

**METODOLOGÍA RCM APLICADA A TRANSFORMADORES DE
POTENCIA**

LYDA MARISEL TORRES ÁLVAREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
DE TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2010**

**METODOLOGÍA RCM APLICADA A TRANSFORMADORES DE
POTENCIA**

LYDA MARISEL TORRES ÁLVAREZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniera Electricista

Director

HERMANN RAÚL VARGAS TORRES

Doctor Ingeniero Electricista

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
DE TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

Papá Dios colocó en mi corazón un deseo: ser Ingeniera Electricista de la Universidad Industrial de Santander. Me dió las capacidades, me abrió las puertas y hoy me permite llegar satisfactoriamente a la meta.

Me dió un ángel, mi madre, para que me llenara de amor y me colocara en sus oraciones.

Me dió un padre que se esforzara y se enorgulleciera de mis pasos.

Me dió cuatro compañeros inseparables: Lili, Sindy, Julie y Jhon, para que alegraran mi camino y me acompañaran en las dificultades.

Y me dió un regalo adicional: Jonathan, para que fuera mi complemento, mi compañía, mi apoyo y caminara conmigo hacia la meta.

Hoy a todos ellos les dedico este logro porque son mi razón para seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS

A mi querida familia por sus enseñanzas, comprensión, y su constante apoyo.

A mis profesores por el tiempo dedicado a compartir sus conocimientos, corregir mis errores y contribuir con la formación de las bases de mi vida profesional.

Al Doctor Hermann Raúl Vargas Torres, director del proyecto de grado, por su optimismo, confianza y asesoría oportuna.

A la E3T por haberme abierto sus puertas, y al personal administrativo (Pr. César, Tati, Yolandita, Nieves y Deicy) por haberme permitido hacer parte de su grupo de trabajo.

Al Departamento de Planeación de Mantenimiento de la OCCIDENTAL DE COLOMBIA (OXY), y muy especialmente al Ingeniero Bernardo Rodríguez, quien fue el promotor de la idea del presente proyecto de grado.

A la familia Navas Aguilar, un agradecimiento muy especial por todo el apoyo incondicional que me han brindado siempre.

A mis amigos, compañeros, y a todas las personas que de alguna forma contribuyeron para que este sueño se hiciera posible.

Índice general

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. OBJETIVOS	1
1.1.1. OBJETIVO GENERAL	1
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.3. ORGANIZACIÓN DEL LIBRO	2
2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)	4
2.1. INTRODUCCIÓN	4
2.2. EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO	4
2.2.1. Primera Generación	5
2.2.2. Segunda Generación	5
2.2.3. Tercera Generación	5
2.3. HISTORIA DEL RCM	7
2.4. LAS SIETE PREGUNTAS BÁSICAS	8
2.4.1. Funciones, parámetros y contexto operacional	11
2.4.1.1. Estándares de Funcionamiento	12
2.4.1.2. Contexto Operacional	13
2.4.2. Fallas Funcionales	14
2.4.3. Causa de Falla (ó Modo de Falla)	14
2.4.4. Efectos de la Falla	15

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	II
2.4.5. Consecuencias de la Falla (Importancia de la Falla)	16
2.4.5.1. Criterios utilizados para evaluar las Consecuencias de la Falla .	18
2.4.6. Tareas Proactivas	21
2.4.6.1. Tareas Preventivas	23
2.4.6.2. Tareas Predictivas (ó Basadas en la Condición)	23
2.4.7. Tareas “a falta de”	25
2.4.8. Diagrama de Decisión de RCM	27
2.4.8.1. Hoja de Información de RCM	27
2.4.8.2. Hoja de Decisión de RCM	28
2.4.8.3. Instrucciones sobre el la Hoja de Decisión de RCM	28
3. EL TRANSFORMADOR ELÉCTRICO	31
3.1. INTRODUCCIÓN	31
3.2. DEFINICIONES PREVIAS	31
3.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR	33
3.4. CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	34
3.4.1. Según el número de fases	34
3.4.2. Según la forma de operación	34
3.4.3. Según su función	34
3.4.4. Según las condiciones del servicio	34
3.4.5. Según el tipo de enfriamiento	34
3.5. EL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO Y SUS PARTES	38
3.5.1. Parte Activa	40
3.5.1.1. Núcleo	40
3.5.1.2. Devanados	46
3.5.2. Cambiador de Derivaciones (Taps)	52
3.5.3. Cuba, tanque o carcaza	53

3.5.3.1.	Radiadores	55
3.5.3.2.	Ventiladores	55
3.5.4.	Tanque de expansión	56
3.5.4.1.	Relé Buchholz	56
3.5.5.	Aislamientos	57
3.5.5.1.	Aislamiento Sólido	57
3.5.5.2.	Aislamiento Líquido	59
3.5.6.	Aisladores Pasatapas (Bujes)	60
3.5.7.	Secador ó deshumectador de aire	61
3.5.8.	Otros accesorios	61
3.5.8.1.	Empaques	61
3.5.8.2.	Instrumentación	62
3.5.8.3.	Tablero	63
3.5.8.4.	Placa de Características	63
3.5.8.5.	Válvulas	63
4.	PRUEBAS A TRANSFORMADOR	64
4.1.	DEFINICIONES PREVIAS	64
4.1.1.	Pruebas de Fábrica	64
4.1.2.	Pruebas de Embarque	65
4.1.3.	Pruebas de Campo	66
4.2.	NORMAS PARA LA APLICACIÓN DE PRUEBAS A LOS TRANSFORMADORES	66
4.3.	PRUEBAS COMUNES A LOS TRANSFORMADORES	70
4.3.1.	Características y aplicación de las pruebas	71
4.3.1.1.	Pruebas Eléctricas	71
4.3.1.2.	Pruebas físico-químicas del aceite	72
4.3.1.3.	Análisis de gases disueltos en el aceite	72

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	IV
4.3.2. Pruebas Complementarias	73
4.3.2.1. Apreciación visual del aceite	73
4.3.2.2. Densidad Relativa (gravedad específica)	73
4.3.2.3. Análisis de Metales Disueltos	73
4.3.2.4. Análisis de Compuestos Furánicos	73
4.3.2.5. Inspección Termográfica	74
4.3.2.6. Prueba de sobretensión (Hi-Pot)	75
4.3.2.7. Índice de Polarización	75
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	76
5.1. INTRODUCCIÓN	76
5.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS Y CONTEXTO OPERACIONAL .	76
5.2.1. Equipo No 1: Transformador de Potencia TX801	76
5.2.2. Equipo No 2: Transformador de Potencia TX202	77
5.2.3. CONTEXTO OPERACIONAL: Industria Petrolera	77
5.3. DOCUMENTACIÓN DE LA ETAPA DE INFORMACIÓN	78
5.4. LA HERRAMIENTA Y SU APLICACIÓN	78
5.5. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA HERRAMIENTA	78
5.6. EJEMPLO DE APLICACIÓN: SUBSISTEMA ACEITE DEL TRANSFOR-	
MADOR TX 801	79
5.6.1. Hoja de Información	79
5.6.2. Hoja de Decisión: Informe Final	79
5.6.3. Gráfica: Tareas Recomendadas	84
5.6.4. Gráfica: Fallas Vs. Tiempo	85
5.6.5. Gráfica: Modos de Falla Vs. Tiempo	86
5.6.6. Gráfica: Efectos Vs. Tiempo	87
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	88
6.1. INTRODUCCIÓN	88
6.2. TAREAS RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE RCM	88

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	v
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
7.1. CONCLUSIONES	95
7.2. RECOMENDACIONES	96
Bibliografía	98
A. APÉNDICE A. Manual del Usuario	99
A.1. INTRODUCCIÓN	99
A.2. REQUERIMIENTOS	100
A.3. INICIANDO LA HERRAMIENTA	100
A.4. ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA	101
A.4.1. "APLICAR Metodología RCM"	101
A.4.1.1. El Informe Final	103
A.4.2. "REPORTAR Eventos"	103
A.4.2.1. Edición de Reportes Anteriores	105
A.4.3. "GRAFICAR Historial de Fallas"	106
A.4.3.1. Opciones de los Gráficos Dinámicos	107
A.4.3.2. Ejemplos	110
A.4.4. "CONSULTAR Ayuda"	113
A.4.5. "EDITAR Información"	113
A.4.5.1. Agregar Relación a la Hoja de Información	114
A.5. BOTONES DE NAVEGACIÓN	115
B. APÉNDICE B. Envejecimiento del Aceite.	117

Índice de figuras

2.1. Línea del tiempo de las Expectativas	6
2.2. Línea del tiempo de las Técnicas	6
2.3. Patrones de Falla	7
2.4. Pasos del RCM	10
2.5. Definición de Función	11
2.6. Funciones Secundarias	12
2.7. Margen de Deterioro	12
2.8. Factores para describir el Contexto Operacional	13
2.9. Técnicamente Factible y Merecer la Pena	17
2.10. Consecuencias de la Falla	18
2.11. Desarrollo de una Falla Múltiple	19
2.12. Diagrama de decisión de Tareas según las consecuencias de la falla	20
2.13. Acciones para Manejo de Fallas	21
2.14. Diagrama de Decisión: Tareas Proactivas	22
2.15. Curva P-F	24
2.16. Categorías de Técnicas a Condición	25
2.17. Diagrama de Decisión: Tareas “a falta de”	26
2.18. Diagrama de Decisión Final	30
3.1. Principio de funcionamiento del transformador	33
3.2. Enfriamientos OA y OA/FA	36

3.3. Principales Partes del Transformador	39
3.4. Núcleo del Transformador	40
3.5. Tipos de núcleo según su construcción	41
3.6. Laminaciones tipo T	42
3.7. Formas de la sección transversal del núcleo	43
3.8. Laminaciones en capas alternas	44
3.9. Montaje del núcleo. Detalle cortes a 45 grados	44
3.10. Método Step Lap	45
3.11. Aterrizaje del núcleo	46
3.12. Devanados de un transformador trifásico	46
3.13. Algunas configuraciones de las bobinas	49
3.14. Ubicación de los devanados en un núcleo trifásico	49
3.15. Aislamiento de las bobinas	50
3.16. Disposición de los devanados	51
3.17. Sentido de devanado del conductor	51
3.18. Spaguetti	52
3.19. Parte Activa del Transformador. Cambiador de Taps o Derivaciones	52
3.20. Vista del tanque	54
3.21. Tipos de Tanques para Transformadores en Aceite	54
3.22. Vista de los radiadores del transformador	55
3.23. Ventiladores que complementan el tipo de enfriamiento	55
3.24. Vista del tanque de expansión	56
3.25. Vista externa del Relé y su ubicación	56
3.26. Partes y Modo de Operación del Relé Buchholz	57
3.27. Piezas de Aislamiento Sólido	58
3.28. Vista de un residuo de aceite en el tanque	59
3.29. Vista Externa del Aislador Pasatapas	60
3.30. Vista Interna del Aislador Pasatapas	60

3.31. Sistema de preservación del aceite con Desecador de Sílica-Gel	61
3.32. Empaque del Tanque	61
3.33. Empaques de las juntas o uniones	62
3.34. Diferentes elementos de medición y control	62
3.35. Vista del tablero del transformador	63
3.36. Vista de la Placa de Características	63
5.1. Hoja de Información, página 1	80
5.2. Hoja de Información, página 2	81
5.3. Hoja de Información, página 3	82
5.4. Hoja de Información, página 4	83
5.5. Tareas Recomendadas para el Aceite del TX801 luego de aplicada la Metodología	84
5.6. Gráfica: Fallas Vs. Tiempo	85
5.7. Gráfica: Modos de Falla Vs. Tiempo	86
5.8. Gráfica: Efectos Vs. Tiempo	87
6.1. Tabla de Resumen de la Hoja de Decisión pág 1	89
A.1. Funciones de la Herramienta	99
A.2. Habilitando el contenido del archivo	100
A.3. Menú Inicio	101
A.4. Menú Inicio	102
A.5. Cómo generar un nuevo registro	104
A.6. Edición de Reportes Anteriores	105
A.7. Botones de Filtro de la gráfica	107
A.8. Personalizando el gráfico	108
A.9. Diferencia entre filtros y series	109
A.10.Ejemplo 1: Gráfica Fallas Funcionales	111
A.11.Ejemplo 2: Gráfica Efectos	112
A.12.Botones ubicados en la Barra de Menú	115

A.13. Botones ubicados en los Formularios 116

B.1. Envejecimiento del Aceite 117

Índice de tablas

2.1. Hoja de Información de RCM y Hoja de Decisión de RCM	29
3.1. Enfriamiento de transformadores sumergidos en líquido aislante	35
3.2. Enfriamiento de Transformadores Secos	37
3.3. Principales Partes del Transformador	38
3.4. Pérdidas en Acero al Silicio a 50 y a 60 Hz	41
3.5. Cobre Vs Aluminio	47
4.1. Pruebas de fábrica	65
4.2. Pruebas de campo	66
4.3. Equivalencias de las Normas ASTM con las IEC e ISO	68
4.4. Pruebas comunes en los transformadores	71
4.5. Clasificación de los resultados de las pruebas al aceite	72
4.6. Valores de referencia del contenido furánico	74
5.1. Datos de Placa TX801	77
5.2. Datos de Placa TX 202	77
6.1. Tabla de Resumen de la Hoja de Decisión pág 2	90
6.2. Tabla de Resumen de la Hoja de Decisión pág 3	91
6.3. Tabla de Resumen de la Hoja de Decisión pág 4	92
6.4. Tabla de Resumen de la Hoja de Decisión pág 5	93

RESUMEN

TÍTULO:

METODOLOGÍA RCM APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTENCIA¹

AUTORA:

LYDA MARISEL TORRES ÁLVAREZ²

PALABRAS CLAVE:

Transformador de potencia, mantenimiento, pruebas de los transformadores, RCM.

DESCRIPCIÓN:

Este documento de grado presenta la metodología RCM (Reliability-Centred Maintenance) como una alternativa a la hora de implementar un plan de mantenimiento en equipos de gran importancia dentro de un sistema, como lo es el transformador de potencia dentro del sistema eléctrico.

La primer parte de este documento se dedica a exponer los conceptos básicos de la metodología y su modo de aplicación. A continuación se incluye una completa investigación sobre la estructura tipo del transformador de potencia y las pruebas comúnmente realizadas en las labores de mantenimiento. Luego se define un contexto operacional y se eligen dos equipos específicos para el caso de aplicación. Finalmente se implementa una herramienta informática en Microsoft Access la cual facilita la aplicación de RCM. A partir de los resultados obtenidos se diseña un plan de mantenimiento que tiene en cuenta la reducción de costos sin sacrificar la confiabilidad del equipo. El documento finaliza con el Manual de Usuario de la herramienta informática.

La herramienta diseñada corresponde a un prototipo que se limita a los equipos seleccionados, pero su alcance puede ser ampliado modificando la base de datos que contiene la información del análisis; y se elaboró para cumplir con tres funciones principales: aplicar la metodología RCM, reportar eventos y graficar comportamiento de las fallas, modos de falla y efectos de la falla.

¹Proyecto de Grado

²Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director Hermann Raúl Vargas Torres.

ABSTRACT

TITLE:

RCM METHODOLOGY APPLIED TO POWER TRANSFORMERS³

AUTHOR:

LYDA MARISEL TORRES ÁLVAREZ⁴

KEY WORDS:

Power transformers, maintenance, transformers' testing, RCM.

DESCRIPTION:

This graduation document presents the RCM (Reliability-Centered Maintenance) methodology as an alternative for implementing a maintenance plan in important equipments on a system, like the power transformer into the electrical system.

The first part of this document is dedicated to present the basic concepts of the methodology and its mode of application. Below is included a complete investigation about the power transformer type structure and the tests commonly carried out in the maintenance tasks. Then an operational context is defined and two specific equipments are chosen for the implementation. Finally a software tool is implemented in Microsoft Access, which facilitates the application of RCM. A maintenance plan is designed from the obtained results, which takes into account the reduction of costs without sacrificing equipments reliability. The document ends with the User Manual of the software tool.

The tool designed corresponds to a prototype that is limited to the selected equipments, but its scope can be extended by modifying the database which contains the analysis data; and it was elaborated to fulfil three main functions: to apply the RCM methodology, to report events and for graphicating behavior's failure, failure modes and failure effects.

³Graduation Project

⁴Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Director Hermann Raul Vargas Torres.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

El transformador eléctrico es un equipo fundamental dentro de cualquier sistema de potencia y por ello requiere un trato especial para evitar las consecuencias que se presentan por su falla.

La tendencia del usuario de cualquier equipo nuevo es confiar abiertamente en sus capacidades y no esperar una falla prematura. Sin embargo, el transformador es un equipo que debe cuidarse y mantenerse desde el primer día con miras a extender su vida útil y evitar al máximo la presencia de fallas. Es decir, desde su instalación debe haber un plan de mantenimiento, el cual debe irse adecuando a medida que se conoce el comportamiento del equipo.

El presente documento de grado hace un recorrido por el interior y exterior del transformador de potencia, permitiendo al lector conocer estructuralmente el equipo, y posteriormente hace un repaso por las pruebas mas comunes aplicadas a los transformadores.

Finalmente el propósito de este proyecto es diseñar un plan de mantemiento del "activo" en estudio, a la medida de sus necesidades, utilizando la metodología RCM: Mantemiento Centrado en Confiabilidad, la cual ha tomado fuerza en los últimos años, extendiéndose a todos los sectores de la industria.

Para la aplicación de la metodolgia se elaboró una herramienta informática en Access, que permite de forma amigable aplicar el procedimiento RCM y con base en los resultados y el histórico de fallas del activo, diseñar su plan de mantenimiento.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Implementar la metodología RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) y aplicarla a transformadores de potencia.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Dar a conocer la metodología RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad), determinando su importancia y sus ventajas.
- Implementar la metodología RCM en transformadores de potencia eligiendo como área de operación la industria petrolera.
- Diseñar y elaborar una herramienta informática que permita aplicar fácilmente la metodología RCM propuesta en el punto anterior.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El elevado costo de un transformador de reserva y lo que representa detener el flujo de dinero para invertir en ello representa un problema para la Industria a la hora de garantizar la operación continua de un sistema eléctrico. Exponerse a la falla de un equipo de estos implica disminución o suspensión del fluido eléctrico que se refleja en la mayoría de los casos en consecuencias económicas. Por tanto, se debe aumentar la confiabilidad del equipo y esto se logra implementando un programa de mantenimiento adecuado que considere todos sus parámetros y las variables relacionadas con el contexto operacional, etc.

En la industria petrolera por ejemplo, no se puede permitir que un transformador que esté directamente relacionado con la producción de crudo falle, ya que cada hora que se detenga implica pérdidas del orden de cientos de millones de pesos. En la parte de la inyección de agua con fines ambientales, la salida de un transformador que detenga este proceso produce un efecto negativo en el medio ambiente y puede finalizar en multas por derramar sobre el ecosistema agua con alto contenido mineral sin licencia ambiental. En fin, una industria de este tipo puede presentar diferentes problemas si un transformador llegara a fallar y por ello se debe prevenir esto con un buen programa de mantenimiento.

1.3. ORGANIZACIÓN DEL LIBRO

Este documento está compuesto por siete capítulos y dos apéndices:

Capítulo 2

Expone los conceptos básicos y las consideraciones para aplicar la metodología RCM (Reliability-Centred Maintenance ó Mantenimiento Centrado en Confiabilidad), propuesta para desarrollar un plan de mantenimiento del transformador de potencia.

Capítulo 3

En este capítulo se muestra la estructura general del transformador de potencia, detallando en los requisitos y alternativas de diseño y construcción de cada una de sus partes principales.

Capítulo 4

Describe las pruebas comunes realizadas a los transformadores de potencia.

Capítulo 5

En este capítulo se describe el contexto operacional, las características de placa de los dos equipos a analizar y se hace una breve descripción de la herramienta informática diseñada a través de un ejemplo gráfico. Esta descripción es muy resumida debido a que se elaboró un Manual de Usuario que contiene detalladamente toda la información sobre la herramienta y se encuentra en el Apéndice A del presente documento.

Capítulo 6

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos luego de aplicar la metodología RCM a los dos equipos en estudio. Vale la pena aclarar que la aplicación de la metodología se hace usando la herramienta y acá sólo se muestran los resultados y algunas observaciones.

Capítulo 7

En esta parte del documento se consignan las conclusiones y recomendaciones para futuros desarrollos

Apéndice A

Manual de Usuario de la herramienta.

Apéndice B

Envejecimiento del Aceite

Capítulo 2

MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

2.1. INTRODUCCIÓN

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad o RCM (Reliability Centred Maintenance) es un procedimiento utilizado para decidir lo que se debe hacer para asegurar que un activo físico, sistema o proceso continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual[7].

En resumen, RCM reconoce que los objetivos del mantenimiento deberían ser definidos partiendo de la idea de qué función desempeña la máquina, y no de qué máquina se trata. El enfoque de RCM es emplear tareas proactivas para eliminar los eventos que causan fallas. Los efectos de fallas y sus consecuencias en las operaciones, seguridad y medio ambiente son evaluados para priorizar las tareas de mantenimiento proactivo. Lo más importante para RCM es la seguridad del ser humano y por ello la metodología representa una ardua labor en su intento de predecir lo que podría suceder.

2.2. EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

La aparición de nuevas tecnologías y equipos han obligado al MANTENIMIENTO a evolucionar, comprometiéndose cada vez más con la seguridad y el medio ambiente.

Esta evolución se ha realizado a lo largo de tres etapas o generaciones:

2.2.1. Primera Generación

Cubre el período hasta la Segunda Guerra Mundial. Se caracterizó por:

- Maquinaria y equipos simples y a la vez sobredimensionados, por lo que eran confiables y de fácil reparación
- La prevención de fallas no era prioridad pues una parada de máquina implicaba graves consecuencias
- Los principales servicios a los equipos eran limpieza y lubricación

2.2.2. Segunda Generación

Luego de la Segunda Guerra Mundial el panorama industrial cambió. Aumentaron las máquinas y disminuyeron los empleados. Esta generación se caracterizó por:

- Aumento en la mecanización (máquinas más complejas)
- La industria empieza a depender de las máquinas y se vuelven más importantes los tiempos de parada
- Surge la idea de Mantenimiento Preventivo, cuyos costos empezaron a aumentar con relación a otros costos operacionales.
- Se vuelve necesario el desarrollo de sistemas de planeación y control del mantenimiento, y se busca maximizar la vida útil de dichos activos.

2.2.3. Tercera Generación

Desde mediados de los 70's el mantenimiento ha evolucionado especialmente en tres aspectos: nuevas expectativas, nuevas técnicas y nuevas investigaciones.

- Nuevas Expectativas: Ver figura 2.1
- Nuevas Técnicas: Ver figura 2.2

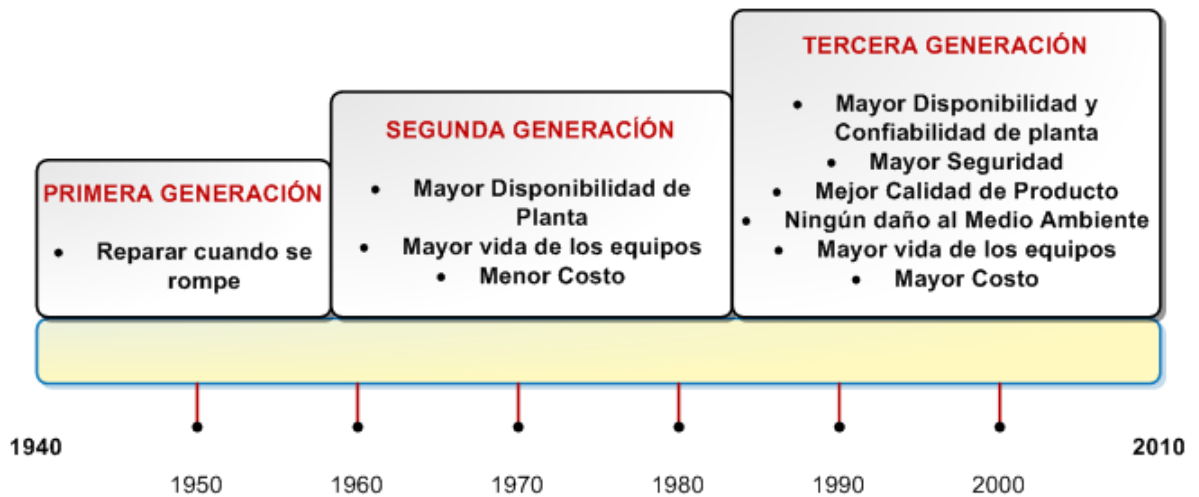


Figura 2.1: Línea del tiempo de las Expectativas
Fuente: Libro "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad"[7]

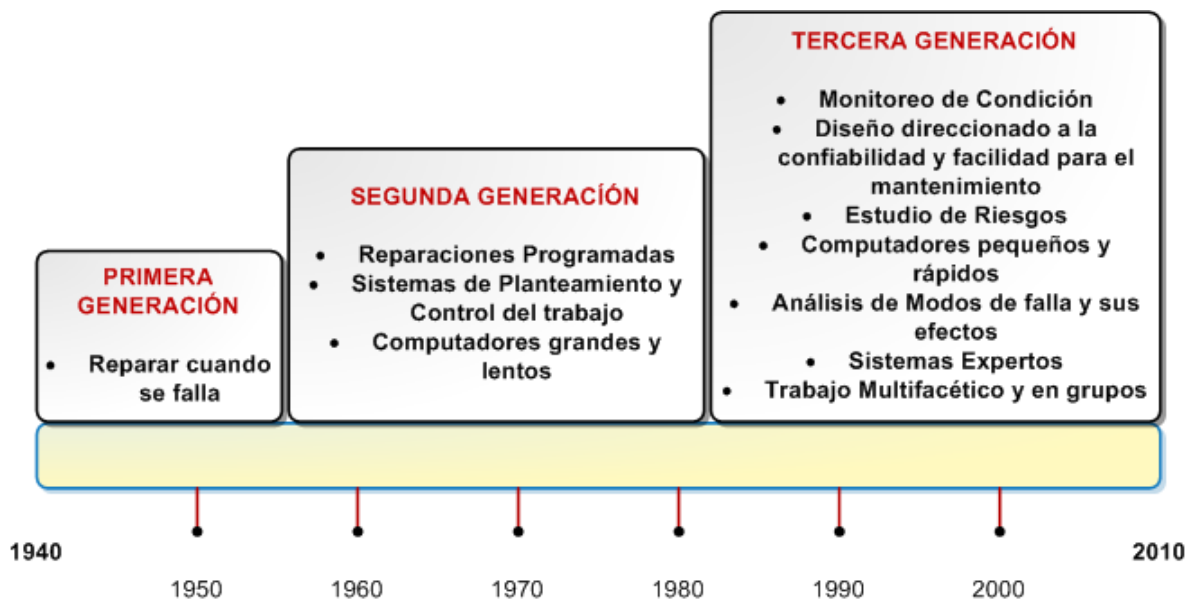


Figura 2.2: Línea del tiempo de las Técnicas
Fuente: Libro "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad"[7]

- Nuevas Investigaciones: los principales cambios se han dado alrededor de la idea de que el principal motivo de falla de los equipos es la edad (PATRÓN B); idea firme durante la Primera Generación. Con la llegada de la Segunda Generación se hacen visibles los efectos de la "mortalidad infantil", dando como resultado la curva de la "bañera" (PATRÓN A). Sin embargo, investigaciones en la Tercera Generación revelan no uno ni dos, sino seis patrones de falla que realmente ocurren en la práctica y que se muestran en la figura 2.3.

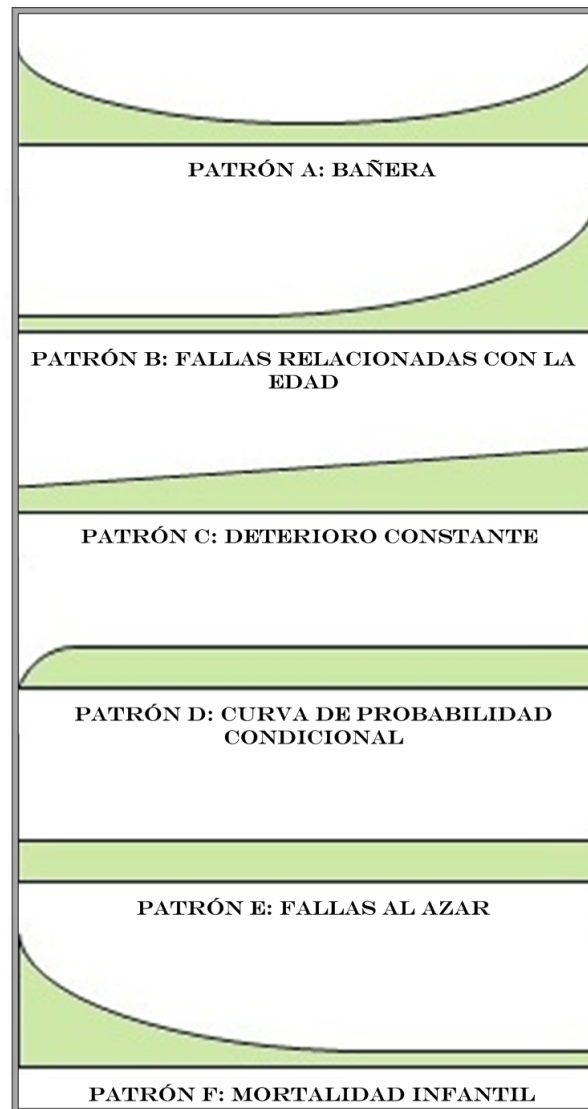


Figura 2.3: Patrones de Falla

Fuente: Libro "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad"[7]

2.3. HISTORIA DEL RCM

La historia de RCM se origina en la industria de aviación de los Estados Unidos de América entre los años de 1960 y 1980, para mejorar la seguridad y confiabilidad de las naves civiles. Una secuencia de procedimientos y manuales fueron publicados, a saber:

- MSG-1 para el Boeing 747
- MSG-2 para los aviones Lockheed 1011 y Douglas DC 10 y se extendió a la aviación

táctica militar: aviones Lockheed S-3 y P-3 y el McDonnell F4J

A pesar del éxito de estos programas, su aplicación no era posible a otros modelos por ser demasiado específicos para cada clase de equipo diseñado. Por lo cual la United Airlines, patrocinada por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos, redactó un informe sobre la relación existente entre mantenimiento, confiabilidad y seguridad, el cual se convirtió en la piedra angular del RCM. El reporte realizado por Stanley Nowlan y Howard Heap en 1978 brindó una descripción integral del desarrollo y la aplicación del RCM en la industria de la aviación civil y sentó las bases para aplicarlo fuera de este campo.

En 1980, ATA (Asociación de Transporte Aéreo de América) produjo el MSG-3: "Documento para el desarrollo de un Programa de Mantenimiento para Fabricantes / Aerolíneas", influenciado por el documento escrito por Nowlan y Heap, y es la guía actual para el desarrollo de los programas iniciales de mantenimiento programado para los nuevos aviones comerciales.

El modelo inicial de RCM se enfocaba exclusivamente en la seguridad humana por tratarse de un campo de acción donde ésta se exponía a diario. Al llevar el RCM a otros campos de la industria fue haciéndose notoria la necesidad de incluir la conservación del medio ambiente. Esta nueva percepción hizo evolucionar el diagrama de decisión de RCM a RCM2, donde también se hicieron cambios en algunos términos, se reestructuraron algunas preguntas, entre otros.

El efecto neto de estos cambios fue una técnica más sólida, de uso fácil y rápido que lleva a reducir costos.

El Comité de Estándares Técnicos de SAE (Society of Automotive Engineers ó Sociedad de Ingenieros Automotrices) ha venido trabajando desde 1996 es un Estándar para los Planes de Mantenimiento Programado, concentrándose en el tema de RCM.

El estándar aprobado por SAE no presenta un proceso RCM estándar. Su título es: "Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) (SAE JA 1011)" el cual muestra criterios con los cuales se puede comparar un proceso. Si el proceso satisface dichos criterios se le considera un Proceso RCM, caso contrario no lo es. El proceso descrito a continuación cumple con dicho estándar.

2.4. LAS SIETE PREGUNTAS BÁSICAS

La metodología RCM se desarrolla a lo largo de siete preguntas básicas sobre el activo o sistema objeto de estudio:

1. ¿Cuáles son las FUNCIONES y los PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO asociados al activo en su actual CONTEXTO OPERACIONAL?

2. ¿De qué manera FALLA en satisfacer dichas funciones?
3. ¿Cuál es la CAUSA de cada falla funcional?
4. ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla? (EFECTOS)
5. ¿En qué sentido es importante cada falla? (CONSECUENCIAS)
6. ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla? (PROACTIVO)
7. ¿Qué DEBE hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada? (CORRECTIVO)

La idea central de RCM, según lo indicado por las preguntas, es que cualquier máquina física o sistema tiene al menos una función, y que sus usuarios tienen requerimientos de desempeño por ésta. La máquina es considerada como un sistema en un contexto o medio operativo.

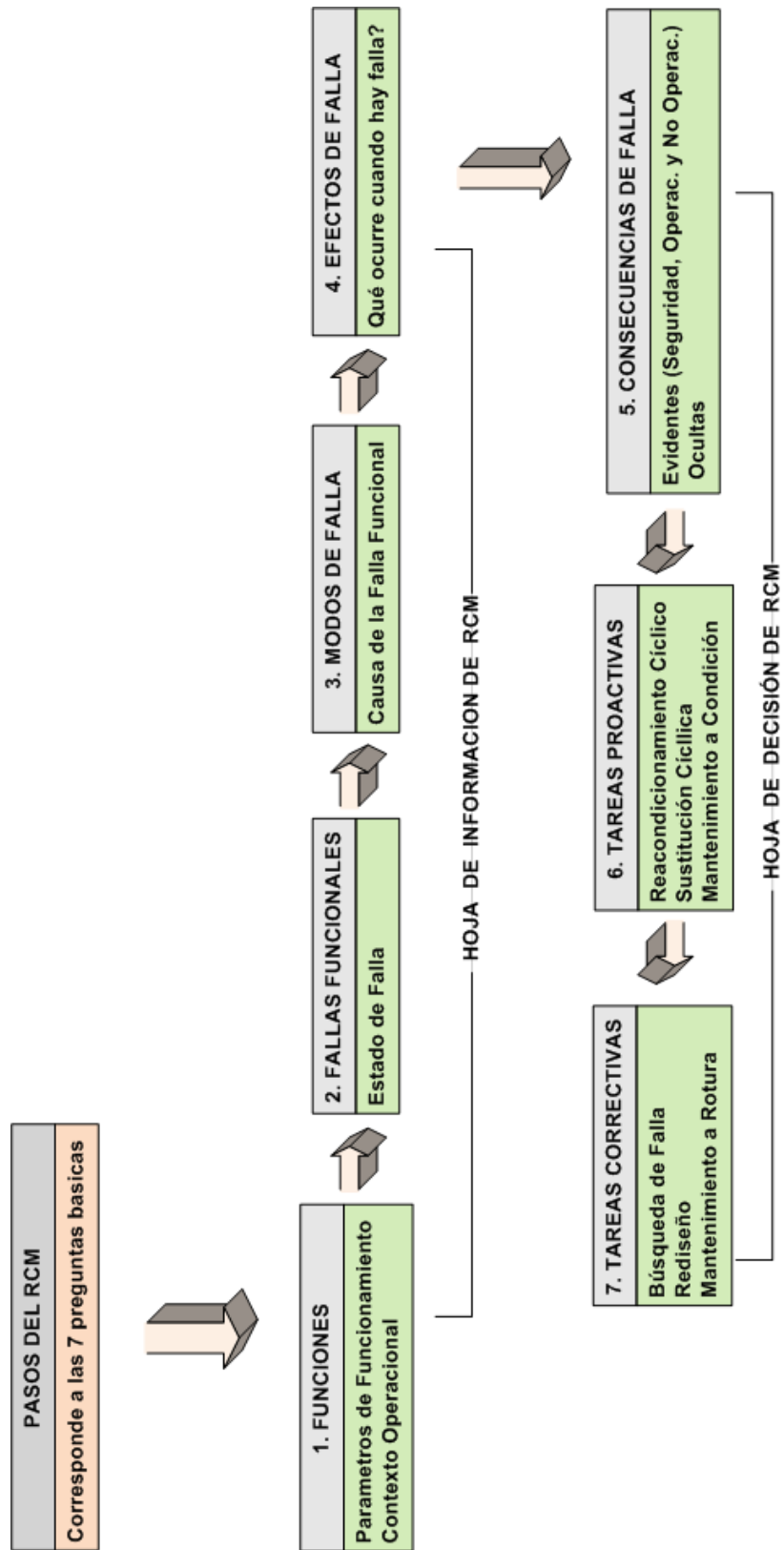


Figura 2.4: Pasos del RCM
Fuente: Autora del Proyecto

2.4.1. Funciones, parámetros y contexto operacional

Es necesario tener claras las funciones de los equipos para establecer los objetivos del mantenimiento.

Precisamente el primer paso a seguir cuando se desea implementar RCM es definir las funciones de cada activo en su Contexto Operacional y los Parámetros de Funcionamiento deseados.

Una función describe la acción principal que se espera del activo en las condiciones de operación dadas por el sistema donde se pretende instalar; y por lo general su enunciado se compone de tres partes:



Figura 2.5: Definición de Función
Fuente: Autora del Proyecto

Las funciones pueden ser:

- PRIMARIAS: Justifican la adquisición del equipo. En la mayoría de los casos el nombre del equipo lleva implícita su(s) función(es) primaria(s).

Si es más de una éstas pueden ser independientes o en serie.

- SECUNDARIAS: lo que se espera del equipo, además de sus funciones primarias. Las funciones secundarias suelen atender ciertas necesidades importantes, clasificadas en 7 categorías como se muestra en la figura 2.6.

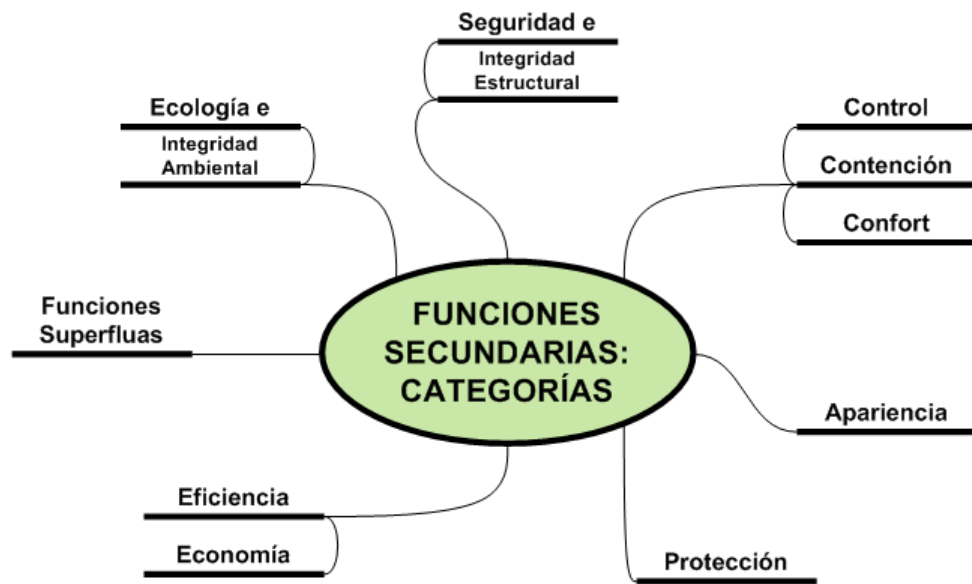


Figura 2.6: Funciones Secundarias
Fuente: Autora del Proyecto

2.4.1.1. Estándares de Funcionamiento

Los estándares de funcionamiento hacen referencia a los parámetros dentro de los cuales debe operar el equipo para que cumpla adecuadamente con sus funciones.

El Estándar Mínimo de Funcionamiento del activo sería aquello que los usuarios quieren que haga. Pero como todo equipo sufre desgaste con el tiempo, bajando su rendimiento, debe permitirse un Margen de Deterioro; por ello el equipo debe ser capaz de rendir más que el estándar mínimo de funcionamiento. Luego, la suma del *Estándar Mínimo* y el *Margen de Deterioro* dan como resultado la *Capacidad Inicial* ó *Confiabilidad Inherente* del Equipo.

Estos conceptos se muestran en la figura 2.7:

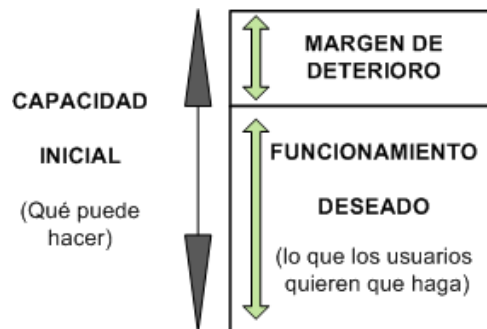


Figura 2.7: Margen de Deterioro
Fuente: Libro "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad"[7]

Los estándares de funcionamiento pueden ser:

- **MÚLTIPLES:** más de un estándar debe cumplirse a la vez
- **CUANTITATIVOS:** se describe con cifras las cantidades específicas de lo que se desea
- **CUALITATIVOS:** cuando no es posible usar un número para expresar lo que se desea
- **ABSOLUTOS:** cuando no se define un estándar de funcionamiento por que no se requiere o la situación no lo permite
- **VARIABLES:** cuando se da un rango de variabilidad al estándar. En dicho caso se deben definir los límites superior e inferior.

2.4.1.2. Contexto Operacional

Como su nombre lo indica, el Contexto Operacional hace referencia al sitio y características del medio donde se encuentra ubicado el activo bajo estudio.

Es necesario tener un claro conocimiento del Contexto Operacional y esto implica considerar los siguientes factores en su descripción (Ver figura 2.8)



Figura 2.8: Factores para describir el Contexto Operacional

Fuente: Autora del Proyecto

El Contexto Operacional además de afectar las funciones y las expectativas de funcionamiento, también influye en la naturaleza de los modos de falla que pueden ocurrir, sus efectos, consecuencias, la periodicidad con la que pueden ocurrir y qué debe hacerse para manejarlas. Por ello es necesario tener un conocimiento pleno del Contexto Operacional antes de aplicar RCM.

2.4.2. Fallas Funcionales

Una falla funcional se define como la incapacidad de cualquier activo físico de cumplir una función según un parámetro de funcionamiento aceptable para el usuario. [7]

Se puede considerar como falla funcional cualquiera de las siguientes condiciones:

- FALLA TOTAL: Que el equipo en estudio no opere (no responde al estímulo)
- FALLA PARCIAL: Que el equipo opere fuera de los límites y/o parámetros establecidos y necesarios (no responde de la manera adecuada y esperada al estímulo)

Se debe tener en cuenta que si un equipo tiene más de una función (primaria o secundaria), la falla de una de ellas no necesariamente implica falla de las demás. Razón por la cual se habla en términos de *falla de la función* y no *falla del equipo*.

2.4.3. Causa de Falla (ó Modo de Falla)

Una vez se tienen listadas las fallas se procede a realizar un AMFE ó Análisis de Modos de Falla y Efectos para cada falla funcional.

Un modo de falla es cualquier evento que pueda causar una falla funcional.[7]

Para realizar un adecuado mantenimiento proactivo es necesario conocer los posibles “eventos” que puedan llegar a ocurrir y saber manejarlos. Estos eventos son los modos de falla, de los cuales es posible considerar: qué sucede cuando ocurre, evaluar las consecuencias y decidirse si debiera hacerse algo para anticipar, corregir o hasta rediseñar.

Luego, el proceso de selección de tareas de mantenimiento se lleva a cabo al nivel del modo de falla, por lo cual es indispensable identificarlos.

Los modos de falla pueden ser clasificados en tres grupos:

- Cuando la capacidad cae por debajo del funcionamiento deseado.

(Causas principales: deterioro, fallas de lubricación, polvo o suciedad, desarme, errores humanos)

- Cuando el funcionamiento deseado se eleva por encima de la capacidad inicial.

(Causas principales: sobrecarga deliberada constante, sobrecarga no intencional constante, sobrecarga no intencional repentina, procesamiento o material del empaque incorrecto)

- Cuando desde el inicio el activo no es capaz de hacer lo que se quiere.

El nivel de detalle con el que se deben describir los modos de falla debe ser suficiente para posibilitar la selección de una adecuada política de manejo de falla, pero no tanto como para que se pierda demasiado tiempo en el análisis.

Solo se deben considerar los modos de falla posibles en el contexto operacional correspondiente, a menos que las consecuencias de los “pocos probables” sean realmente severas. En dicho caso, éstos también deberán incluirse.

2.4.4. Efectos de la Falla

Los efectos de la falla describen qué pasa cuando ocurre un modo de falla[7].

Al describir los efectos de una falla debe enfatizarse en aspectos como:

- La evidencia de que ha ocurrido una falla
- Las formas en que la falla amenaza la seguridad y/o el medio ambiente
- Las formas en que afecta la producción y/o las operaciones
- Daños físicos producidos por la falla
- Qué se debe hacer para reparar la falla

Como el fin de todo este procedimiento es establecer la necesidad de realizar mantenimiento proactivo, se deben describir los efectos como si no se estuviera realizando ningún tipo de mantenimiento.

Además, los efectos de las fallas deben describirse de tal forma que permita a los analistas RCM decidir si en circunstancias normales será evidente para los operarios la pérdida de la función causada por ese modo de falla actuando por sí solo[7].

Un AMFE puede ser más completo (y certero) si se recurre a fuentes de información como:

- El fabricante o proveedor del activo
- Registros de antecedentes técnicos

- Experiencia del personal encargado de la operación y mantenimiento del activo

Hasta acá se han resuelto las cuatro primeras preguntas de la metodología que corresponden a la *Fase de Información*. Esta información debe organizarse en una tabla llamada "Hoja de Información de RCM" de la cual se habla más adelante.

La siguiente fase corresponde al "Análisis y Decisión" y comprende las tres últimas preguntas de la metodología. Durante este proceso se reflejará la importancia de una buena tabulación de los datos hasta ahora recopilados.

2.4.5. Consecuencias de la Falla (Importancia de la Falla)

La diferencia entre los *Efectos* de la falla y sus *Consecuencias* es que el primer término describe "qué sucede cuando ocurre una falla", mientras que el segundo hace alusión a "la importancia de la falla (cómo y cuánto)".

Si las consecuencias son serias (vidas humanas, medio ambiente, producción) se buscará evitarlas o minimizarlas. Pero si son consecuencias menores, es posible que se permita la falla recurriendo luego a acciones correctivas.

Los siguientes conceptos son *necesarios* a la hora de tomar decisiones en torno a RCM, ya que de su significado depende el tipo de tarea a elegir:

TÉCNICAMENTE FACTIBLE: una tarea es *Técnicamente Factible* si:

- Es físicamente posible de realizar
- Reduce las consecuencias de la falla a un punto tolerable para el dueño o usuario

MERECER LA PENA: una tarea proactiva *Merece la Pena* si:

- Reduce las consecuencias del modo de falla a un precio que justifique los costos directos e indirectos de hacerla

Para ampliar los criterios que definen la Factibilidad Técnica y el Merecer la Pena , ver la figura 2.9

A. Criterios para definir la Factibilidad Técnica de una Tarea Proactiva. En cada caso todas las respuestas deben tener respuesta afirmativa para que la Tarea sea TÉCNICAMENTE FACTIBLE.

Tarea a Condición	Tarea de Reacondicionamiento Cíclico	Tarea de Sustitución Cíclica
¿Hay alguna clara condición de falla potencial? ¿Cuál es? ¿Cuál es el intervalo P-f? ¿Es suficientemente largo como para ser de utilidad? ¿Es razonablemente consistente? ¿Es posible hacer la tarea a intervalos menores al intervalo P-f?	¿Hay una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de falla (vida útil)? ¿Cuál es? ¿Ocurren la mayoría de las fallas después de esta edad*? ¿Es razonablemente consistente? ¿Restituirá la tarea la resistencia original de la falla?	¿Hay una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de falla (vida útil)? ¿Cuál es? ¿Ocurren la mayoría de las fallas después de esta edad*? ¿Es razonablemente consistente? * TODOS en el caso de consecuencias para la seguridad y/o el medio ambiente

B. Criterios que definen si una tarea proactiva MERECE LA PENA SER REALIZADA.

Falla Oculta	Consecuencias para la Seguridad y/o el Medio Ambiente	Consecuencias Operacionales	Consecuencias No Operacionales
Para que MP realizarla, cualquier tarea preventiva debe reducir el riesgo de esta falla a un nivel tolerable	Para que MP realizarla, cualquier tarea preventiva debe reducir por sí sola el riesgo de esta falla a un nivel tolerable	Para que MP realizarla, cualquier tarea preventiva a través de un período de tiempo debe costar menos que el costo total de las consecuencias operacionales+el costo de la reparación de la falla que pretende prevenir	Para que MP realizarla, cualquier tarea preventiva a través de un período de tiempo debe costar menos que el costo de la reparación de la falla que pretende prevenir

Figura 2.9: Técnicamente Factible y Merecer la Pena
Fuente: Autora del Proyecto

2.4.5.1. Criterios utilizados para evaluar las Consecuencias de la Falla

Estas consecuencias se dividen en 4 categorías, en dos etapas distintas. La primera etapa separa las funciones ocultas de las funciones evidentes. Ver figura 2.10.



Figura 2.10: Consecuencias de la Falla

Fuente: Autora del Proyecto

- **FUNCIÓN EVIDENTE:** aquella cuya falla se hará evidente por sí sola a los operadores en circunstancias normales. (Tarde o temprano será visible, ya sea por ruidos fuertes, escapes de vapor, olores extraños, manchas de líquido, parada de máquinas, etc)
- **FUNCIÓN OCULTA:** aquella cuya falla no se hará evidente bajo circunstancias normales.

El caso de las fallas ocultas ocurre cuando se usan *dispositivos de protección* para cierta función del equipo. Si dicho dispositivo cuenta con una protección de modo que si falla se hace evidente, se dice que es un **DISPOSITIVO CON SEGURIDAD INHERENTE**.

Si el dispositivo de protección no cuenta con seguridad inherente, pueden presentarse cuatro casos, de los cuales vale la pena enfatizar en dos:

1. Ninguno de los dispositivos falla
2. Falla la *función protegida*, y el dispositivo de protección opera adecuadamente
3. Falla el dispositivo de protección mientras que la función protegida sigue trabajando correctamente. Si en este punto no es evidente para los operadores la pérdida de función originada por el modo de falla por sí solo, bajo circunstancias normales, se trata de una *Función Oculta*.

Las últimas dos preguntas del desarrollo de la metodología tienen que ver con las tareas que se deber ejecutar para tratar los modos de falla.

Dichas tareas se clasifican como sigue:



Figura 2.13: Acciones para Manejo de Fallas
Fuente: Autora del Proyecto

2.4.6. Tareas Proactivas

Estas tareas se llevan a cabo antes de que ocurra una falla para prevenir que el activo llegue a un Estado de Falla.

Cubren lo que normalmente se conoce como Mantenimientos “Preventivo” y “Predictivo”, aunque RCM las divide en tres categorías:

1. Reacondicionamiento Cíclico ==> Preventiva
2. Sustitución Cíclica==> Preventiva
3. Mantenimiento a Condición==> Predictiva

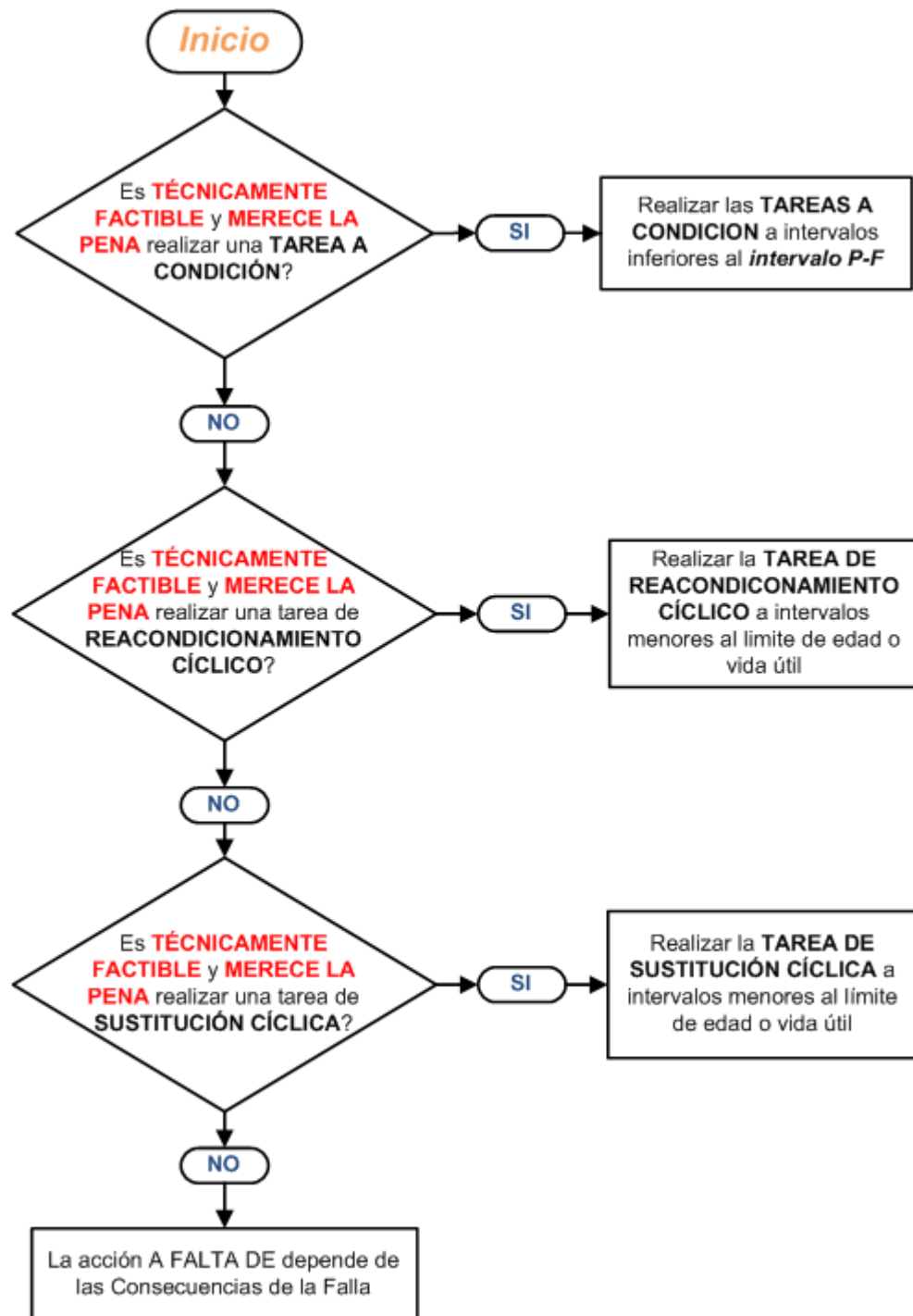


Figura 2.14: Diagrama de Decisión: Tareas Proactivas
Fuente: Libro "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad"[7]

2.4.6.1. Tareas Preventivas

El concepto de Mantenimiento Preventivo Tradicional ha dejado la errónea idea de que la edad es el primer motivo de falla en la mayoría de los equipos.

En general los patrones de falla relacionados con la edad se aplican a componentes muy simples o a componentes complejos que sufren de un modo de falla dominante.

Las características del desgaste ocurren mayormente cuando los equipos entran en contacto directo con el producto. Las fallas relacionadas con la edad también tienden a estar asociadas con la fatiga, la oxidación, la corrosión y la evaporación.

Para reducir la incidencia de este tipo de modos de falla se dispone de dos alternativas que son:

- TAREAS DE REACONDICIONAMIENTO CÍCLICO (Ó RETRABAJOS CÍCLICOS):

Consiste en reacondicionar la capacidad de un elemento o componente antes o en el límite de edad definido, independientemente de su condición en ese momento[7].

- TAREAS DE SUSTITUCIÓN CÍCLICA:

Consisten en descartar un elemento o componente antes o en el límite de edad definida, independientemente de su condición en ese momento[7].

La frecuencia de estas tareas depende de la vida útil del elemento.

2.4.6.2. Tareas Predictivas (ó Basadas en la Condición)

Con ellas se busca predecir la posible falla de un elemento y cuándo se produciría la falla. En esta parte se introducen los siguientes conceptos:

- FALLA POTENCIAL: es un estado identificable que indica que una falla funcional está a punto de ocurrir o en el proceso de ocurrir[7].
- CURVA P-F: Es una grafica que muestra cómo comienza la falla, cómo se deteriora al punto en que puede ser detectada (punto P) y luego, si no es detectada y corregida, continúa deteriorándose hasta que llega al punto de falla funcional (punto F). Ver figura 2.15.

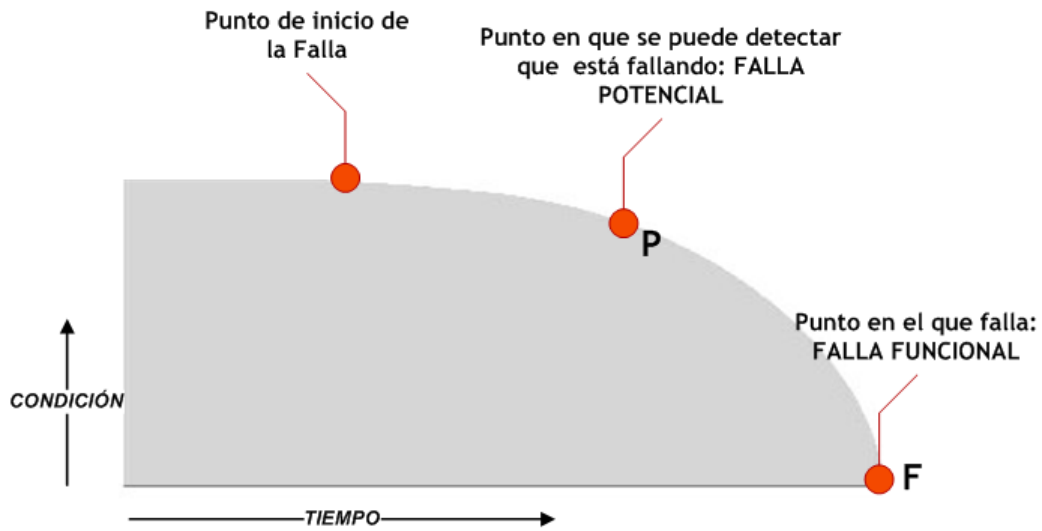


Figura 2.15: Curva P-F

Fuente: Libro "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad"[7]

■ TAREAS A CONDICIÓN

Son actividades de chequeo que permiten encontrar posibles *Fallas Potenciales*, para corregirlas antes de que ocurran las fallas funcionales y evitar sus consecuencias.

Las tareas a condición deben ser realizadas a intervalos menores al intervalo P-F.

Las categorías principales de las Tareas a Condición se muestran en la siguiente figura:

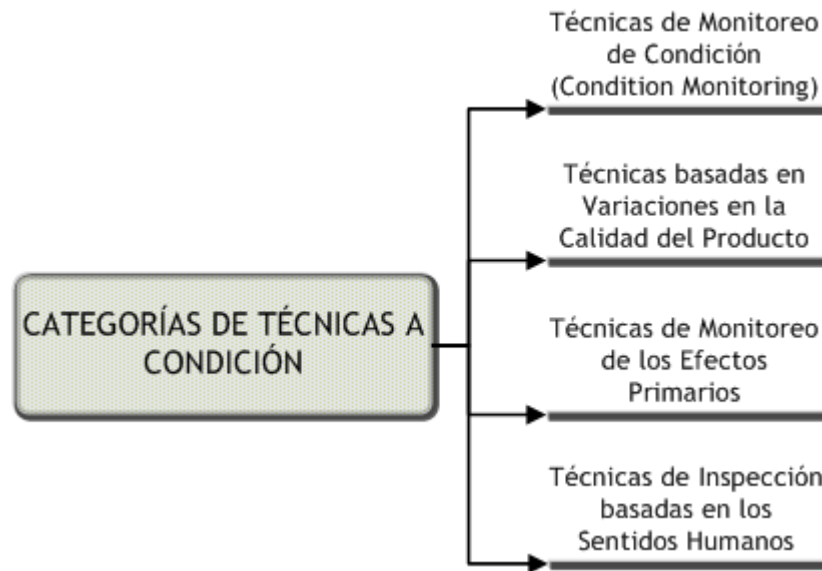


Figura 2.16: Categorías de Técnicas a Condición
Fuente: Autora del Proyecto

2.4.7. Tareas “a falta de”

Si no se encuentra una tarea proactiva técnicamente factible y que merezca la pena, el paso siguiente debe ser buscar una tarea “a falta de” que se elige según las consecuencias de la falla.

RCM divide éstas tareas en tres categorías:

1. Búsqueda de Fallas ==> Detectiva
2. Mantenimiento a Rotura ==> Correctiva
3. Rediseño

Nota: El rediseño y las acciones correctivas y de rutina (también clasificadas como *Ningún Mantenimiento Programado*) quedan fuera del marco de decisión de RCM.

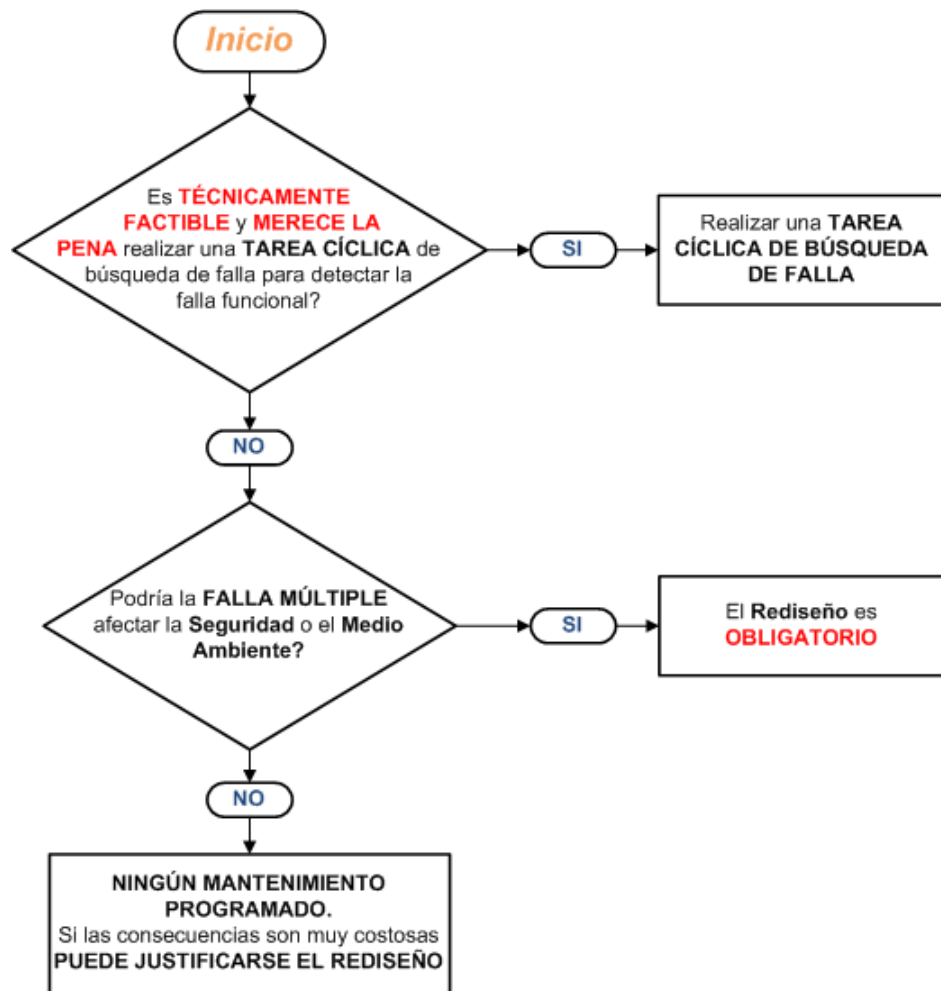


Figura 2.17: Diagrama de Decisión: Tareas "a falta de"
Fuente: Libro "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad"[7]

- TAREAS DE BÚSQUEDA DE FALLAS (ó CHEQUEOS FUNCIONALES)

En esta categoría se clasifican las tareas diseñadas para chequear si algo todavía funciona y por eso para se denominan "Detectivas", las cuales no pertenecen a ninguna de las categorías tradicionales (Predictivo, Preventivo, ó Correctivo).

La búsqueda de fallas se aplica solo a las fallas ocultas, las cuales afectan únicamente a los dispositivos de protección y también deben realizarse periódicamente (Intervalos Regulares).

La Búsqueda de Fallas es Técnicamente Factible si:

- Es posible realizar la tarea
- La tarea no incrementa el riesgo de una falla múltiple

- Es práctico realizar la tarea al intervalo requerido

Y Merece la Pena Realizarla si reduce la probabilidad de la Falla Múltiple asociada, a un nivel tolerable.

- REDISEÑO

Si no es posible encontrar una Tarea de Búsqueda de Fallas adecuada, el rediseño es obligatoriamente la acción secundaria “a falta de” si la falla múltiple tiene consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente.

En los demás casos puede ser deseable pero a la vez debe ser justificable.

- NINGÚN MATENIMIENTO PROGRAMADO

Sólo es válido si:

- No se encuentra una tarea cíclica apropiada para una función oculta, y la falla múltiple no tiene consecuencias para la seguridad o el medio ambiente
- No puede encontrarse una tarea proactiva que sea costo-eficaz para fallas que tienen consecuencias operacionales o no operacionales

En dicho caso el elemento se deja en servicio hasta que falle y cuando esto ocurre se procede a repararlo o reemplazarlo (Mantenimiento a Rotura).

2.4.8. Diagrama de Decisión de RCM

El Diagrama de Decisión de RCM integra todos los procesos de decisión de la estructura RCM, cuyos resultados se consignan en la Hoja de Decisión (Tabla 2.1 b).

En la figura 2.18 se muestra el Diagrama de Decisión de RCM (final) que es la integración de las Figuras 2.12, 2.14 y 2.17. Este proceso de decisión se aplica a cada uno de los modos de falla listados en la Hoja de Información (Tabla 2.1 a)

2.4.8.1. Hoja de Información de RCM

En esta Hoja se almacena la Información obtenida al responder las cuatro primeras preguntas de la Metodología. Se compone de cuatro columnas, cada una correspondiente a las preguntas de la metodología y a medida que se va llenando con la respectiva información se va haciendo más grande, por lo que es importante definir desde el principio el nivel de detalle necesario.

La organización de esta información es necesaria para continuar el análisis en la segunda fase que consiste en aplicar el diagrama de decisión a cada uno de los modos de falla listados en esta Hoja de Información.

2.4.8.2. Hoja de Decisión de RCM

La Hoja de Decisión contiene las respuestas obtenidas a lo largo del Diagrama de Decisión, es decir, contiene las respuestas correspondientes a las tres últimas preguntas de la Metodología de RCM, en torno a las cuales se procede a tomar las decisiones finales sobre las Tareas de Mantenimiento, como:

- Qué mantenimiento de rutina (si lo hay) será realizado, su frecuencia y el responsable
- Qué fallas justifican el rediseño
- Casos en los que se permite a la falla ocurrir

La tabla 2.1 muestra un modelo de cada uno de éstos formularios.

2.4.8.3. Instrucciones sobre el la Hoja de Decisión de RCM

- La columna principal *Referencia de Información* ubica la dirección del Modo de Falla en la Hoja de Información (F: Función; FF: Falla Funcional; MF: Modo de Falla)
- Las etiquetas que aparecen en las columnas de la Hoja corresponden a cada uno de los pasos de la estructura de decisión.
- Las columnas H, S, O y N son para registrar las respuestas concernientes a las consecuencias de los modos de falla.
- Las siguientes tres columnas son para registrar si se ha elegido una tarea proactiva y qué tipo.
- Las columnas H4, H5 y S4 permiten registrar el caso de las acciones ‘a falta de’.
- Finalmente es posible registrar la tarea elegida para ser realizada (o el rediseño o el mantenimiento a rotura si es el caso), la frecuencia de la misma y el responsable.

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		SISTEMA:		TAG:		FECHA:	
		UBICACION:		TAG:		HOJA No. De:	
		SUBSISTEMA:		TAG:			
FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFEECTO DE FALLA	

a) Hoja de Información de RCM

HOJA DE DECISIÓN RCM		SISTEMA:		TAG:		Hoja De													
		UBICACION:		TAG:		FECHA													
		SUBSISTEMA:		TAG:		MODO DE FALLA:													
Evaluación de consecuencia		Falta de		TAREA PROPUESTA		INTERVALO INICIAL													
Referencia de Inform.		Acción A																	
F	FF	H	S	E	O	H1	H2	H3	S3	N3	O3	H4	H5	S4					

b) Hoja de Decisión de RCM

Cuadro 2.1: Hoja de Información de RCM y Hoja de Decisión de RCM
Fuente: Libro "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad"[7]

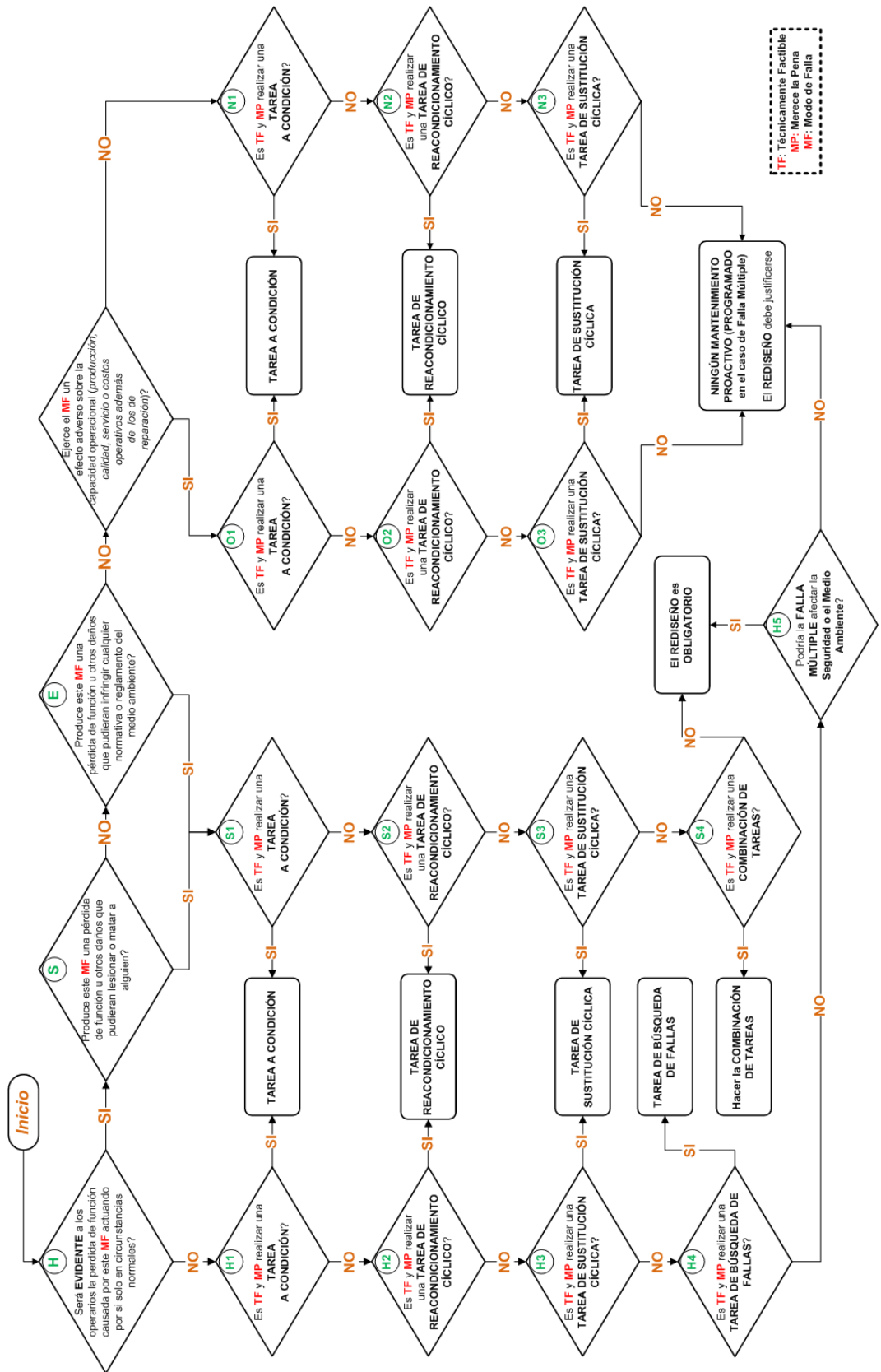


Figura 2.18: Diagrama de Decisión Final
 Fuente: Libro "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad"[7]

Capítulo 3

EL TRANSFORMADOR ELÉCTRICO

3.1. INTRODUCCIÓN

El transformador es una máquina eléctrica estática, que opera bajo el principio de inducción electromagnética, transfiriendo energía eléctrica de un circuito primario a otro llamado secundario. Dicha transferencia se realiza al “transformar” la tensión (y la corriente) de entrada en valores mayores o menores a la salida.

El transformador es una pieza fundamental en el sistema eléctrico, y por ello es necesario identificar claramente sus componentes, determinando cuales requieren mayor atención a la hora de prevenir fallas severas.

3.2. DEFINICIONES PREVIAS

- Devanado Primario: Es el que se conecta directamente a la fuente de alimentación, recibiendo la potencia que se va a transmitir.
- Devanado Secundario: Es el que va conectado a la carga y recibe la potencia transmitida a niveles de tensión y corriente diferentes a los de la entrada.
- Devanado de Alta: Es el devanado diseñado para recibir la mayor tensión a la que se va a someter al transformador, y se identifica por que el número de espiras es mayor al del otro(s) devanado(s) y sus espiras son las más delgadas debido a que la corriente es baja.

- Devanado de Baja: Es el devanado diseñado para conectarse al lado de menor tensión del circuito y se caracteriza por ser de pocas espiras, pero más gruesas que las del otro (u otros) devanado(s) debido a que las corrientes en este devanado son altas.
- Relación de Transformación: La relación de transformación de un transformador está definida en términos de las tensiones inducidas primaria y secundaria y el número de espiras de los respectivos devanados.

$$a = \frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

Como las tensiones de entrada V_p y salida V_s son casi iguales a las respectivas tensiones inducidas, la relación V_p/V_s frecuentemente es llamada "Relación de Transformación".

- Dieléctrico: Medio en el cual es posible mantener un campo eléctrico con un reducido suministro de energía proveniente de fuentes externas. El vacío al igual que cualquier material aislante, es dieléctrico.
- Material Aislante: Material de baja conductividad eléctrica y alta rigidez dieléctrica, y por lo general se usa para sostener o proporcionar separación eléctrica para los conductores.
- Circulación por Convección Natural: Proceso en el que el aceite caliente se hace más liviano y se eleva, lo que a su vez crea una columna de aceite caliente. Durante el proceso de convección, el aceite más frío y más pesado cercano a la pared del tanque y en el fondo reemplaza la columna ascendente de aceite caliente. Así se inicia una circulación de aceite de la parte superior a la inferior, denominado "Flujo de Termosifón del Aceite".
- Respiración del Transformador: Durante la operación de transformadores con carga variable se identifican dos períodos importantes:
 1. Períodos de Carga Máxima, en los que el aceite aislante se calienta, expandiéndose y expulsando el aire que queda en el tanque conservador de aceite.
 2. Períodos de Carga Ligera, en los que el aceite aislante se enfría provocando la entrada de aire en el interior del tanque.

Esta secuencia de procesos en la que el aire sale y entra al transformador es la que se denomina "Respiración del Transformador".

3.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

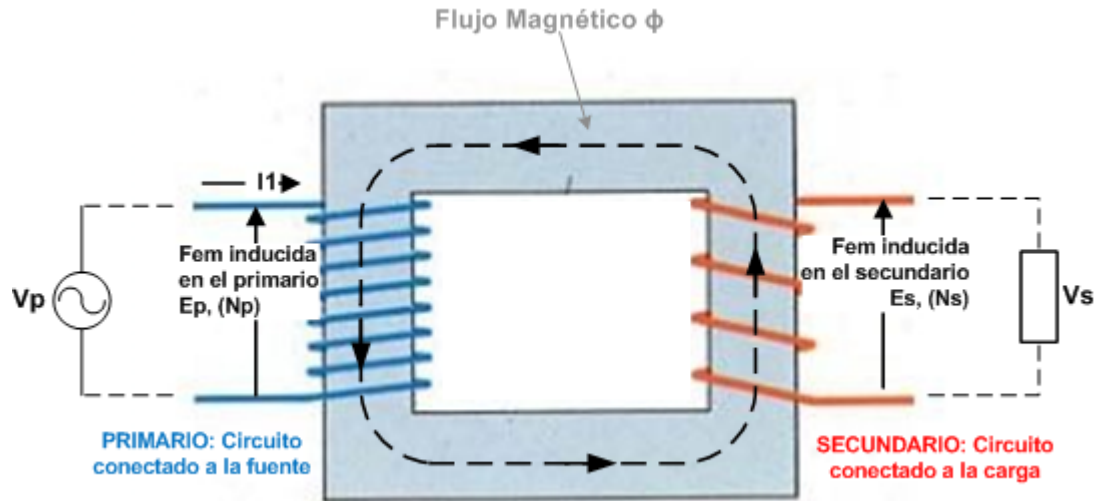


Figura 3.1: Principio de funcionamiento del transformador
Fuente: Autora del Proyecto

El principio de funcionamiento del transformador es posible explicarlo usando el transformador monofásico ideal, que consta de la bobina primaria, la secundaria y el núcleo magnético cerrado. Las bobinas se encuentran eléctricamente aisladas entre sí, pero acopladas magnéticamente, ya que están entrelazadas por el mismo flujo magnético.

Al alimentar el devanado primario con una corriente alterna se obtiene un flujo variable en el núcleo magnético, el cual induce una f.e.m en el devanado primario. Dicho flujo es entrelazado por la bobina secundaria, induciendo a la vez una tensión de la misma frecuencia, que alimentará la carga.

El número de espiras de ambos circuitos es directamente proporcional a la tensión e inversamente proporcional a la corriente. Esto es, a mayor tensión, mayor número de espiras, valor bajo de corriente. Esta relación es la que determina los valores de salida de tensión y corriente.

Para profundizar en el principio de funcionamiento del transformador y las relaciones matemáticas se recomienda consultar los libros “Maquinas Eléctricas” de Stephen Chapman¹ y “El ABC de las Máquinas Eléctricas. I. Transformador” de Gilberto Enríquez[2]

¹CHAPMAN, Stephen. Máquinas Eléctricas. 3 ed. McGraw Hill. 768 p.

3.4. CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

Existen diferentes criterios para clasificar los transformadores, entre ellos tenemos:

3.4.1. Según el número de fases

- Transformador Monofásico
- Transformador Trifásico

3.4.2. Según la forma de operación

- Transformadores De Distribución
- Transformadores de Potencia
- Transformadores de Instrumentos

3.4.3. Según su función

- Transformador Elevador o SUT: recibe la potencia eléctrica a un valor de tensión determinado y la entrega a un valor mayor
- Transformador Reductor o SDT: recibe la potencia a un valor de tensión determinado y la entrega a un valor menor.
- Transformador de Aislamiento o de Relación Uno a Uno: las tensiones de entrada y salida son iguales. Estos transformadores se utilizan como aisladores para evitar posibles choques eléctricos.

3.4.4. Según las condiciones del servicio

- Para uso interior
- Para uso en la intemperie

3.4.5. Según el tipo de enfriamiento

- Transformadores en líquido aislante: Este tipo de transformadores es de uso generalizado en sistemas de distribución y fuerza, así como en plantas industriales.

El líquido aislante más usado es el aceite mineral, cuyas propiedades permiten una buena refrigeración del sistema. Sin embargo, es posible complementar el sistema de enfriamiento del transformador con ventiladores, bombas, etc.

A continuación se muestran las posibles configuraciones que se pueden adoptar:

TIPO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
OA (ONAN)	Sumergido en Aceite, Auto-enfriado	Se agregan radiadores para aumentar el área del tanque, lo que permite disipar el calor por radiación. El aceite aislante circula por convección natural dentro del tanque
OA/FA (ONAN/ONAF)	Sumergido en aceite, con enfriamiento forzado por aire	Se trata del mismo enfriamiento OA (ONAN), excepto que se agregan ventiladores de enfriamiento a los radiadores. Pueden obtenerse las capacidades nominales (en kVA) complementarias de 133% y 167% de la capacidad nominal ONAN colocando la mitad o la totalidad de los ventiladores en operación.
FOA	Sumergido en aceite con enfriamiento con aceite forzado, con enfriadores de aire forzado	El aceite de estas unidades es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de agua y aceite, colocados fuera del tanque. Su diseño está destinado a usarse únicamente con los ventiladores y bombas de aceite, trabajando continuamente, en cuyas condiciones pueden mantener la totalidad de su carga nominal
OA/FA/FOA (ONAN/ONAF/OFAF)	Sumergido en aceite, enfriado por aire forzado / aceite forzado	Se trata del mismo enfriamiento OA/FA/FA, agregándole bombas de aceite para forzar al aceite a través del transformador y de los radiadores a una velocidad mayor, mientras que los ventiladores enfrían el aceite.
ONAN/ODAF/ODAF		Se dan estas siglas si además se utilizan barreras y deflectores dentro y alrededor de las bobinas para guiar y dirigir el flujo de aceite hacia los devanados. Cualquiera de estos dos casos permite la ampliación de carga del tipo OA/FA/FA
OW	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento por agua	El agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite del transformador y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.
FOW	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento por aceite forzado y con enfriadores por agua forzada	Se trata del enfriamiento FOA, solo que el cambiador de calor es del tipo agua-aceite y se hace el enfriamiento por agua sin tener ventiladores.

Cuadro 3.1: Enfriamiento de transformadores sumergidos en líquido aislante

Fuente: Autora del Proyecto

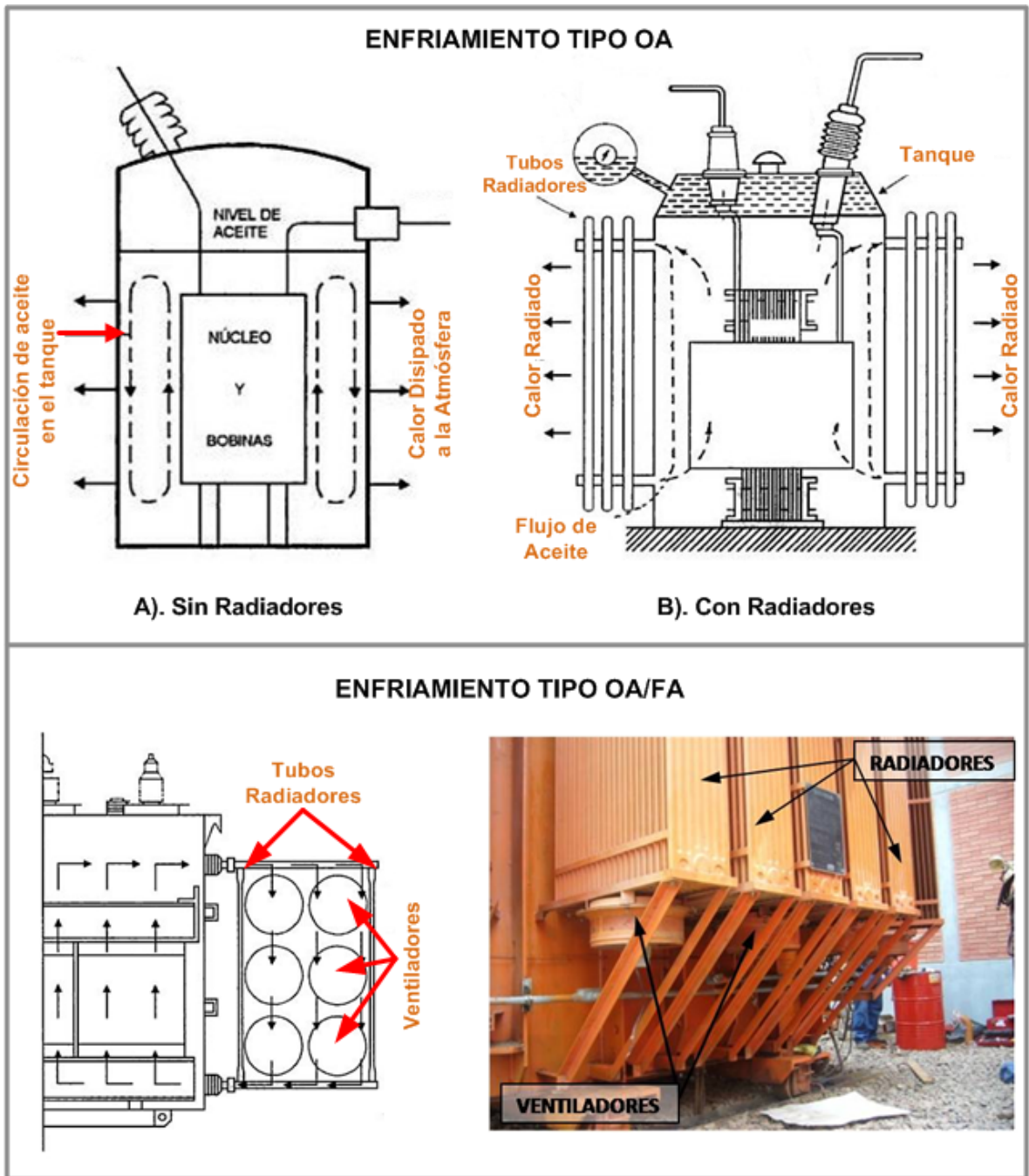


Figura 3.2: Enfriamientos OA y OA/FA
 Fuente Fotografía: Autora del Proyecto; Fuente gráficos: [3]

- Transformadores secos: Son los que no utilizan fluido aislante, siendo el aire el material que cumple con las funciones de refrigerante y aislante.

Se construyen en forma semejante a los transformadores del tipo aislante líquido, aunque por operar a mayores temperaturas, sus materiales aislantes son sintéticos especiales e incombustibles.

Debido a su elevado costo suelen usarse únicamente en instalaciones especiales, donde el peligro de incendio es inminente, tales como las refinerías de petróleo, la industria petroquímica, los grandes centros comerciales, edificios y aquellos lugares donde el reglamento de instalaciones eléctricas prohíba el uso de sumergidos en aceite.

Los transformadores tipo seco se clasifican según su tipo de enfriamiento como sigue:

TIPO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
AA	Tipo seco con enfriamiento propio	No contienen aceite ni otros líquidos para enfriamiento. El aire es el refrigerante y el medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas. Esta configuración es adecuada para transformadores de pequeñas capacidades, con tensiones nominales menores a 15 kV
AFA	Tipo seco con enfriamiento por aire forzado	Disipa el calor por medio de ventiladores o sopladores. El diseño comprende un ventilador que empuja el aire en un ducto colocado en la parte inferior de la unidad; el aire llega a cada núcleo por medio de aberturas en el ducto. No puede operar sin el o los ventiladores.
AA/FA	Tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento por aire forzado	Se trata del enfriamiento tipo AA al que se le adicionan ventiladores para aumentar su capacidad de disipación de calor. Puede operar en cualquiera de los dos estados: con o sin ventiladores.

Cuadro 3.2: Enfriamiento de Transformadores Secos

Fuente: Autora del Proyecto

3.5. EL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO Y SUS PARTES

Es el tipo de transformador más usado en los sistemas de distribución y transmisión y en las instalaciones industriales.

Las principales partes del transformador son:

PARTE ACTIVA	PARTE PASIVA	ACCESORIOS	INSTRUMENTACION
Núcleo Bobinas Cambiador de derivaciones Bastidor o prensa	Tanque o cuba Radiadores Aceite Dieléctrico	Tanque conservador Boquillas (Aisladores pasatapas, bujes o bushings) Conectores de Tierra Tablero Válvulas Placa de Características Herrajes Empaques Ventiladores	Relevador de Gas Buchholz Indicador de Nivel de Aceite Termómetro

Cuadro 3.3: Principales Partes del Transformador
Fuente: Autora del Proyecto

La figura 3.3 muestra un corte transversal de un transformador trifásico y sus respectivas partes:

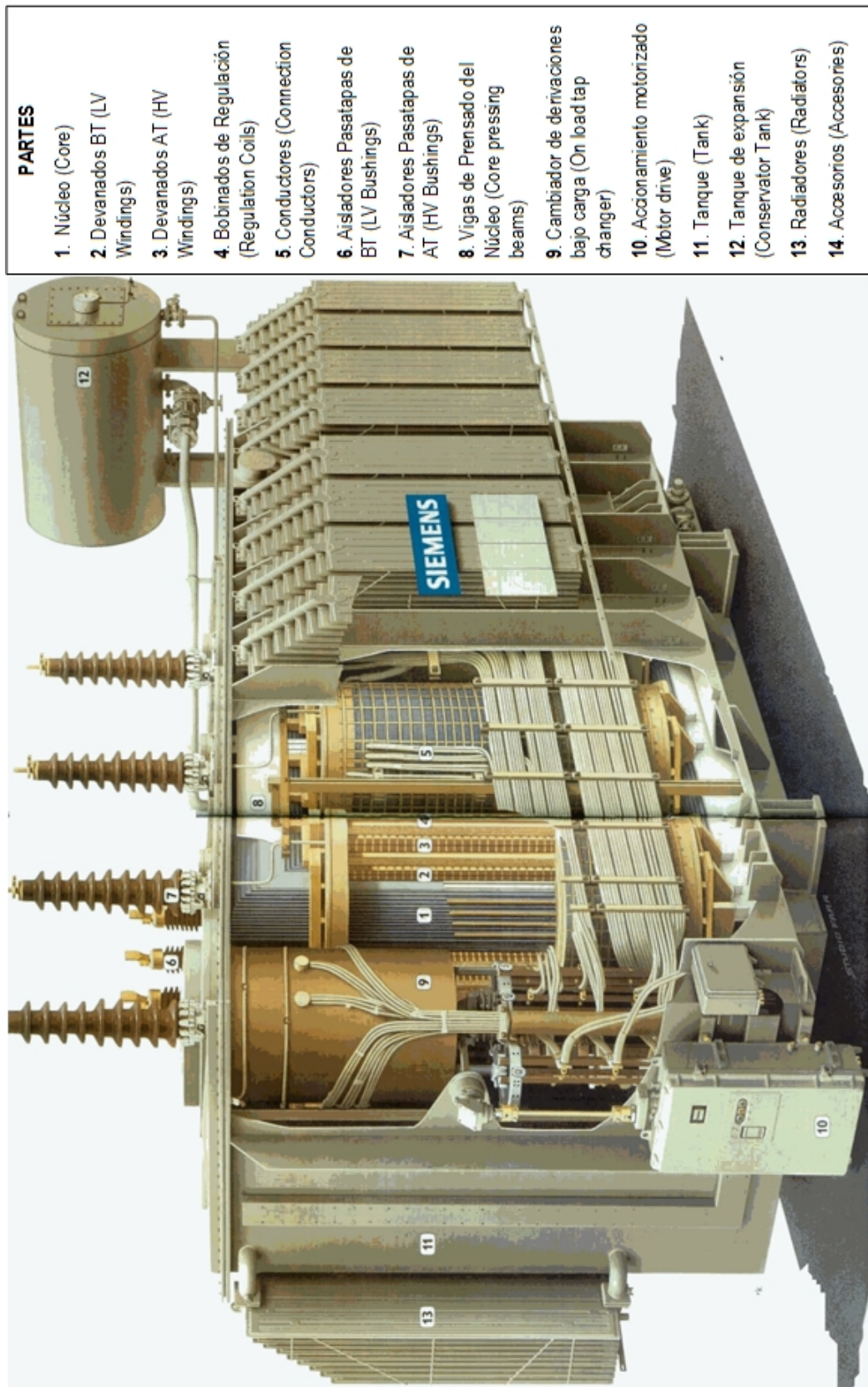


Figura 3.3: Principales Partes del Transformador
Fuente: Siemens

3.5.1. Parte Activa

3.5.1.1. Núcleo



Figura 3.4: Núcleo del Transformador

Fuente: Autora del Proyecto

El circuito magnético del transformador ó núcleo está formado por placas de acero al silicio de grano orientado, laminado en frío, de bajas pérdidas y alta permeabilidad magnética.

Las placas de acero al silicio son aleaciones que contienen alrededor del 5 % de silicio, con el fin de reducir las pérdidas por histéresis y aumentar la resistencia del acero, lo cual disminuye las corrientes parásitas. Dichas placas son laminadas en frío, seguido de un tratamiento térmico que permite que los granos magnéticos se orienten en el sentido de la laminación.

Tienen un espesor variable en un rango de 0,2 a 0,35 mm y se fabrican de acuerdo con estándares internacionales. Básicamente se tienen cuatro tipos de láminas de grano orientado, de los cuales el más usado para la fabricación de núcleos de transformadores es el M4:

Pérdidas en Acero al Silicio 50 y 60 Hz			60 Hz		50 Hz	
GRADO DE ORIENTACION	ESPESOR		WATTS POR KG		WATTS POR KG	
	Pulg	mm	15 kGauss	17 kGauss	15 kGauss	17 kGauss
M-2	0.007	0.18	0.93	--	0.70	--
M-3	0.009	0.23	1.01	--	0.77	--
M-4	0.011	0.28	1.12	1.63	0.85	1.24
M-6	0.014	0.35	1.46	2.07	1.11	1.57

Cuadro 3.4: Pérdidas en Acero al Silicio a 50 y a 60 Hz
Fuente: Libro "Transformadores de Distribución"[9]

Todas las láminas están aisladas en ambas caras por un aislante inorgánico llamado *Carlite* aplicado en el proceso final de planchado y recocido. En transformadores de gran potencia se aplica un baño de un compuesto de resina epóxica para reducir las vibraciones magnéticas que pueden producir daños a la capa aislante de las placas. Además, las láminas del núcleo son aseguradas por una estructura de prensado que permite reducir las vibraciones, el nivel de ruido y los sobrecalentamientos.

Cuando el aislamiento de las placas se ve afectado, las pérdidas del transformador aumentan significativamente debido a las corrientes de Foucault.

La eficiencia magnética del transformador depende en gran parte de la calidad de la mano de obra en el armado del núcleo, el corte de la laminación y de las uniones.

Para dimensionar el núcleo se debe tener en cuenta el número de espiras de las bobinas. Si las bobinas son de pocas espiras, el núcleo debe ser de grandes dimensiones. Pero si el número de espiras es alto, el núcleo no debe ser tan grande.

Según *la forma de construcción*, los núcleos se clasifican en dos grandes grupos:

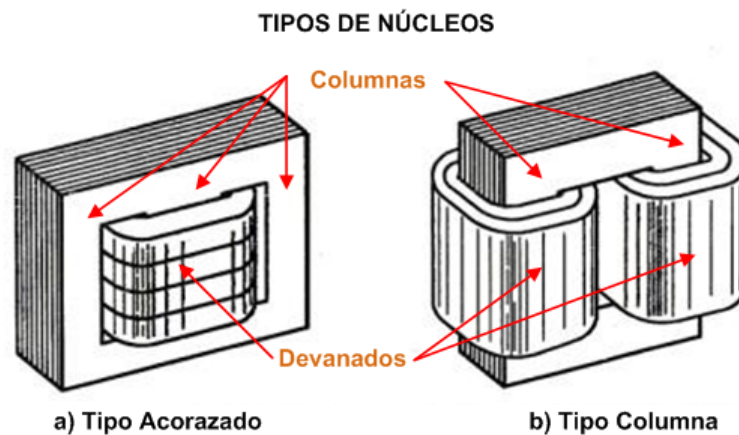


Figura 3.5: Tipos de núcleo según su construcción
Fuente: "Manual de Equipos Eléctricos" [4]

- Tipo Acorazado ó tipo *Shell*: El núcleo magnético envuelve los devanados.

Ofrece la ventaja de proporcionar un mejor soporte mecánico, una mejor sujeción de las bobinas y reducción de la dispersión magnética. Su uso es más común en transformadores monofásicos.

- Tipo Columna ó tipo *Core*: los devanados envuelven las piernas del núcleo, abarcando una parte considerable del circuito magnético. Su uso es muy común en transformadores trifásicos.

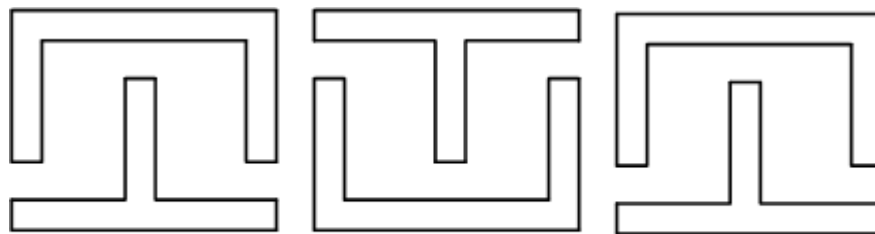
La *sección transversal* del núcleo puede tener diferentes formas (Ver figura 3.7):

- Cuadrada
- Rectangular
- Cruciforme
- Escalonada o de altipisos: a mayor número de escalones hay un mejor aprovechamiento del flujo.

Los núcleos de los grandes transformadores se fabrican con láminas empacadas en varios grupos que al montarse forman los canales de refrigeración, cuyo objetivo es disipar el calor resultante de las corrientes de Foucault y de las pérdidas por histéresis. (Ver numeral f) de figura 3.7)

La *forma de laminar* el núcleo también puede variar. En el caso trifásico encontramos:

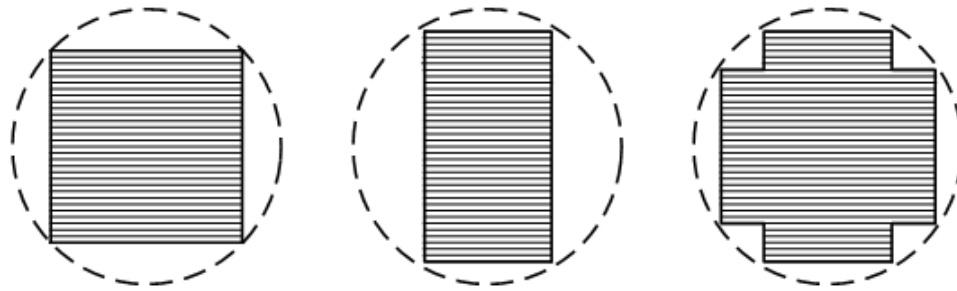
- Laminaciones tipo T



Orden de apilado de las capas (alterno)

Figura 3.6: Laminaciones tipo T
Fuente: Autora del Proyecto

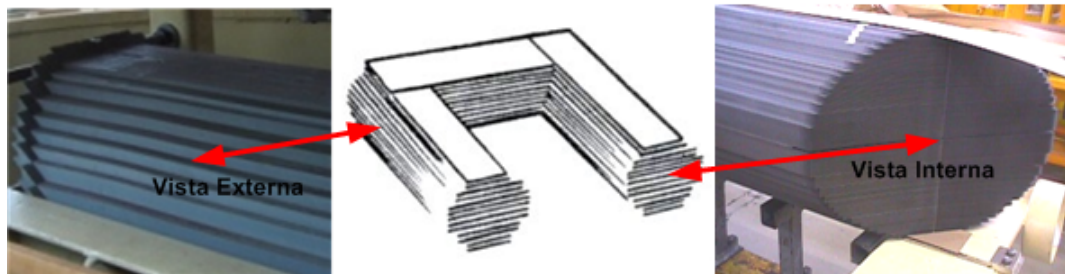
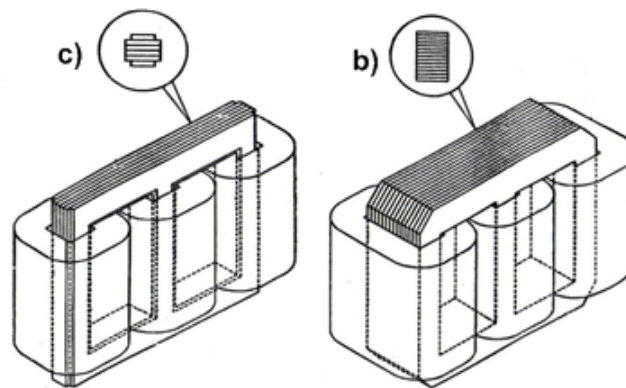
FORMAS DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL NÚCLEO



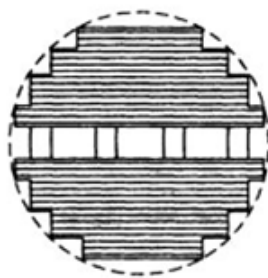
a) Cuadrada

b) Rectangular

c) Cruciforme



d) Escalonada o de altipastos



e)



f)

e) y f) Con canales de Refrigeración

Figura 3.7: Formas de la sección transversal del núcleo

Fuente: Autora del Proyecto

- Laminaciones en capas alternas

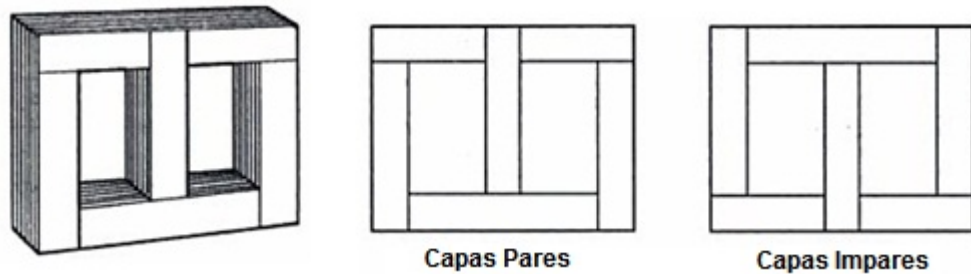


Figura 3.8: Laminaciones en capas alternas

Fuente: Autora del Proyecto

- Tipo Step Lap : Esta forma de cortar y apilar las láminas es la más utilizada para los transformadores en aceite, secos, encapsulados en resina y los de potencia, ya que reduce notablemente las pérdidas, el recalentamiento y el ruido.

El corte de la lámina magnética se hace a 45 grados para no alterar el camino del flujo. En el corte que se hace a 90 grados las pérdidas son mayores. (Ver figura 3.9)

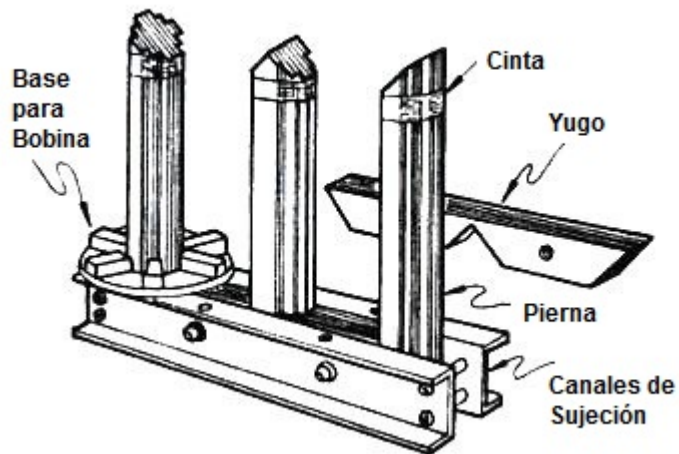


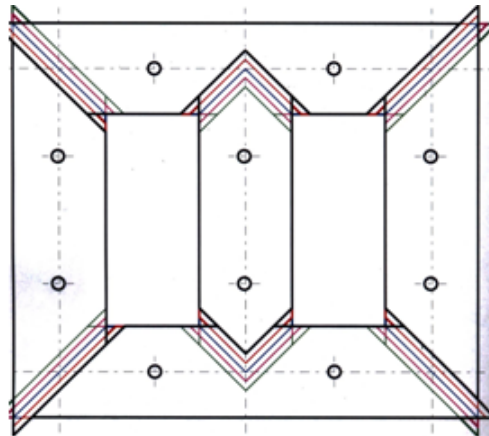
Figura 3.9: Montaje del núcleo. Detalle cortes a 45 grados

Fuente: Libro "Curso de Transformadores y Motores de Inducción" [1]

En el apilado normal las láminas son colocadas por parejas. Este proceso origina una gran concentración de flujo magnético en los espacios de aire, aumentando las pérdidas.

En el apilado tipo step-lap la distribución del flujo magnético es más suave en los espacios de aire, porque estos se encuentran desplazados. Este proceso disminuye las pérdidas y el nivel de ruido.

La figura 3.10 muestra algunos detalles sobre el método Step lap.



a) Apilado Step lap



b) Corte de las láminas de los yugos



c) Vista de las piernas y yugos



d) Vista exterior



e) Detalles del núcleo apilado

Figura 3.10: Método Step Lap

Fuente: Autora del Proyecto

ATERRIZAJE DEL NÚCLEO En los transformadores es necesario conectar a tierra todas las partes metálicas, para así colocarlas a un mismo potencial “cero”. De otra manera podrían aparecer voltajes que cambiarían los valores de medida.

El núcleo igualmente debe ser aterrizado y se hace de la forma que se muestra en la figura 3.11



Figura 3.11: Aterrizaje del núcleo
Fuente: Autora del Proyecto

3.5.1.2. Devanados

Los devanados componen el circuito eléctrico del transformador. Están formados por bobinas primaria y secundaria y en algunos casos terciarias.



Figura 3.12: Devanados de un transformador trifásico
Fuente: Autora del Proyecto

Se fabrican de diferentes formas dependiendo de las necesidades del diseño y los materiales que se usan son por lo general cobre o aluminio.

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
C O B R E	<ul style="list-style-type: none"> • Alta Resistencia Mecánica • Buena conductividad eléctrica (Menor tamaño de la bobina) <ul style="list-style-type: none"> • Pérdidas bajas • Bajo calentamiento <ul style="list-style-type: none"> • Dureza • Soportabilidad al corto circuito 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos costos
A L U M I N I O	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo Costo • Fácil Manejo • Menor peso 	<ul style="list-style-type: none"> • Resistividad eléctrica alta <ul style="list-style-type: none"> • Pérdidas altas • Ocupa más espacio (bobinas mas grandes) <ul style="list-style-type: none"> • Alto calentamiento • Menor resistencia a la tracción

Cuadro 3.5: Cobre Vs Aluminio

Fuente: Autora del Proyecto

El uso del aluminio en los devanados es muy limitado, ya que sus características no garantizan una larga vida útil al transformador. Por ello para transformadores de potencia se prefiere usar el cobre en los devanados.

Los devanados de cobre pueden ser construidos con solera de diferentes formas o con conductor redondo, forrados con papel (para los sumergidos en aceite) o esmaltados (tipo seco).

Los devanados de se pueden construir en discos o en capas, según las características de operación:

- **Tipo Discos:** se construye en varios segmentos con un determinado gradiente de tensión. Esta construcción facilita el mantenimiento del transformador en caso de daño de la bobina ya que permite que se restaure solo la fracción dañada. Además proporciona mayor rigidez mecánica al sistema que otras configuraciones (como la de capas).
 - Espiral (ó Helicoidal): Este tipo de montaje es una variante del tipo disco, donde se tiene una sola espira por disco, y se usa para tensiones hasta de 15 kV y aproximadamente 3000 A.

- Disco devanado en forma continua: Esta configuración es bastante usada en devanados de alta tensión con BIL hasta de 450 kV y 300 A. La espira del devanado consiste de una a cuatro platinas de cobre en paralelo.

Su construcción se hace devanando por completo la bobina desde el principio hasta el final, sin necesidad de empalmes soldados. Entre los discos se ubican espaciadores radiales de alta densidad fijados a los espaciadores axiales, que brindan el espacio o ducto para el enfriamiento y aislamiento. Estos devanados son sencillos, compactos, uniformes y requieren separaciones eléctricas mínimas.

- Construcción Hisercap: Esta configuración se deriva también del método de discos y es aplicable a devanados de altas tensiones, cuyo BIL supera los 450 kV. Debido a la distribución no uniforme de las sobretensiones transitorias, es necesario interpolar las espiras del extremo de la línea de los discos, variando de este modo la relación entre las capacitancias a tierra y serie. Con esta configuración se consigue una distribución más uniforme de los efectos transitorios sobre el devanado completo.
 - Espiras apantalladas: El método Hisercap puede mejorarse utilizando espiras apantalladas en los discos del extremo de línea. Estas pantallas se usan como dispositivos de supresión de sobretensiones.
- **Devanados de Capas:** bobina cilíndrica construida con una o más capas de espiras, aislada con aislamiento de cartón prensado en capas y ductos verticales de enfriamiento. Es una alternativa en los transformadores tipo núcleo para reducir costos, sin embargo pueden reducir la vida útil del transformador ya que ofrecen menor rigidez mecánica.
 - Capas en Baja Tensión: para tensiones hasta de 15 kV, sin limitaciones de corriente. Se pueden devanar con un número par o impar de capas. Por lo general estas bobinas se envuelven con una cinta de fibra de vidrio con poliéster termo-contráible que se endurece durante el proceso de secado al horno para sujetar mecánicamente la bobina.
 - Capas en Alta Tensión: Estos devanados tiene una excelente distribución de las sobretensiones transitorias (impulsos) con una elevada capacitancia en serie. También tienen una menor reactancia, reduciendo los efectos de la caída de tensión del transformador. Esto hace posible la máxima transferencia de potencia, sin que el sistema de potencia se vuelva inestable.
 - Capas para Regulación de Tensión: Los transformadores que tienen LTC (cambiador de tomas bajo carga) por lo general usan un devanado de regulación separado para proveer las tomas de tensiones. Con esta configuración, las espiras que hay entre cada toma del LTC se distribuyen a lo largo del devanado, equilibrándolo eléctricamente.



Figura 3.13: Algunas configuraciones de las bobinas
 Fuente: Libro "El ABC de las Máquinas Eléctricas" [2]

Como norma se instala la bobina de baja tensión cercana al núcleo (por razones de aislamiento), seguida de los separadores de cartón y demás aislamientos, y finalmente se instala la bobina de alta en forma concéntrica, como se muestra en la figura 3.5.1.2

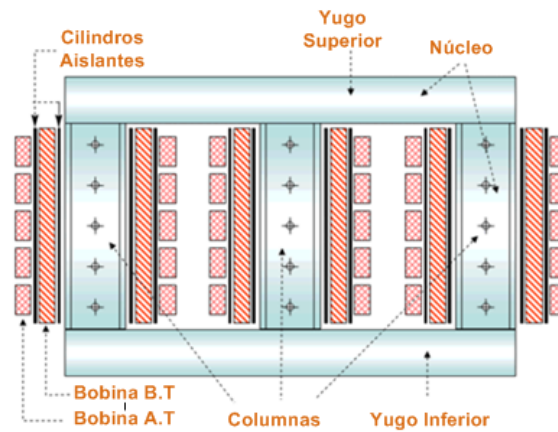


Figura 3.14: Ubicación de los devanados en un núcleo trifásico

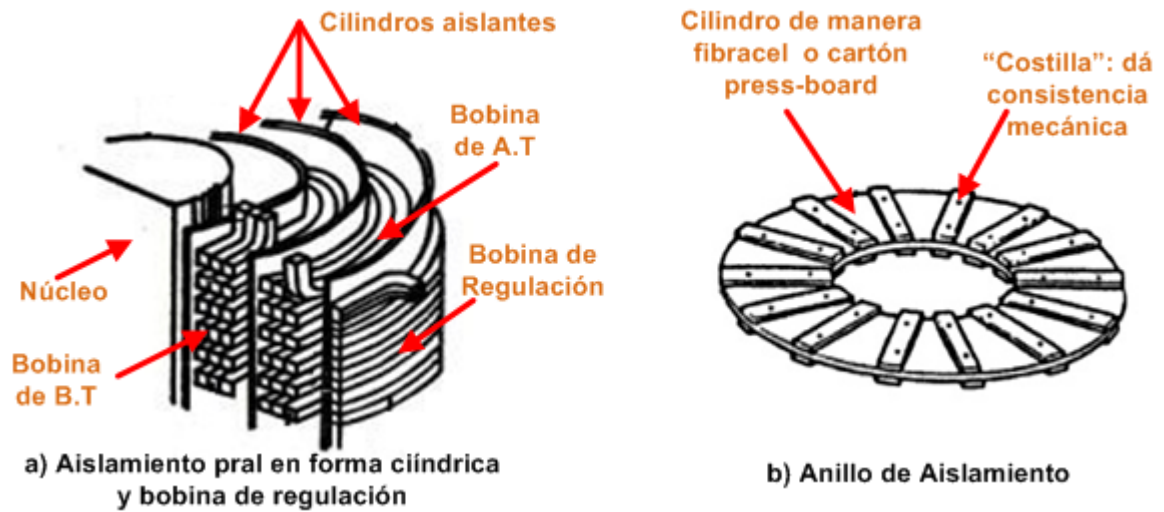


Figura 3.15: Aislamiento de las bobinas
Fuente: Libro "Manual de Equipos Eléctricos" [4]

Disposición de la bobina: Se busca que la disposición de las bobinas se haga de modo que se mantenga un adecuado aislamiento entre ellas, y que el bobinado primario esté lo más cerca posible del secundario para evitar al máximo la dispersión del flujo. Estas dos condiciones se logran con cualquiera de las siguientes disposiciones:

- **CONCÉNTRICO:** Cada devanado está distribuido a lo largo de la columna, ubicándose el de menor tensión en el lado más interno, y aislado del núcleo y del devanado de alta tensión por tubos y cilindros aislantes. Esta es la mejor opción desde el punto de vista del aislamiento ya que solo requiere de una capa entre devanados.
- **CONCÉNTRICO DOBLE:** el devanado de menor tensión se divide en dos mitades que se ubican al interior y al exterior del devanado de alta tensión.
- **ALTERNADO:** cada uno de los dos devanados se subdivide en grupos de espiras que se ubican en forma alternada a lo largo de las columnas del núcleo. Esta configuración soporta mejor los esfuerzos mecánicos.

Ver figura 3.16

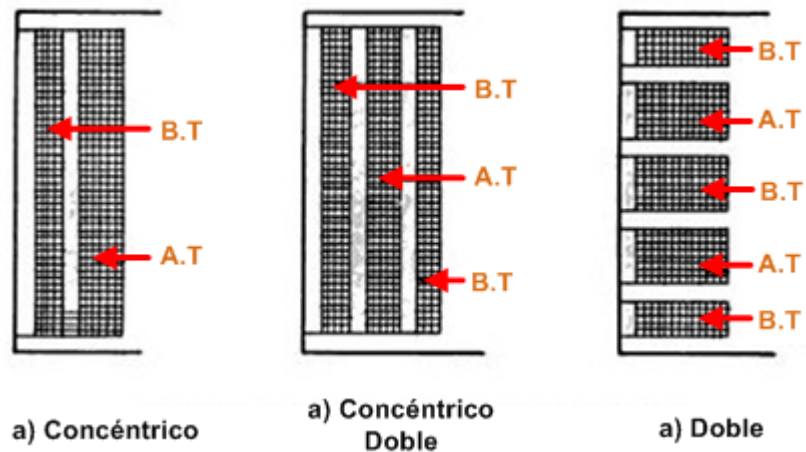


Figura 3.16: Disposición de los devanados
 Fuente: Libro "El ABC de las Máquinas Eléctricas" [2]

Conexiones de los devanados: Se debe tener en cuenta cuando se devanan las bobinas que una corriente produce un flujo cuyo sentido está determinado por la regla de la mano derecha. Por tanto, para que no se presenten flujos opuestos cada fábrica debe adoptar un sentido único de devanado (derecho o izquierdo) para todas las bobinas, tanto primarias como secundarias.

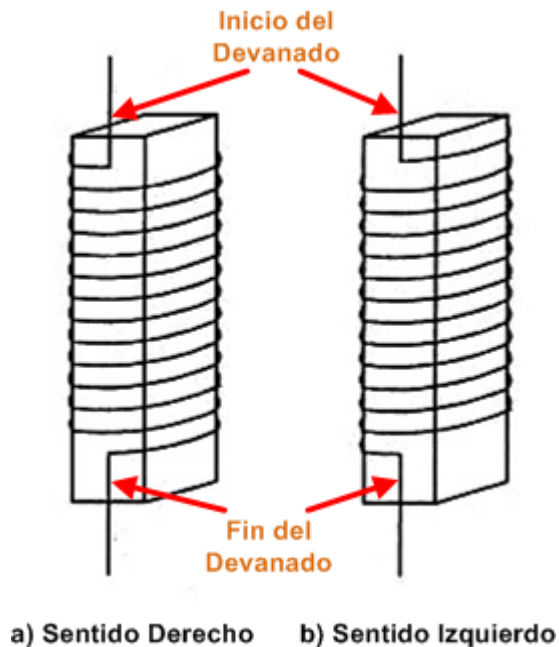


Figura 3.17: Sentido de devanado del conductor
 Fuente: Libro "El ABC de las Máquinas Eléctricas" [2]

Los extremos de los devanados se protegen con aislante de forma de tubo conocido como SPAGUETTI.



Figura 3.18: Spagueti
Fuente: Autora del Proyecto

3.5.2. Cambiador de Derivaciones (Taps)



Figura 3.19: Parte Activa del Transformador. Cambiador de Taps o Derivaciones
Fuente: Autora del Proyecto

En los sistemas eléctricos la tensión no es constante a lo largo de toda la red debido a la variación de la carga y a las caídas de tensión por la distancia al punto de alimentación. Por lo tanto la mayoría de transformadores no tienen una relación de transformación fija, sino que es posible variarla gracias a que tienen instalado un sistema de cambiador de tomas o taps.

El cambiador de derivaciones (Taps) es el único elemento móvil del transformador y tiene la función básica de elevar o reducir la tensión secundaria del transformador de acuerdo al nivel de tensión en el primario.

El cambiador de derivaciones no corrige la falta de regulación de un sistema cuando la variación de tensión es muy grande en una red.

Suele instalarse en el lado de alta del transformador debido a que las corrientes son menores y lo que hace al cambiar de posición es variar el número de espiras.

También es preferible que el cambiador de tomas no comparta el aceite con el transformador, es decir, que tenga una cámara especial para su propio aceite, para que el análisis de gases disueltos sea efectivo, y el deterioro del aceite del transformador sea más lento. Esto debido a que en las conmutaciones se producen arcos eléctricos que generan gases normales para el aceite del cambiador de tomas, pero anormales para el aceite del transformador. En dicho caso el gas o compuesto generado por el cambiador de tomas puede estar enmascarando una falla en el transformador, que normalmente se manifestaría por la presencia de dicho gas en el aceite.

Los cambiadores de derivación se clasifican en: con carga y sin carga.

Los cambiadores de taps bajo carga solo se usan en transformadores de gran potencia en las redes de transmisión, mientras que los cambiadores sin carga se usan en los transformadores de potencias bajas usados en las redes de distribución o en aplicaciones industriales.

Normalmente la variación de produce el cambiador de taps es del 5 % de la tensión nominal entre uno y otro tap.

3.5.3. Cuba, tanque o carcaza

Es la parte metálica del transformador que contiene al núcleo y el aceite aislante, y se encarga de transmitir al exterior el calor producido por la parte activa.



Figura 3.20: Vista del tanque
Fuente: Autora del Proyecto

Se construyen de placa o lámina de acero común y según la capacidad de disipación deseada pueden ser lisos, con paredes onduladas o con tubos radiadores.

TIPOS DE TANQUES PARA TRANSFORMADORES EN ACEITE

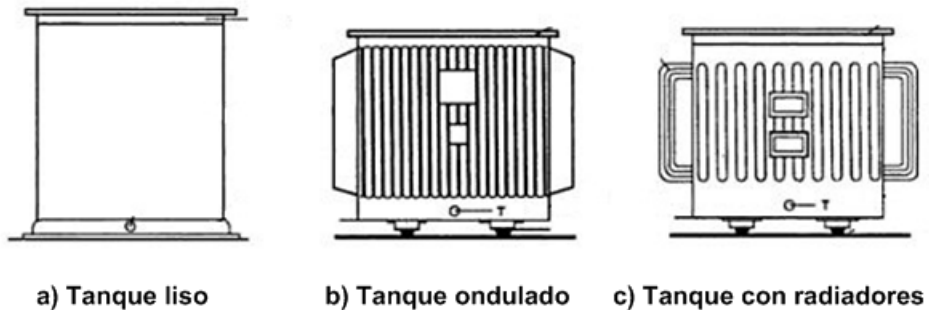


Figura 3.21: Tipos de Tanques para Transformadores en Aceite
Fuente: "Libro práctico de los Generadores, Transformadores y Motores Eléctricos" [3]

El tanque de los transformadores está sujeto a un proceso acelerado de corrosión, por lo cual se usan recubrimientos (ó pinturas) adecuados a las condiciones ambientales y atmosféricas locales. Además el recubrimiento debe permitir una rápida radiación del calor interno y ser capaz de reflejar la radiación solar.

3.5.3.1. Radiadores

Se instalan los radiadores adosados al tanque principal con el fin de aumentar el área de contacto de la lámina de acero con el aceite caliente y así disipar el calentamiento de los devanados. Los radiadores son fabricados en chapas de laminado en caliente (Cold Rolled).



Figura 3.22: Vista de los radiadores del transformador
Fuente: Autora del Proyecto

3.5.3.2. Ventiladores

Complementan el sistema de refrigeración de algunos equipos



Figura 3.23: Ventiladores que complementan el tipo de enfriamiento
Fuente: Autora del Proyecto

3.5.4. Tanque de expansión



Figura 3.24: Vista del tanque de expansión
Fuente: Autora del Proyecto

Este tanque se fija a la parte superior del transformador, sobre la cuba.

Está preparado para recibir el aceite de la cuba cuando éste se expande por el calentamiento debido a las pérdidas internas. Los transformadores que no tienen estos tanques de expansión se denominan *Tanques Sellados*.

Los transformadores con tanque de expansión permiten el uso del relevador Buchholz el cual sirve para detectar fallas internas.

3.5.4.1. Relé Buchholz



Figura 3.25: Vista externa del Relé y su ubicación
Fuente: Autora del Proyecto

Es un accesorio que se usa para detectar la presencia de gases disueltos en el aceite debido a puntos calientes en la parte activa. Además funciona como detector de nivel ya que al producirse una fuga de líquido aislante el relé actúa.

En el transformador se liberan gases en caso de saltos eléctricos de chispas y cortocircuitos. Estos gases se acumulan en el Relé Buchholz. Las burbujas de gas provocan que el flotador superior vaya bajando en el relé, accionando una señal de alarma.

Si se presentan olas de presión por la formación repentina de gases, el flotador inferior provoca la desconexión automática del transformador.

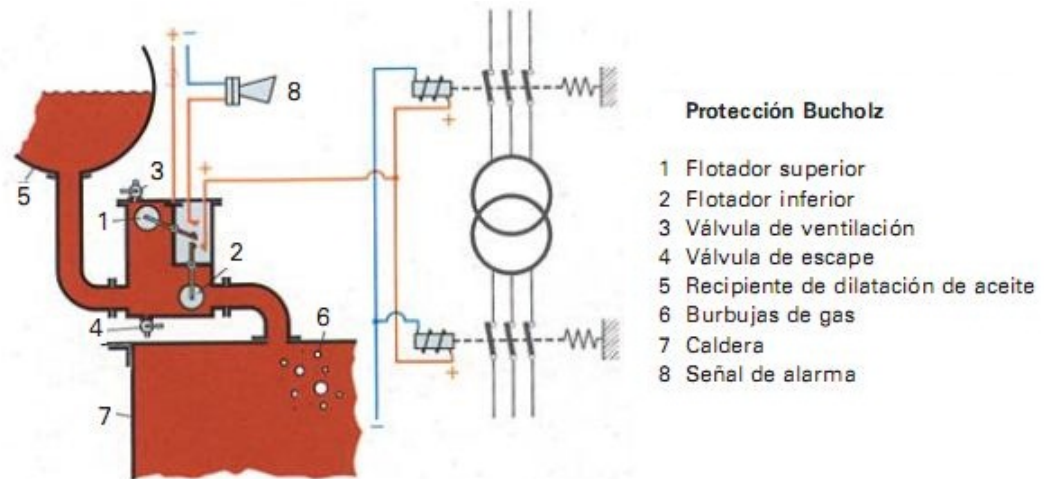


Figura 3.26: Partes y Modo de Operación del Relé Buchholz

Fuente: Catálogo "Tecnología para underwriter. 18. Transformadores.pdf" tomado de www.munichre.com

3.5.5. Aislamientos

El sistema de aislamiento aísla los devanados del transformador entre ellos y a tierra, así como las partes cercanas al núcleo y a las partes de acero del tanque.

El sistema de aislamiento del transformador se divide en:

3.5.5.1. Aislamiento Sólido

Los principales materiales en el aislamiento sólido son:

Cartón prensado (pressboard), papel kraft normal o tratado (insuldur), papel manila y corrugado, cartón prensado de alta densidad, collares de cartón prensado y aislamientos finales,

esmaltes y barnices, recubrimientos orgánicos para el núcleo, porcelanas (boquillas), recubrimientos de polvo epóxico, madera de maple o machiche para armados, fibra vulcanizada, algodón (hilos y cintas), plásticos y cementos, telas y cintas adhesivas, cintas de fibra de vidrio, entre otros.



Figura 3.27: Piezas de Aislamiento Sólido
Fuente: Autora del Proyecto

El aislamiento sólido a su vez se divide en:

- AISLAMIENTO MENOR (dentro de los devanados): el aislamiento del conductor es una cinta Crepé Denninson, papeles Kraft y Nomex, o una combinación de ellos. Estos se usan entre las espiras del devanado en capas y relleno de las espiras en disco, como espaciadores radiales y axiales, y como envolventes de cartón prensado.
- AISLAMIENTO MAYOR (externo a los devanados): Se considera aislamiento mayor el que se hace entre los devanados, barreras de cartón prensado, ductos de aceite, ángulos formados con cartón prensado y piezas de tope en los devanados. También se tiene aislamiento mayor entre los devanados y tierra, en los anillos de cartón prensado en los extremos, los bloques de lebonita, los cilindros del devanado, los anillos de presión, el aislamiento fase a fase y las partes formadas de cartón prensado.

3.5.5.2. Aislamiento Líquido

Existen tres aislantes líquidos que se usan en transformadores: aceite mineral, silicón y askarael. Sin embargo este último está siendo discontinuado por sus efectos negativos sobre el medio ambiente.

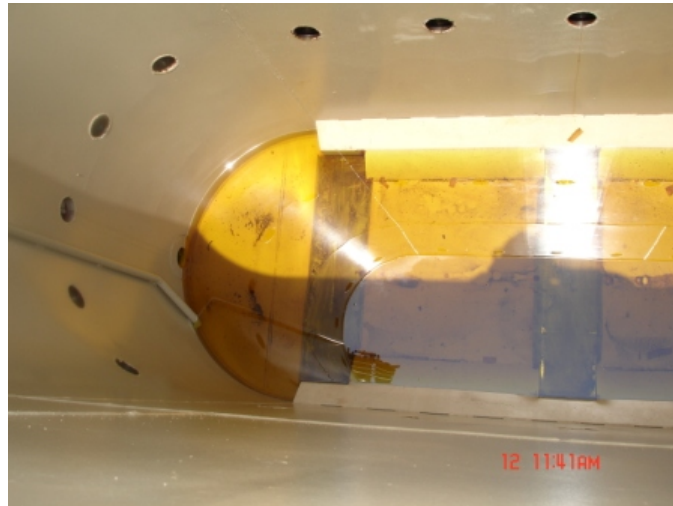


Figura 3.28: Vista de un residuo de aceite en el tanque
Fuente: Autora del Proyecto

- **ACEITE MINERAL AISLANTE:** Aceite de origen mineral, refinado de petróleo crudo que posee propiedades eléctricas aislantes. Presenta un bajo punto de combustión resultando un constante peligro en áreas que contengan productos inflamables. Debe mantenerse libre de impurezas como la humedad y otros agentes que afecten sensiblemente su rigidez dieléctrica.

Hay dos tipos de aceite mineral usados comercialmente:

1. Tipo A : Nafténico
2. Tipo B: Parafínico

- **ACEITE DE SILICÓN:** Fluidos constituidos de polímero sintético cuyo principal elemento es el silicio. Es un líquido claro e incoloro que presenta una excelente estabilidad térmica, no es tóxico y es químicamente inerte. Se caracteriza por tener un punto de llama alrededor de los 300°C (Celsius), por lo que se puede emplear en transformadores instalados en sitios donde se debe preservar la seguridad de las personas y para plantas de alta peligrosidad. Su uso es restringido debido a su alto costo.

3.5.6. Aisladores Pasatapas (Bujes)



Figura 3.29: Vista Externa del Aislador Pasatapas
Fuente: Autora del Proyecto



Figura 3.30: Vista Interna del Aislador Pasatapas
Fuente: Autora del Proyecto

La boquilla en un transformador de potencia tiene la función de conectar las guías de los devanados hacia el exterior manteniendo la hermeticidad y aislamiento eléctrico.

Por sus características intrínsecas las boquillas están sometidas a grandes esfuerzos dieléctricos al tener que soportar grandes diferencias de potencial en espacios físicos reducidos, esta característica los hace ser el elemento más susceptible de falla de un transformador.

Las boquillas pueden ser de dos tipos:

- Tipo Condensador
- Tipo Aceite

3.5.7. Secador ó deshumectador de aire

Recipiente que contiene sílica-gel (producto químico con gran capacidad de absorción de humedad), que sirve de comunicación entre el interior del tanque y el ambiente exterior, de manera que durante el proceso de *respiración del transformador* la humedad del aire que penetra en el secador es absorbida por la sílica-gel.

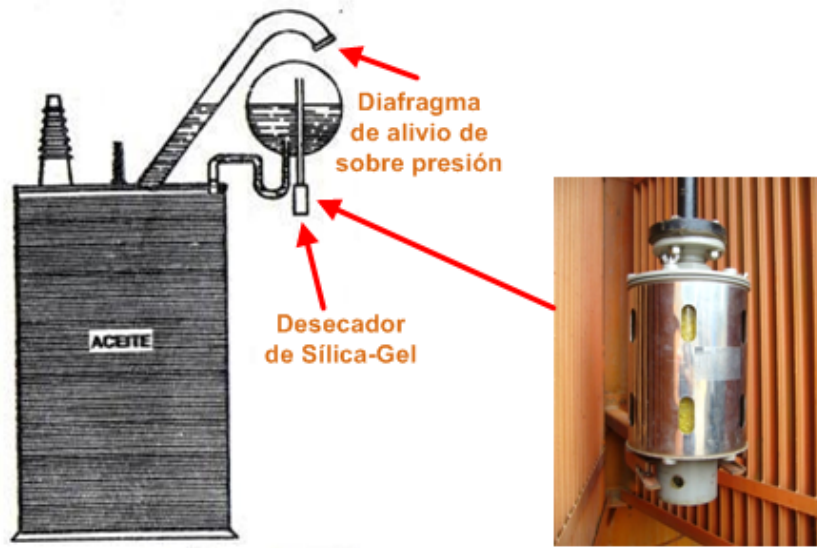


Figura 3.31: Sistema de preservación del aceite con Desecador de Sílica-Gel
Fuente: Autora del Proyecto

3.5.8. Otros accesorios

3.5.8.1. Empaques



Figura 3.32: Empaque del Tanque
Fuente: Autora del Proyecto



Figura 3.33: Empaques de las juntas o uniones
Fuente: Autora del Proyecto

3.5.8.2. Instrumentación



Figura 3.34: Diferentes elementos de medición y control
Fuente: Autora del Proyecto

Dentro de los equipos asociados a la instrumentación del transformador podemos encontrar:

- Termómetros (devanados, aceite)
- Indicador de Nivel de Aceite

3.5.8.3. Tablero



Figura 3.35: Vista del tablero del transformador
Fuente: Autora del Proyecto

3.5.8.4. Placa de Características



Figura 3.36: Vista de la Placa de Características
Fuente: Autora del Proyecto

3.5.8.5. Válvulas

Las principales válvulas son para alivio de presión y toma de muestras del aceite.

Capítulo 4

PRUEBAS A TRANSFORMADOR

4.1. DEFINICIONES PREVIAS

- **INHIBIDOR DE OXÍGENO:** Producto que se adiciona al aceite para retardar su oxidación, y por ello, su degradación.
- **PUNTO DE ROCÍO:** ó temperatura de rocío, es la temperatura a la que empieza a condensarse el vapor de agua cocntenido en el aire, produciendo rocío, neblina, o en caso de que la tempeatura sea lo suficientemente baja, escarcha. ¹

Por ser equipos costosos y de gran importancia dentro del sistema de potencia, los transformadores requieren monitoreo a lo largo de su vida útil, desde el momento de la fabricación hasta sus usos finales. Un conjunto de pruebas está diseñado para cada una de dichas etapas:

4.1.1. Pruebas de Fábrica

Se realizan durante la fabricación y una vez finalizada ésta para verificar que el equipo cumple con el diseño planeado.

¹Wikipedia/Punto de Rocío: http://es.wikipedia.org/wiki/Punto_de_rocío

ETAPAS	LISTA DE PRUEBAS
Pruebas a la materia prima	Aislantes sólidos Aislante líquido Aislamientos externos Conductores y material ferro-magnético
Pruebas que determinan la calidad de la fabricación	Resistencia de aislamiento Factor de disipación del aislamiento** Rigidez dieléctrica del aceite Relación de transformación y polaridad Resistencia óhmica de los devanados Potencial aplicado Potencial inducido Impulso por descarga atmosférica* Prueba de temperatura* Prueba de cortocircuito a tensión nominal
Pruebas que determinan la calidad del servicio	Pérdidas en los devanados y % de impedancia Pérdidas en el núcleo y % de corriente de excitación
Pruebas que determinan la calidad de operación del transformador	Temperatura Hermeticidad Descargas parciales***

*Solo se realizan en prototipos

**Se aplican por norma a todos los transformadores de potencia (500 kVA en adelante)

***Se aplican a los que tienen clase de aislamiento igual o mayor de 115 kV

Cuadro 4.1: Pruebas de fábrica

Fuente: Autora del Proyecto

4.1.2. Pruebas de Embarque

(Solo en transformadores de potencia) Después del transporte e instalación en sitio y antes de ser energizado

- Fugas de aceite
- Punto de rocío
- Detección de impactos
- Corriente de excitación (a 2500 V)

4.1.3. Pruebas de Campo

ETAPAS		LISTA DE PRUEBAS
Puesta en Servicio	Por primera vez, luego de la instalación Después de cada parada motivada por una intervención al equipo	Punto de rocío Resistencia de aislamiento Factor de disipación Resistencia óhmica de los devanados Rigidez dieléctrica del aceite Relación de transformación Corriente de excitación a 2500 V Alambrado externo
Mantenimientos	Durante el tiempo de garantía Durante su vida útil para cuidarlo y mantenerlo lo más alejado posible de los estados de falla	Paquete de pruebas adoptado por el departamento de mantenimiento. Entre ellas: Pruebas al aceite Pruebas eléctricas al equipo* Pruebas a los equipos de instrumentación**

*Comprende todo el conjunto de pruebas eléctricas aplicables a transformadores

**Comprende todo el conjunto de pruebas a los equipos de medición, control y automatización del sistema

Cuadro 4.2: Pruebas de campo

Fuente: Autora del Proyecto

4.2. NORMAS PARA LA APLICACIÓN DE PRUEBAS A LOS TRANSFORMADORES

Las pruebas mencionadas siguen procedimientos establecidos en normas internacionales. Estas normas se convierten en guías de diseño, aprobación, transporte e instalación del equipo, desarrollo de pruebas y validación de resultados.

Las principales organizaciones encargadas de su emisión son:

IEEE: Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers)

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission)

NETA: Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas (InterNational Electrical Testing Association)

ISO: Organización Internacional para la Estandarización (International Organization for Standardization)

ASTM: Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials)

La Tabla No 4.3 muestra una relación de las normas ASTM, IEC e ISO que aplican para cada una de las pruebas de los transformadores.

De igual manera la IEEE tiene compendios de normas que equivalen o complementan algunas de estas pruebas. Entre ellas están:

- C57.12.00-2000 REQUISITOS GENERALES PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, DE POTENCIA Y DE REGULACIÓN INMERSOS EN LÍQUIDO

Constituye la base para establecer requisitos de rendimiento, intercambiabilidad eléctrica y mecánica, seguridad para el equipo descrito y asistencia en cuanto a la selección adecuada del equipo.

- C57.12.90-1999 CÓDIGO DE PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, DE POTENCIA Y DE REGULACIÓN INMERSOS EN LÍQUIDO

Describe los métodos para realizar pruebas que se especifican en la norma C57.12.00 y otras normas aplicables a los transformadores de distribución, de potencia y de regulación inmersos en líquido. Su fin es servir de base para las pruebas de rendimiento y de seguridad de dichos transformadores.

- C57.98-1992 GUÍA IEEE PARA PRUEBAS DE IMPULSO DEL TRANSFORMADOR

Se ha redactado para los transformadores de potencia pero aplica a los de distribución e instrumentos. El propósito de esta guía es agregar información de antecedentes para ayudar a interpretar y aplicar otras normas que se encargan de determinar los requisitos específicos de las pruebas de impulso.

PRUEBAS	NORMAS APLICABLES ASTM	EQUIVALENTES IEC E ISO
Rigidez dieléctrica (Tensión de ruptura dieléctrica)	ASTM D 1816/ D 877	IEC 60156
Factor de potencia del líquido (factor de disipación dieléctrica)	ASTM D 924	IEC 60247
Tensión interfacial (TIF)	ASTM D 2285/ D971	IEC 60296
Número de neutralización (acidez orgánica).	ASTM D 974/ D 664/ D 1534	IEC 60296
Contenido de inhibidor de oxidación	ASTM D 2668/ D 4768	IEC 60666
Contenido de agua (Humedad)	ASTM D 1533	IEC 60814
Densidad Relativa	ASTM D 1298	IEC 60296
Análisis de gases disueltos	ASTM D 3612	IEC 60567
Análisis de metales disueltos	ASTM D 3635	
Color	ASTM D 1500	IEC 60296
Inspección visual	ASTM D 1524	IEC 60296
Análisis de compuestos furánicos	ASTM D 5837	IEC 61198
Grado de polimerización	ASTM D 4243	
Análisis de PCB's en el aceite	ASTM D 4059	IEC 60997/ 61619
Punto de inflamación	ASTM D 92/ D 93	IEC 60184/ 60034
Punto de escurrimiento (fluidez crítica)	ASTM D 97	ISO 3016
Lodos	ASTM D 2440/ D 1698	
Viscosidad	ASTM D 445	ISO 3104
Conteo y distribución de partículas	ASTM D 6786	
Residuo carbonoso	ASTM D 189	
Cenizas	ASTM D 482	
Toma de muestras	ASTM D 923	IEC 60475

Cuadro 4.3: Equivalencias de las Normas ASTM con las IEC e ISO
Fuente: Autora del Proyecto

- C57.91-1995 GUÍA IEEE PARA LA CARGA DE TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE MINERAL

Cubre las recomendaciones generales para cargar transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con una elevación de temperatura de 65°C (Celsius), tal como se describe en las normas.

- C57.93-1995 GUÍA IEEE PARA LA INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA INMERSOS EN LÍQUIDO

Presenta recomendaciones para el transporte, inspección de manejo, instalación y mantenimiento de los transformadores de potencia inmersos en líquido.

- C57.104-1991 GUÍA IEEE PARA LA INTERPRETACIÓN DE GASES GENERADOS EN LOS TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE

Se aplica a transformadores inmersos en aceite mineral y trata temas como:

- Generación de gas combustible en un transformador
- Interpretación de análisis de gases
- Procedimientos operativos sugeridos
- Diversas técnicas de diagnóstico
- Instrumentos para detectar cantidad de gases presentes

- C57.106.2002 GUÍA IEEE PARA LA ACEPTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ACEITE AISLANTE EN EL EQUIPO

Aplica al aceite mineral de los transformadores, cambiadores de toma bajo carga, reguladores de tensión, reactores e interruptores de potencia y aborda temas como:

- Pruebas analíticas para la evaluación del aceite mineral
- Evaluación de aceite mineral aislante nuevo antes y después de haber llenado el equipo
- Método de manejo y almacenamiento del aceite mineral aislante
- Evaluación de aceite mineral aislante usado
- Procedimientos de cuidados de la salud y del ambiente relativos al aceite mineral aislante

- C57.130 GUÍA IEEE PARA EL USO DEL ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS DURANTE LA PRUEBA DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN FÁBRICA

Tiene los criterios para la aceptabilidad y los probables problemas con niveles muy altos de hidrógeno, hidrocarburos y gases de óxido de carbono.

4.3. PRUEBAS COMUNES A LOS TRANSFORMADORES

Dependiendo del problema que vaya presentando el transformador, o de la parte o subsistema que se pretenda proteger, existen diferentes pruebas.

La siguiente tabla muestra un listado de las pruebas más comunes aplicadas a las diferentes partes del transformador. No es obligatorio aplicarlas todas. Sin embargo, se debe realizar un plan de mantenimiento que cubra las necesidades básicas del equipo, determinando las más adecuadas y las normas a seguir para su aplicación.

SUBSISTEMA	INSPECCIÓN Y/O PRUEBA
Devanados	Relación de transformación Resistencia DC Corriente de excitación (todos los taps) Factor de potencia del aislamiento (sólido) Resistencia de aislamiento (sólido)
Núcleo	Resistencia de aislamiento del núcleo al tanque Resistencia del núcleo a tierra
Cambiador de taps bajo carga	Relación de transformación en todos los taps Temperatura (termografía infrarroja) Rigidez dieléctrica del aceite Inspección de contactos (continuidad)
Cambiador de taps desenergizado	Relación de transformación en todos los taps Temperatura (termografía infrarroja) Inspección de contactos (continuidad)
Aceite dieléctrico	Inspección visual Rigidez dieléctrica (Tensión de ruptura dieléctrica) Tensión interfacial Numero de neutralización Factor de potencia Contenido de agua (humedad) Gravedad específica (Densidad relativa) Color Inhibidor de oxidación Sedimentos Cromatografía de gases Análisis de compuestos furánicos Análisis de metales disueltos Grado de Polimerización

Aisladores pasatapas	Inspección visual (fracturas, suciedad) Temperatura (termografía infrarroja) Factor de potencia del aislamiento
Tanque y equipos asociados	Inspección visual (fugas y corrosión) Temperatura (T.I) Medidores de presión, temperatura, vacío, nivel, etc.
Tanque conservador	Inspección visual (fugas y corrosión)
Radiadores	Inspección visual (fugas, corrosión, suciedad, conductos libres de bloqueos)
Ventiladores	Inspección visual (ruidos anormales) Controles
Relé Buchholz	Inspección de correcto funcionamiento
Respirador deshidratante	Color característico Cantidad de deshumectador
Válvula de sobrepresión	Inspección visual (sea manual o automática, verificar que opere adecuadamente)
Otras	Absorción Dieléctrica Prueba de sobretensión (Hi-Pot) Prueba de Reactancia de Fuga Análisis de Respuesta en Frecuencia

Cuadro 4.4: Pruebas comunes en los transformadores
Fuente: Autora del Proyecto

4.3.1. Características y aplicación de las pruebas

En el proyecto de grado “Sistema de Pruebas en Transformadores de Potencia” de los Ingenieros Electricistas Ana M. Hernández y Nelson Martínez, dirigido por el Doctor Hermann Raúl Vargas Torres ² se hace un amplio estudio de las siguientes pruebas, por lo cual no se hablará de ellas en el presente documento. Se recomienda consultar dicho material para obtener la información completa.

4.3.1.1. Pruebas Eléctricas

- Relación de transformación
- Resistencia de devanados
- Factor de potencia del aislamiento sólido

²HERNÁNDEZ, Ana María; MARTÍNEZ, Nelson y VARGAS, Hermann. Sistema de Pruebas en Transformadores de Potencia. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. 104 p.

- Resistencia de aislamiento entre devanados , y entre éstos y tierra
- Corriente de excitación

4.3.1.2. Pruebas físico-químicas del aceite

- Contenido de humedad
- Factor de potencia
- Tensión interfacial
- Número de neutralización
- Inhibidor de oxidación
- Tensión de ruptura dieléctrica (rigidez dieléctrica)
- Color

La Tabla 4.5 resume los valores límites de los resultados de las pruebas del aceite, según las normas ASTM.

4.3.1.3. Análisis de gases disueltos en el aceite

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	ACEPTABLE	CUESTIONABLE	INACEPTABLE
Tensión de Ruptura Dieléctrica	kV	≥ 30	25-30	< 25
Contenido de agua ó Saturación porcentual (<69kV)	ppm %	≤ 30 15	30-35 15-20	> 35 20
Número de neutralización	mg KOH/g	$\leq 0,05$	0,05-0,1	$> 0,1$
Tensión interfacial	dina/cm	≥ 32	28-32	< 28
Factor de potencia a 25°C*	%	$< 0,1$	0,1-0,3	$> 0,3$
Factor de potencia a 100°C*	%	< 3	3-4	> 4
Contenido de inhibidor	%	$\geq 0,2$	0,1-0,2	$< 0,1$
Densidad Relativa (ó Gravedad específica)	---	0,84-0,91	$< 0,84$	$> 0,91$
Color	---	$\leq 3,5$	---	$> 3,5$

*De la norma ANSI/IEEE C57.106-2002 el valor ideal para aceites nuevos es máximo 0,05%

Cuadro 4.5: Clasificación de los resultados de las pruebas al aceite
Fuente: Autora del Proyecto

4.3.2. Pruebas Complementarias

A continuación se presentan algunas pruebas adicionales como complemento al trabajo de investigación mencionado en la subsección anterior.

4.3.2.1. Apreciación visual del aceite

Una inspección visual es lo primero que debe hacerse en cada prueba para verificar que parámetros se encuentran fuera de lo normal.

En el caso del aceite se revisa la opacidad, turbidez, partículas en suspensión, sedimentos visibles o lodos, carbón, agua libre, y en general cualquier detalle que altere su homogeneidad, brillo y tono claro.

4.3.2.2. Densidad Relativa (gravedad específica)

La densidad relativa es una propiedad física del aceite aislante y se define como la relación entre la masa de un volumen específico de aceite con la masa del mismo volumen de agua a igual temperatura.

Los valores por encima de 0,91 significan que el aceite está contaminado por materiales de mayor densidad, entre ellos se puede presumir la presencia de PCB's.

El envejecimiento y la oxidación poco afectan esta propiedad. Su alteración se ve reflejada exclusivamente en los valores de las pruebas, y es motivo de alarma si se presenta un cambio brusco en el valor que venía presentando a lo largo de pruebas anteriores. (Alteración de la tendencia)

4.3.2.3. Análisis de Metales Disueltos

Determina la cantidad de cobre disuelto en el aceite. Condiciones como sobrecalentamiento del punto caliente, presencia de arcos y chispas pueden disolver los metales. Este análisis puede ser muy útil para localizar tales fallas.

Se considera significativo un incremento de 0,25 ppm aproximadamente sobre el punto anterior.

4.3.2.4. Análisis de Compuestos Furánicos

Cuando las cadenas de celulosa del papel aislante se rompen, deterioradas por acción del envejecimiento, se separan una o más moléculas de glucosa y se forma cierta cantidad de agua, de monóxido y de dióxido de carbono. La molécula de glucosa cambia químicamente durante

este proceso, formando un compuesto que contiene un anillo de furano y es parcialmente soluble en aceite. Este compuesto se produce en el papel pero migra al aceite, contaminándolo.

Pero el efecto real de los furanos es sobre el papel, ya que a mayor contenido de furanos en el aceite, menor rigidez dieléctrica del papel.

Los siguientes valores de referencia indican el estado del aceite en torno a la cantidad de furanos:

ppb TOTAL DE FURANOS	EVALUACION DEL ACEITE
0-20	Inicial: Aceite nuevo
21-100	Aceptable: ritmo de envejecimiento normal 100 ppb: corresponde a una pérdida del 10% de vida útil del papel
101-250	Cuestionable: es probable que haya un ritmo acelerado de envejecimiento 250 ppb: corresponde a una pérdida del 10% de vida útil del papel
>251	Inaceptable: representa un ritmo muy acelerado de envejecimiento
>1000	Daño grave e irreversible al aislamiento solido. Inicio de la zona de peligro. Se recomienda cambio del aceite
1000-1500	Rango de falla del transformador

Cuadro 4.6: Valores de referencia del contenido furánico
Fuente: Autora del Proyecto

4.3.2.5. Inspección Termográfica

La termografía infrarroja es una herramienta importante en la detección de fallas por desgaste normal, contaminación química, corrosión, fatiga, ensamblado defectuoso de los componentes, falsos contactos, etc, los cuales reducen la conductividad, aumentando la disipación de calor lo cual se verá reflejado en la imagen térmica como un punto caliente.

La ventaja de esta técnica (y además es una exigencia) es que se realiza mientras el equipo está energizado y en operación, lo que la convierte en una técnica no invasiva.

Los resultados de la termografía permiten detectar:

- Pérdida y/o deterioro de conexiones
- Sobrecargas
- Desbalance de cargas
- Circuitos abiertos
- Armónicos
- Equipo defectuoso

4.3.2.6. Prueba de sobretensión (Hi-Pot)

Esta prueba es normalmente considerada destructiva, por lo cual solo se debe realizar si el equipo presenta una Resistencia de Aislamiento mayor a 100 MOhm. Una buena guía para la aplicación de esta prueba es la norma IEEE 95 de 2002.

Esta prueba se realiza con corriente continua, ya que la tensión de ruptura en continua es mayor que la tensión eficaz de ruptura en alterna. Y el resultado que se espera es : Pasa o No Pasa. En el caso en que No Pase, es porque el equipo ha fallado durante la prueba, debido a una falla importante en el aislamiento.

4.3.2.7. Índice de Polarización

Esta prueba es una variante de la prueba de Resistencia de Aislamiento.

El IP se define como la relación entre las medidas de resistencia de aislamiento a los 10 minutos y al minuto de aplicada la tensión de ensayo.

$$IP = \frac{R(10)}{R(1)}$$

El valor del IP debe encontrarse en un rango de 1,5 a 2. Un valor por debajo indica contaminación del aislamiento, mientras que un valor por encima está reflejando daños y deterioro del material aislante.

Para ampliar los detalles sobre esta prueba se recomienda consultar la norma IEEE 43 de 2000.

Capítulo 5

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

5.1. INTRODUCCIÓN

Como se mencionó en el capítulo 2, es indispensable conocer el equipo a analizar y el contexto operacional en el que trabaja. Este capítulo contiene la descripción de estos dos detalles importantes, para luego proceder con la Aplicación de la Metodología, usando la herramienta elaborada para tal fin.

5.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS Y CONTEXTO OPERACIONAL

La metodología RCM se aplica de modo personalizado a cada activo, considerando sus características, sus funciones y el medio en el que va a operar. Solo tendría sentido generalizar el procedimiento si dichos criterios son completamente idénticos y la carga de trabajo similar. Sin embargo, cada transformador en realidad sufre un desgaste diferente según su historial de operaciones y de fallas, y por ello es preferible aplicar la metodología en forma individual.

Para nuestro caso de aplicación se han seleccionado dos transformadores de potencia, ubicados en un campo petrolero, donde las condiciones ambientales no son muy amigables con el equipo.

5.2.1. Equipo No 1: Transformador de Potencia TX801

Datos de Placa

Potencia Nominal	32/40 MVA
Grupo de Conexión	YNd1
Tensión en Baja	13800 V
Corriente en Baja	1339/1674 A
Frecuencia	60 Hz
Refrigeración	ONAN/ONAF
Fabricante	SIEMENS
Tensión en A.T tap 1	37800V
Tensión en A.T tap 3	36000 V
Tensión en A.T tap 5	34200 V

Cuadro 5.1: Datos de Placa TX801

5.2.2. Equipo No 2: Transformador de Potencia TX202

Datos de Placa

Potencia Nominal	2240 kVA
Grupo de Conexión	Dyn1
Tensión en Baja	4160 V
Corriente en Baja	311 A
Frecuencia	60 Hz
Refrigeración	ONAN/ONAF
Fabricante	SIEMENS
Tensión en A.T tap 1	14490V
Tensión en A.T tap 3	13800 V
Tensión en A.T tap 5	13110 V

Cuadro 5.2: Datos de Placa TX 202

5.2.3. CONTEXTO OPERACIONAL: Industria Petrolera

Los transformadores seleccionados pertenecen a campo petrolero ubicado en una zona selvática, con variedad de climas, predominando un ambiente húmedo y de alta contaminación, desfavorable para las necesidades de un transformador.

Por ser una zona de amplia vegetación y de conservación de especies silvestres debe cumplirse con todas las normas ecológicas que permitan su preservación.

Los equipos a estudiar se consideran dentro del Sistema Eléctrico como *Críticos* ya que su salida de operación afecta notablemente el funcionamiento del campo, generando pérdidas con varios ceros.

Su operación es continua, 24 horas al día, los 7 días de la semana. Sin embargo, el TX202 cuenta con un equipo de respaldo o redundante lo que facilita su salida de servicio para las labores de mantenimiento.

A estos equipos no se les puede permitir que fallen ya que su reparación es costosa, requiere algo de tiempo (días) y no se cuenta con todos los repuestos en bodega, por lo que se debe contactar al proveedor y en algunos casos, movilizar el equipo.

5.3. DOCUMENTACIÓN DE LA ETAPA DE INFORMACIÓN

Una vez se elige el equipo objeto de análisis, y se caracteriza el contexto operacional, se puede proceder a aplicar la primera etapa de la metodología, que consiste en definir las funciones, fallas funcionales, modos de falla y efectos de la falla. Este análisis se aplica para cada uno de los subsistemas del equipo y la información reunida se tabula en las Hojas de Información.

El análisis completo realizado para los subsistemas de los dos equipos se encuentra almacenado en modo de "informes" dentro de la herramienta.

5.4. LA HERRAMIENTA Y SU APLICACIÓN

Una vez finalizada la etapa de Información, se procede a tomar decisiones sobre las tareas adecuadas para cada modo de falla.

Para la aplicación de la Metodología se ha elaborado una herramienta informática que ofrece:

- Comodidad en la visualización de las Hojas de Información. Además permite su edición y archivo en forma ordenada.
- Agilidad en el Proceso de Decisión, ya que se maneja una gran cantidad de datos.
- Fácil acceso a los informes de resultados.

5.5. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA HERRAMIENTA

La herramienta, elaborada en Microsoft Access, está compuesta de cinco módulos principales a través de los cuales es posible:

- Aplicar la metodología RCM a los subsistemas de los equipos
- Hacer reportes de nuevos eventos

- Graficar los Parámetros del reporte de "Eventos" del numeral anterior (Fallas, Modos de Falla y Efectos) contra tiempo.

Para una descripción detallada de la herramienta se invita al lector a consultar el Apéndice A de este documento que corresponde al Manual de Usuario.

5.6. EJEMPLO DE APLICACIÓN: SUBSISTEMA ACEITE DEL TRANSFORMADOR TX 801


Visualicemos la Aplicación de la Metodología, utilizando como ejemplo el subsistema Aceite del Transformador TX801.

5.6.1. Hoja de Información

Ver figuras 5.1 a 5.4.

5.6.2. Hoja de Decisión: Informe Final

Se recomienda consultarla directamente en la herramienta para visualizar completamente su contenido.



Hoja de Información RCM

Decisión RCM

SUBSISTEMA: Aceite Mineral

Id_F	FUNCIÓN	Id_FF	FALLA FUNCIONAL	Id_MF	MODO DE FALLA	EFECTOS
4	Proporcionar rigidez dieléctrica	4	No actúa como dieléctrico entre las partes activas, o entre éstas y las no activas	10	Por disminución de las propiedades dieléctricas debido al envejecimiento del aceite (producido por humedad, acidez, calor, oxígeno) *Ver imagen	Presencia de descargas parciales
5	Permitir la transferencia de calor	5	No permite la transferencia adecuada de calor	11	Por taponamiento del sistema de radiación de calor (por presencia de lodos)	Aumento en la temperatura de operación del transformador
						Presencia de gases disueltos y burbujas
						Cambio en algunas propiedades físicas como color, viscosidad, densidad relativa, etc
						Presencia de arcos internos
						Sobrepresión debido al aumento de gases
						Temperaturas elevadas en el aislamiento sólido y en los devanados
						Aumento en la temperatura del aceite y/o cuba produciendo aumento en el contenido de gases
12					Por nivel bajo de aceite	Fugas de aceite

Figura 5.1: Hoja de Información, página 1

Id_F	FUNCIÓN	Id_FF	FALLA FUNCIONAL	Id_MF	MODO DE FALLA	EFFECTOS
5	Permitir la transferencia de calor	5	No permite la transferencia adecuada de calor	12	Por nivel bajo de aceite	Aumento en la temperatura de operación del transformador
6	Proteger el aislamiento sólido	6	No protege el aislamiento sólido de los efectos del oxígeno, la humedad y la suciedad	13	Por la dinámica del intercambio de humedad entre la celulosa y el aceite	Aumento en el nivel de ruido y/o presencia de ruidos anormales Presencia de partículas contaminantes en el aceite (carbón, papel carbonizado, porcelana, metales, etc) que contribuyen a la formación de lodos, gasificación y/o abombamiento del equipo
						Corto circuitos entre espiras, bobinas y en general entre partes metálicas energizadas y no energizadas
				14	Por la acción del calor, el oxígeno, los ácidos y/o la humedad que contribuyen al deterioro del papel	Presencia de descargas parciales Presencia de descargas parciales
						Corto circuitos entre espiras, bobinas y en general entre partes metálicas energizadas y no energizadas

Figura 5.2: Hoja de Información, página 2

Id_F	FUNCIÓN	Id_FF	FALLA FUNCIONAL	Id_MF	MODO DE FALLA	EFFECTOS
6	Proteger el aislamiento sólido	6	No protege el aislamiento sólido de los efectos del oxígeno, la humedad y la suciedad	14	Por la acción del calor, el oxígeno, los ácidos y/o la humedad que contribuyen al deterioro del papel	Presencia de partículas contaminantes en el aceite (carbón, papel carbonizado, porcelana, metales, etc) que contribuyen a la formación de lodos, gasificación y/o abombamiento del equipo
				15	Por la presencia de productos derivados de la oxidación del aceite (envejecimiento) que atacan las cadenas de celulosa	Presencia de descargas parciales
						Corto circuitos entre espiras, bobinas y en general entre partes metálicas energizadas y no energizadas
						Presencia de partículas contaminantes en el aceite (carbón, papel carbonizado, porcelana, metales, etc) que contribuyen a la formación de lodos, gasificación y/o abombamiento del equipo
				16	Por presencia de ácidos orgánicos producidos por la descomposición misma del papel	Presencia de descargas parciales
						Corto circuitos entre espiras, bobinas y en general entre partes metálicas energizadas y no energizadas

Figura 5.3: Hoja de Información, página 3

Id_F	FUNCIÓN	Id_FF	FALLA FUNCIONAL	Id_MF	MODO DE FALLA	EFFECTOS
6	Proteger el aislamiento sólido	6	No protege el aislamiento sólido de los efectos del oxígeno, la humedad y la suciedad	16	Por presencia de ácidos orgánicos producidos por la descomposición misma del papel	Presencia de partículas contaminantes en el aceite (carbón, papel carbonizado, porcelana, metales, etc) que contribuyen a la formación de lodos, gasificación y/o abombamiento del equipo
7	Proporcionar información de las condiciones internas del equipo; actúa como una herramienta de diagnóstico para la evaluación del aislamiento sólido	7	NO FALLA. Siempre es posible tomar una muestra de aceite y examinarla	17	N/A	N/A

Figura 5.4: Hoja de Información, página 4

5.6.3. Gráfica: Tareas Recomendadas

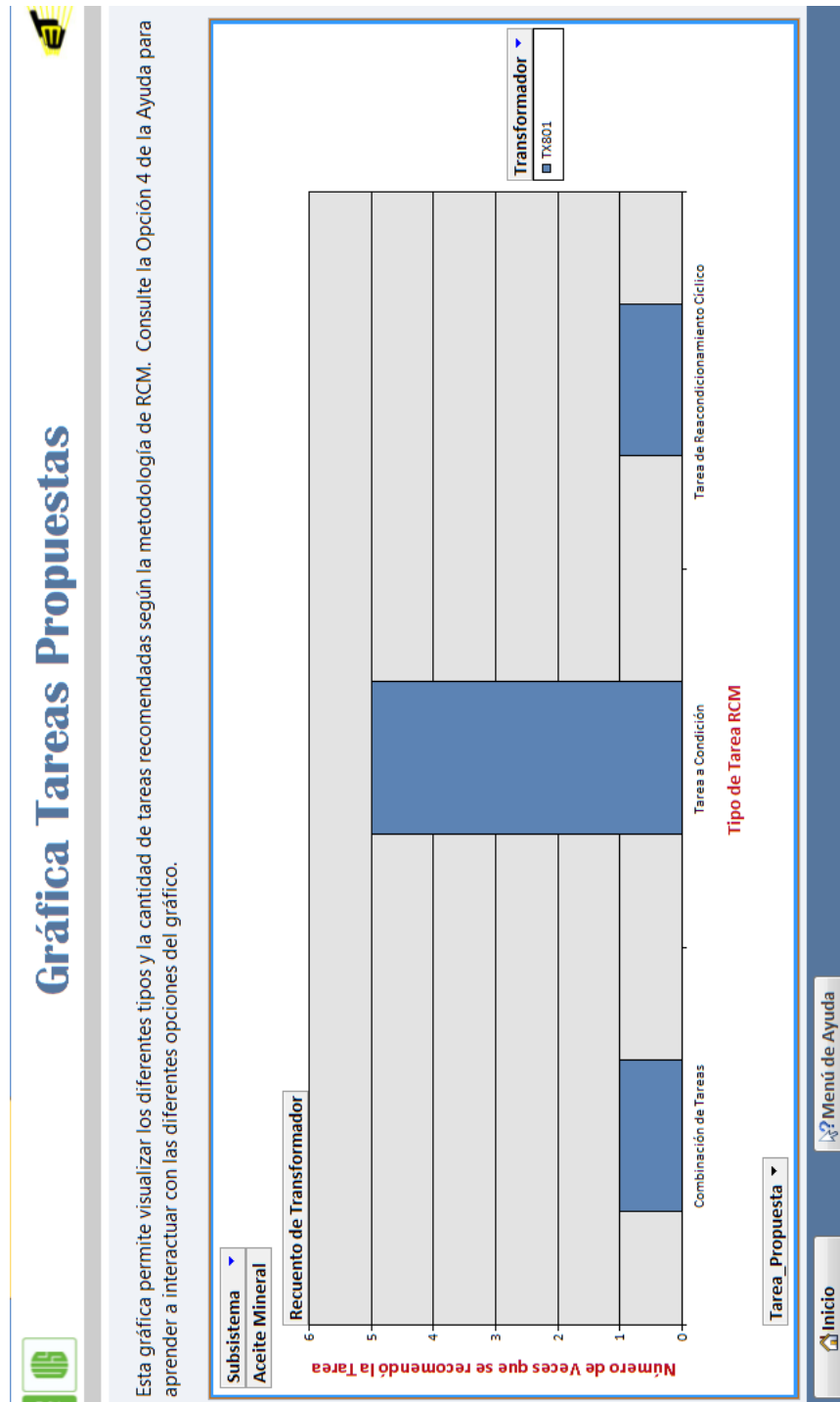


Figura 5.5: Tareas Recomendadas para el Aceite del TX801 luego de aplicada la Metodología

5.6.4. Gráfica: Fallas Vs. Tiempo

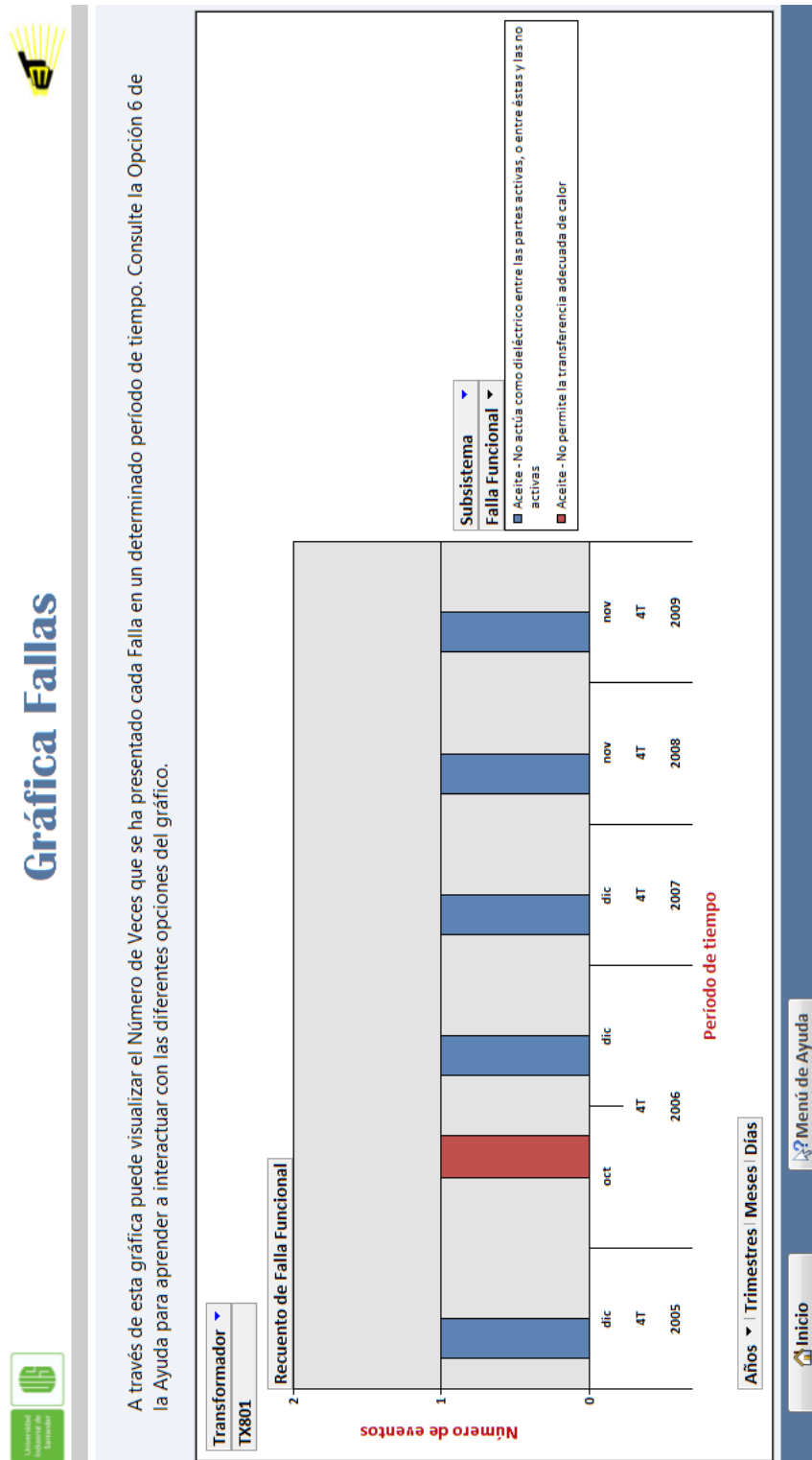


Figura 5.6: Gráfica: Fallas Vs. Tiempo

5.6.5. Gráfica: Modos de Falla Vs. Tiempo

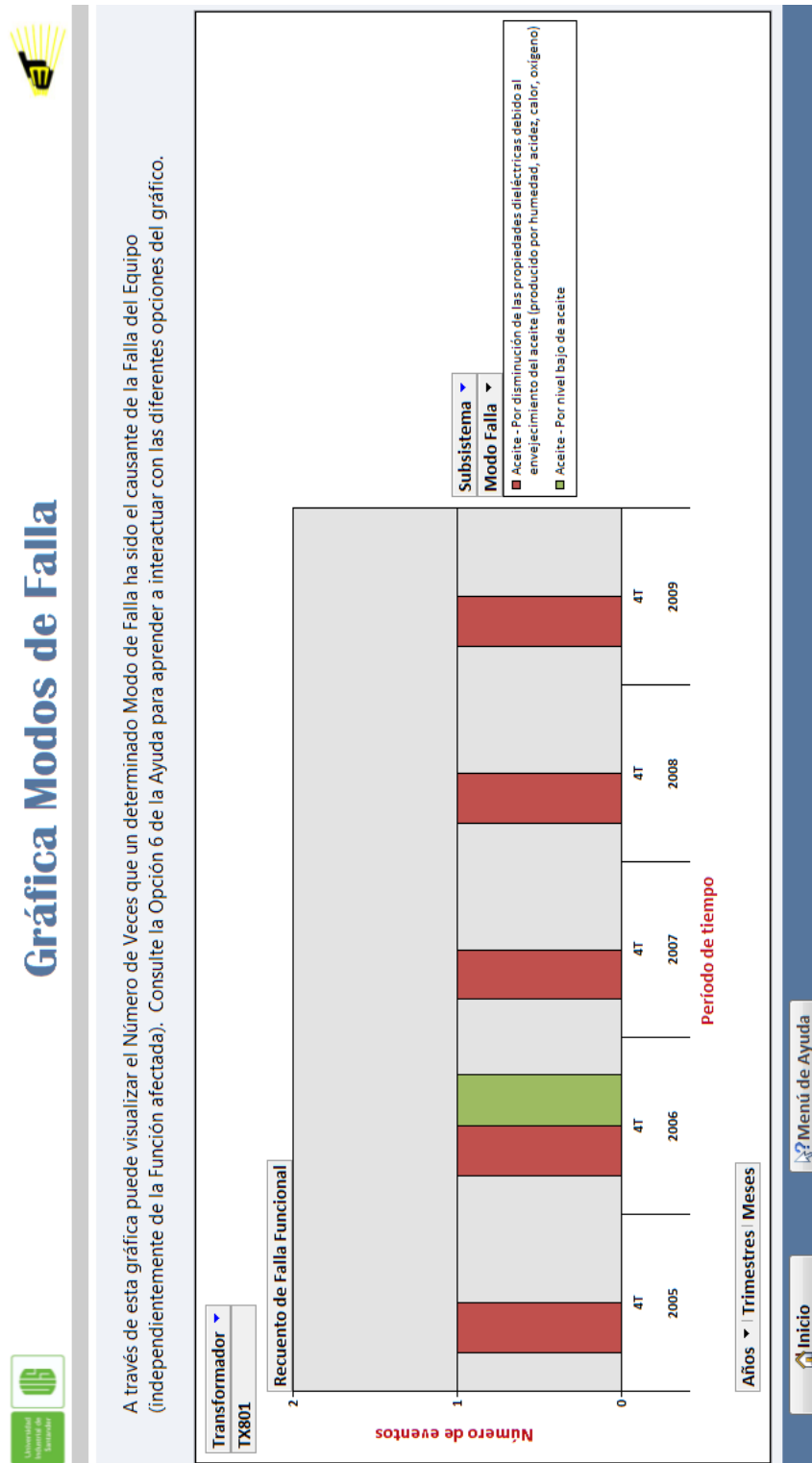


Figura 5.7: Gráfica: Modos de Falla Vs. Tiempo

5.6.6. Gráfica: Efectos Vs. Tiempo

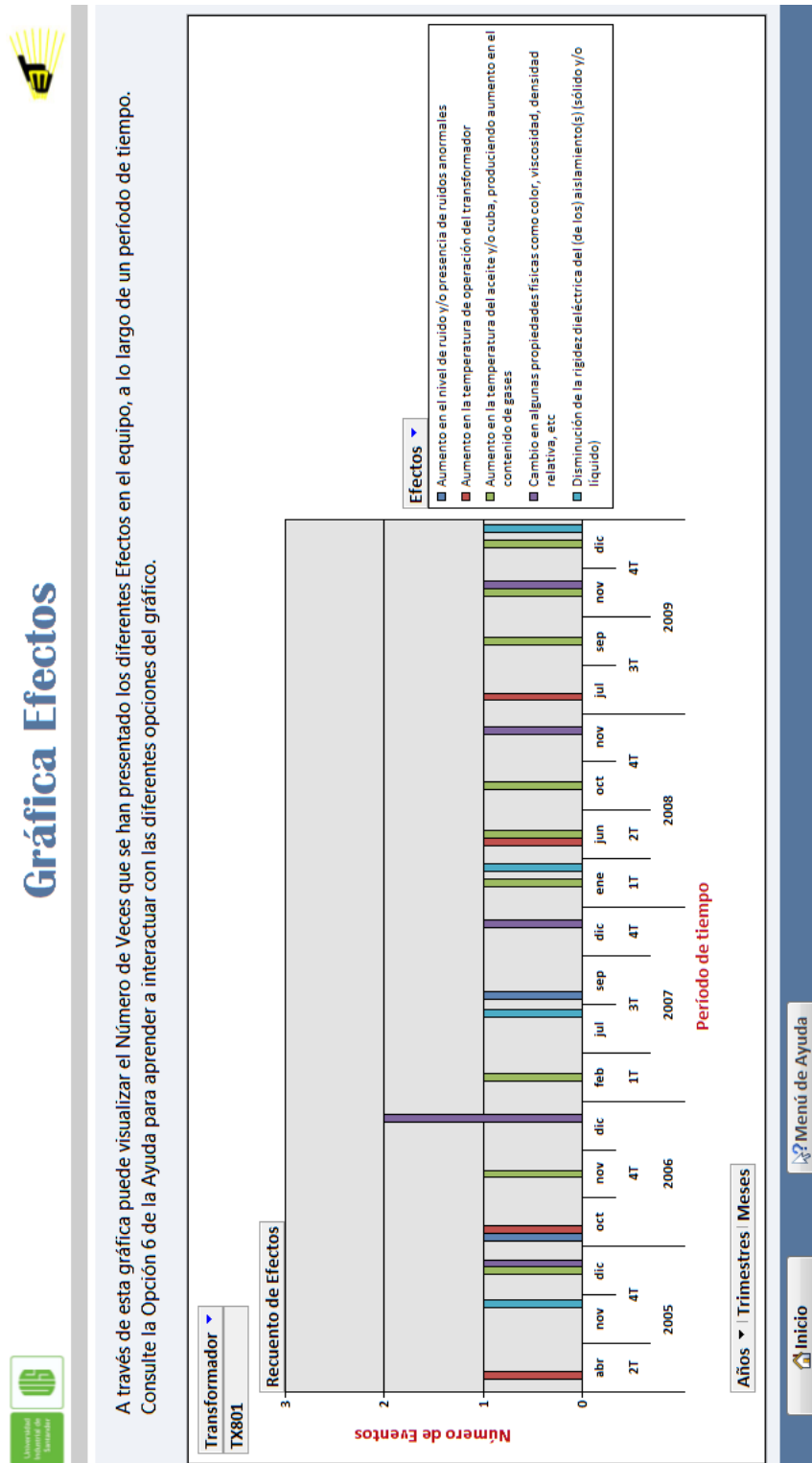


Figura 5.8: Gráfica: Efectos Vs. Tiempo

Capítulo 6

ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1. INTRODUCCIÓN

La aplicación de la Metodología RCM en los dos equipos seleccionados ha arrojado gran cantidad de información sobre las tareas recomendadas para prevenir y/o predecir los modos de falla analizados.

El siguiente paso, después de haber aplicado RCM es tomar esa información, tabularla e implementar un Plan de Mantenimiento. Esto es precisamente lo que se ha realizado con la información mencionada y se presenta en esta unidad.

Si se desea conocer la Hoja de Decisión completa, producto de la aplicación de la metodología se invita al lector a consultar el Informe Final en la Herramienta Informática.

6.2. TAREAS RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE RCM

A partir del listado de tareas generadas por el análisis RCM ó Informe Final (Hoja de Decisión), se realiza una reducción de tareas comunes, dejando como intervalo inicial el menor período entre mantenimientos (mayor frecuencia). Dicha tabla de resumen se muestra a continuación y se aclara que las dos columnas de tiempo que aparecen para cada transformador corresponden respectivamente al menor y al mayor intervalo de todas las tareas comunes que se encontraron. La rutina se debe ejecutar con el intervalo de tiempo menor ($T<$) para garantizar que ningún modo de falla quede fuera del tiempo recomendado por RCM.

DESCRIPCIÓN DE LA TAREA	TX801		TX202		RESPONSABLE
	T <	T >	T <	T >	
RESISTENCIA DE DEVANADOS. Realizar la medida de la Resistencia Óhmica (corriente continua) según los lineamientos de la norma, para detectar si hay cambios en los valores de resistencia, atribuibles a espiras cortocircuitadas, o a falsos contactos	15 meses	18 meses	2 años	---	Departamento de Mantenimiento Eléctrico
CORRIENTE DE EXCITACIÓN. Realizar la prueba según indicaciones de norma. Se buscan defectos en la estructura magnética, evidentes en forma de puntos calientes o aumento de pérdidas.	9 meses	1 año	2 años	---	Inspecciones Eléctricas
TRATAMIENTO DE ACEITE. Aplicar un proceso de Adsorción a través de tierras adsorbentes. Según norma y lineamientos del contratista. Una vez limpio el aceite se recomienda hacer análisis FQ para comprobar la mejoría en los resultados	1 año	---	18 meses	2 años	Contratista
ANÁLISIS FQ DEL ACEITE. Tome la muestra de aceite y envíela a laboratorio para su análisis completo. Si los resultados presentan datos críticos de rigidez y evidencian envejecimiento del aceite, se debe programar una rutina de limpieza.	10 meses	15 meses	1 año	18 meses	Laboratorio
TERMOGRAFÍA. Realizar la termografía sobre el tanque para verificar los deltas de temperatura del aceite en todos sus puntos. TANQUE, RADJADORES Y TANQUE EXPANSION	1 año	---	18 meses	---	Inspecciones Eléctricas
CONTENIDO DE HUMEDAD. Tomar la muestra de aceite y enviarla a laboratorio para que determine el contenido de humedad presente. Si se exceden los límites recomendados por norma, se debe programar el Secado del aceite y de la parte activa.	8 meses	---	1 año	---	Laboratorio
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO. Realizar la prueba según norma. Se busca comprobar que se cumple con la Resistencia de Aislamiento Mínima y que la "distancia" entre devanados y tierra es la adecuada. SÓLIDO	1 año	---	1 año	---	Inspecciones Eléctricas
ANÁLISIS DE COMPUESTOS FURÁNICOS. Se realiza según norma.	1 año	15	1 año	18	Contratista

Figura 6.1: Tabla de Resumen de la Hoja de Decisión pág 1

Permite determinar el estado de deterioro de la celulosa.						
CAMBIO DE EMPAQUES. Realizar el cambio de los empaques independientemente de su condición actual.	10 meses	18 meses	18 meses	1 año	18 meses	2 años
INSTRUMENTACIÓN BUCHHOLZ. Realice pruebas para verificar que el mecanismo de la primera fase Alarma/flotador superior funciona adecuadamente. Compruebe el estado del flotador superior y sus contactos .Realice los ajustes necesarios.	18 meses	N/A	N/A	---	N/A	---
INSTRUMENTACIÓN BUCHHOLZ. Revisión de los sistemas de control. Realizar los ajustes necesarios.	18 meses	N/A	N/A	---	N/A	---
INSTRUMENTACIÓN BUCHHOLZ. Revisión de la alarma de exceso de gases y nivel bajo de aceite. Realice mantenimiento si es necesario.	18 meses	N/A	N/A	---	N/A	---
INSTRUMENTACIÓN BUCHHOLZ. Revisión de la alarma de exceso de gases y nivel bajo de aceite. Realice mantenimiento si es necesario.	18 meses	N/A	N/A	---	N/A	---
REPOSICIÓN DEL AGENTE DESHIDRATANTE. Revisar el color de la sílica gel y cambiar si ya se ha deteriorado por completo.	15 meses	N/A	N/A	---	N/A	---
INSTRUMENTACIÓN VÁLVULA SP. Revise el estado de los empaques y replácelos si es necesario. Revise las borneras y al instalar ajuste todas las conexiones.	10 meses	N/A	N/A	---	N/A	---
INSTRUMENTACIÓN VÁLVULA SP. Revise el estado de los resortes. Realice los ajustes necesarios.	18 meses	N/A	N/A	---	N/A	---
INSTRUMENTACIÓN VÁLVULA SP. Simule presión en la cuba del transformador, utilizando un gas inerte. Aplique Nitrógeno progresivamente y verifique: Presión de alivio y Presión de disparo. Revise el cierre de los contactos y realice los ajustes necesarios.	18 meses	N/A	N/A	---	N/A	---
INSTRUMENTACIÓN VÁLVULA SP. Revise el Reset, el estado del indicador de disparo y las alarmas.	18 meses	N/A	N/A	---	N/A	---

Cuadro 6.1: Tabla de Resumen de la Hoja de Decisión pág 2

RUTINA VENTILADORES. Verificar que todas las piezas se encuentren debidamente ajustadas.	6 meses	---	1 año	15 meses	Departamento de Mantenimiento Eléctrico
RUTINA VENTILADORES: revisar y realizar pruebas eléctricas a los motores de los ventiladores. Comprobar que operan bajo los parámetros requeridos por el transformador. Hacer la reparación necesaria.	6 meses	---	1 año	15 meses	Departamento de Mantenimiento Eléctrico
RUTINA VENTILADORES: retire el polvo, las impurezas y los agentes extraños presentes dentro y fuera del equipo.	6 meses	---	1 año	---	Departamento de Mantenimiento Eléctrico
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL AISLADOR. Realice la prueba según los lineamientos de la norma correspondiente. A partir de los resultados se puede determinar la magnitud del daño del aislador y programar una rutina para su replazo.	15 meses	18 meses	18 meses	2 años	Inspecciones Eléctricas
TTR. Se aplica según la norma. Verifique que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap están dentro de la tolerancia permitida y que no hayan espiras cortocircuitadas. Si es así programe una rutina para sus correctivos.	2 años	---	2 años	---	Inspecciones Eléctricas
ANÁLISIS DE METALES DISUELTOS. Tome la muestra y envíela al laboratorio para su estudio. Verifique si hay presencia de metales asociados a los taps (Fe, Cu o Al). Si la cantidad es peligrosa debe programar un Filtrado del Aceite.	2 años	---	2 años	---	Laboratorio
INSTRUMENTACIÓN TEMP DEV. Realizar pruebas de correcta indicación con termómetro patrón. Verificar que el instrumento esté en buenas condiciones de operación. Limpiar impurezas y humedad. Corregir fugas en los sellos si las hay. Ajuste adecuadamente.	1 año	---	N/A	---	Instrumentación
INSTRUMENTACIÓN TEMP DEV. Realizar las diferentes pruebas para verificar sensado, disparo por alta temperatura y reset. Reajustar los setting (tablas de calibración del fabricante) si es necesario. Revisar alarmas de temperatura y bormes multilín.	1 año	---	N/A	---	Instrumentación

Cuadro 6.2: Tabla de Resumen de la Hoja de Decisión pág 3

INSTRUMENTACIÓN TEMP ACEITE. Realizar pruebas de correcta indicación con termómetro patrón. Verificar que el instrumento esté en buenas condiciones de operación. Limpiar impurezas y humedad. Corrija fugas en los sellos si las hay. Ajuste adecuadamente.	1 año	---	15 meses	---	Instrumentación
INSTRUMENTACIÓN TEMP ACEITE. Realizar las diferentes pruebas para verificar sensado, disparo por alta temperatura y reset. Reajustar si es necesario los setting. Verificar repetibilidad en el instrumento. Revisar alarmas de temperatura y bornes multilín.	1 año	---	15 meses	---	Instrumentación
INSTRUMENTACIÓN NIVEL ACEITE. Revisar el nivel correcto del aceite en el transformador. Verificar que el instrumento de visualización (reloj) está en buenas condiciones de operación.	1 año	---	15 meses	---	Instrumentación
INSTRUMENTACIÓN NIVEL ACEITE. Revisar el estado del flotador. Cambiarlo si es necesario. Revise los contactos de alarma y corrija si es necesario. Revise fugas de aceite y elimínelas. Ajuste los tornillos adecuadamente.	1 año	---	15 meses	---	Instrumentación
INSTRUMENTACIÓN RELE PSUB. Revisar que el equipo se encuentre en óptimas condiciones operativas. Realice pruebas de Alarma/disparo para comprobar que el elemento actúa correctamente ante la sobrepresión.	N/A	---	15 meses	---	Instrumentación
INSTRUMENTACIÓN RELE PSUB. Revisar el estado físico y dimensional del instrumento. Verifique el cierre de los contactos para un valor de presión de prueba.	N/A	---	15 meses	---	Instrumentación
INSTRUMENTACIÓN RELE SP. Simular una presión de prueba hasta que el elemento actúe. Ajuste el setting si es necesario. Verifique el reset y las alarmas. Verifique repetibilidad del instrumento.	N/A	---	15 meses	---	Instrumentación
INSTRUMENTACIÓN RELE SP. Revisar que el equipo se encuentre en óptimas condiciones operativas. Realice pruebas de Alarma/disparo para comprobar que el elemento actúa correctamente ante la sobrepresión.	N/A	---	15 meses	---	Instrumentación
INSTRUMENTACIÓN RELÉ SP. Valorar el mecanismo evacuador de los	N/A	---	15	---	Instrumentación

Cuadro 6.3: Tabla de Resumen de la Hoja de Decisión pág 4

gases y aplicar las pruebas correspondientes para certificar su continuidad operativa.					meses		
INSTRUMENTACIÓN RELÉ SP. De acuerdo a las pruebas y a las tablas de calibración del fabricante verifique si el setting se encuentra bien definido. De no ser así, ajústelo.	N/A	---	15 meses	---	15 meses	---	Instrumentación
RUTINA GENERAL. Verificar nivel de aceite del equipo y programar una rutina para agregar aceite si es necesario. Debe ser aceite con idénticas características.	1 año	15 meses	2 años	---	2 años	---	Departamento de Mantenimiento Eléctrico
RUTINA GENERAL. Se debe ajustar toda la tornillería externa (válvulas, radiadores, bujes y en general todas las juntas)	6 meses	18 meses	1 año	2 años	1 año	2 años	Departamento de Mantenimiento Eléctrico
RUTINA GENERAL. Se debe hacer una revisión general al tanque para encontrar fisuras y/o huecos y proceder a su reparación.	3 años	---	3,5 años	---	3,5 años	---	Departamento de Mantenimiento Eléctrico
RUTINA GENERAL. Se debe hacer una revisión general al tanque para encontrar puntos de corrosión y proceder a su reparación.	2 años	---	3 años	---	3 años	---	Departamento de Mantenimiento Eléctrico
RUTINA GENERAL. Revisar el estado de la pintura del tanque y radiadores y si es necesario programe una rutina para reacondicionarla.	3 años	---	4 años	---	4 años	---	Departamento de Mantenimiento Eléctrico
RUTINA GENERAL. Limpieza de los aisladores pasatapas o bujes con los usando los implementos adecuados. El equipo debe estar desconectado.	18 meses	---	18 meses	---	18 meses	---	Departamento de Mantenimiento Eléctrico
RUTINA GENERAL. Revisión minuciosa del estado del spaghetti. Si es necesario debe ser reemplazado.	2 años	---	3 años	---	3 años	---	Departamento de Mantenimiento Eléctrico

Cuadro 6.4: Tabla de Resumen de la Hoja de Decisión pág 5

El programa de mantenimiento mostrado en estas cinco páginas es solo el paso siguiente a los resultados de la metodología, donde se pretende dar un orden a la gran cantidad de información que se obtiene al final del proceso. Las frecuencias no han sufrido ninguna modificación.

El siguiente paso que se debe dar es la elaboración del calendario de mantenimiento, considerando la mano de obra y equipos disponibles. En este punto es posible organizar grupos de tareas sin alterar notablemente las frecuencias descritas en el documento final de la metodología. Ésto con el fin de reducir costos y evitar sacar el equipo de operación muy seguido.

Sobre las tareas mencionadas se aclara:

- Para todas las tareas mencionadas existen protocolos o normas guía que indican cómo se deben aplicar las pruebas e interpretar resultados. Consulte la Tabla 4.3 para mayor información sobre dichas normas.
- En el capítulo 4 de este documento y el proyecto de grado mencionado anteriormente (subsección 4.3.1) “Sistema de Pruebas en Transformadores de Potencia” de los Ingenieros Electricistas Ana M. Hernández y Nelson Martínez, dirigida por el Doctor Hermann Raul Vargas Torres se encuentra amplio contenido sobre las pruebas y por ello el detalle en las tablas anteriores no es mayor.

Las tablas 6.1 a 6.5 muestran paralelamente los resultados para los dos equipos en estudio, con el fin de notar las diferencias en las rutinas generadas.

Se puede evidenciar que aún cuando la función de los dos equipos dentro del sistema de potencia es equivalente y el contexto operacional es similar, sus programas de mantenimiento son diferentes. Esto se debe a que RCM personaliza las rutinas y recurre a eventos específicos de la historia del equipo para tomar las decisiones.

Siendo mas concretos, difícilmente se encontrarán dos equipos con programas de mantenimiento completamente idénticos si sus rutinas se han definido a partir de un Proceso RCM.

Capítulo 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

- Se realizó un extenso estudio para conocer la metodología RCM y aplicarla adecuadamente en el mantenimiento de equipo eléctrico.
- Se estudió con gran detalle el Transformador de Potencia a nivel "constructivo" y las pruebas aplicadas durante las rutinas de mantenimiento, lo cual quedó plasmado en el presente documento.
- Se realizó un AMFE completo de los subsistemas de los equipos seleccionados, identificando sus funciones, fallas, modos de falla y efectos. Este análisis permitió a la autora visualizar de modo más amplio y detallado la operación del Transformador de Potencia y de cada una de sus partes individualmente.
- Se elaboró una herramienta informática de fácil uso, que permite aplicar de forma acotada la Metodología RCM II a los Transformadores seleccionados . La herramienta permite además:
 1. Hacer reportes de nuevos eventos que se presenten (fallas o alertas) usando el esquema de la Hoja de Información.
 2. Actualizar constantemente la base de datos y controlar los resultados del plan de mantenimiento elaborado a partir de la aplicación de RCM II.
 3. Visualizar gráficamente el comportamiento de las fallas, los modos de falla y los efectos reportados en el módulo de eventos durante determinados períodos de tiempo.

- Se aplicó la metodología RCM a los dos Transformadores de Potencia y a partir de los resultados se generó un plan de mantenimiento inicial para cada uno. Se verificó que aún siendo equipos similares, sus planes de mantenimiento varían levemente debido a que el contexto operacional y el desgaste por la carga de trabajo de cada uno es diferente. De este modo se confirma la necesidad de aplicar RCM individualmente a los equipos, y no homologar ningún plan de mantenimiento aún cuando las características sean idénticas.
- Se verifica que la aplicación de RCM II no requiere de un extenso historial de fallas sino de la recopilación de información adecuada y la cooperación y participación activa de los miembros que componen el grupo de trabajo.
- De igual modo, parte importante del éxito de RCM es la correcta capacitación de todos los miembros del grupo de trabajo y personal involucrado en el tema.
- Se evidencia la priorización a la protección de la vida e integridad humana y el medio ambiente que se consigue con la aplicación de RCM II. Este es un tema en el que las empresas invierten gran cantidad de dinero y esfuerzos; RCM hace que la inversión sea menor ya que no permite que se acepte en ningún momento el riesgo.
- Se evidencia la reducción de tareas innecesarias y adecuación de frecuencias, no porque fueran incorrectas, sino porque no se conseguían resultados positivos con su aplicación.

7.2. RECOMENDACIONES

- Ampliar el campo de aplicación de la metodología a otros equipos importantes dentro del Sistema Eléctrico como son Unidades de Generación, Interruptores de Potencia, Equipos de Medición, Transformadores de Distribución, etc.
- De igual modo se recomienda ampliar la cobertura de la herramienta, diseñando los módulos para dichos equipos.
- Se recomienda migrar el manejo de la información de la herramienta desde Microsoft Access hacia un motor de base de datos más robusto y que permita mayor seguridad y confiabilidad de los datos utilizados en la aplicación de la metodología RCM.
- Elaborar documentos individuales que describan detalladamente la forma de ejecución de las pruebas, y si es posible, crear un módulo en la herramienta para su archivo.

Bibliografía

- [1] ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Curso de Transformadores y Motores de Inducción. 4 ed. México: Limusa, 2006. 576 p.
- [2] ———. El ABC de las Máquinas Eléctricas: Transformadores. México: Limusa, 2004. 309 p.
- [3] ———. El Libro Práctico de los Generadores, Transformadores y Motores Eléctricos. México: Limusa, 2004. 252 p.
- [4] ———. Manual de Equipos Eléctricos. México: Limusa, 2008. 542 p.
- [5] GILL, A.S. Electrical Equipment Testing and Maintenance. 2 ed. Reston, 1982. 480 p.
- [6] HORNING, Mike, *et al.* Guía para el Mantenimiento del Transformador. 3 ed. TMI, División de S.D. Myers, Inc. 2004. 492 p.
- [7] MOUBRAY, Jhon. Reliability-Centred Maintenance II. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. ed en español. Aladon LLC: Carolina del Norte, 2004. 432 p.
- [8] ———. Varios tipos de RCM?. ed en español. Soporte y Cía Ltda. 13 p.
- [9] PÉREZ, Pedro Avelino. Transformadores de Distribución. Teoría, cálculo, construcción y pruebas. 2 ed. México: Reverté, 2001. 245 p.
- [10] PÉREZ JARAMILLO, Carlos Mario. RCM-Casos de éxito y sus factores clave. Soporte y Cía Ltda. 18 p.
- [11] REGAN, Nancy. La Aviación Naval de los Estados Unidos implementa el RCM. ed en español. Soporte y Cía Ltda. 15 p.
- [12] VARGAS, Hermann Raul. HERNÁNDEZ, Ana María. MARTÍNEZ, Nelson. Sistema de pruebas en Transformadores de Potencia. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. 104 p.

Bibliografía

- [13] ABB. Manual de Usuario. Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia.
Rev 1. 2007. 20 p.

Apéndice A

APÉNDICE A. Manual del Usuario

A.1. INTRODUCCIÓN

RCM II es una herramienta informática desarrollada en Access 2007 y cuyo fin es el soporte en la aplicación de la metodología RCM ó Mantenimiento Centrado en Confiabilidad a determinados Transformadores de Potencia.

La herramienta se ha diseñado para que cumpla con tres objetivos específicos: (Ver figura A.1)

1. Facilitar la aplicación de la Metodología RCM en un equipo completo.
2. Aprovechar la base de datos existente para hacer el reporte de nuevos eventos que se presenten.
3. Permitir la gráfica de tendencias a partir del acumulado de eventos reportados.

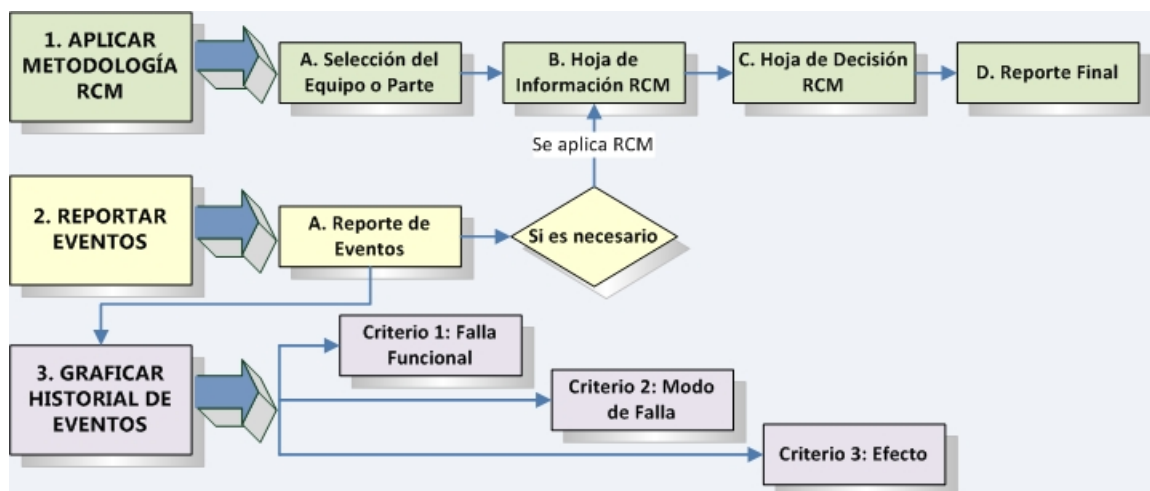


Figura A.1: Funciones de la Herramienta

A.2. REQUERIMIENTOS

La herramienta ha sido elaborada en Access 2007 y por tanto el único requerimiento importante es que el equipo tenga instalado el paquete de Microsoft Office 2007.

En caso de tener instalado aún el paquete Office 2003 instale en su equipo la *Actualización de Compatibilidad para Sistemas de Microsoft Office 2007*, que puede descargar gratuitamente de la pagina oficial del Microsoft.

A.3. INICIANDO LA HERRAMIENTA

Se accede a la herramienta como a cualquier otro archivo de Microsoft Office: copiando el archivo en la ubicación elegida en el equipo y dando doble clic sobre él.

Una vez abierto debe habilitar su contenido de la siguiente manera:

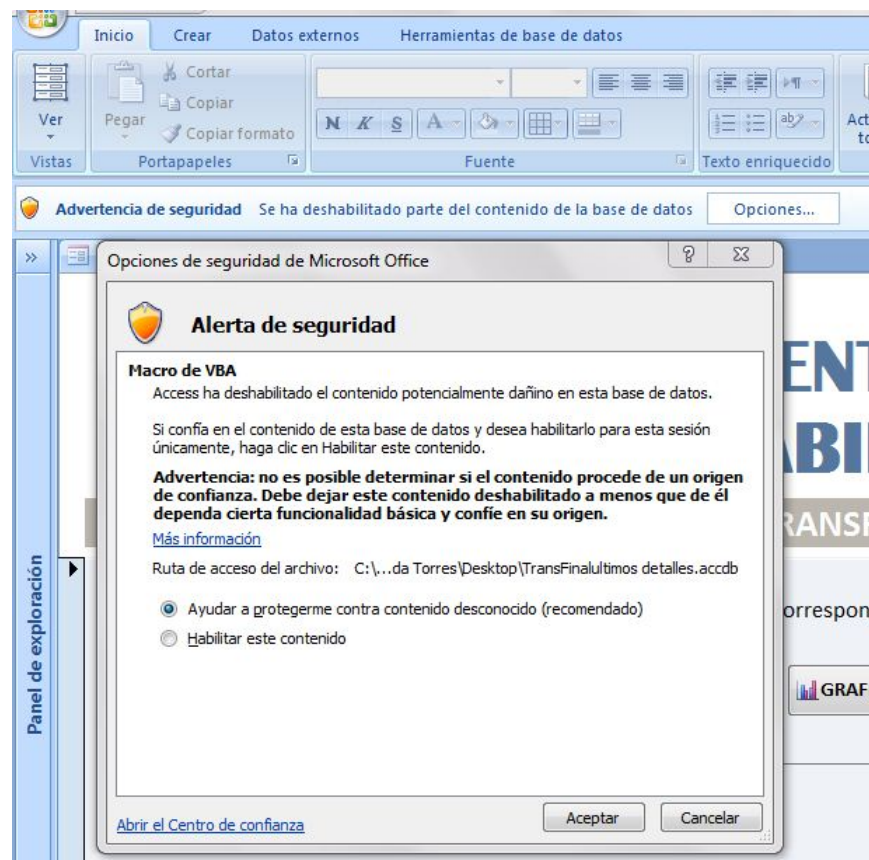


Figura A.2: Habilitando el contenido del archivo

1. Clic en el botón Opciones de la "Advertencia de Seguridad"

2. Clic en "Habilitar este contenido" y luego Aceptar.

Ahora ya está listo para que haga uso de la herramienta.

A.4. ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA

Para cumplir con los objetivos la herramienta se ha dividido en cinco módulos principales, a los cuales se puede acceder desde el menú Inicio, y son:



Figura A.3: Menú Inicio

Las tres primeras opciones permiten cumplir respectivamente con los tres objetivos mencionados. La cuarta opción corresponde a la ayuda, la cual se recomienda revisar antes de iniciar cualquier análisis y la quinta opción es un complemento que permite la edición de nuestra "base de datos".

A.4.1. "APLICAR Metodología RCM"

Cada transformador se considera como un conjunto de SUBSISTEMAS ó PARTES y para cada una de ellas hay una HOJA DE INFORMACIÓN.

La HOJA DE INFORMACIÓN almacena todas las **Funciones** del subsistema, sus respectivas **Fallas Funcionales**, todos los posibles **Modos de Falla** y **Efectos**, y cada uno de ellos se encuentra identificado con un número.

Para acceder a cada HOJA DE INFORMACIÓN se selecciona el equipo en el Menú Inicio, y luego se da clic en el botón correspondiente al subsistema deseado. Ver figura A.4

Una vez se ha generado la Hoja de Información correspondiente, es posible acceder a la etapa de Decisión, haciendo clic en el botón "Decisión RCM" ubicado en el centro superior de cada informe. Este enlace nos llevará a un nuevo formulario llamado PROCESO DE DECISIÓN DE RCM.

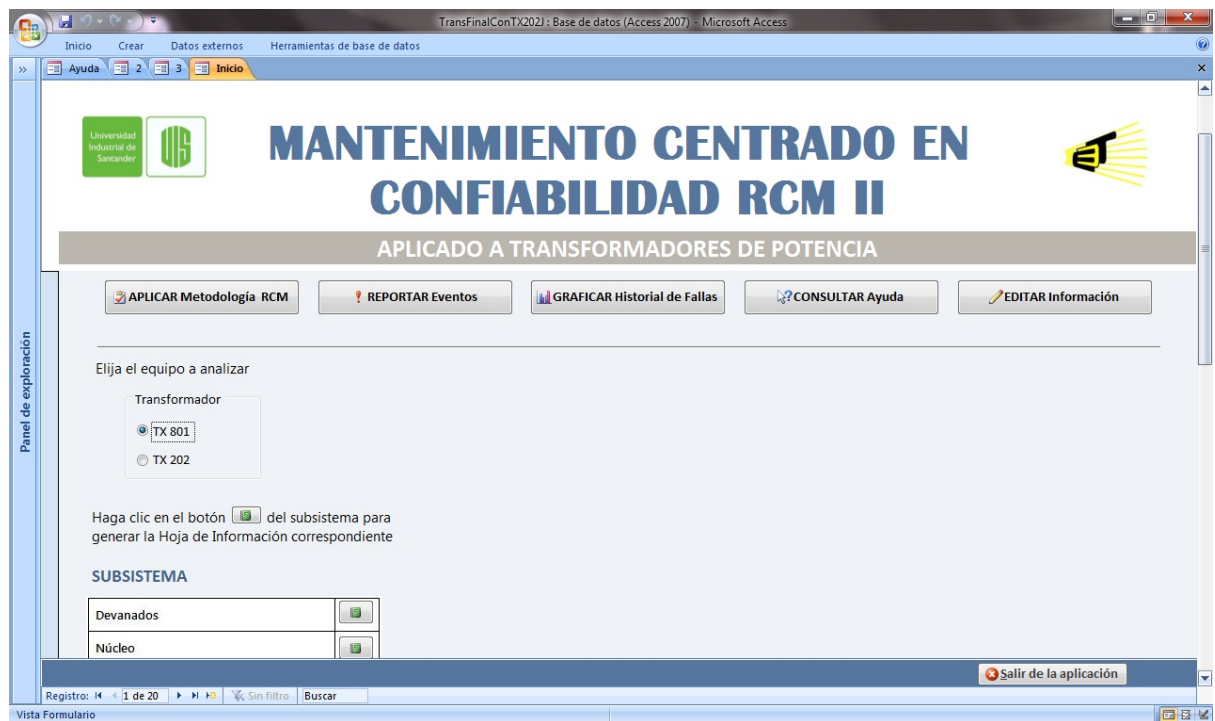


Figura A.4: Menú Inicio

■ PASO 1

El nuevo formulario almacena automáticamente los datos de identificación del equipo y el subsistema desde el cual se ha hecho el enlace, al igual que las direcciones de los posibles modos de falla a analizar en cada caso. Como el análisis de los Modos de Falla se hace en forma individual, se le solicita al usuario que digite la dirección de uno de ellos y proceda con el análisis. Para recordar el texto alusivo a cada una de las direcciones de los modos de falla puede volver a la Hoja de Información correspondiente dando clic en el botón "Verificar Modo de Falla".

■ PASO 2

En esta parte se encuentra la secuencia de preguntas correspondientes al Diagrama de Decisión RCM. Se recomienda consultar la Opción 3 de la Ayuda para conocer algunas indicaciones al respecto.

■ PASO 3

Una vez se ha definido la Clase de Tarea recomendada para cada modo de falla se debe ir al final del formulario (PASO 3) y registrar los datos que se enviarán al Informe Final:

- **FECHA DE ANÁLISIS DEL MODO DE FALLA:** Corresponde a la fecha de realización del análisis RCM. Siempre es útil conocer la fecha de determinación y asignación de las tareas a realizar en el equipo.
- **RESULTADOS:** Se debe seleccionar de la lista desplegable la recomendación obtenida en el PASO 2.

Se hace una recomendación especial en el caso de que la respuesta implique los términos: "Ningún mantenimiento proactivo" ó "Ningún mantenimiento programado". Tenga cuidado en no confundirlos a la hora de hacer el reporte. PROACTIVO hace alusión únicamente a Tareas Proactivas, mientras que PROGRAMADO, además de éstas, incluye las tareas de Búsqueda de Fallas que son Tareas "a falta de".

- **DESCRIPCIÓN DE LA RUTINA:** No es suficiente determinar la "clase" de tarea a realizar. Se debe dar un nombre específico y una descripción breve y clara. Por ejemplo, en el caso del aceite, no es suficiente hablar de una Tarea de Reacondicionamiento Cíclico. Debemos decir a cual Tarea de Reacondicionamiento Cíclico hacemos alusión y describirla brevemente en esta casilla. Se recomienda que la descripción de la tarea sea ampliada en un documento individual para ser entregado al responsable de su ejecución. Éstas decisiones y descripciones deben ser hechas por personal experto en el tema, e involucrado en el tema de RCM.
- **INTERVALO INICIAL:** Corresponde a la frecuencia de ejecución de la tarea. Este intervalo se define según las recomendaciones de RCM y debe ser aprobado por el personal experto en el tema. Esta es una de las decisiones más importantes y por ello requiere un análisis adecuado.
- **RESPONSABLE:** Se debe asignar un responsable de la ejecución de la Tarea. Puede tratarse de un nombre específico, un cargo, un departamento o una empresa, si se trata de un contratista. Esta asignación se hace dependiendo de la organización jerárquica de la empresa.

A.4.1.1. El Informe Final

El Informe Final es el documento que contiene los resultados de la aplicación de la metodología. Una vez aplicada la metodología este documento se convierte en la base para la elaboración del nuevo calendario de mantenimiento. Cualquier modificación que se desee hacer sobre él debe ser consultada y aprobada por el equipo de RCM.

A.4.2. "REPORTAR Eventos"

Esta opción permite reportar nuevos eventos (fallas) que se presenten, utilizando la base de datos existente y el esquema de la Hoja de Información.

Una vez se accede al módulo REPORTE DE EVENTOS, se debe generar un nuevo registro, como se muestra en la figura A.5

The screenshot shows the 'REPORTE DE EVENTOS' interface. The form fields are as follows:

Evento #:	<input type="text"/>
Fecha:	14/12/2009
Transformador:	TX202
Subsistema:	Aceite
Función:	Permitir el aislamiento eléctrico entre partes activas
Falla Funcional:	No actúa como dieléctrico o partes activas
Modo Falla:	Por pérdida de la rigidez o deterioro (lodos, humedad)
Efecto 1:	Aumento en la vibración y/o vibración anormal
Efecto 2:	<input type="text"/>
Efecto 3:	<input type="text"/>

Buttons at the bottom: Inicio, Menú de Ayuda, Aplicar RCM, Agregar Información.

Figura A.5: Cómo generar un nuevo registro

El nuevo registro viene con todos los campos en blanco, listos para ser editados según corresponda. El único campo que no se debe editar es el primero: "Evento#", ya que éste es un consecutivo que se genera automáticamente.

Para que el reporte del evento sea exitoso se debe respetar el orden de los campos. Es decir, primero se elige la fecha, luego el transformador, luego el subsistema, y así sucesivamente. Si no se hace en el orden establecido, las opciones no serán visibles en las listas desplegables.

- **FECHA:** La única forma de insertar la fecha en el reporte es haciendo uso del botón "calendario" que se muestra a la derecha, al hacer clic en el campo "Fecha".
- **TRANSFORMADOR, SUBSISTEMA, FUNCIÓN, FALLA FUNCIONAL Y MODO DE FALLA:** Para cada una de estas opciones hay una lista desplegable, de donde se puede seleccionar la opción que corresponde al transformador, subsistema, función, falla funcional y modo de falla respectivamente. En cada caso solo es posible elegir una opción a la vez. Si se desea reportar, por ejemplo, más de un modo de falla para una misma falla se debe hacer en otro registro.

Es importante tener en cuenta que una vez se seleccione un equipo, el siguiente ítem que es el subsistema carga por defecto con la primer opción que es el "Aceite". Sin embargo dicha selección no es confiable, por ello, si la opción que deseamos es precisamente "Aceite", no basta con esta carga automática. Es necesario desplegar la lista y seleccionar la opción "Aceite", para que la siguiente variable que es "Función" cargue las opciones correctas. La misma recomendación se debe tener en cuenta para los siguientes casos (Función, Falla Funcional y Modo de Falla).

- **EFEECTO 1,...,10:** En caso de una falla es probable que se presente más de un efecto. Es por eso que el módulo permite reportar hasta 10 efectos del mismo evento.

Al igual que en los casos anteriores lo que debe hacerse es elegir la opción de la lista desplegable. Si el número de efectos es menor a 10, use sólo los campos necesarios y los demás déjelos en blanco (no haga nada con ellos).

A.4.2.1. Edición de Reportes Anteriores

Es posible editar cualquier registro anterior. La única recomendación es que deben cargarse nuevamente todos los datos. Esto es, desde el Transformador en adelante (aún si son los mismos). Ésto para garantizar que las opciones de cada lista desplegable sean las correctas. Ver un breve ejemplo en la figura A.6.

REGISTRO ANTERIOR	SE QUIERE EDITAR DE MODO QUE QUEDE ASÍ
Evento #: 1	Evento #: 1
Fecha: 14/12/2009	Fecha: 14/12/2009
Transformador: TX202	Transformador: TX202
Subsistema: Aceite	Subsistema: Aceite
Función: Permitir la transferencia de calor	Función: Permitir la transferencia de calor
Falla Funcional: No permite la transferencia adecuada de calor	Falla Funcional: No permite la transferencia adecuada de calor
Modo Falla: Por nivel bajo de aceite	Modo Falla: Por taponamiento del sistema de radiación de calor (por presencia de lodos)
Efecto 1: Aumento en el nivel de ruido y/o presencia de ruidos anormales	Efecto 1: Sobrepresión debido al aumento de gases

Sólo se va a cambiar el Modo de Falla y es posible que también los efectos cambien. Para que los efectos correspondientes al nuevo Modo de Falla se carguen adecuadamente, debe hacerse el registro desde el inicio. Es decir, se debe volver a seleccionar en su orden: Transformador → TX202; Subsistema → Aceite; Función → Permitir la transferencia de calor; Falla → No permite....calor; y **ahora sí** se selecciona el Modo de Falla deseado.

Figura A.6: Edición de Reportes Anteriores

Finalmente, si la situación que se presentó no alcanza a ser descrita con la información existente, se deben agregar los nuevos datos a la base de datos. Si ya se ha empezado el reporte

se recomienda eliminarlo y agregar la información faltante primero. Luego de ello si se hará el reporte.

Las indicaciones para este procedimiento se encuentran detalladas en la Opción 7 de la Ayuda y en el numeral A.4.5 de este manual.

A.4.3. "GRAFICAR Historial de Fallas"

Esta opción de la herramienta permite visualizar el comportamiento de determinado Parámetro a lo largo de un período de tiempo. Dicho parámetro puede ser:

1. Falla(s)
2. Modo(s) de Falla
3. Efecto(s)

Para acceder a cada una de las gráficas lo único que debe hacer es dar clic en el Parámetro que desea graficar, luego de haber seleccionado la Opción "GRAFICAR HISTORIAL DE FALLAS" en el Menú Inicio.

■ OPCIÓN 1: PARÁMETRO "FALLA FUNCIONAL"

Esta gráfica se ha elaborado con el fin de hacer un seguimiento visual rápido a las fallas del equipo reportadas en el Módulo Eventos. En ella se muestra el **Número de Veces** que se ha presentado determinada falla durante un período de tiempo. Debido a que los gráficos son dinámicos es posible elegir:

1. Los períodos de tiempo para el análisis: Años, Trimestres ó Meses.
2. También es posible elegir Fallas individuales, un grupo de varias Fallas o incluso todas las fallas reportadas, asociadas a un subsistema de un transformador específico y visualizarlas dentro del mismo gráfico.
3. Para análisis generales donde se quiera ver una falla específica en todos los transformadores, etc.

Es decir, dentro de un mismo gráfico es posible visualizar tantas opciones como combinaciones posibles se nos ocurran de los siguientes elementos: (el botón **Transformador** está ubicado en la parte superior del gráfico y los otros dos a la derecha.)

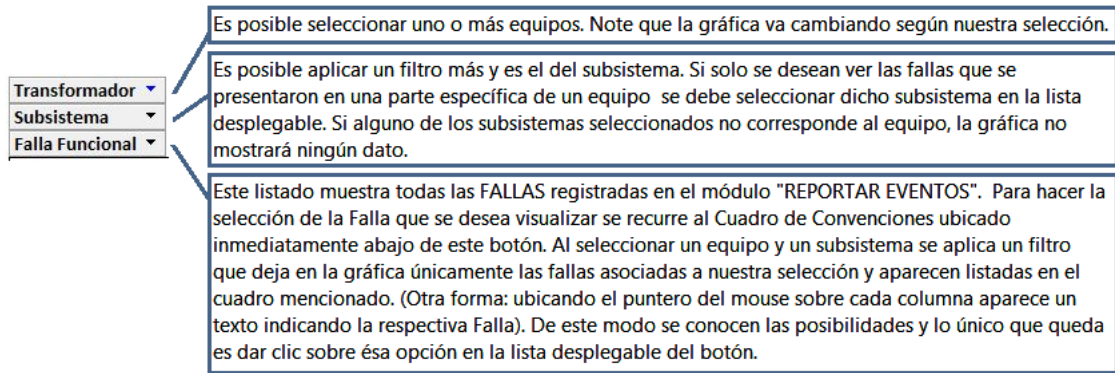


Figura A.7: Botones de Filtro de la gráfica

■ OPCIÓN 2: PARÁMETRO "MODO DE FALLA"

Para esta gráfica aplica todo lo descrito anteriormente para la Opción 1. La única diferencia es que en lugar de Fallas Funcionales, se hace alusión a los Modos de Falla. Es decir, la gráfica registra el Número de Veces que determinado subsistema de un equipo se ha visto afectado debido a un Modo de Falla específico, durante un período de tiempo.

■ OPCIÓN 3: PARÁMETRO "EFECTO"

Para esta gráfica también es válido todo lo anteriormente descrito en la Opción 1. Las únicas diferencias son: a) en lugar de Fallas Funcionales, se hace alusión a los Efectos producidos por las fallas y b) no es relevante aplicar un filtro del subsistema, ya que el efecto que se presenta es independiente de la parte del equipo afectada. En algunos casos el efecto indica por sí solo donde se presenta. Es decir, la gráfica registra el Número de Veces que se ha presentado un determinado Efecto en un equipo luego de una falla, durante un período de tiempo.

A.4.3.1. Opciones de los Gráficos Dinámicos

La figura A.8 muestra algunos botones importantes para personalizar los gráficos según el gusto o necesidad. Para empezar se debe acceder a la pestaña "Diseño" (opción J de la figura A.8). A continuación amplía el detalle de estos botones:

- **A:** dando clic en este botón se oculta/muestra el cuadro de convenciones
- **B:** Cuadro de Convenciones: contiene los textos de las funciones, modos de falla y efectos a los que hace alusión cada color en el gráfico

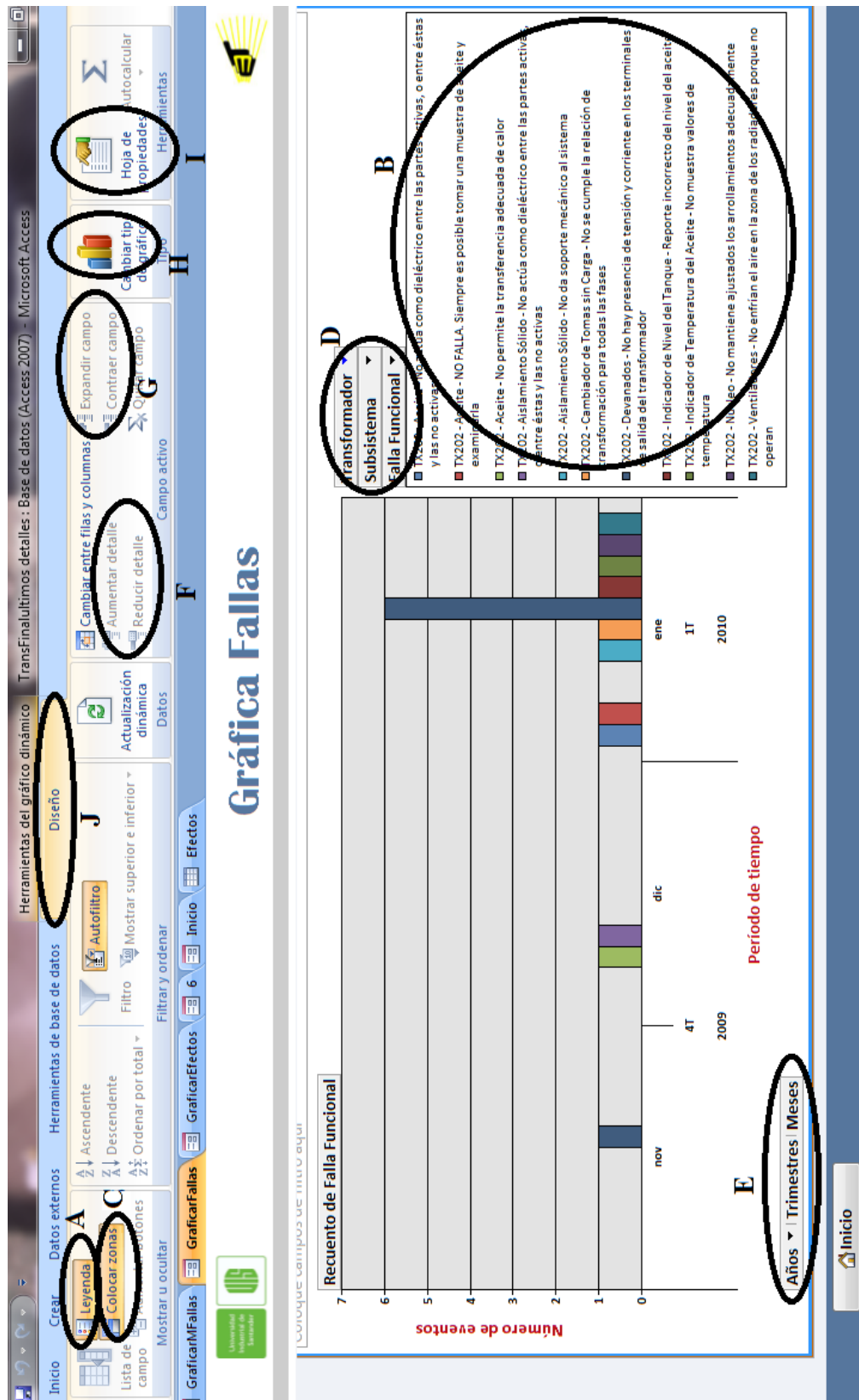


Figura A.8: Personalizando el gráfico

- **C**: dando clic en este botón se ocultan/muestran los botones de las zonas D y E.
- **D**: a través de estos botones se elige el parámetro que se desea graficar.
- **E**: a través de estos botones se elige el período de tiempo que se desea visualizar en el gráfico.
- **F**: botones Aumentar detalle/Reducir detalle: estos botones se activan al seleccionar cualquier columna del gráfico. Permiten acercar/alejar la zona de la columna elegida.
- **G**: botones Expandir campo/Contraer campo: estos botones se activan al seleccionar cualquier columna del gráfico y los botones inferiores correspondientes al período de tiempo. El primero permite obtener más detalle descomponiendo la información que representa en períodos de tiempo menores al actual. (días, horas, minutos, segundos). El segundo cumple con la función inversa, agrupando los datos.
- **H**: este botón permite cambiar la vista de la gráfica. Es posible seleccionar diferentes formas: columnas, barras, líneas, etc y vistas en 2D y 3D.
- **I**: este botón permite configurar las propiedades de las diferentes zonas del gráfico (ejes, columnas del gráfico, marco exterior, etc). Lo único que debe hacer es dar clic sobre la zona elegida y luego clic en el botón HOJA DE PROPIEDADES.



Figura A.9: Diferencia entre filtros y series

- **K**: en esta franja se pueden ubicar los parámetros a los cuales se les desee aplicar un filtro para una mejor visualización de los resultados. Debe distinguirse entre ubicar los parámetros en esta barra (filtros) o en la parte derecha señalada con la letra **D** (series). Los filtros sobre un parámetro, por ejemplo "Transformador" permiten mostrar en el gráfico la información asociada únicamente a ese transformador. Si se selecciona a la vez más de un equipo, el gráfico mostrará los totales o suma de todos los eventos asociados

a los equipos seleccionados. Pero sobre el gráfico no será posible identificar los datos individuales a cada equipo. Las series por su parte permiten una visualización paralela de los datos correspondientes a un mismo parámetro. Por ejemplo, si se deja "Transformador" en el sector de las series y se selecciona más de un equipo a la vez, en el gráfico se visualizarán por separado los datos correspondientes a cada equipo permitiendo hacer una comparación entre los resultados. Estas diferencias es posible notarlas más adelante en los ejemplos.

Para mover cada parámetro entre el sector de los filtros y el de las series simplemente arrástrelos desde su ubicación inicial a su ubicación final, y suelte el clic del mouse cuando aparezca una barra azul que indica su nueva posición.

- **L:** Recuento de Falla Funcional/Modo de Falla/Efectos: significa que el gráfico está mostrando el conteo de veces que ocurre un evento de cada una de estas categorías. A cada categoría le corresponde una lista titulada con igual nombre (Falla Funcional, Modo Falla ó Efectos), ubicada por defecto en el sector de las *series* y del cual es posible seleccionar uno o más parámetros para ser graficado.

A.4.3.2. Ejemplos

Las figuras A.10 y A.11 muestran un par de ejemplos útiles para aclarar la diferencia entre *filtros* y *series*.

▪ Ejemplo 1

Para la figura A.10 se ha decidido graficar el número de veces que ha ocurrido la falla funcional "*No actúa como dieléctrico entre las partes activas, o entre éstas y las no activas*" entre los años 2005 y 2009, para los dos transformadores existentes. A): Ubicando la categoría "Transformador" en el sector de las series se asigna a cada equipo un color diferente, siendo posible hacer una comparación entre los resultados. Las convenciones indican en su orden: color-equipo-subsistema-falla funcional. Esto debido a que todas estas categorías están ubicadas como series. Si una de estas categorías se pasa al sector de los filtros, desaparecerá la información asociada de la convención, pero aparecerá junto a la pestaña de la categoría, como se ve en la parte B) de la figura. En dicho caso, la categoría "Transformador" se ha ubicado en el área de filtros. Si se eligen los dos equipos de estudio, la gráfica mostrará la sumatoria de veces que la falla "*No actúa como dieléctrico entre las partes activas, o entre éstas y las no activas*" se ha presentado para el total de equipos seleccionados. Pero no es posible determinar las cantidades individuales para cada equipo.

Vale la pena aclarar que las diferencias son notorias cuando se va a analizar más de un elemento de las listas a la vez. Si se elige un solo equipo, el resultado gráfico es el mismo

independientemente de la ubicación de la categoría "Transformador". La única diferencia se verá en el contenido de los textos del cuadro de convenciones.

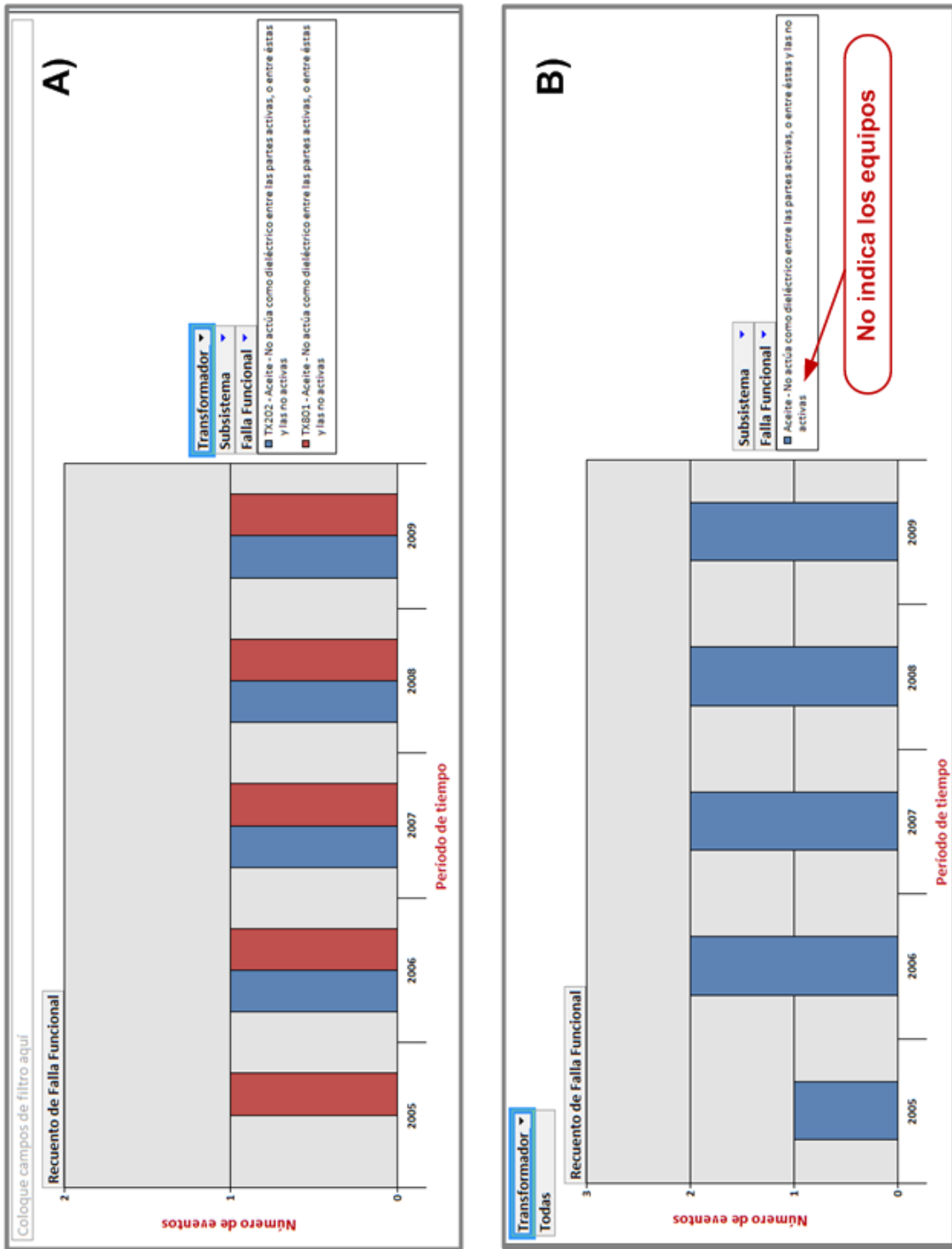


Figura A.10: Ejemplo 1: Gráfica Fallas Funcionales

▪ Ejemplo 2

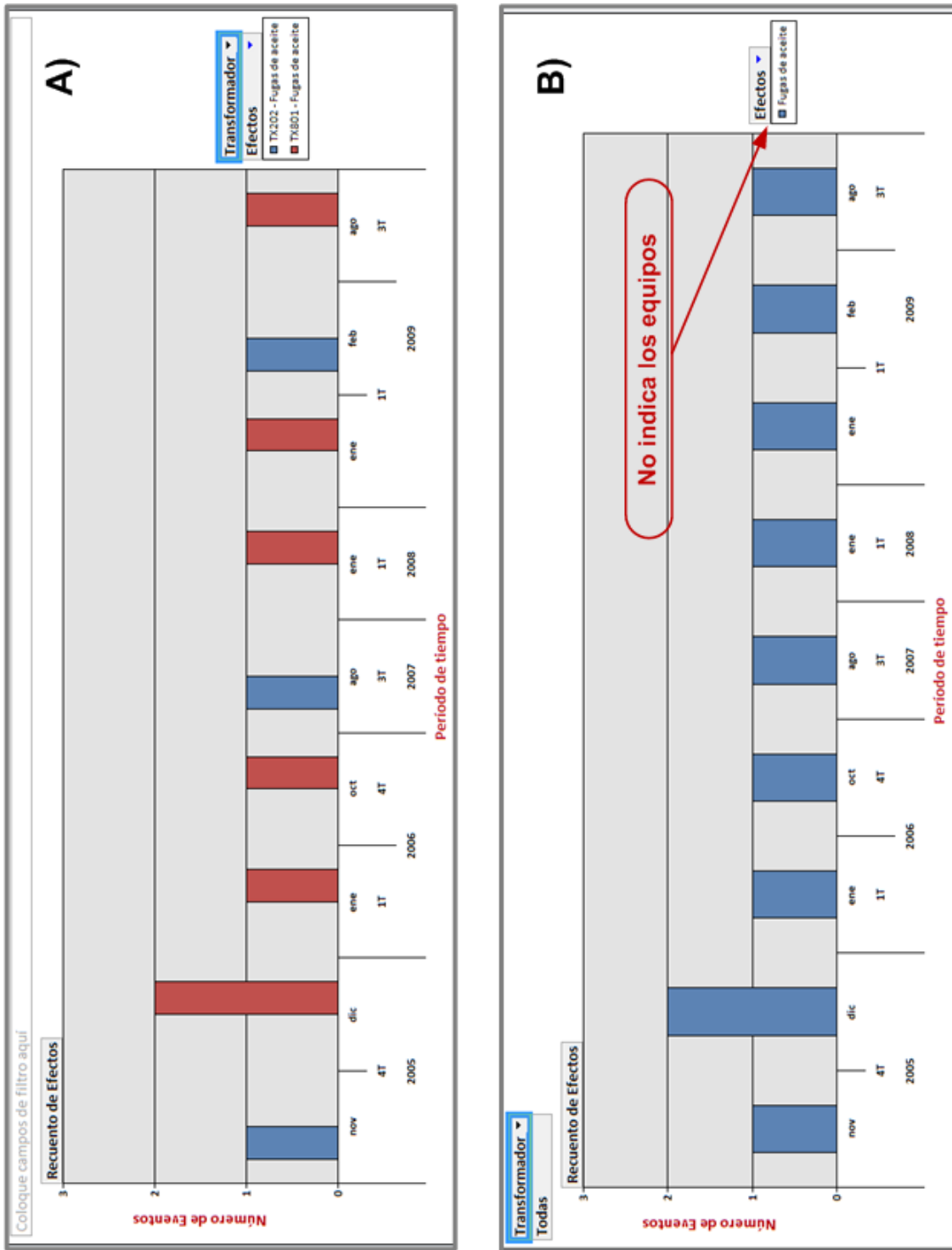


Figura A.11: Ejemplo 2: Gráfica Efectos

La figura A.11 muestra un segundo ejemplo para notar la diferencia entre filtros y series. En este caso se muestra la gráfica de *Efectos* (la gráfica de *Modos de Falla* es similar a la de *Falla Funcional*).

La principal diferencia entre este caso y el ejemplo 1 es que acá no se incluye la categoría "Subsistema" ya que no es un criterio necesario. Ésto se hace notorio en el cuadro de convenciones, donde el texto, en el caso A) incluye color-equipos-efecto y en el caso B) incluye solo color-efecto.

Este ejemplo muestra el número de veces que se ha presentado el efecto "*Fugas de aceite*" entre los años 2005 y 2009, para los dos transformadores existentes. Nuevamente se ve que en la parte A) del gráfico (series) es posible hacer una distinción entre los dos equipos, mientras que en la parte B) (filtros) se muestra la sumatoria de las veces para todos los equipos seleccionados a la vez.

A.4.4. "CONSULTAR Ayuda"

Esta opción nos lleva directamente al Menú Ayuda compuesto de 7 temas que permiten hacer más fácil el uso de la herramienta:

1. ¿Qué es RCM?
2. ¿Cómo funciona la herramienta?
3. Diagrama de Decisión RCM
4. El Informe Final
5. Opción: "Reportar Eventos"
6. Opción: "Graficar Historial de Fallas"
7. ¿Cómo editar la Base de Datos?

A.4.5. "EDITAR Información"

A través de este módulo es posible agregar información a la base de datos. Es posible agregar una o más **funciones**, **fallas funcionales**, **modos de falla** y **efectos**. No es posible agregar un equipo o un subsistema, ya que ésto requiere un extenso análisis previo y es preferible que el usuario haga la edición directamente sobre las tablas correspondientes.

Para agregar el nuevo texto lo único que debe hacerse es:

1. Verificar que efectivamente el texto alusivo a lo que desea describir no exista. Si el texto existe en el listado general, pero no aparece en la Hoja de Información o en el módulo de Reporte de Eventos, tal como usted considera que debiera ser, lo que debe hacer es crear una nueva asociación o relación, para lo cual se debe dirigir a la parte inferior del módulo "Edición de Información".
2. Si definitivamente el texto no existe, proceda a escribirlo en la línea correspondiente y luego de clic en el botón ubicado al final de la línea. De este modo la información se ha guardado y debe proceder a crear la "Relación" ó "Cadena de Asociación" en la parte inferior del módulo "Edición de Información".

A.4.5.1. Agregar Relación a la Hoja de Información

Cualquier nuevo dato que se agregue debe ser reportado también en la parte inferior del módulo, en la opción AGREGAR RELACIÓN A LA HOJA DE INFORMACIÓN RCM.

- **Una relación** es una cadena de seis números: uno para cada ítem conocido (como se muestra en la parte inferior).
- **Un identificador**, como su nombre lo indica, es un número único que se genera automáticamente e identifica cada uno de los transformadores, partes, funciones, etc dentro de la base de datos. Dicho número aparece en las listas desplegables y una vez se ingresa un nuevo dato, el número es asignado internamente y mostrado en la lista.

Para crear la relación ingrese en cada uno de los espacios el identificador correspondiente a cada uno de los textos que se desean asociar. **Ningún espacio debe dejarse en blanco.**

Aún si agregó un solo dato, por ejemplo, un Modo de Falla, dicho Modo de Falla debe llevar asociado un Transformador, un Subsistema, una Función, una Falla, y uno o más efectos.

Si una falla lleva asociada al final más de un Efecto, debe repetirse el ingreso de la relación tantas veces como el número de efectos que haya, cambiando únicamente el último identificador.

Si agregó un nuevo Modo de Falla y desea aplicarle la Metodología RCM se recomienda que vuelva al inicio, elija el subsistema para abrir la Hoja de Información, verifique la inclusión de los nuevos datos y continúe dando clic en el botón "Decisión RCM". Es decir, aplique normalmente la Metodología RCM.

A.5. BOTONES DE NAVEGACIÓN

Dentro de la herramienta hay variedad de botones que facilitan la navegación en ella. A continuación se muestra cuáles son esos botones:

EN LA BARRA DE MENÚ. (BARRA AZUL UBICADA EN LA PARTE INFERIOR DE CADA FORMULARIO)


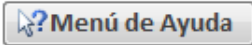


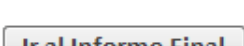
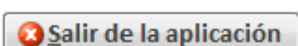
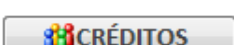
	Accede al Menú Inicio de la Herramienta
	Accede al Menú Principal de la Ayuda
	Accede al Formulario que permite Agregar Información a la base de datos
	Muestra un Informe con todos los Eventos reportados en la herramienta
	Muestra el Informe Final donde aparecen todas las tareas recomendadas según RCM
	Cierra la herramienta. Antes de ello consulta si desea guardar los cambios
	Muestra la información relacionada a los autores de la herramienta

Figura A.12: Botones ubicados en la Barra de Menú

EN ALGUNOS FORMULARIOS

	Abre el Módulo de Decisión de RCM para proceder con su aplicación
	Vuelve a la Hoja de Información respectiva. Sirve para verificar los Modos de Falla a analizar
	Envía al Informe Final los datos digitados en los espacios en blanco
	Genera el gráfico de las tareas recomendadas según la metodología RCM. Solo aparece en el Informe Final
	Asocia los 6 identificadores digitados y los envía a la Tabla de Relaciones. (En el módulo de Reportar Eventos)
	Son enlaces a los módulos 3, 5, 6 y 7 de la Ayuda
	Accede a la Hoja de Información del respectivo Subsistema
	Muestra el calendario
	Almacena los datos agregados (Función, Falla, Modo de Falla y/o Efecto) en la base de datos

Figura A.13: Botones ubicados en los Formularios

Apéndice B

APÉNDICE B. Envejecimiento del Aceite.

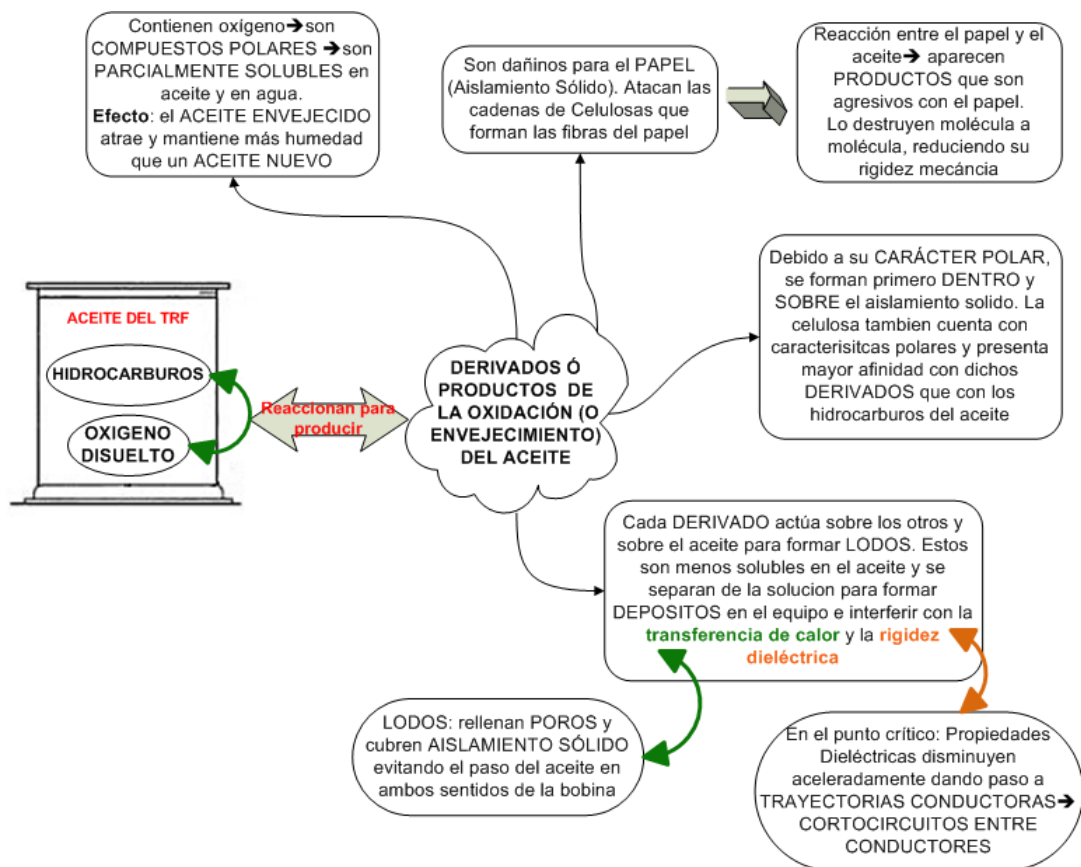


Figura B.1: Envejecimiento del Aceite
Fuente: Autor del Proyecto