la de mayor impacto en cada aspecto, de la misma manera para la frecuencia de la probabilidad del fallo donde la categoría 5 corresponde al MTBF (Mean Time Between Failure) más bajo. En la figura 3 se observa un resumen de los activos del sistema eléctrico que resultaron con criticidad alta, y corresponden a:

- Transformador de potencia principal sumergido en aceite (TR1), figura 5.
- Interruptores de potencia encapsulados en vacío (I1,I4), figura 6.

ITEM	VALOR DE CONSECUENCIA	VALOR DE FRECUENCIA	MATRIZ DE CRITICIDAD	
			VALOR	CRITICIDAD
TR1	4	4	17	CRITICIDAD ALTA
TR3	3	3	10	CRITICIDAD MEDIA
I1	4	4	17	CRITICIDAD ALTA
I2	4	4	15	CRITICIDAD MEDIA
I4	4	4	15	CRITICIDAD ALTA

CRITERIOS	Criticidad alta	15 ≤ criticidad ≤ 25
	Criticidad media	10 ≤ criticidad ≤ 15
	Criticidad baja	1 ≤ criticidad ≤ 9

Figura 3. Matriz de criticidad

### II-C. Análisis de modos de fallos y efecto

La norma SAE JA 1011 [7] plantea la secuencia del proceso RCM mediante la aplicación de un banco de preguntas relacionadas con los equipos, que deben ser respondidas satisfactoriamente; las decisiones de las acciones de prevención y predicción son concensuadas en el equipo de trabajo, documentadas y aceptadas por el usuario de los activos, quedando la información generada a su disposición, en la figura 4 se presenta el flujograma aplicado para el efecto.

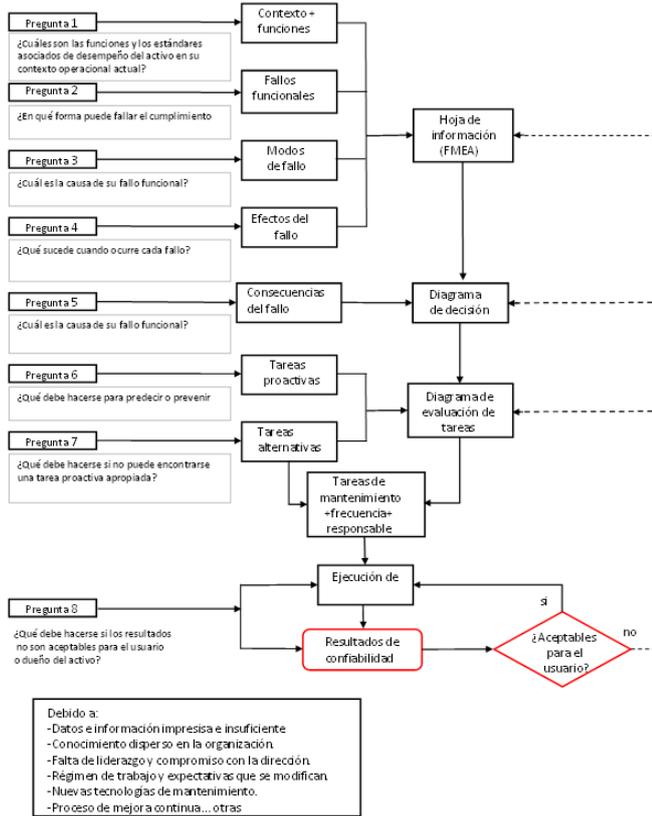


Figura 4. Secuencia del proceso RCM [3]

Apoyados en este cuestionario determinamos la función principal de los equipos, soportándonos en sus especificaciones técnicas, recomendaciones del fabricante, y las expectativas de desempeño o rendimiento deseadas por la empresa.

#### II-D. Función principal del transformador de potencia sumergido en aceite 12.5 MVA

La función del transformador es reducir el nivel de tensión de 69 kV a 2.4 kV con una desviación máxima de la relación de voltaje de  $\pm 5\%$ , capacidad máxima de 12.5 MVA y la frecuencia dada por la red de 60 Hz, para suministrar energía eléctrica a la planta de manera continua y estable, con una disponibilidad deseada del 99,9%, dentro de los parámetros de seguridad y operación definidos por el fabricante: temperatura, sobrecarga, corto circuito, la confiable actuación de sus dispositivos de protección de fallas mecánicas internas (relé de presión súbita) y correcto funcionamiento del sistema de control de temperatura interna.



Figura 5. Transformador de Potencia 12.5 MVA

#### II-E. Función principal del Interruptor de potencia en vacío 1200-3000 A

La función del interruptor es unir, conducir e interrumpir corrientes de hasta 1200 A (I2 a I6) y 3000 A (I1) a un voltaje de 2,4 kV bajo condiciones normales del circuito; también unir conducir e interrumpir, para un tiempo específico y de interrupción, corrientes bajo condiciones anormales del circuito de acuerdo a las calibraciones específicas de los relevadores o relés de protección de corto circuito y falla a tierra, alimentando a los diferentes circuitos eléctricos de distribución de la planta de manera continua y segura [2].



Figura 6. Interruptor de Potencia 1200/3000 A

Una vez definidas las funciones, se procedió a aplicar el análisis de modos de fallo y efectos (FMEA), ingresando la información de los activos estudiados a la hoja de decisión del RCM, dada su complejidad se dividió a los equipos en subsistemas y componentes con el objetivo de hacer un estudio profundo de las posibles fallas, modos de falla y efectos en cada uno de ellos.

La elaboración del catálogo de fallas demanda buen conocimiento sobre la construcción y operación de los equipos. Se planteó los posibles efectos que ocurrirían de consumarse el fallo y se categorizó sus consecuencias para la seguridad, el ambiente y económicas tanto operacionales como no operacionales. Para establecer la división del transformador en subsistemas y componentes, el autor tomó como base el trabajo desarrollado en IEEE C57.140 (2006) adaptándolo al transformador en estudio [10], [11] obteniéndose 7 subsistemas y 24 componentes como se observa en la figura 8. En el caso del interruptor se dividió en 4 subsistemas y 18 componentes los cuales puede observarse en la figura 9.

#### *II-F. Políticas de gestión de fallos en Transformadores*

El transformador es considerado un activo físico fundamental para la operación del sistema eléctrico de potencia; cuya disfunción causa un gran impacto en los objetivos de la organización, su gestión debe cubrir todo su ciclo de vida procurando extenderla al máximo con el objetivo de maximizar los beneficios económicos producto de su utilización [10]. El autor Tichelman (2004) indica que expertos en transformadores aseguran que alrededor del 53 % de las fallas de los transformadores son prevenibles con una oportuna gestión de fallos [12]. Bajo la premisa que los transformadores son equipos de alta eficiencia y confiabilidad con una vida útil de diseño cercana a los 40 años, en condiciones normales de operación y mantenimiento definidas por el fabricante [13], [14], podemos estimar que en la actualidad, el transformador en mención está a un 15 % (6 años) de su vida útil de diseño y sigue el patrón de probabilidad condicional de fallo de la curva de la bañera, por lo que se espera que su tasa de fallos en esta etapa de operación sea idealmente constante, las tareas programadas en el transformador están encausadas a la búsqueda de fallos ocultos, tareas preventivas y predictivas para el monitoreo de su condición. La norma IEEE Std 62-1995 [15] indica que las pruebas que permiten diagnosticar el estado operativo de los transformadores de potencia se pueden clasificar en pruebas eléctricas, análisis del aceite dieléctrico y pruebas de funcionamiento de sus protecciones eléctricas y mecánicas [10]. El autor también resalta la norma ANSI/NETA MTS-2011 [11] que trata sobre especificaciones para pruebas de mantenimiento de equipos y sistemas eléctricos de potencia por lo que recomienda como material de consulta.

*II-F1. Análisis del aceite dieléctrico:* El deterioro gradual del aceite es normal durante el funcionamiento del equipo, tiene varias causas como la contaminación por humedad y partículas extrañas, producto de la descomposición de celulosa que causan su oxidación ocasionando el incremento de temperatura, sufriendo reacciones químicas como descomposición

y despolimerización, estas en forma de partículas acumuladas forman los lodos o sedimentos depositándose sobre los componentes internos dificultando la circulación del aceite, lo cual afecta a su adecuada refrigeración incrementando su temperatura [14].

*II-F2. Análisis de la Calidad del Aceite Dieléctrico:* Las funciones principales del aceite en el transformador son: servir de medio dieléctrico o aislante para las partes activas del transformador además de transferir el calor generado en la parte activa hacia el ambiente exterior a través de las paredes del tanque y los radiadores. Según un reconocido fabricante de transformadores [14], el aceite debe cumplir las siguientes características:

- Elevada rigidez dieléctrica.
- Baja viscosidad.
- Alto refinamiento y libre de materiales que ocasionen corrosión de las partes metálicas.
- Bajo punto de fluidez.
- Poca evaporación.

El deterioro del aislamiento líquido (aceite) en los transformadores se debe, entre otras cosas, a la contaminación por humedad, la formación de ácidos, y los causados por oxidación. Como se indicó anteriormente, la calidad del aceite se determina analizando parámetros como:

- Contenido de partículas (en ppm).
- Tensión interfacial (nN/m).
- Acidez (mg KOH/g).
- Color (número).
- Humedad.
- Apariencia.
- Rigidez dieléctrica (kV).
- Gravedad específica.

*II-F3. Análisis del Gas Disuelto (AGD):* La técnica de AGD es la más informativa, consiste en la toma de una muestra de aceite que es analizado en laboratorios especializados y calificados de análisis cromatográfico, los gases disueltos en el aceite que presentan diversas solubilidades son extraídos, separados, identificados y analizados cuantitativamente por el método de cromatografía de gases. La determinación de las concentraciones de los gases permite diagnosticar los fenómenos eléctricos o mecánicos que se están produciendo en su interior provocando la pérdida de la rigidez dieléctrica del aceite, bobinados y los materiales aislantes sólidos de bobinas y entrehierro. La correlación de la presencia de ciertos gases claves disueltos en el aceite con un tipo de falla, y la rapidez con la que se produce indica la severidad de la misma, esto se verá reflejado en el deterioro del aceite aislante, los parámetros de concentración permisibles vienen dados en partes por millón. En la figura 7 se observan los gases claves para el diagnóstico [16].

Gas	Fórmula	Falla asociada
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	Descarga corona
Metano	CH <sub>4</sub>	Chisporroteo
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Sobrecalentamiento
Monóxido de carbono	CO	Descomposición de celulosa (combustión incompleta)
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	Descomposición de celulosa
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Sobrecalentamiento severo
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Arqueo

Figura 7. Análisis de gas disuelto [16]

La práctica universal de realizar los análisis de gases en laboratorio de manera periódica como tarea preventiva programada, según los expertos admiten su “falta de fiabilidad y variabilidad”. “Solo el estado real (en tiempo real) elimina todas las desventajas”, esto es debido a que una muestra de AGD sólo es una instantánea de la salud del transformador. Pueden ocurrir problemas, y con mayor frecuencia, entre estas instantáneas poco frecuentes de AGD. Este enfoque de “acertar o fallar” puede poner en riesgo la vida del transformador, debido a que posibles fallas podrían pasar desapercibidas hasta el próximo análisis [12].

*II-F4. Análisis de contenido de furanos:* Es importante destacar que varios autores concuerdan que la vida útil del transformador está dada por las características mecánicas del aislamiento sólido (papel), y establecen como criterio de final de vida operativa los grados de polimerización (DP) lo cual está relacionado con el contenido de furanos en el aceite, debido al deterioro de la estructura química del aislamiento a consecuencia de la exposición a temperaturas altas, alto contenido de humedad y la presencia de oxígeno [17]. En el diseño de un transformador de potencia se considera un DP entre 1000 ppm y 1300 ppm, hay criterios variados para definir este punto, sin embargo la norma IEC (60450, 2007) establece que con un DP por debajo de 200 ppm el papel pierde sus propiedades y el equipo es susceptible a fallas [16].

*II-F5. Pruebas eléctricas en transformadores:* Según la norma IEEE Std C57.152-2013 las pruebas en transformadores buscan identificar desviaciones de las condiciones originales de la unidad de fábrica, nos sirven para validar la integridad y funcionalidad correcta del transformador luego de un período de funcionamiento o posterior a eventos de servicios anormales como fallas eléctricas, sobretensiones o cualquier evento que provoque la actuación de sus protecciones, la norma recomienda una serie de pruebas que buscan establecer las condiciones del equipo [18]. Las mismas que se enuncian a continuación:

- Relación de transformación.
- Resistencia de aislamiento.
- Resistencia óhmica de devanados.
- Capacitancia.
- Factor de disipación dieléctrica.

Subsistema	Componente	Medición			Inspección		Pruebas						
		Relación de transformación	Resistencia de aislamiento	Resistencia devanados	pF/Capacitancia	Factor de disipación dieléctrica tgδ	Visual/Auditiva	Espectro Infrarrojo	Mediciones PD/pruebas	Contenido de agua	Contenido de acidez	Tensión de ruptura	AGD aceite
Bushings H.V, L.V, neutro	Aceite												
	Aislador Terminal												
Devanado	Conductor	x	x	x	x								
	Aislamiento	x	x	x	x								
Núcleo	Núcleo de hierro												
	Aislamiento Bushing de aterramiento			x									
Aceite dieléctrico	Aceite												
	Indicador de nivel de aceite												
Refrigerador	Ventiladores de enfriamiento												
	Placas del radiador												
	Tuberías												
	Indicador de temperatura aceite												
	Indicador de temperatura devanados												
	Válvulas												
Cambiador de derivaciones desenergizado	Tablero de control de enfriamiento												
	Contactos												
Arbol de transmisión	Arbol de transmisión												
	Empaques												
Tanque	Tubería												
	Medidor de presión												
	Alinador de presión												
	Estructura de acero												

Figura 8. Tareas apropiadas en el Transformador

En conclusión, la determinación de la salud o condición general del transformador debe ser realizada mediante la evaluación de varios factores, de ahí la importancia de la aplicación de las pruebas de diagnóstico que aporten con la información necesaria para su estimación, además de la generación de una base de datos que permita examinar su evolución [17]. En la figura 8, se puede observar las tareas escogidas para el transformador.

#### II-G. Políticas de gestión de fallos en Interruptores

Los interruptores en vacío son equipos robustos, fiables y altamente reparables, con una probabilidad de vida útil de diseño estimada de 40 años [1], que proveen protección y control de aparatos eléctricos y sistemas de potencia. Con esta premisa podemos estimar que la edad transcurrida de 5 de los 6 interruptores está a un 95 % (38 años) de la edad indicada, por lo que se esperaría, que para cualquier patrón de fallos que siga, en esta etapa, su probabilidad condicional de fallo crezca, sin embargo es necesario aclarar que dicha vida útil operativa o durabilidad en su contexto está dada por factores como la exigencia o uso de su capacidad, cumplimiento de las recomendaciones de mantenimiento y operación del fabricante, obsolescencia, exposición a fallas inducidas por operación o de origen eléctrico y otras particularidades del sistema, en consecuencia es importante establecer criterios para ponderar de manera confiable su vida útil remanente, con el objetivo de gestionar con suficiente anticipación los recursos necesarios para una restauración o sustitución programada [1]. Las condiciones de operación segura de estos dispositivos electromecánicos, están dadas además de su operatividad mecánica por factores relacionados con las condiciones dieléctricas internas (integridad del vacío), el estado de erosión de los contactos eléctricos internos y el desgaste del revestimiento de los contactos móviles de transferencia, por ser estos los elementos que están sometidos directamente a los esfuerzos eléctricos propios de su operación.

Subsistema	Componente	Pruebas				
		Inspección / medición	Medición de resistencia	Lubricación	Limpieza	Prueba de funcionamiento
Circuito eléctrico de control	Fuente de alimentación 48 VCC	x				
	Fuente de alimentación 230 VCA	x				
	Contactos eléctricos de posición			x		
Mecanismo de accionamiento	Cableado, elementos de mando	x				
	Resortes			x		
	Motor de carga de resorte	x	x	x		
	Eje de carga manual	x	x		x	
	Solenoides de disparo	x	x	x		
	Solenoides de cierre	x	x	x		
	Elementos mecánicos de accionamiento y bloqueo				x	
Vañilla de accionamiento del interruptor	x					
Interruptor encapsulado en vacío	Articulaciones	x	x			
	Contactos eléctricos fijos y móviles				x	x
	Cápsula de vacío					x
Relés de protección	Conexión del interruptor superior	x	x	x		
	Conexión del interruptor inferior	x	x	x		
	Relé de protección de sobrecarga	x		x	x	
	Relé de protección de corto circuito	x		x	x	

Figura 9. Tareas apropiadas en el interruptor

Como punto de partida, se considera y recomienda que es necesario evaluar la capacidad actual para la prestación segura del servicio, determinando su estado funcional y de conservación dentro de los parámetros exigidos por las normas ANSI/NETA MTS-2011 [11] a través de pruebas eléctricas y mecánicas en búsqueda de fallos ocultos, estado de mantenimiento y disponibilidad de repuestos en el mercado para establecer su expectativa remanente. Como antecedente se puede señalar que en el año 2019 se reemplazó un interruptor por presentar una resistencia de contactos fuera de los límites de aceptación especificados en la norma aplicada en las pruebas de diagnóstico realizadas, se desconoce si la desviación presentada se debió a una falla de desarrollo lento, más bien se asocia a fallos inducidos por maniobras inapropiadas en dos eventos graves que tuvieron lugar en meses anteriores a la detección de la condición, el uno por cortocircuito de la acometida de un transformador de distribución y la segunda por una falla en la bobina de un transformador que tuvo como consecuencia su avería.

El detalle de las actividades o tareas apropiadas en el interruptor pueden observarse en la figura 9, en resumen tenemos: Tareas programadas de mantenimiento preventivo (limpieza, inspección, verificación, lubricación y ajustes), búsqueda de fallos ocultos (pruebas de funcionamiento mecánico, pruebas de diagnóstico) en períodos anuales o luego de eventos que presumiblemente puedan causar daños al equipo como la interrupción de corrientes de falla. El fabricante recomienda que luego de 15 actuaciones por falla se realice una verificación de la erosión de contactos y pruebas de integridad del vacío. Para realizar ciertas pruebas se requiere de equipamiento especializado y debidamente calibrado (certificación vigente), además de la aplicación de protocolos de pruebas y evaluación de resultados conforme a las normas vigentes, por lo que deben realizarse con proveedores de servicios externos con experiencia comprobada en este tipo de prestaciones, bajo estos criterios el responsable técnico de la contratación deberá asegurar la selección del proveedor más adecuado.

## II-H. Plan de Mantenimiento Propuesto

La efectividad de la gestión del mantenimiento mediante la determinación de tareas apropiadas evitará el desperdicio de recursos por consecuencia de actividades innecesarias o mal realizadas, que según encuestas pueden llegar a ser un tercio del costo total utilizado en el mantenimiento [19]. Para la consecución del plan de mantenimiento, a nivel táctico deberá gestionarse la asignación de los recursos necesarios (personal, materiales, herramientas, habilidades, contrataciones, etc). El cumplimiento de las acciones propuestas a nivel operativo, tales como inspección y mantenimiento básico del equipo deberán ser ejecutados por personal técnico cualificado, en estricto cumplimiento con los tiempos, y procedimientos con el empleo de herramientas e instrumentos apropiados [9]. Además, el personal involucrado deberá conocer los potenciales peligros a los que están expuestos con el equipo energizado; sus actividades se enfocarán en la revisión e inspección de instrumentos, accesorios y elementos componentes accesibles para cuya revisión no se requiere mayor instrumentación, ya que puede ser ejecutadas utilizando los sentidos para detectar condiciones de: ruido, fugas, estado físico y operatividad, lectura de instrumentos de medida, entre otras. Las inspecciones termográficas se realizarán con instrumentos adecuados, el operador deberá tener la cualificación necesaria para realizar la tarea de manera efectiva y con amplio criterio técnico. En el caso de las pruebas eléctricas y del análisis de aceite del transformador deberán ser realizadas por empresas especializadas con experiencia comprobada en este tipo de prestaciones, garantizando la confiabilidad de los resultados. Las actividades planteadas para el transformador son:

- Inspección termográfica periódica de puntos de contacto eléctrico en los bushings de A.T y neutro, puntos de contacto a tierra (mensual).
- Inspección del transformador (2 veces por día).
- Pruebas de diagnóstico de aceite: AGD, calidad del aceite, contenido de furanos (anual).
- Mantenimiento preventivo (anual).
- Pruebas o ensayos eléctricos (anual).

Las actividades planteadas para el interruptor son:

- Mantenimiento preventivo: (anual).
- Pruebas de diagnóstico de las condiciones: resistencia estática de los contactos, resistencia de aislamiento y tiempos de operación (recomendación del fabricante o a criterio del mantenedor).

## III. ANÁLISIS DE RESULTADOS

## IV. CONCLUSIONES

El cumplimiento de los objetivos planteados en el presente estudio fueron ejecutados a cabalidad, a continuación se enuncian las conclusiones:

1. Como resultado de la aplicación de la metodología RCM en su etapa de evaluación de criticidad, se ha determinado que los activos críticos del sistema eléctrico de la compañía Continental Tire Andina son: el transformador de potencia (TR1), y los interruptores de la subestación

- 69 kV, por la configuración de la red, no se cuenta con un transformador de back up o redundancia por lo que su salida de servicio representa un alto impacto en las operaciones generales.
2. La aplicación metodológica del RCM en su apartado referente a la hoja de decisión demanda la elaboración de un catálogo de fallas, lo cual exige un análisis profundo de los activos en estudio en su contexto operativo, soportándose en variada documentación técnica con el valioso aporte de los integrantes del grupo de trabajo, para proponer las tareas programadas necesarias que sean aplicables y efectivas, las mismas que expuestas en un plan de mantenimiento, se orientan a la preservación de los bienes, beneficiando a la empresa en la optimización de recursos, documentación base para la toma de decisiones, mejora en la eficiencia en el uso de activos, la continuidad del servicio de energía eléctrica, entre otros.
  3. La importancia dada a transformadores de potencia como activos estratégicos de gran valor a nivel mundial, ha fomentado amplias investigaciones en los campos técnicos y científicos con importantes avances en la fabricación de equipos, instrumentos, técnicas y tecnologías enfocadas a preservar las funciones del equipo durante todo su ciclo de vida. En tal sentido, también se han establecido guías y normas para la aplicación de pruebas de diagnóstico para determinar las condiciones del equipo, que permiten fundamentar los criterios necesarios en la toma de decisiones en cuanto a las tareas proactivas, correctivas y de sustitución que deban gestionarse.
  4. El transformador de potencia es una máquina que puede presentar fallos ocultos que se desarrollan en el tiempo, es importante la utilización de estrategias de mantenimiento preventivo con la aplicación de técnicas predictivas como las pruebas eléctricas, AGD, calidad del aceite y análisis de furanos en períodos anuales o posteriores a eventos que presumiblemente causen fallos potenciales, para la evaluación y seguimiento de la evolución de su condición o salud en el tiempo es necesario analizar el histórico de las pruebas.
  5. El estudio de la causa raíz de las fallas ocurridas durante el período analizado revela que el 40% (5 eventos), de los cuales 4 que se consideraron como indeterminados afectaron al suministro de energía en casa de fuerza, se debieron a una falla oculta en el cableado debido al mal estado del aislamiento en un punto de unión (empalme) que ocasionaba una falla a tierra provocando la actuación del relé de protección del interruptor, abriendo el circuito. La reiterada falla no pudo ser detectada oportunamente, ocasionándose varios eventos de suspensión del servicio, por lo que es necesario documentar los eventos, investigarlos y llegar a la causa raíz, se recomienda la implantación de un formato para el registro de eventos, uso de herramientas para la solución de problemas y establecer procedimientos de maniobra y operación de los interruptores luego de la actuación de las protecciones para los operadores, con el fin de evitar los errores, precautelando que las acciones realizadas sean apropiadas y no pongan en riesgo la integridad de las instalaciones, es decir hay que trabajar en la mejora de la confiabilidad humana mediante su capacitación.
  6. La importancia de elaborar un plan de mantenimiento estructurado bajo los principios del RCM permite enfocarse en las posibles fallas de los activos críticos para asignar los recursos necesarios para mantener sus funciones al nivel de rendimiento deseado por la organización.
  7. En la elaboración del plan de mantenimiento se planteó para el transformador: 5 tareas proactivas, 2 actividades de búsqueda de fallos ocultos a través de pruebas de diagnóstico de la condición. Para el interruptor, se propone: 1 actividad de mantenimiento preventivo periódica anual, 1 actividad de búsqueda de fallos.

## V. RECOMENDACIONES

1. El trabajo expuesto en el presente artículo corresponde el punto de partida para la implantación de la tecnología RCM en el mantenimiento del sistema eléctrico, el mismo que fue llevado a cabo en su contexto actual, con datos e información del momento seguramente un tanto imprecisas por lo que las actividades y acciones planteadas son apropiadas al momento, para que el proceso sea sostenible, se requiere que, como indica la norma SAE JA 1011, sea un programa vivo con revisiones periódicas enfocadas en la mejora continua, dinámico con la conformación de grupos de trabajo que integren personal de todas las áreas funcionales involucradas en la gestión de activos.
2. La aplicación de tecnología AGD continua en línea es sugerida con el objetivo de satisfacer la búsqueda de fallos ocultos de manera oportuna, es una tecnología en evolución que ha desarrollado dispositivos que son laboratorios en miniatura con enlace de comunicación remota en un transformador, sus funciones: monitorear, analizar e interpretar continuamente todas las fallas críticas/ diagnóstico de gases y permite e informa programas precisos de gestión de transformadores basados en condiciones que respaldan el mantenimiento predictivo, esta es una mejora a la gestión del activo determinado como crítico.
3. La implementación del diagnóstico continuo del análisis de los gases en línea de manera remota, además del monitoreo de temperaturas de bobinados, aceite, y la carga eléctrica. Con esta información generar una base de datos que permita observar la tendencia y desviaciones a fin de definir el intervalo P-F para la gestión oportuna de las tareas antes de la ocurrencia del fallo y predecir la vida útil remanente del transformador.
4. La configuración actual de la red eléctrica presenta un solo transformador principal, la sugerencia de la Central de la compañía es de dos transformadores, esto mejoraría la confiabilidad del suministro por fallas que eventualmente pudieran presentarse en uno de ellos, el costo de la inversión es alto, por lo que al momento es necesario dirigir los esfuerzos en garantizar la operación y man-

tenimiento adecuado del transformador actual dentro de los parámetros de seguridad, por lo que se recomienda el estudio para la implementación de las protecciones necesarias en caso de un incremento súbito de la presión interna y su desconexión en el lado de alta tensión.

5. Planteando un escenario crítico, dónde a pesar de la aplicación de medidas de prevención, la evolución de una falla interna ponga en riesgo la función principal del transformador, lo cual implicaría el mantenimiento de sus componentes internos cuyo acceso es difícil, pues se requeriría desencubar la unidad con consecuencias indeseadas en el equipo y paradas largas, se recomienda establecer un plan de contingencia para un eventual reemplazo del transformador por su repuesto, en dicho plan se debe incluir un plan de mantenimiento conservativo y el procedimiento para su instalación y puesta en servicio.
6. Es necesario capacitar al personal operativo del sistema eléctrico y establecer un procedimiento de maniobras de interruptores en caso de apertura por actuación de las protecciones eléctricas, así como la revisión del sistema eléctrico aguas abajo, garantizando el aislamiento de la falla o su reparación previo a la reconexión.
7. Los equipos estudiados no trabajan de manera aislada, al pertenecer o integrar un sistema, es deseable también que las condiciones de operación del resto de elementos constitutivos sean las adecuadas para asegurar la continuidad del servicio, por lo que no se debe minimizar su cuidado.
8. El estado del cable de media tensión está dado principalmente por las condiciones de su aislamiento, su vida útil promedio de diseño está estimada en 40 años, sin embargo, esta puede variar por factores como: la corriente de conducción, condiciones de instalación, condiciones ambientales de trabajo, conexiones terminales, entre las principales. Se recomienda realizar las pruebas eléctricas definidas por la norma ANSI/NETA MTS-2011 para determinar su condición actual y crear una línea base para futuras pruebas que permitan monitorear su condición y tomar acciones oportunas, evitando efectos negativos en la confiabilidad del sistema por una avería repentina que ponga en riesgo a otros componentes del sistema.

## REFERENCIAS

- [1] E. Vion, C. Salzman, and A. Di Paolantonio, "Gestion de activos, experiencias en el cálculo de vida útil e impacto de la supervivencia de los bienes en el desarrollo de sistemas eléctricos," *XIII ERIAC-Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré. Puerto Iguazú, Argentina:[sn]*, 2009.
- [2] B. M. G. Contreras and J. V. G. Rodríguez, "Análisis de fiabilidad aplicado a interruptores de potencia en subestaciones eléctricas."
- [3] L. F. SEXTO, "Mantenimiento centrado en la confiabilidad (rcm)," *Material de estudio en Maestría de Gestión del Mantenimiento Industrial.[Consulta: 11 julio 2019]*, 2014.
- [4] U. Norma Española, "13306: 2002," *Terminología del Mantenimiento*.
- [5] J. Moubroy, "Mantenimiento centrado en confiabilidad," *Gran Bretaña: Aladon Ltda*, 2004.
- [6] "Aplicación de análisis rcm en instalaciones eléctricas y petroleras, autor=Arellano, Juan and Rea, Rogelio, journal=Boletín IIE., pages=80–81, year=2009, publisher=Boletín IIE."
- [7] N. S. JA1011, "Criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrado en confiabilidad," *Norma para vehículos aeroespaciales y de superficie. ISO estándar: Ginebra, Suiza*, vol. 1, 1999.
- [8] M. C. Gasca, L. L. Camargo, and B. Medina, "Sistema para evaluar la confiabilidad de equipos críticos en el sector industrial," *Información tecnológica*, vol. 28, no. 4, pp. 111–124, 2017.
- [9] P. Viveros, R. Stegmaier, F. Kristjanpoller, L. Barbera, and A. Crespo, "Propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento y sus principales herramientas de apoyo," *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 21, no. 1, pp. 125–138, 2013.
- [10] A. F. Cerón, I. F. Orduña, G. Aponte, and A. A. Romero, "Panorama de la gestión de activos para transformadores de potencia," *Información tecnológica*, vol. 26, no. 3, pp. 99–110, 2015.
- [11] E. P. Equipment, "Maintenance testing specifications for."
- [12] B. Tichelman, "Transformer asset management. new paradigm," *SERVERON Corporation.–2004*, 2004.
- [13] C. Y. Especificaciones, "Energías Renovables, Redes y Transformadores Inteligentes Características y Especificaciones ABB Seminario de Transformadores-Santiago CL Transformadores de Poder para Parques Eólicos y Solares: Aspectos a Tener en Cuenta al Especificar las Diferentes Apl," ABB Asea Brown Boveri-Brasil, Sao Paulo, Tech. Rep., 2018.
- [14] E. E. R. Hinostraza, "Manual del usuario operacion y mantenimiento de transformadores de potencia," pp. 1–20, 2007.
- [15] I. S. 62-1995, "Ieee guide for diagnostic field testing of electric power apparatus-part 1: oil filled power transformers, regulators, and reactors," 1995.
- [16] "Estudio de diagnóstico diferencial en cromatografía."
- [17] A. F. Cerón, D. F. Echeverry, G. Aponte, and A. A. Romero, "Índice de salud para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con voltajes entre 69kv y 230kv usando lógica difusa," *Información tecnológica*, vol. 26, no. 2, pp. 107–116, 2015.
- [18] E. Calo, R. E. Álvarez, P. Morcelle del Valle, and L. J. Catalano, "Análisis de ieee c57. 152 y tb 445 de cigre para el diagnóstico de la condición de transformadores de potencia," in *XVII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ (Ciudad del Este, Paraguay, 21 al 25 de Mayo de 2017).*, 2017.
- [19] R. K. Mobley, *An introduction to predictive maintenance*. Elsevier, 2002.