

MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD EN EQUIPO
BÁSICO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

JEFFERSON DANIEL MONTAÑA JAIME

MAURICIO VELANDIA ALBARRACÍN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2014

MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD EN EQUIPO
BÁSICO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Presentado por
JEFFERSON DANIEL MONTAÑA JAIME
MAURICIO VELANDIA ALBARRACÍN

*Trabajo de grado para optar por el título de
Ingeniero Eléctricista*

Director
HERMANN RAÚL VARGAS TORRES
*Profesor Titular Universidad Industrial de Santander
Doctor Ingeniero Eléctricista*

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2014

A mis Padres, Salvador (q.e.p.d) y Blanca.

–Mauricio Velandia Albarracín

*A mis padres y familiares más allegados
que me brindaron su apoyo durante toda
mi carrera y principalmente a Dios, por per-
mitirme culminar satisfactoriamente todas
mis metas.*

–Jefferson Daniel Montaña Jaime

Agradecimientos

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

A la UIS y a la E3T por habernos abierto las puertas y permitirnos lograr este objetivo.

A nuestras familias y todas aquellas personas que nos brindaron su apoyo en los momentos más difíciles para no darnos por vencidos, gracias.

Índice general

| | |
|--|----|
| INTRODUCCIÓN | 17 |
| <hr/> | |
| 1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD | 19 |
| <hr/> | |
| 1.1. DEFINICIÓN DE RCM | 19 |
| 1.2. FUNCIONES | 20 |
| 1.2.1. Estándares de Funcionamiento | 20 |
| 1.2.2. Contexto operacional | 21 |
| 1.3. FALLAS FUNCIONALES | 21 |
| 1.4. MODOS DE FALLA | 21 |
| 1.5. EFECTOS DE FALLA | 21 |
| 1.6. HOJA DE INFORMACIÓN RCM | 23 |
| 1.7. CONSECUENCIAS DE FALLA | 24 |
| 1.7.1. Función evidente | 24 |
| 1.7.2. Función oculta | 24 |
| 1.7.3. Fallas evidentes | 25 |
| 1.7.4. Fallas ocultas | 25 |
| 1.8. MANTENIMIENTO PROACTIVO | 25 |
| 1.8.1. Tareas preventivas | 25 |
| 1.8.2. Tareas predictivas | 26 |
| 1.9. TAREAS “A FALTA DE” | 27 |
| 1.9.1. Tareas de búsqueda de falla | 27 |
| 1.9.2. Rediseño | 28 |
| 1.9.3. Ningún mantenimiento programado | 28 |
| 1.10. DIAGRAMA DE DECISIÓN RCM | 30 |
| 1.10.1. Hoja de Decisión RCM | 32 |
| 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS | 35 |
| <hr/> | |
| 2.1. EL SECCIONADOR | 35 |
| 2.1.1. Partes de un seccionador | 35 |

| | |
|---|-----------|
| 2.1.2. Clasificación Según su forma de funcionamiento | 37 |
| 2.2. DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIÓN | 38 |
| 2.2.1. Estructura del dispositivo de protección contra sobretensión | 40 |
| 2.2.2. Descripción y Operación | 41 |
| 2.3. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL | 42 |
| 2.3.1. Principales partes de un Transformador de Potencial | 44 |
| 2.3.2. Clasificación según su Uso | 45 |
| 2.4. EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE | 46 |
| 2.4.1. Principales partes de un Transformador de Corriente | 47 |
| 2.4.2. Clasificación según su Uso | 48 |
| 2.5. EL INTERRUPTOR DE POTENCIA | 49 |
| 2.5.1. El Arco Eléctrico | 49 |
| 2.5.2. Tareas Fundamentales del Interruptor de Potencia | 50 |
| 2.5.3. Principales Partes del Interruptor de Potencia | 51 |
| 2.5.4. Clasificación de los Interruptores de Potencia | 51 |
| 2.6. EL REACTOR | 54 |
| 2.6.1. Partes del Reactor | 55 |
| 2.6.2. Clasificación de los Reactores | 57 |
| 2.7. EL BANCO DE CAPACITORES | 58 |
| 2.7.1. Beneficios de aplicar bancos de capacitores en derivación en siste- mas de potencia | 59 |
| 2.7.2. Principales Componentes | 60 |
| 2.8. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON DIVISOR DE TENSIÓN CAPACITIVO | 63 |
| 3. APLICACIÓN DEL MODELO RCM | 65 |
| 3.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS Y CONTEXTO OPERACIONAL | 65 |
| 3.2. DOCUMENTACIÓN DE LA ETAPA DE INFORMACIÓN | 66 |
| 3.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN | 66 |
| 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS | 73 |
| 4.1. TAREAS RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE RCM | 74 |

| | |
|--------------------------------|----|
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 85 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 87 |
| ANEXO | 89 |

Índice de figuras

| | |
|--|----|
| 1.1. Margen de deterioro. [21] | 20 |
| 1.2. Curva p-f [21] | 27 |
| 1.3. Resumen de tareas para el manejo de fallas | 29 |
| 1.4. Diagrama de decisión RCM. [21] | 30 |
| 1.5. Pasos del RCM | 34 |
| 2.1. Seccionador de cuchillas giratorias de tres columnas. [5] | 36 |
| 2.2. Seccionador de cuchillas giratorias de dos columnas. [13] | 37 |
| 2.3. Característica no lineal de un varistor de óxido de zinc, comparado con el comportamiento de un varistor de silicato de carbono y una resistencia lineal. [9] | 39 |
| 2.4. Partes del dispositivo de protección contra sobretensión. [11] | 40 |
| 2.5. Partes del transformador de potencial. [14] | 44 |
| 2.6. Partes del transformador de corriente. [14] | 47 |
| 2.7. Interruptor de 1200 kV. [6] | 49 |
| 2.8. principales partes del interruptor de potencia. [15] | 51 |
| 2.9. Reactor shunt trifásico. [6] | 54 |
| 2.10. Los reactores (X), consumen la potencia (Q) generada por la línea. [13] | 55 |
| 2.11. Inductancia trifásica para baja tensión. [8] | 57 |
| 2.12. Banco de capacitores 420 kV. [13] | 59 |
| 2.13. Unidad-Capacitiva. [13] | 61 |
| 2.14. Partes del transformador de tensión capacitivo. 1 Borne primario. 2 Compensador. 3 Aislador. 4 Muelle prensor. 5 Condensadores. 6 Pasatapas toma intermedia. 7 Transformador. 8 Reactancia de corrección de fase. 9 Caja bornes. 10 Caja de ajuste. [14] | 63 |
| 2.15. Diagrama del transformador de potencial con divisor de tensión capacitivo. [12] | 64 |
| 3.1. Vista de formulario “Editar información” en la herramienta software | 67 |
| 3.2. Hoja de decisión | 70 |
| 3.3. Descripción de la rutina (El usuario ingresa la información) | 71 |

| | |
|--|-----|
| A.1. Vista de inicio de la herramienta | 90 |
| A.2. Funciones de la herramienta | 92 |
| A.3. Menú principal | 94 |
| A.4. Ventana de selección de opciones para el análisis RCM | 96 |
| A.5. Reporte de eventos | 100 |
| A.6. Gráfica de fallas funcionales | 102 |
| A.7. Gráfica de modos de falla | 104 |
| A.8. Gráfica de efectos de falla | 106 |
| A.9. Opciones de gráficos dinámicos | 108 |
| A.10.Vista de formulario equipos | 110 |
| A.11.Vista de formulario estado equipos | 112 |
| A.12.Vista de informe del equipo guardado | 114 |
| A.13.Vista del archivo plano | 115 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| 1.1. Hoja de información RCM. [21] | 23 |
| 1.2. Hoja de decisión. [21] | 32 |
| 3.1. Características de la subestación | 65 |
| 3.2. Hoja de información del subsistema “aislador” | 69 |
| 3.3. Informe final | 72 |
| 4.1. Cantidad de registros generados para cada hoja de información | 74 |
| 4.2. Tareas para el reactor pag. 1 | 75 |
| 4.3. Tareas para el reactor pag. 2 | 76 |
| 4.4. Tareas para el PT pag. 1 | 77 |
| 4.5. Tareas para el PT pag. 2 | 78 |
| 4.6. Tareas para el CT pag. 1 | 79 |
| 4.7. Tareas para el CT pag. 2 | 80 |
| 4.8. Tareas para el CVT | 81 |
| 4.9. Tareas para el banco de capacitores | 82 |
| 4.10. Tareas para el DPS | 82 |
| 4.11. Tareas para el interruptor | 83 |
| 4.12. Tareas para el seccionador | 84 |
| A.1. Informe final | 99 |

RESUMEN

TÍTULO:

MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD EN EQUIPO BÁSICO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS¹

AUTOR:

Jefferson Daniel montaña Jaime²

Mauricio Velandia Albarracín³

PALABRAS CLAVE:

Mantenimiento centrado en confiabilidad, base de datos, Access, subestación, plan de mantenimiento, metodología

DESCRIPCIÓN :

El alcance de este documento plantea un modelo para la implementación del RCM (Reliability-Centred Maintenance) aplicado al equipo básico de una subestación eléctrica de transmisión. La implementación del modelo RCM propuesto permite seleccionar las actividades de mantenimiento necesarias y la frecuencia adecuada de cada una de ellas con el fin de conservar las funciones operacionales de los equipos y eliminar actividades rutinarias que no aportan un valor agregado en los diferentes elementos del sistema. La primera parte de este documento se dedica a exponer los conceptos básicos de la metodología y su modo de aplicación. Luego se incluye una descripción de cada uno de los equipos que se estudiarán (transformador de potencial, transformador de corriente, transformador de potencial capacitivo, reactor en derivación, banco de capacitores en derivación, pararrayos, seccionador e interruptor). Finalmente, todo el desarrollo de la metodología se recoge en una herramienta informática en Microsoft Access 2007, 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 software. La herramienta software permite analizar y visualizar de una manera más eficiente y ordenada el desarrollo de la metodología RCM a los equipos seleccionados, sus funciones principales son: aplicar la metodología RCM a los equipos seleccionados, reportar eventos y graficar comportamiento de las fallas, modos de falla y efectos de la falla.

¹Trabajo de grado.

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

³Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Hermann Raúl Vargas Torres.

ABSTRACT

TITLE:

RELIABILITY CENTRED MAINTENANCE ON BASIC EQUIPMENT OF ELECTRICAL SUB-STATIONS ⁴

AUTHORS:

Jefferson Daniel Montaña Jaime⁵

Mauricio Velandia Albarracín⁶

KEY WORDS:

Reliability centered maintenance, database, access, substation, maintenance plan, methodology.

DESCRIPTION:

The scope of this document presents a model for the implementation of RCM (Reliability-Centred Maintenance) applied to the basic equipment of an electrical transmission substation. The implementation of the RCM model proposed allows select required maintenance activities and the appropriate frequency of each in order to preserve the operational functions of equipment and eliminate routine activities that do not provide added value e added value in the different elements of the system. The first part of this document is dedicated to expose the basic concepts of the methodology and its application mode. Following a description of equipments wich will be studied (potential transformer, current transformer, capacitive voltage transformer, shunt reactor, shunt capacitors bank, surge arrester, disconnecter and circuit breaker) . finally, all development of the methodology is contained in a computer tool in Microsoft Access 2007, which facilitates the application of RCM. . From the results obtained a maintenance plan wich takes into account the cost reduction without sacrificing the reliability of the equipment is designed. The paper concludes with the User Manual of the software tool. The software tool allows you to analyze and visualize in a more efficient and orderly development of the RCM methodology to selected equipment, its main functions are: to implement the RCM methodology to selected equipment, and graph events to report fault behavior, modes failure and effects of fails.

⁴Degree work.

⁵Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Director Hermann Raul Vargas Torres

⁶Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Director Hermann Raul Vargas Torres

Introducción

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL Implementar la metodología RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) en equipo básico de subestaciones eléctricas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Implementar la metodología RCM en los siguientes equipos de una subestación eléctrica de transmisión: Transformador de potencial, Transformador de Corriente, Transformador con divisor de tensión capacitivo, Interruptor de potencia, Reactor, Banco de capacitores, Seccionador y Dispositivo de protección contra sobretensión.
- Elaborar una herramienta software (Usando el programa Microsoft Access 2007) que recoja la información de los equipos y permita aplicar la metodología anteriormente propuesta.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA La subestación eléctrica es el principal componente de un sistema de potencia eléctrica, está compuesta por diferentes elementos como transformadores de medida y de potencia, disyuntores, interruptores etc. El que los equipos funcionen a condiciones normales depende en gran medida de la observación, control y mantenimiento de los mismos. Asegurando la eficiencia y el perfecto funcionamiento de la subestación.

El mal de funcionamiento de una subestación puede causar grandes pérdidas a nivel económico como también la suspensión del servicio en algunas zonas y causar fallas a

INTRODUCCIÓN

otras subestaciones, por soportar cargas de la subestación fallada.

Minimizar las fallas en la subestación es un reto por la gran cantidad de componentes que estas tienen, además, no todos son de la misma calidad y vida útil. Algunos elementos son más vulnerables a fallar que otros, y si se determinan los elementos más críticos, es factible realizar plan de mantenimiento.

ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Capítulo 1 En este capítulo se describen todos los conceptos sobre la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) , metodología que fue la que se escogió para llevar a cabo el análisis de los equipos de la subestación.

Capítulo 2 En este capítulo se exponen todos los equipos que serán analizados bajo la metodología escogida, aquí se describen sus partes, su funcionamiento, clasificación y estándares de operación.

Capítulo 3 El desarrollo de la aplicación de la metodología se lleva a cabo en la herramienta, en ella se guarda la información de los equipos y se aplica el modelo, lo que se hace en este capítulo es mostrar como funciona esta herramienta tomando una muestra del análisis de alguno de los equipos.

Capítulo 4 En este capítulo se muestran los resultados obtenidos luego de aplicar la metodología RCM a los equipos en estudio. Cabe aclarar que la aplicación de la metodología se hace usando la herramienta y acá sólo se muestran los resultados y algunas observaciones.

Apéndice A Manual del usuario de la herramienta.

CAPÍTULO 1

MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

1.1 DEFINICIÓN DE RCM

El RCM (Reliability Centred Maintenance), es un procedimiento que busca mantener un activo físico, partiendo de que todo activo es puesto en funcionamiento para que haga algo, para que cubra una necesidad o un requerimiento específico. Los requerimientos del usuario dependen de dónde y cómo se utilice el activo (contexto operacional). Esto nos lleva a definir el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad como:

“Un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual” [21].

La esencia del desarrollo de la metodología RCM se puede expresar respondiendo siete preguntas básicas . Estas son:

1. *¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional ?*
2. *¿De qué manera se falla en satisfacer dichas funciones?*
3. *¿Cuál es la causa de cada falla funcional?*
4. *¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?*
5. *¿En qué sentido es importante cada falla?*
6. *¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?*
7. *¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?*

A continuación se describen los conceptos que encierran cada una de las siete preguntas.

1.2 FUNCIONES

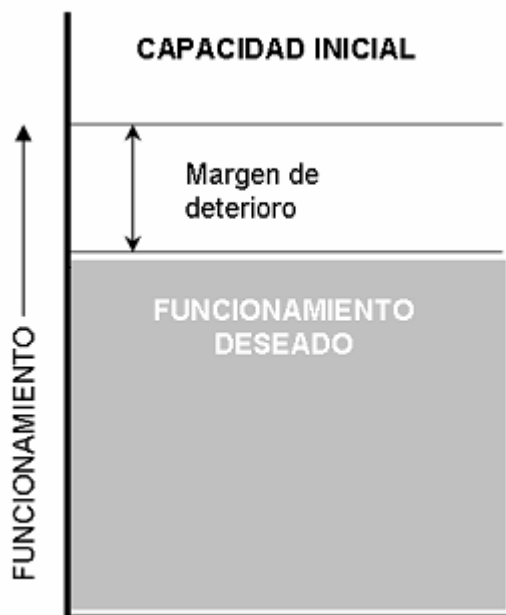
Una función describe la acción principal o las acciones principales que el usuario desea que el equipo haga, atendiendo unos parámetros de funcionamiento y teniendo en cuenta las condiciones donde el equipo se encuentre, se compone del verbo, objeto y estándar de funcionamiento. Las funciones se pueden dividir en dos categorías:

- Funciones primarias, que son la razón principal por la que se adquirió el equipo.
- Funciones secundarias, además de las funciones primarias, se espera que el equipo desarrolle funciones como: proporcionar control, protección, contención, soporte estructural y cumplimiento de normas ambientales y de seguridad.

1.2.1 Estándares de Funcionamiento Los estándares de funcionamiento se refieren a los parámetros dentro de los cuales el equipo tiene que operar para cumplir correctamente las funciones que se espera que el equipo desarrolle.

El estándar mínimo de funcionamiento del equipo es lo que el usuario quiere que él haga. Todo equipo sufre desgaste con el tiempo, disminuyendo su eficiencia, por lo cual debe haber un margen de deterioro; por esta razón el equipo debe rendir más que el estándar mínimo de funcionamiento. La suma del Estándar Mínimo y el Margen de Deterioro dan como resultado la capacidad inicial ó confiabilidad Inherente del Equipo (Ver figura 1.1)

Figura 1.1.: Margen de deterioro. [21]



1.2.2 Contexto operacional El contexto operacional se refiere a las condiciones en las que el equipo deberá desarrollar sus funciones, estas condiciones hacen referencia tanto a las condiciones mismas en la que se encuentra el equipo como a las del medio en el que operará, dentro de las condiciones podemos describir las siguientes : el clima, la carga que el equipo va a manejar, la altura sobre el nivel del mar; además se deben cumplir las normas de calidad, seguridad y medio ambiente que exigen las autoridades de la región donde el equipo operará.

Es muy importante revisar todas las variables que componen el contexto operacional por que estas influyen directamente en el cumplimiento de las funciones, la naturaleza de los modos de falla, los efectos y sus consecuencias.

1.3 FALLAS FUNCIONALES

Moubray [21] define la falla como:

“La incapacidad de cualquier activo de hacer aquello que el usuario quiere que haga”.

Se dice que un equipo falla cuando no puede cumplir total o parcialmente alguna de sus funciones de acuerdo a los estándares de funcionamiento que el usuario haya fijado.

1.4 MODOS DE FALLA

Los modos de falla son todos los hechos que puedan causar una falla, cada función tendrá uno varios modos de falla, se le pueden asignar a un equipo los modos de falla de equipos similares que estén operando en el mismo contexto, se pueden incluir modos de falla para fallas que nunca han ocurrido pero que se pueden considerar altamente posibles [21].

1.5 EFECTOS DE FALLA

Estos tienen que ver con la cuarta pregunta dentro de las siete dentro del proceso RCM, Los efectos de falla describen que ocurre con cada modo de falla; se debe diferenciar efecto de falla con consecuencia de falla, la primera responde a la pregunta:

¿ Que ocurre ?, mientras que la segunda responde a ¿Que importancia tiene ?. Esta descripción debería incluir toda la información necesaria para apoyar la evaluación de las consecuencias de la falla, tal como:

- Qué evidencia se tiene (en caso de haberla) de que la falla ha ocurrido

Capítulo 1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

- De qué manera afecta el servicio (en caso de hacerlo)
- De qué modo representa una amenaza para la seguridad o el medio ambiente (si la representa)
- Qué daños físicos (si los hay) han sido causados por la falla
- Qué debe hacerse para corregir o reparar la falla.

Se deben describir los efectos como si no se estuviera realizando ninguna tarea para prevenirlos. Para un adecuado desarrollo del análisis de modo de falla y efecto de falla (AMFE), se debe tener en cuenta información proporcionada por el fabricante y la que se haya recopilado de eventos anteriores [21].

1.6 HOJA DE INFORMACIÓN RCM

Tabla 1.1.: Hoja de información RCM. [21]

| HOJA DE INFORMACION RCM II | SISTEMA: | | Facilitador: | Sistema Nº | Fecha: | Hoja Nº |
|----------------------------|-----------------|---------------|------------------|---------------|--------|---------|
| | SUBSISTEMA: | | | Subsistema Nº | Fecha: | de |
| FUNCIÓN | FALLA FUNCIONAL | MODO DE FALLA | EFFECTO DE FALLA | | | |
| | | | | | | |

En esta hoja de cuatro columnas, se recoge toda la Información concerniente a las cuatro primeras preguntas del proceso RCM, (ver Tabla 3.2). La información que se recoge en esta hoja de información se necesitará para llevar a cabo el análisis en la segunda fase que consistirá en aplicar el diagrama de decisión a cada uno de los modos de falla que se encuentren en la misma.

1.7 CONSECUENCIAS DE FALLA

Corresponde a la quinta pregunta del proceso RCM:

¿De qué manera importa cada falla?

El impacto de los efectos de las fallas es lo que define las consecuencias de la falla, dicho de otra manera, definen la forma en la que los dueños y los usuarios de los equipos asumirán que tan importante es cada falla. Si las consecuencias son graves entonces se procurará evitar, eliminar o minimizar sus consecuencias. En cambio si la falla solo tiene consecuencias leves, es posible que no se tome ninguna acción para evitarla y dejar que la falla simplemente ocurra para que luego sea reparada.

Si existe una tarea que pueda eliminar o reducir las consecuencias de falla a un nivel tolerable se dice que esta tarea es “técnicamente factible”. Ahora bien, si esta tarea reduce o elimina las consecuencias de la falla de modo que justifique los costos directos e indirectos de hacerla (los costos directos son los costos de la mano de obra o de los materiales necesarios para hacer la tarea, Los costos indirectos incluyen los costos que se generen por el hecho de que el equipo deje de operar) si la respuesta es afirmativa podemos decir que “merece la pena” realizarla [21].

Ahora definiremos dos conceptos que necesitaremos mas adelante

1.7.1 Función evidente “Una función evidente es aquella cuya falla eventualmente e inevitablemente se hará evidente por si sola a los operadores en circunstancias normales” [21], lo que quiere decir que si una falla de la funcion evidente ocurre, el operador o el equipo de mantenimiento podrá enterarse de la falla.

1.7.2 Función oculta “Una función oculta es aquella cuya falla no se hará evidente a los operarios bajo circunstancias normales, si se produce por sí sola” [21].

En relación a estos dos tipos de funciones, existen también fallas evidentes y fallas ocultas definidas de la siguiente manera:

1.7.3 Fallas evidentes Se clasifican en tres categorías según sus consecuencias:

- Consecuencias ambientales y para la seguridad: Un modo de falla tiene consecuencias ambientales si causa daños que pudieran conducir al incumplimiento de cualquier normativa ambiental. Un modo de falla tiene consecuencias para la seguridad si causa daños que pudieran lesionar a una persona.
 - Consecuencias operacionales: Las fallas operaciones pueden afectar el volumen de producción, la calidad del producto o el incremento en los costos de producción
 - Consecuencias no operacionales: Las consecuencias asociadas a estas fallas son los costos directos de reparación.
-

1.7.4 Fallas ocultas En la sección 1.7.2 se define lo que es una función oculta. Una falla oculta ocurre si una función oculta falla, Para fallas ocultas se utilizan dispositivos de protección para garantizar que las consecuencias de la falla de la función que protegen sean menos graves que si el dispositivo no se tuviera. La existencia de estos sistemas de protección, genera dos diferentes posibilidades de falla, dependiendo de si el sistema de protección tiene o no seguridad inherente.

- Dispositivos de protección con seguridad inherente : En estos, la falla del mismo se hará evidente por si sola en circunstancias normales
- Dispositivos de protección sin seguridad inherente : En estos, la falla del mismo No se hará evidente por si sola en circunstancias normales.

Falla múltiple Ocurre cuando falla el dispositivo de protección junto con la función protegida. Por eso cuando se desarrollan programas de mantenimiento para funciones ocultas, se hace con el fin de prevenir la falla múltiple asociada, o al menos reducir sus consecuencias [21].

1.8 MANTENIMIENTO PROACTIVO

Como veremos mas adelante, el mantenimiento proactivo se compone de tareas preventivas mas tareas predictivas

1.8.1 Tareas preventivas Las tareas preventivas se realizan antes de que ocurra la falla, corresponden a la sexta y séptima pregunta del proceso RCM :

Capítulo 1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

¿Que puede hacerse para predecir o prevenir cada falla? y ¿Qué sucede si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva apropiada?.

Dentro de las tareas que se usan para resolver la sexta pregunta tenemos:

Tareas de reacondicionamiento cíclico: “Consisten en reacondicionar la capacidad de un elemento o componente antes o en el límite de edad denido, independientemente de su condición en ese momento” [21].

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” [21].

1.8.2 Tareas predictivas Estas tareas buscan predecir posibles fallas de un equipo y cuándo se produciría la falla.

Falla potencial: “Una falla potencial es un estado identificable que indica que una falla funcional está a punto de ocurrir o en el proceso de ocurrir” [21].

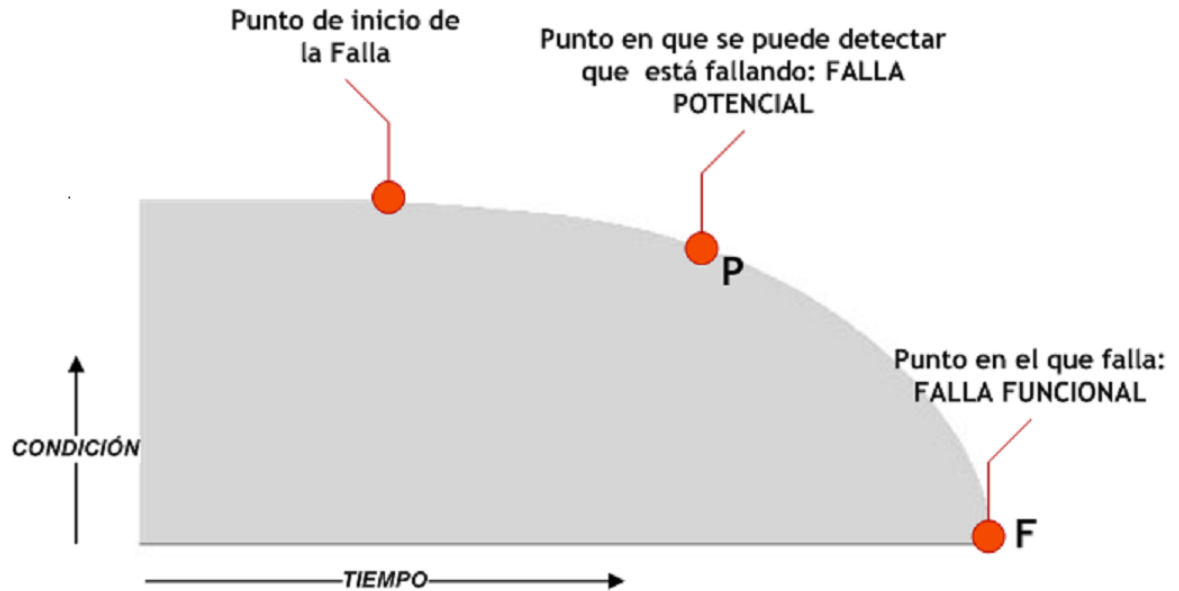
Tareas a condición: “Las tareas a condición consisten en chequear si hay fallas potenciales, para que se pueda actuar para prevenir la falla funcional o evitar las consecuencias de la falla funcional” [21]

Cabe anotar que durante el desarrollo de estas tareas, el equipo no saldrá de funcionamiento.

Categorías de las técnicas a condición

- Técnicas de monitoreo a condición: Se utiliza equipo especializado para monitorear el estado de los equipos.
- Técnica basadas según la variación de la calidad del producto.
- Tecnicas de monitoreo de los efectos primarios: Se usan indicadores existentes de los equipos y monitoreo de procesos.
- Técnicas de inspección basadas en los sentidos.

Figura 1.2.: Curva p-f [21]



Intervalo P-F: “El intervalo P-F es el intervalo entre el momento que ocurre una falla potencial y su decaimiento hasta convertirse en falla funcional” [21]

Esto quiere decir que las tareas a condición se deben llevar a cabo con un periodo menor al tiempo del intervalo P-F (generalmente la mitad del tiempo del intervalo P-F).

1.9 TAREAS “A FALTA DE”

Estas tareas responden a la última pregunta del proceso RCM :

¿Qué debería hacerse si no puede encontrarse una tarea proactiva adecuada?

Cuando no es posible encontrar una tarea proactiva adecuada, se deben realizar acciones “a falta de”, que dependerán de las consecuencias de falla.

1.9.1 Tareas de búsqueda de falla Se aplican solo a los dispositivos de protección de las fallas ocultas, son tareas de chequeo a periodos definidos para verificar si algo todavía funciona, También son llamadas tareas detectivas.

Estas tareas son técnicamente factibles si :

- Se puede hacer la tarea
- La tarea no debe aumentar el riesgo de una falla múltiple
- Es práctico realizar la tarea al intervalo que se necesita.

1.9.2 Rediseño El rediseño se debe hacer obligatoriamente si la falla múltiple tiene consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente, siempre y cuando no sea posible encontrar una tarea de búsqueda de fallas adecuada.

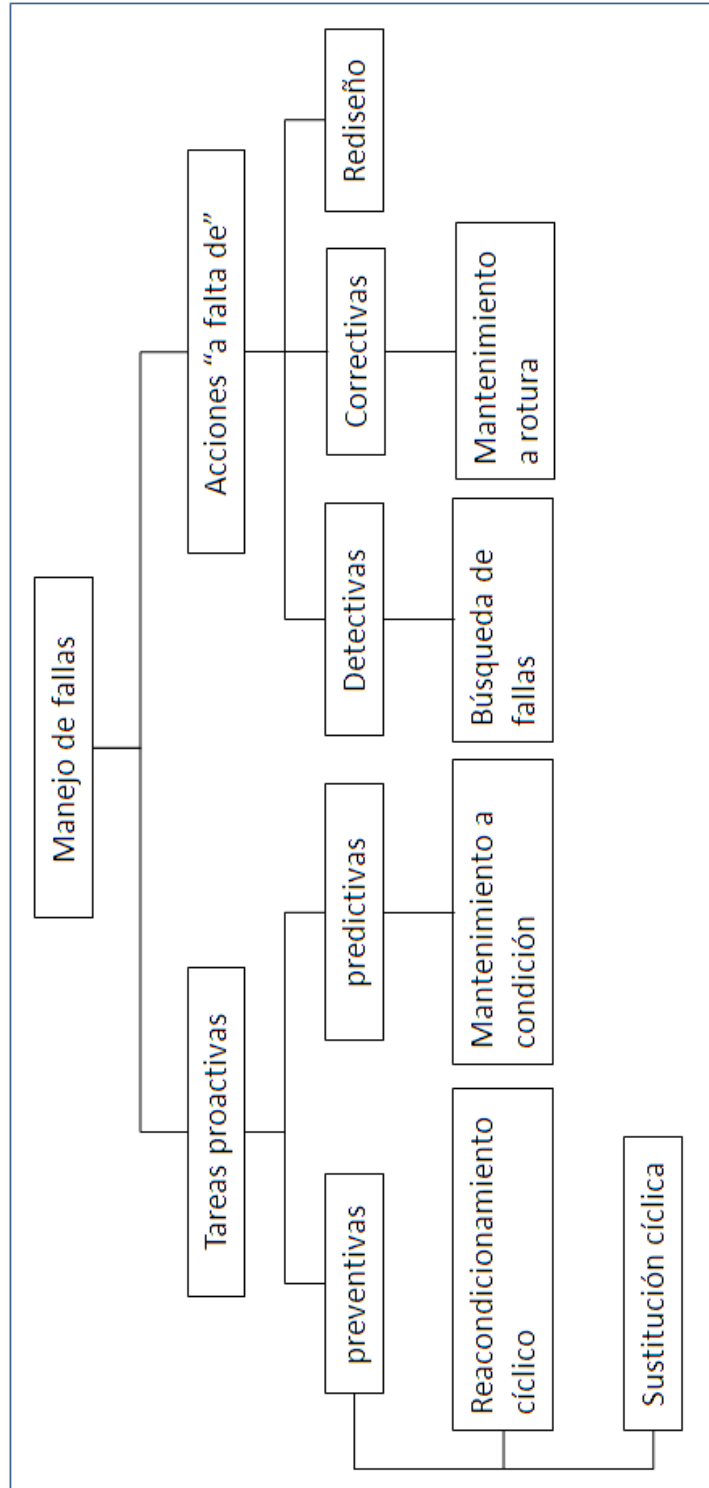
1.9.3 Ningún mantenimiento programado Solo se permite esta opción si :

- No se puede realizar una tarea periódica apropiada para el mecanismo de protección de una función oculta, en otras palabras, no se puede realizar la tarea de búsqueda de fallas
- La falla múltiple no tiene consecuencias para la seguridad de las personas o el medio ambiente
- No puede encontrarse una tarea que merezca la pena para fallas que tengan consecuencias operacionales o no operaciones

Lo que se hace en esta instancia es dejar que la falla ocurra para realizar tareas correctivas.

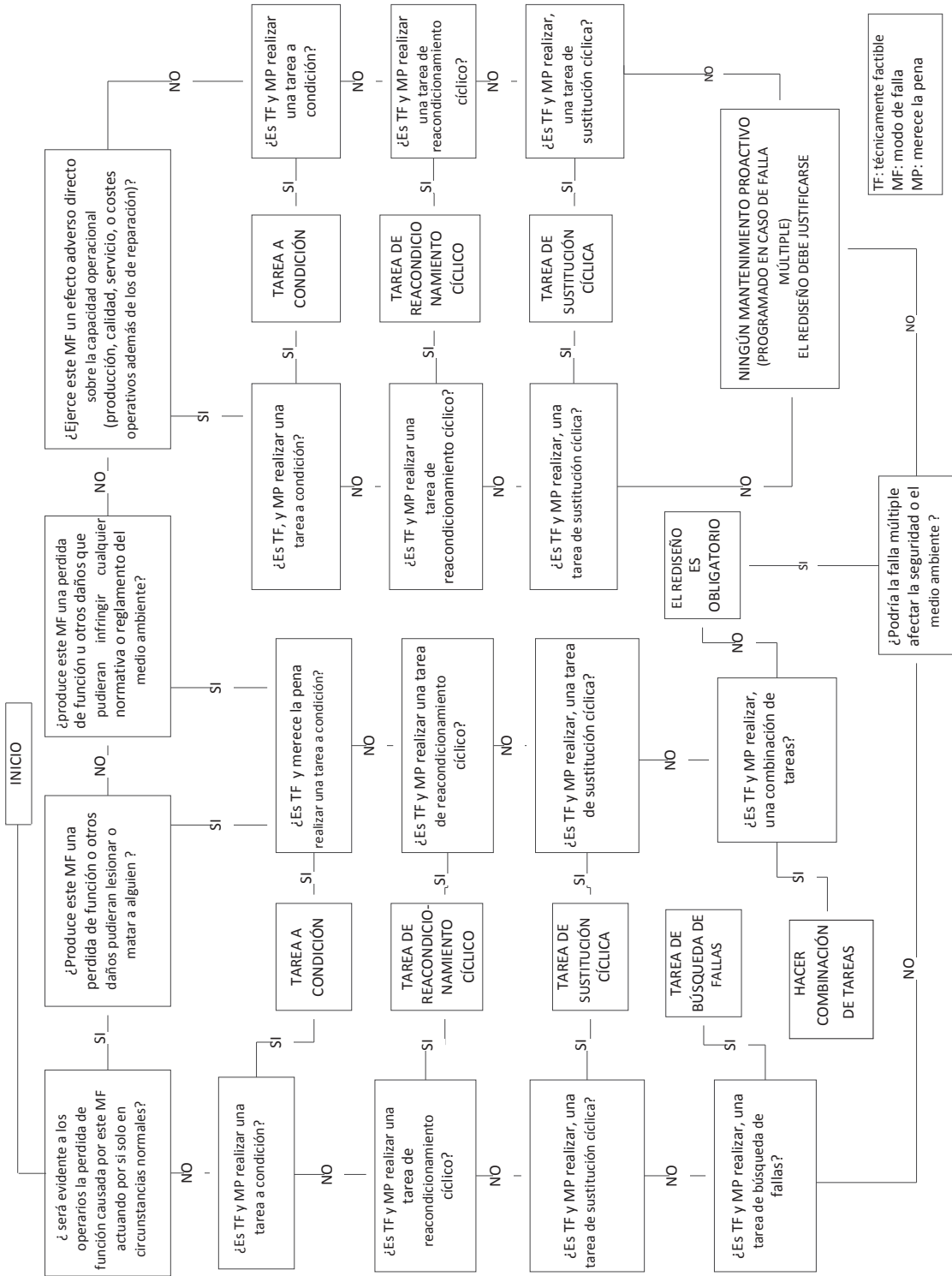
La figura 1.3 muestra todas las acciones que propone la metodología RCM para el manejo de fallas.

Figura 1.3.: Resumen de tareas para el manejo de fallas



1.10 DIAGRAMA DE DECISIÓN RCM

Figura 1.4.: Diagrama de decisión RCM. [21]



1.10. DIAGRAMA DE DECISIÓN RCM

El diagrama de decisión es un algoritmo que integra todos los procesos de decisión, desarrollándolo, se da solución a las últimas tres preguntas del proceso RCM (Ver figura 1.4), se debe aplicar a cada modo de falla generado en la hoja de información RCM de cada subsistema de cada equipo, Las respuestas a las preguntas formuladas en el diagrama de decisión deben quedar registradas en la hoja de decisión.

Tabla 1.2.: Hoja de decisión. [21]

| HOJA DE DECISIÓN RCM II | | SISTEMA: | | Sistema N° | | Facilitador: | | Fecha: | | Hoja N°: | | | | | | |
|----------------------------|---|-------------|---|---------------|---|--------------|---------------------------------|--------|----|-------------------|-----------------|-------------------|------------------|----|----|----|
| | | SUBSISTEMA: | | Subsistema N° | | Auditor: | | Fecha: | | de | | | | | | |
| Referencia de Información | F | FM | H | S | E | O | Evaluación de las consecuencias | | | | Tarea Propuesta | Intervalo Inicial | A realizarse por | | | |
| | | | | | | | H1 | H2 | H3 | Acción a falta de | | | | | | |
| | | | | | | | S1 | S2 | S3 | O1 | N1 | N2 | N3 | H4 | H5 | S4 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |

1.10. DIAGRAMA DE DECISIÓN RCM

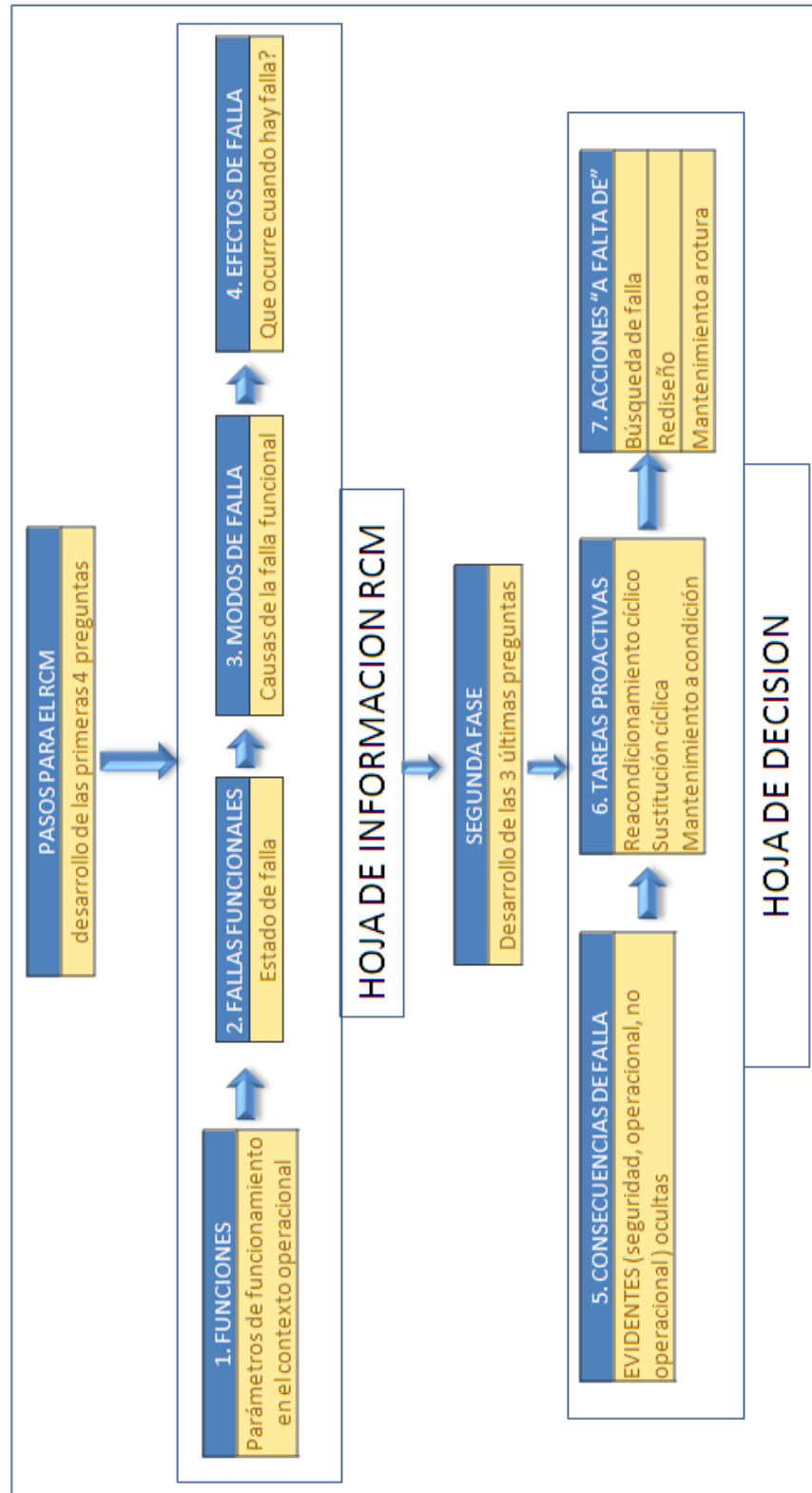
1.10.1 Hoja de Decisión RCM En la Hoja de Decisión, que se muestra en la Tabla 1.2, estan contenidas las respuestas que se fueron obteniendo a lo largo del proceso que se lleva siguiendo el diagrama de decisión, como se dijo anteriormente, se da respuesta a las ultimas tres preguntas de las siete que constituyen el proceso RCM ademas tambien se puede ver :

- Qué mantenimiento de rutina (en caso de haberlo) se realizará, su frecuencia y quien estará a cargo de ejecutarlo
- Qué fallas justifican el rediseño
- Casos en los que se permite a la falla ocurrir (ningún mantenimiento programado).

Esta hoja no se llenará físicamente, para esto se hará uso de la herramienta software.

Acontinuación se muestra un esquema que resume las dos fases del proceso RCM (Ver figura 1.5).

Figura 1.5.: Pasos del RCM



CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

2.1 EL SECCIONADOR

Llamados también desconectadores, son dispositivos de maniobra capaces de separar en forma visible dos secciones de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión pero sin corriente debido a su baja capacidad de interrupción. El concepto de seccionamiento se usa para evitar riesgos innecesarios cuando los equipos eléctricos deben ser manipulados sin carga o en vacío con fines de mantenimiento o su reparación.

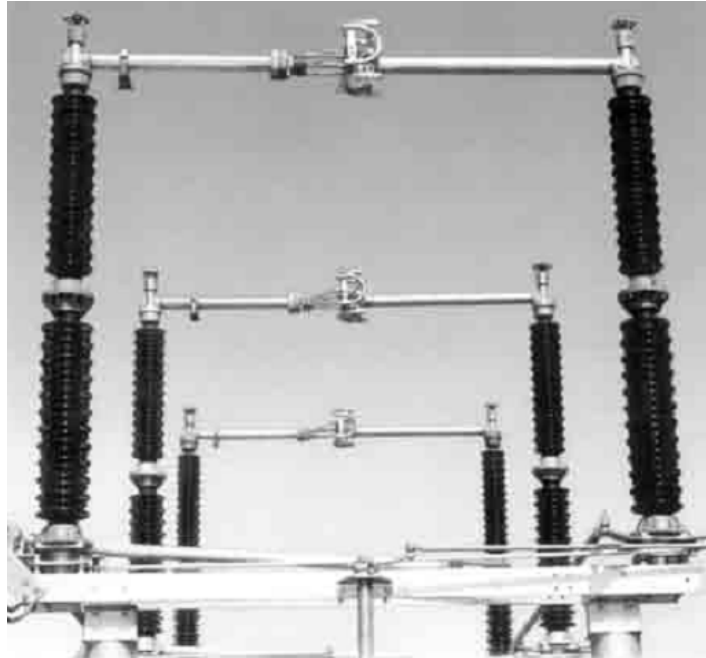
2.1.1 Partes de un seccionador

Figura 2.1.: Seccionador de cuchillas giratorias de tres columnas. [5]



Contactos principales (fijo y móvil): Puede variar la configuración de los contactos según la disposición de cada seccionador, por ejemplo, en el seccionador de tres columnas, se tienen dos contactos fijos y un contacto móvil central (Ver figura 2.1), mientras que un seccionador de dos columnas puede tener uno o dos contactos móviles entre ellas, la figura 2.2 muestra un seccionador de dos columnas con dos contactos móviles; estando cerrado el seccionador, los contactos deben soportar la corriente nominal y de cortocircuito sin abrirse.

Figura 2.2.: Seccionador de cuchillas giratorias de dos columnas. [13]



Bastidor de soporte: Su función es netamente estructural, están contruidos en acero, dan soporte a las columnas del seccionador (aisladores soporte).

Aisladores soporte: Proporcionan rigidez mecánica, sobre ellos están instalados los contactos, están fabricados en acero con una carcasa aislante que puede ser de porcelana o de material polimérico que mantiene el aislamiento eléctrico entre línea y tierra.

Varillaje del accionamiento: Transmiten la energía mecánica generada en el mecanismo de operación hasta los contactos móviles.

Mecanismo de operación: También llamado caja de mando, se encarga de recibir señales de un sistema de control para abrir o cerrar el seccionador, esto se logra generalmente mediante un servomotor.

2.1.2 Clasificación Según su forma de funcionamiento

Seccionadores Tipo pantógrafo: Estos seccionadores se utilizan para conectar dos líneas que se encuentran a diferente altura. Cada polo se compone de un aislador soporte,

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

un aislador rotativo, el mecanismo pantógrafo y el contacto fijo. Está formado por un sistema mecánico de barras conductoras que tiene la forma de un pantógrafo. La parte fija, llamada trapecio, está colgada de un cable o de un tubo que constituyen las barras, exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al elevarse el contacto móvil, éste se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito. Estos seccionadores se disponen para tensiones de servicio entre 132 y 550 kV en corrientes nominales entre 800 A y 3.150 A.

Seccionador de cuchillas giratorias: Como su nombre indica, la forma constructiva de estos seccionadores permite realizar la apertura mediante un movimiento giratorio de sus partes móviles. Su constitución permite el uso de este elemento tanto en interior como en intemperie. La constitución de estos seccionadores es muy sencilla, disponiéndose básicamente en una base o armazón metálico rígido (donde apoyarán el resto de los elementos), dos aisladores soporte de porcelana, un contacto fijo o pinza de contacto y un contacto móvil o cuchilla giratoria (estos dos últimos elementos montados en cada uno de los aisladores de porcelana).

Seccionador de cuchillas deslizantes: Con una estructura muy similar a la de los seccionadores de cuchillas giratorias, descritos anteriormente, poseen la ventaja de requerir menor espacio en sus maniobras dado que sus cuchillas se desplazan longitudinalmente, por lo que se puede instalar en lugares más angostos. No obstante, dado el tipo de desplazamiento de las cuchillas, estos seccionadores tienen una capacidad de desconexión inferior en un 70 % a los anteriores.

2.2 DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIÓN

Los dispositivos de protección contra sobretensión ó pararrayos son utilizados para proteger importantes equipos e instalaciones, contra descargas atmosféricas o sobretensiones generadas dentro del mismo sistema, como cuando se abren o se cierran circuitos. Generalmente los pararrayos se encuentran conectados en paralelo con el objeto a proteger, con el fin de enviar a tierra la mayor parte de la corriente de una descarga.

El pararrayos se encuentra conectado de forma permanente a la red entre fase y tierra, y actúa únicamente cuando el voltaje alcanza o supera un valor determinado; el pararrayos opera por efecto directo de la tensión [18]. El Varistor de óxido metálico ó MOV (por sus siglas en Inglés, metallic oxide varistor); Generalmente se fabrica de óxido de zinc, material que posee una característica no lineal poco pronunciada en la zona de sub tensión y una característica no lineal muy pronunciada en la zona de sobretensión; este

2.2. DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIÓN

comportamiento es el más apropiado para una rápida respuesta que se requiere cuando surgen sobretensiones. La figura 2.3 muestra el comportamiento de la resistencia eléctrica para un pararrayos de Carburo de Silicio, un resistor MOV y una resistencia lineal, el comportamiento de la función del voltaje presente entre sus terminales [18].

Figura 2.3.: Característica no lineal de un varistor de óxido de zinc, comparado con el comportamiento de un varistor de silicato de carbono y una resistencia lineal. [9]

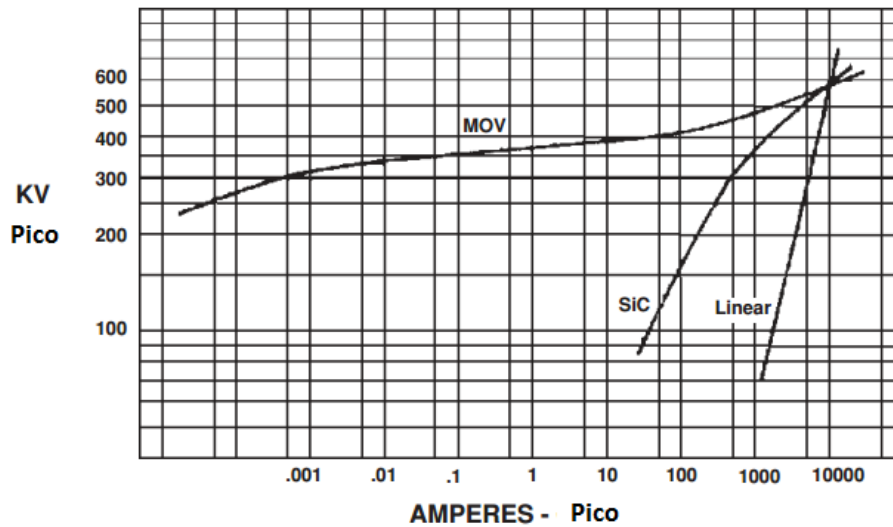
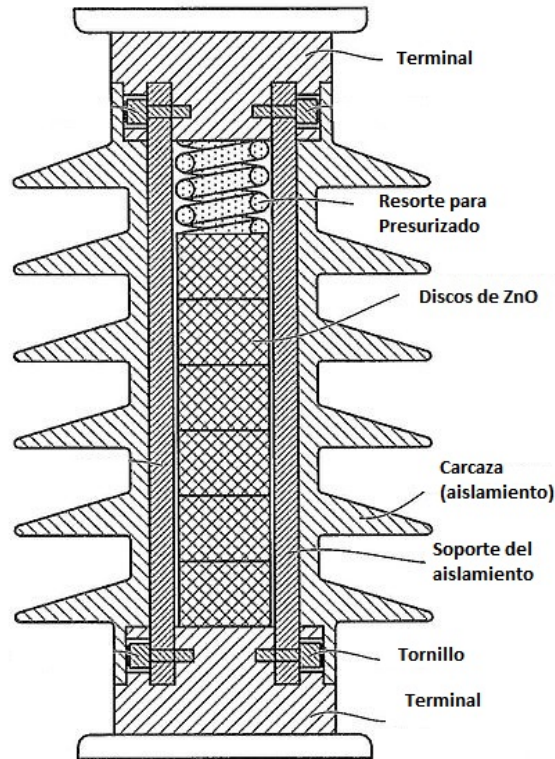


Figura 2.4.: Partes del dispositivo de protección contra sobretensión. [11]



2.2.1 Estructura del dispositivo de protección contra sobretensión

Resistencia No lineal: En un pararrayos de óxido metálico el elemento principal es una resistencia no lineal, formada por pastillas de óxido metálico instaladas en serie y alojadas en un cilindro de fibra de vidrio. Este arreglo se encuentra cubierto por una porcelana vitreada o por una envoltura de polímeros con compuestos de silicón. El pararrayos cuenta en los extremos con tapas que lo sellan herméticamente y permiten establecer la conexión eléctrica con el exterior [18].

Cubierta interna: El cilindro donde se alojan las pastillas que constituyen el resistor no lineal debe ser un buen aislante eléctrico y debe ser capaz de soportar las altas temperaturas que se originan por las corrientes que son drenadas a tierra en condiciones de sobretensión; La fibra de vidrio cumple con este requerimiento por lo que es usada en la fabricación de la cubierta interna [18].

2.2. DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIÓN

Envoltura externa: La envoltura externa del pararrayos cumple la función de proteger a los componentes internos de los efectos del ambiente; está hecha de porcelana vitreada o de silicona. Ambos materiales son buenos aislantes eléctricos. La porcelana vitreada da una mejor respuesta ante los esfuerzos mecánicos mientras que la silicona se comporta mejor ante los efectos ocasionados por sustancias contaminantes del ambiente; es por eso que el uso de porcelana vitreada se encuentra muy extendido en pararrayos sometidos a esfuerzos mecánicos, y en general, en aquellos cuyo montaje se efectúa sobre pedestal [18].

Tapas de encapsulado: Los extremos del pararrayos están herméticamente cerrados por medio de tapas presurizadas de encapsulado; impidiendo el ingreso de humedad al interior del pararrayos. Estas tapas están hechas de metal, debido a que constituyen una parte viva en la estructura del pararrayos [18].

Terminales de conexión: Une eléctricamente el resistor no lineal con la instalación que se protege. Con el fin de reducir la resistencia de contacto los terminales de conexión poseen un baño de plata, mejorando así su conductividad. La unión mecánica y eléctrica de los terminales y demás componentes del pararrayos se realiza mediante procesos industriales especiales de soldadura [18].

2.2.2 Descripción y Operación El funcionamiento del pararrayos se basa en el comportamiento no lineal, variable y dependiente del voltaje que posee el varistor. A continuación se describe el comportamiento de un pararrayos a voltaje nominal y en condiciones de sobretensión.

Funcionamiento en condiciones de tensión nominal de la red: Bajo esta condición, el pararrayos se comporta como un aislante eléctrico conectado entre la línea y tierra; el varistor de óxido metálico presenta un valor muy alto de resistencia eléctrica. En condiciones normales de operación, circularán de manera permanente a través del varistor y sobre la superficie del pararrayos pequeñas corrientes de fuga de tipo capacitiva y resistiva (entre 0.2 y 3 mA) [18].

Funcionamiento en condiciones de sobretensión en la red: La condición de sobretensión en el sistema al cual está conectado el pararrayos provoca la reducción del valor de la resistencia eléctrica del varistor, aumentando el valor de corriente que pasa por el y que es drenada a tierra. Los valores de tensión que caracterizan el comportamiento dinámico del pararrayos se dan a continuación :

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

- Voltaje nominal del pararrayos: Es el máximo valor eficaz de voltaje de fase a tierra permisible entre los terminales del pararrayos, para el cual ha sido diseñado, a fin de garantizar una correcta operación bajo períodos de sobretensión
- Voltaje de cebado del pararrayos: Es el mínimo valor de la magnitud de voltaje que provoca el estado pleno de conducción del pararrayos. Corresponde al punto de la característica voltaje – corriente en el cual la pendiente de la recta tangente a la curva se reduce significativamente, punto de inflexión
- Voltaje de descebado del pararrayos: Es el máximo valor de voltaje que luego de la descarga y la eliminación del sobretensión, hace que el pararrayos corte del paso de la corriente y se comporte nuevo como aislador.
- Voltaje máximo de operación continua: Es el máximo valor de voltaje al cual puede quedar sometido el pararrayos antes de iniciar el estado de conducción. En la característica voltaje – corriente del varistor, corresponde al punto en el cual la pendiente de la recta tangente a la curva empieza a reducir su valor [18].

Habiendo definido los valores de voltaje que describen el comportamiento del pararrayos en condiciones de sobretensión, es más fácil entender la operación del pararrayos: cuando el voltaje en la red es el nominal, el pararrayos se comporta, en términos prácticos, como un aislador eléctrico conectado entre línea y tierra, a través del cual circula permanentemente una pequeña corriente de fuga que posee una componente resistiva y una componente capacitiva predominante. Cuando aparece un sobretensión en la red, éste se ve reflejado en los terminales del pararrayos, conectado entre la línea y tierra; al momento que el voltaje en los terminales del pararrayos supera el Voltaje máximo de operación continua se inicia la reducción de la resistencia eléctrica del varistor, y empieza la circulación de una corriente a través del pararrayos. Al momento que el voltaje en los terminales del pararrayos supera el valor del voltaje de cebado, se da una reducción abrupta y significativa en la resistencia eléctrica del varistor y a través del pararrayos circula una corriente que es drenada a tierra. Luego que la sobretensión se ha eliminado y llega a una magnitud igual o menor a la del voltaje de descebado, se interrumpe el paso de corriente por el pararrayos y este recupera el estado de aislador que poseía antes de que apareciera el sobretensión. El ciclo de operación descrito se repetirá siempre que aparezca una sobretensión en la red [18].

2.3 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

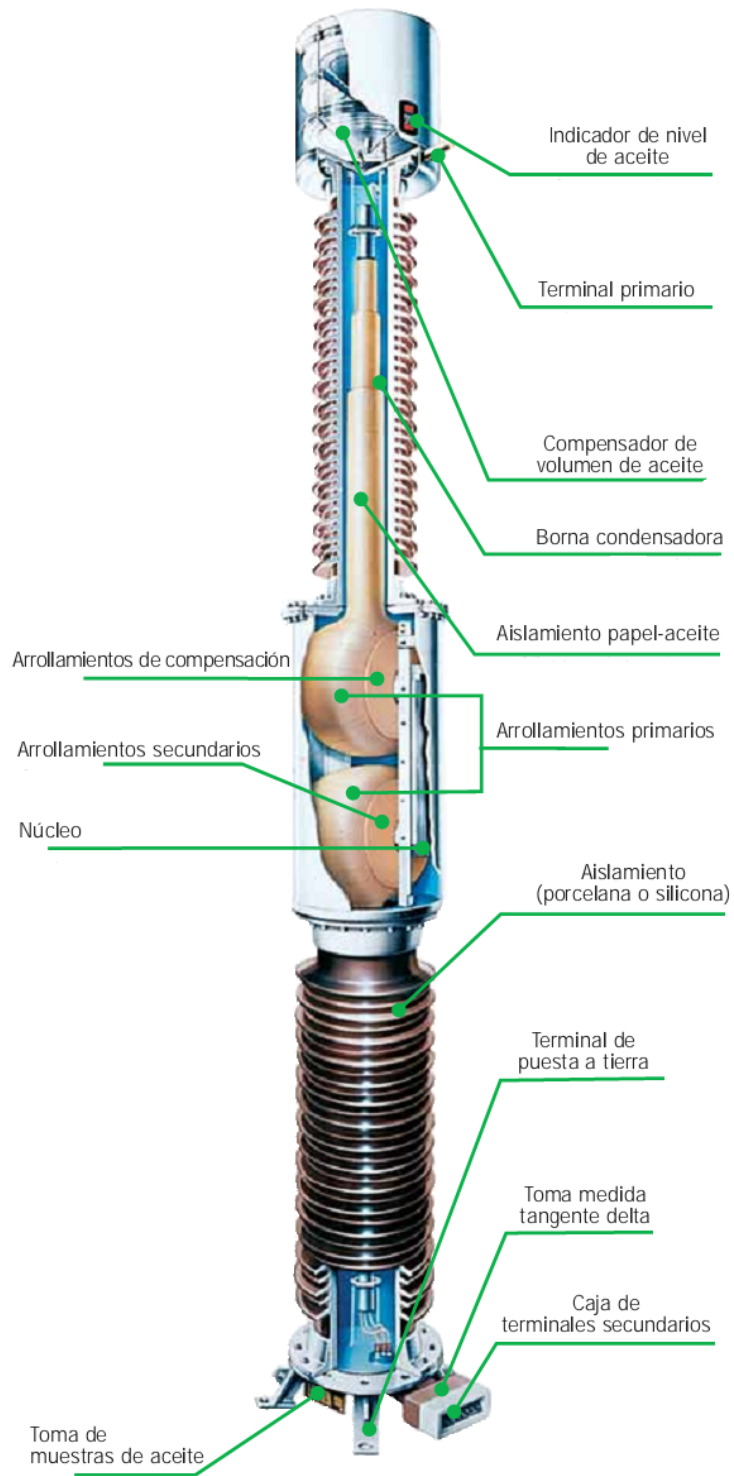
Un transformador de potencial consta principalmente de un devanado primario y un devanado secundario dispuestos sobre un núcleo magnético común, es un equipo destinado

2.3. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

para la conexión de instrumentos de medición o protección, El devanado primario se conecta en paralelo con la red del sistema, el devanado secundario se conecta en paralelo con los instrumentos de medición o protección. La tensión en el devanado secundario es proporcional a la tensión del sistema en el punto donde se encuentra conectado, con un pequeño desfase permitido según la precisión del equipo; Los Transformadores de tensión desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de medición y protección conectados a los circuitos de alta tensión.

Los elementos constitutivos básicos y la construcción de un transformadores de tensión no difieren mucho de los transformadores de potencia.

Figura 2.5.: Partes del transformador de potencial. [14]



2.3. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

2.3.1 Principales partes de un Transformador de Potencial

Aislamiento externo: El aislamiento externo consta de una envolvente cerámica con una línea de fuga lo suficientemente larga para que ningún arco pueda contornear bajo condiciones de contaminación, como lluvia, niebla, polvo, etc.

Aislamiento interno: El aislamiento interno suele ser cartón prespán en seco o impregnado en aceite. El aceite que se utiliza es desgasificado y filtrado, y cuando se rellena el transformador debe hacerse en condición de vacío. Los transformadores con aislamiento de cartón impregnado en aceite suelen disponer de un depósito de expansión en su extremo superior.

Núcleo: Los transformadores de tensión, tanto de medida como de protección, se construyen con núcleos de lámina magnética de gran permeabilidad y de rápida saturación que mantienen constante la relación de transformación y la precisión cuando la tensión en el arrollamiento primario se mantiene por debajo de 1,2 veces la tensión nominal. La razón del uso de estos núcleos se basa en que en un sistema eléctrico la tensión no presenta grandes variaciones (lo que no ocurre con la corriente) y no se hace necesaria la utilización de núcleos de gran permeabilidad y saturación débil o lenta, los cuales mantienen la relación de transformación para valores muy superiores a la tensión nominal del primario, además, el uso de núcleos de saturación débil ocasionaría que ante la presencia de sobretensiones en el arrollamiento primario, éstas se transferirían al secundario afectando el equipo conectado al mismo.

Arrollamientos: Son de hilo de cobre electrolítico puro, esmaltado, Se bobinan en capas de ejecución antirresonante para la distribución uniforme de las sobretensiones transitorias. Las capas de papel intermedias se disponen de modo que las tensiones entre espiras no sobrepasen valores controlados.

Terminales primarios: Son de latón o bronce, y de forma cilíndrica.

Terminales Secundarios: Son de latón y se hallan alojados en una caja de bornes de baja tensión.

2.3.2 Clasificación según su Uso

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

Transformadores de medición: Son los concebidos para alimentar equipos de medida. Una de sus características fundamentales es que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio. El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su clase o precisión, la cual nos indica el porcentaje de error máximo que se comete en la medida.

La norma IEC especifica que la clase o precisión debe mantenerse cuando la tensión que se aplica en el arrollamiento primario se encuentre comprendida en un rango que va del 80 al 120 % de la tensión primaria nominal, asimismo también debe mantenerse dicha precisión cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 100 % de la carga nominal y con un factor de potencia de 0,8 inductivo.

Transformadores de protección: Son aquellos destinados a alimentar relés de protección. Si un transformador va a estar destinado para medida y protección, se construye normalmente con dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección, compartiendo el mismo núcleo magnético, excepto que se desee una separación galvánica. Por esta razón, en la norma IEC, se exige que los transformadores de protección cumplan con la clase de precisión de los transformadores de medida.

2.4 EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

En estos equipos, la corriente en el devanado secundario, en condiciones normales de operación, debe ser proporcional a la corriente en el devanado primario, con cierto desfase admisible según la precisión que tenga el equipo tenga. Llevan a cabo dos funciones básicas: transformar la corriente y aislar los equipos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El devanado primario por lo general, tiene muy pocas espiras, se conecta en serie con el circuito cuya corriente se quiere medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición.

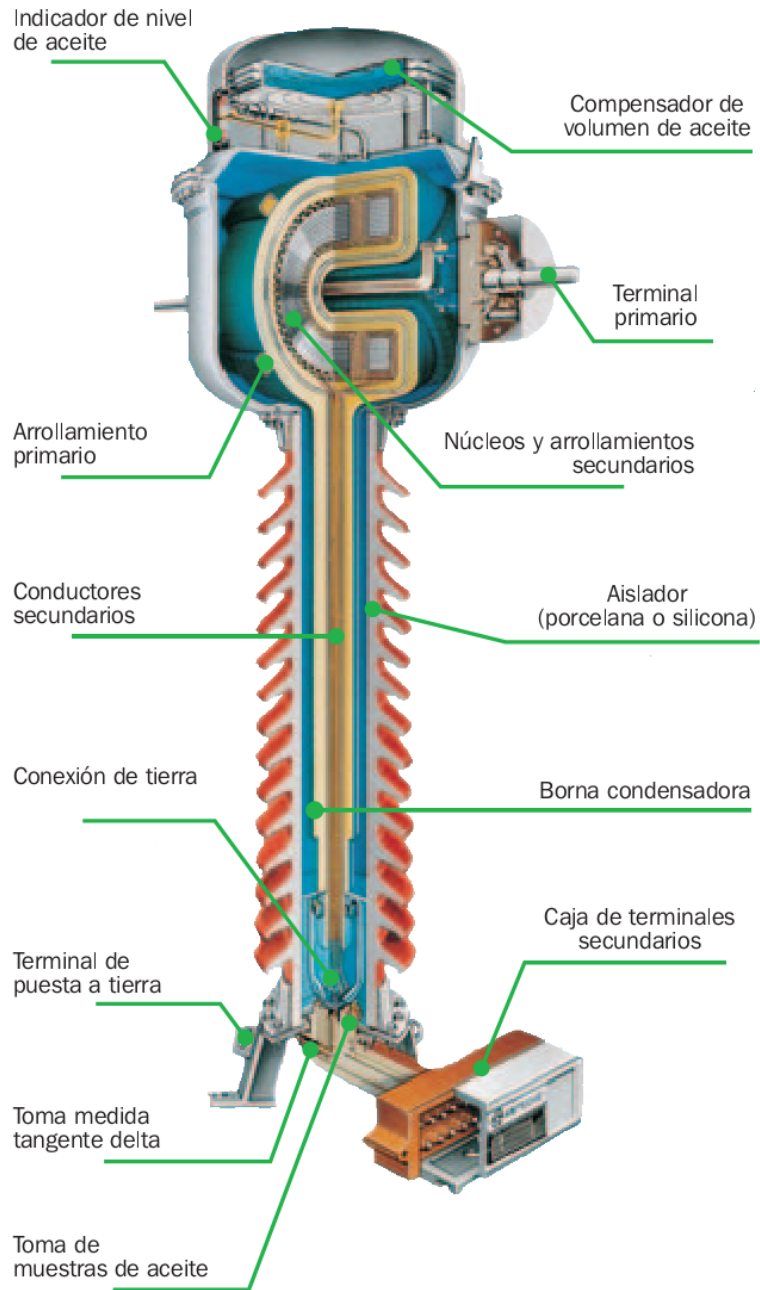
Las espiras del devanado primario, atraviesan el núcleo magnético, cuya forma suele ser cerrada de en forma de toroide o puede tener un entrehierro, sobre el cual se arrollan las espiras del secundario de una forma uniforme, consiguiendo así reducir al mínimo el flujo de dispersión.

Para tensiones altas se sigue usando aislamiento de papel y aceite dieléctrico mineral dentro de un tanque metálico, con bujes de porcelana. La tensión del aislamiento de un transformador de corriente debe ser, al menos, igual a la tensión más elevada del sistema al que estará conectado.

2.4. EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

El aceite que se utiliza para impregnar el papel debe ser desgasificado y filtrado y cuando se llena tanque debe hacerse bajo condiciones de vacío [22].

Figura 2.6.: Partes del transformador de corriente. [14]



2.4.1 Principales partes de un Transformador de Corriente

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

Núcleo: Se construyen con núcleos de lámina magnética de gran permeabilidad, Cuando el núcleo es destinado para un transformador de protección las láminas a utilizar son de saturación lenta, se debe garantizar la relación de transformación para valores de corriente primaria varias veces por encima de la nominal, se tendrán en el secundario valores proporcionales a las corrientes de sobrecarga y cortocircuito para poder accionar los equipos de protección; por otro lado cuando es destinado para un transformador de medida se deben utilizar láminas de rápida saturación, el núcleo se debe saturar para una corriente en el primario aproximadamente del 120 % del valor nominal.

Devanado primario: está conectado en serie al circuito de alta tensión, es de cobre electrolítico puro, forma una o varias espiras distribuidas por igual alrededor del núcleo.

Devanado secundario: Se fabrica de hilo de cobre electrolítico puro, esmaltado, uniformemente distribuido alrededor del núcleo, Alimenta los circuitos de corriente de los instrumentos de medida o protección.

Aislamiento externo: El aislamiento externo consta de una envolvente cerámica con una línea de fuga que debe ser lo suficientemente larga para que ningún arco pueda contornear bajo condiciones de contaminación, como lluvia, niebla, polvo, etc.

2.4.2 Clasificación según su Uso

Transformadores de medición: Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10 %, hasta un exceso de corriente del orden del 120 %, del valor nominal (se utiliza núcleo de saturación rápida).

Transformadores de protección: Los transformadores cuya función es proteger un circuito, se utiliza núcleo de saturación lenta, requieren conservar la relación de transformación hasta veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

Transformadores mixtos: En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos de baja saturación para los circuitos de protección [22].

2.5 EL INTERRUPTOR DE POTENCIA

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla, con el pasar de los años, los interruptores tuvieron que ir evolucionando al ritmo del sector industrial que cada vez, demandaba potencias mas altas. Durante los primeros años se utilizaban en los circuitos interruptores de accionamiento manual tipo seccionador (cuchillas), Con el aumento de las corrientes y tensiones ocurría que el arco que se formaba al intentar separar los contactos, los destruía, Luego se diseñaron interruptores que abrían de forma mas rápida los circuitos con la ayuda de un resorte, permitiendo así, reducir la duración del arco y aumentar la vida útil de los contactos [7]

Figura 2.7.: Interruptor de 1200 kV. [6]



2.5.1 El Arco Eléctrico El arco eléctrico ocurre cuando un interruptor abre un circuito con carga o al intentar por despejar una falla, lo que sin duda es una condición desfavorable, debido a que durante la presencia del arco, permanecen circulando corrientes en el circuito de potencia. Las características del arco dependen principalmente de:

- Sistema de extinción del arco.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

- La presencia de gases ionizantes o desionizantes.
- La naturaleza y presión del ambiente donde se induce.
- La forma de los contactos, su separación y su estructura química .
- La composición y forma de la cámara de interrupción.
- La tensión entre los contactos y su variación en el tiempo.

La generación del arco se debe a la ionización del medio entre los contactos, volviéndose conductor y permitiendo la circulación de corriente. La presencia de iones se debe a la descomposición de las moléculas que conforman el medio entre los contactos, generado por las colisiones entre éstas y los electrones que suministra la corriente. La emisión de electrones desde la superficie de los contactos de un interruptor, se debe en gran parte a :

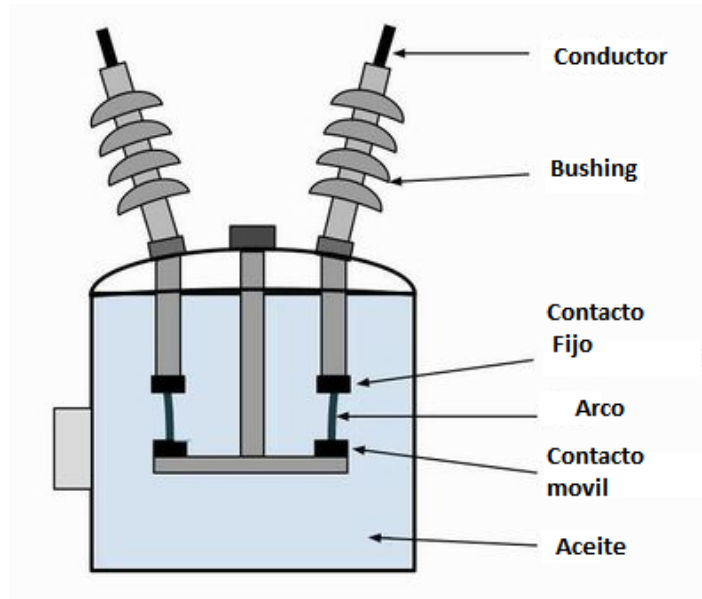
- El aumento de la temperatura, que genera una emisión termo-iónica de electrones.
- La presencia de un gradiente de tensión alto, que ocasiona la emisión de electrones por efecto de campo.

La emisión termoiónica de electrones se debe al aumento en la resistencia y en la densidad de corriente en la superficie de los contactos, en el momento de la apertura. También, el alto gradiente de potencial que existe entre los contactos en los primeros instantes de la apertura, ocasiona una emisión de electrones por efecto de campo eléctrico. Estos electrones colisionan con las moléculas del medio y ocurre una reacción química endotérmica o exotérmica [3].

2.5.2 Tareas Fundamentales del Interruptor de Potencia Se requiere que cualquier que un interruptor de potencia, efectúe cuatro operaciones básicas:

- Abierto, debe ser un aislador ideal
- Abierto, debe ser capaz de cerraren forma rapida, segura y en cualquier instante, bajo corrientes de falla
- Cerrado, debe ser un conductor ideal
- Cerrado, debe ser capaz de interrumpir la corriente a la que fue diseñado, rápidamente y en cualquier instante, sin producir sobre voltajes peligrosos.

Figura 2.8.: principales partes del interruptor de potencia. [15]



2.5.3 Principales Partes del Interruptor de Potencia

Parte activa: Constituida por las cámaras de extinción que alberga los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

Parte pasiva: Es toda la estructura que permite el soporte mecánico y aislamiento eléctrico, También sirve para aislar la cámara de extinción evitando la entrada de humedad y proporcionando hermeticidad, lo que permite mantener una presión constante.

Mecanismo de Maniobra: Se encarga de separar o juntar los contactos según la orden originada por el sistema de control, se usan resortes independientes para el cierre y la apertura, estos son cargados mediante acoples a servomotores.

2.5.4 Clasificación de los Interruptores de Potencia

Segun el Medio de Extinción del arco eléctrico

Interruptores en Aceite: Se utiliza el aceite como medio aislante e interruptivo. La energía del arco se disipa rompiendo las moléculas de aceite.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

Hexafluoruro de azufre: “El SF6 se usa como material aislante y también para apagar el arco. El SF6 es un gas pesado (5 veces la densidad del aire), altamente estable, inerte, inodoro e inflamable. En presencia del SF6 la tensión del arco se mantiene en un valor bajo, razón por la cual la energía disipada no alcanza valores muy elevados. La rigidez dieléctrica del gas es 2.5 veces superior a la del aire (a presión atmosférica). La rigidez dieléctrica depende de la forma del campo eléctrico entre los contactos, el que a su vez depende de la forma y composición de los electrodos. Si logra establecerse un campo magnético no uniforme entre los contactos, la rigidez dieléctrica del SF6 puede alcanzar valores cercanos a 5 veces la rigidez del aire. Son unidades selladas, trifásicas y pueden operar durante largos años sin mantenimiento, debido a que prácticamente no se descompone y no es corrosivo. Otra importante ventaja de este gas, es su alta rigidez dieléctrica que hace que sea un excelente aislante. De esta forma se logra una significativa reducción en las superficies ocupadas por las subestaciones. La reducción en espacio alcanzada con el uso de unidades de SF6 es cercana al 50 % comparado a subestaciones tradicionales. Esta ventaja muchas veces compensa desde el punto de vista económico, claramente se debe mencionar que hay un mayor costo inicial, en su implementación. La presión a que se mantiene el SF6 en interruptores, es del orden de 14 atmósferas” [2].

Interruptores en vacío: Los interruptores en vacío tienen una gran ventaja debido a sus excepcionales características dieléctricas y a la capacidad de difusión como medio interruptivo. Uno de las principales dificultades técnicas es la de mantener el vacío en la cámara, se deben desgasificar los contactos debido a la liberación de gases que están atrapados en los metales [2].

Según el Tipo de Mecanismo de maniobra

Mecanismo de resorte: A través de un motor eléctrico de corriente continua se carga un resorte, Dos mecanismos, uno de cierre y otro de apertura, que retienen automáticamente la energía proporcionada por los resortes y la liberan a voluntad, por control local manual o a distancia.

Mecanismo neumático: la fuente de energía formada por un grupo de motor-compresor que permiten almacenar aire comprimido en un tanque. mediante válvulas de apertura y cierre controlados por bobinas; las operaciones de apertura y cierre se hacen mediante un pistón que controla el varillaje de cierre y para cargar un juego de resortes de apertura.

2.5. EL INTERRUPTOR DE POTENCIA

Mecanismo hidráulico: Se usan cilindros hidráulicos, Estos operan a presiones mucho mayores de fluido que los cilindros neumáticos y por lo tanto el diámetro del cilindro, el paso del fluido y la mayoría de las partes son más pequeñas. El aspecto de las fugas es más importante que en los mecanismos neumáticos, debido a que el fluido tiene que ser conservado y reciclado. En el mecanismo del tipo hidráulico la energía es almacenada en un acumulador y el fluido hidráulico se vuelve un eslabón operado por fluido interconectado entre el acumulador y el sistema de varillaje, es muy similar al usado con los mecanismos neumáticos.

Según la ubicación de las Cámaras de interrupción

Tanque muerto: En este tipo de interruptores las cámaras de extinción se encuentran en un recipiente que se encuentra firmemente aterrizado, habiendo entre este último y aquellas un medio aislante, los interruptores de gran volumen de aceite son de este tipo.

Tanque vivo: Las cámaras se encuentran soportadas en columnas aislantes y éstas quedan separando la parte energizada del potencial a tierra, los interruptores en SF₆ son de este tipo.

2.6 EL REACTOR

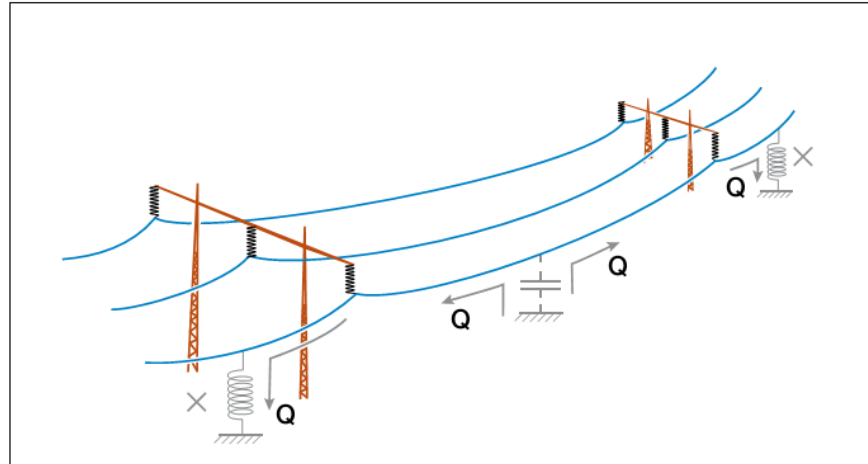
Figura 2.9.: Reactor shunt trifásico. [6]



Según la norma ANSI el reactor es un dispositivo para introducir una impedancia en un circuito eléctrico, cuyo principal elemento es la reactancia inductiva.

Los reactores son usados para compensar la capacitancia de líneas de transmisión, principalmente para condiciones de carga baja, en las cuales se producen más reactivos capacitivos de los que el sistema pueda absorber sin riesgo de tensiones excesivamente altas en los terminales de las líneas. Los reactores Shunt aumentan la estabilidad de las redes y mantienen un nivel económicamente aceptable de aislamiento en redes con largas líneas de transmisión entre las centrales de energía y las áreas de consumo, especialmente si esas líneas son poco cargadas; también ayudan a reducir pérdidas en la línea por disminución de corriente capacitiva [4]

Figura 2.10.: Los reactores (X), consumen la potencia (Q) generada por la línea. [13]



2.6.1 Partes del Reactor

Núcleo: El circuito magnético del reactor 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 [19].

“Todas las láminas están aisladas en ambas caras por un aislante inorgánico llamado Carlite aplicado en el proceso final de planchado y recocido. En reactores 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 reactor aumentan significativamente debido a las corrientes de Foucault” [19].

Devanados: Los devanados componen el circuito eléctrico del Reactor, Están convenientemente aislados y se realizan mediante un material de alta conductividad , como por ejemplo, cintas de Cobre electrolítico, generalmente tienen forma cilíndrica y son concéntricos a las columnas magnéticas del núcleo. Los devanados de cobre pueden ser

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

construidos con solera de diferentes formas o con conductor redondo, forrados con papel (para los sumergidos en aceite) [19].

La armadura: Tanto el núcleo como los devanados están reunidos mediante robustas armaduras y tirantes. Las armaduras, superior o inferior, se componen de planchas de acero o hierro de gran espesor, dobladas o soldadas.

Aislamientos

Aislamiento Sólido: Compuesto por papel o carton prensado en planchas (pressboard), aísla eléctricamente las bobinas del núcleo y separa y aísla las bobinas entre sí.

Aislamiento Líquido: Generalmente se usan dos aislantes líquidos en Reactores: aceite mineral y silicón.

Aceite mineral aislante: Aceite, 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.

Tanque: En reactores en aceite, el tanque es un componente necesario que sirve de recipiente para el aceite, protegiéndolo de la contaminación y suministrando la superficie necesaria de refrigeración para la disipación de calor. El tanque es construido lo suficientemente robusto para resistir una sobrepresión de por lo menos 25 % mayor que la máxima presión de operación sin presentar deformación alguna. La tapa, apta para evitar cualquier filtración de agua está sujeta a un marco soldado al borde inferior del tanque. El sello entre el tanque y la tapa se asegura mediante empaques de caucho sintético resistente al aceite caliente. La superficie en contacto con la atmosfera, recibe dos capas de barniz antioxidante y la destinada al interior, recibe una capa de barniz resistente al aceite caliente. Además, el reactor recibe dos capas adicionales de pintura [20].

Figura 2.11.: Inductancia trifásica para baja tensión. [8]



Bujes: Los Bujes (También llamados aisladores pasatapas) en un reactor de potencia tienen la función de conectar las guías de los devanados hacia el exterior manteniendo la hermeticidad y aislamiento eléctrico. Por sus características intrínsecas estos están sometidos a grandes esfuerzos dieléctricos al tener que soportar grandes diferencias de potencial en espacios físicos reducidos, esta característica los hace ser uno de los elementos más susceptibles de falla.

2.6.2 Clasificación de los Reactores

Según el número de fases

Monofásicos: Se usan generalmente para tensiones altas debido a que se tiene un mejor control por fase.

Trifásicos: Se tiene un solo núcleo y un devanado para cada fase, similar al transformador trifásico, resulta mas económico y de menor tamaño.

Según su aislamiento

Reactor con aislamiento en aceite: El núcleo y las bobinas están sumergidos en aceite.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

Reactor con aislamiento de aire: ó tipo seco, el núcleo y las bobinas no están sumergidas ni impregnadas de algún fluido aislante.

Según su aplicación

Reactor Serie: Como su nombre lo indica, se conecta en serie con la línea, se usa para disminuir el valor del corriente de cortocircuito de la línea y brindar mayor estabilidad al sistema.

Reactor Shunt: Se conecta en derivación, es decir, entre línea y tierra, se usa para que consuma los reactivos generados por las líneas largas de alta tensión en estado de baja carga.

2.7 EL BANCO DE CAPACITORES

La mayoría de las cargas del sistema de potencia y los equipos de suministro son de naturaleza inductiva, por lo tanto operan con un factor de potencia atrasado. Cuando el sistema opera con un factor de potencia atrasado, requiere un flujo adicional de potencia reactiva que provoca una reducción de la capacidad de transporte, un incremento de las pérdidas y una reducción del voltaje del sistema.

Figura 2.12.: Banco de capacitores 420 kV. [13]



2.7.1 Beneficios de aplicar bancos de capacitores en derivación en sistemas de potencia

Control de Voltaje: La aplicación de bancos de capacitores, produce un incremento de voltaje en el sistema, desde el punto de instalación hacia la generación, esto lo logran debido a que los capacitores pueden reducir la cantidad de corriente reactiva que se transporta en el sistema, reduciendo así la caída de tensión resistiva y reactiva en el mismo.

Los Bancos de capacitores se instalan típicamente en las barras principales del sistema de transmisión, para dar soporte de voltaje a una gran área. También se instalan en barras de distribución y directamente en las barras de suministro de los clientes. En las líneas de distribución, los bancos se instalan para soportar el voltaje a lo largo de toda la línea. Los bancos de capacitores se energizan durante los periodos de carga pico o condiciones de bajo voltaje y se deben desconectar durante periodos de carga baja o condiciones de alto voltaje.

Incremento de la Capacidad del sistema: Al instalar bancos de capacitores se reduce la carga en kVA del sistema, liberando así capacidad que puede usarse para ins-

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

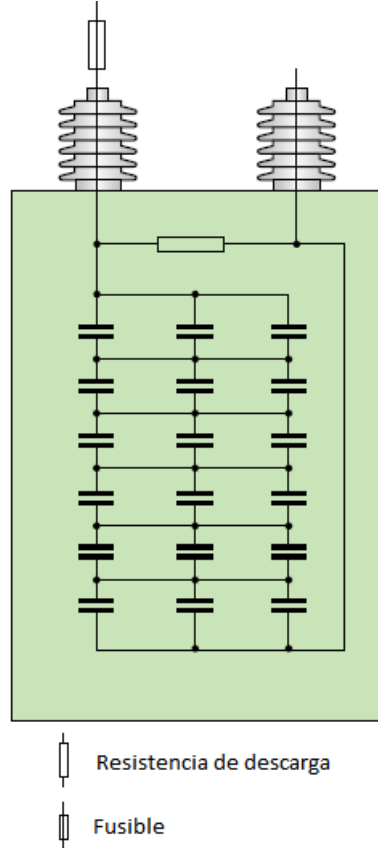
talar cargas futuras. Esto es una opción muy útil cuando las cargas alimentadas por el sistema, aumentan rápidamente.

Reducción de pérdidas de potencia del sistema: La instalación de bancos de capacitores reduce el flujo de corriente a través de un sistema desde el punto de instalación del banco hacia la generación. Las pérdidas de potencia son directamente proporcionales al cuadrado de la corriente, una reducción del flujo de corriente logra una reducción significativa de las pérdidas de potencia; razón por la cual, los capacitores se instalan lo mas cerca posible de la carga.

2.7.2 Principales Componentes

Capacitores: Són dispositivos capaces de acumular cargas eléctricas. Básicamente un capacitor está constituido por un conjunto de láminas metálicas paralelas separadas por un material dieléctrico. La acumulación de cargas eléctricas entre las láminas da lugar a una diferencia de potencial o tensión sobre él y la relación entre las cargas eléctricas acumuladas y la tensión sobre el capacitor es una constante denominada capacitancia. El valor de la capacitancia es proporcional al área superficial del material dieléctrico e inversamente proporcional a su espesor. Para obtener mayor capacitancia se requiere de una estructura muy delgada con un área grande. [10]

Figura 2.13.: Unidad-Capacitiva. [13]



Unidad Capacitiva: La unidad capacitiva es el arreglo serie-paralelo de capacitores que se encuentran sumergidos en aceite dieléctrico y que están contenidos en un mismo tanque. (Ver figura 2.13)

Tanque: El tanque sirve de recipiente para el aceite, lo protege de la humedad y la contaminación, también proporciona la superficie que se necesita para que haya disipación de calor. El tanque se debe construir lo suficientemente robusto para resistir grandes sobrepresiones (de por lo menos 125 % de la máxima presión de operación sin presentar ninguna deformación). La tapa, apta para evitar cualquier filtración de agua está sujeta a un marco soldado al borde inferior del tanque. El sello entre el tanque y la tapa se asegura mediante empaques de caucho sintético resistente al aceite caliente.

Boquillas: Tienen la función de conectar las líneas con las partes activas en el interior del tanque manteniendo la hermeticidad y aislamiento eléctrico. Por sus características intrínsecas estos están sometidos a grandes esfuerzos dieléctricos al tener que soportar

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

grandes diferencias de potencial en espacios físicos reducidos, esta característica los hace ser uno de los elementos más susceptibles de falla.

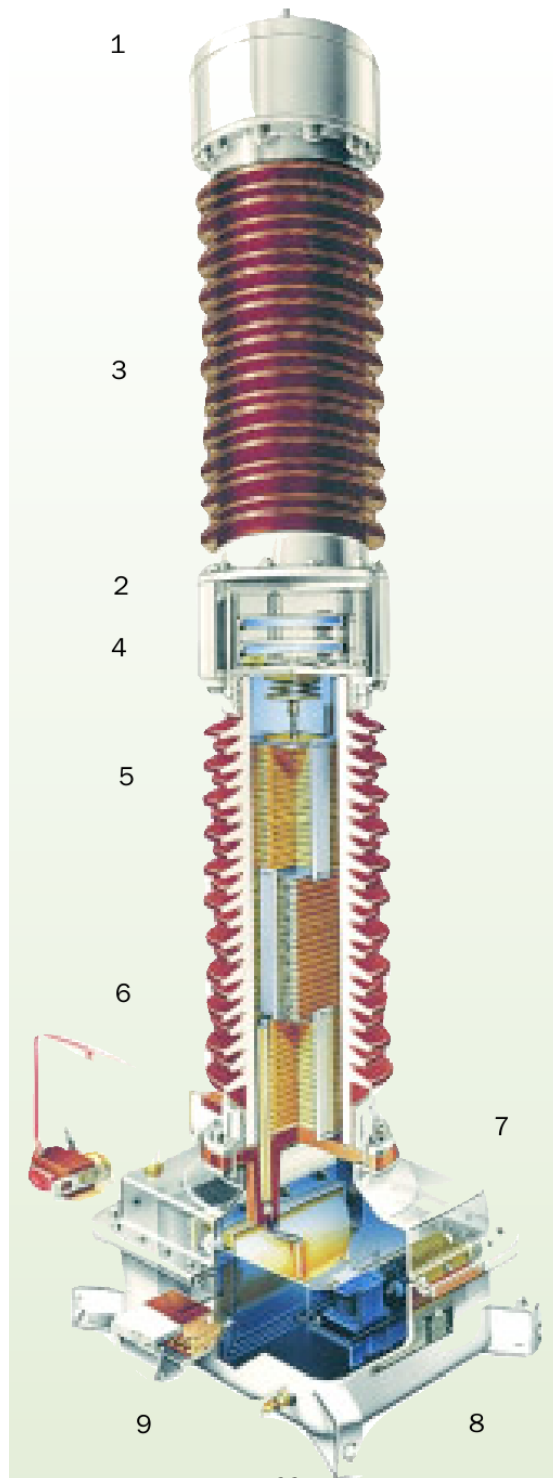
Aceite aislante: Aceite refinado de petróleo crudo que posee propiedades eléctricas aislantes. Presenta un bajo punto de combustión resultando un constante peligro en áreas que contengan productos inflamables. Debe mantenerse libre de impurezas como la humedad y otras sustancias que afecten sensiblemente su rigidez dieléctrica.

Estructuras Metálicas de soporte: También conocida como bastidor, hecha de acero Galvanizado, mantienen las distancias mínimas entre partes activas y tierra, soporta todo el arreglo de unidades capacitivas.

2.8. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON DIVISOR DE TENSIÓN CAPACITIVO

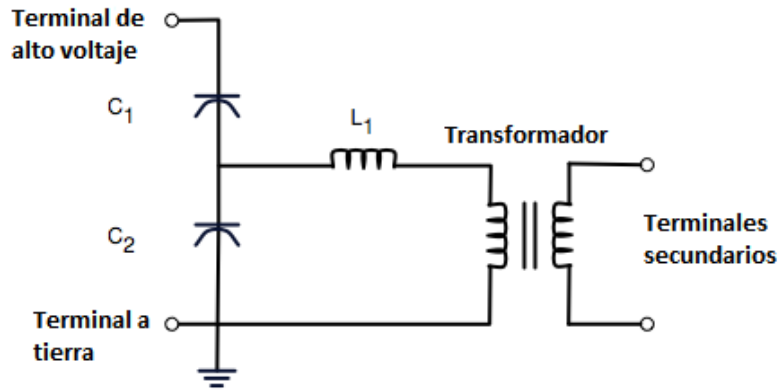
2.8 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON DIVISOR DE TENSIÓN CAPACITIVO

Figura 2.14.: Partes del transformador de tensión capacitivo. 1 Borne primario. 2 Compensador. 3 Aislador. 4 Muelle prensor. 5 Condensadores. 6 Pasatapas toma intermedia. 7 Transformador. 8 Reactancia de corrección de fase. 9 Caja bornes. 10 Caja de ajuste. [14]



Capítulo 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS

Figura 2.15.: Diagrama del transformador de potencial con divisor de tensión capacitivo. [12]



El transformador de potencial capacitivo está constituido de un divisor capacitivo en donde las celdas que forman al capacitor están conectadas en serie, el conjunto se encuentra inmerso en el interior de un recipiente de porcelana. El divisor capacitivo está conectado de fase a tierra y una derivación intermedia alimenta un grupo de medida de media tensión, comprende básicamente los siguientes elementos:

- Un transformador de potencial conectado en derivación intermedia a través de un punto de conexión y suministrando las tensiones secundarias deseadas
- Un reactor de compensación ajustable para controlar las caídas de tensión y el desfaseamiento en el divisor capacitivo, la frecuencia nominal, en forma independiente de la carga, dentro de los límites previstos por la clase de precisión considerada.
- Un dispositivo de amortiguamiento de los fenómenos de ferresonancia.

Los transformadores de potencial de este tipo se construyen normalmente para tensiones mayores o iguales a 115 kV.

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN DEL MODELO RCM

3.1 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. Sin embargo, estadísticamente se pueden observar fallas genéricas que encontraremos en diferentes equipos, para las cuales habrá que analizar su impacto según las condiciones operacionales; Para nuestro caso de estudio hemos seleccionado una subestación de transmisión típica de nuestra región (Santander, Colombia), Para dicha subestación se analizarán ocho equipos : Transformador de potencial, Transformador de Corriente, Transformador de potencial capacitivo, Reactor en derivación sumergido en aceite, Dispositivo de protección contra sobretensión de Oxido de Zinc, Capacitores de derivación, Interruptor en SF6 y Seccionador de cuchillas giratorias.

Tabla 3.1.: Características de la subestación

| | |
|-------------------------------|--------|
| Tensión | 230 kV |
| Potencia | 150 MW |
| Frecuencia | 60 Hz |
| Temperatura promedio | 25 °C |
| Temperatura mínima | 10 °C |
| Temperatura máxima | 38 °C |
| Altura sobre el nivel del mar | 1200 m |

3.2 DOCUMENTACIÓN DE LA ETAPA DE INFORMACIÓN

Una vez seleccionados los equipos que serán analizados 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 de cada equipo y la información reunida se tabula en las Hojas de Información. El análisis completo realizado para los subsistemas de de cada equipo se encuentra almacenado en la herramienta software.

3.3 EJEMPLO DE APLICACIÓN

En esta sección se muestra como se aplica la metodología RCM a un subsistema dado usando la herramienta.

Equipo: Seccionador

Subsistema: Aislador

Para editar la primera información debemos responder las primeras cuatro preguntas:

1. ¿Cuáles son las funciones del equipo?
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? (efecto de falla)

(Ver figura 3.1)

3.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Figura 3.1.: Vista de formulario “Editar información” en la herramienta software

The screenshot displays a software interface for editing information, organized into several sections:

- Tipos Tensión:** Includes an "Inicio" button and a text input field containing "34,5kV" and "230kV".
- Equipos:** Features a "Menú de Ayuda" button and a list of equipment types: "Transformador De Potencial Capacitivo 230kV", "seccionador 230kV", "DPS 230kV", "interruptor 230kV", and "transformador de corriente 230kV".
- Sub Sistema:** Contains a text input field with "mecanismo de operación", "Aisladores", and "Contactos (fijo y movil) control".
- Función:** Labeled "1. primera pregunta", with a text input field containing "Proporcionar aislamiento entre las partes activas y tierra".
- Falla Funcional:** Labeled "2. segunda pregunta", with a text input field containing "Pérdida de aislamiento entre partes activas y tierra".
- Modo Falla:** Labeled "3. tercera pregunta", with a text input field containing "Por contaminación de la superficie aislante", "Por fisuras y/o grietas del material aislante", "Por porosidad de la cerámica que compone el aislador", and "Por disminución de la rigidez dieléctrica de la cerámica debido al degradamiento o c".
- Efecto:** Labeled "4. cuarta pregunta", with a text input field containing "Explosión del Aislador" and "Presencia de descargas parciales".

Capítulo 3. APLICACIÓN DEL MODELO RCM

Una vez respondidas las cuatro preguntas, se tiene lista la hoja de información. Esta tabla ahora hace parte de la base de datos, la cual se usará para aplicar la metodología RCM.

En la tabla 3.2 encontramos la “hoja de información del subsistema aislador”

A continuación se procede a desarrollar el siguiente paso denominado hoja de decisión. Se selecciona en el formulario de decisión dando clic al botón en el menú principal “Aplicar Metodología RCM” se selecciona de la lista desplegable el equipo , el subsistema, la función , falla funcional , modo de falla. A continuación, de acuerdo al diagrama de decisión RCM (ver figura 3.2). El usuario responderá a una serie de preguntas secuenciales que dará como resultado , el tipo de tarea recomendada.

3.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Tabla 3.2.: Hoja de información del subsistema “aislador”

|  Hoja de Información RCM Lunes, 07 de Abril de 2014 | | seccionador 230kV Aisladores | | |
|--|--|--|--|--|
| Subsistema | Función | Falla Funcional | Modo Falla | Efecto |
| Aisladores | Proporcionar aislamiento entre las partes activas y tierra | Pérdida de aislamiento entre partes activas y tierra | Por contaminación de la superficie aislante | Explosión del Aislador Presencia de descargas parciales |
| | | | Por fisuras y/o grietas del material aislante | Explosión del Aislador |
| | | | Por porosidad de la cerámica que compone el aislador | Presencia de descargas parciales |
| | | | Por disminución de la rigidez dieléctrica de la cerámica debido al degradamiento o deterioro | Explosión del Aislador Presencia de descargas parciales |
| | | | | Explosión del Aislador |

Capítulo 3. APLICACIÓN DEL MODELO RCM

Figura 3.2.: Hoja de decisión

| | |
|--|-------------|
| Equipo | Sub-Sistema |
| seccionador 230kV | Aisladores |
| Función | |
| Proporcionar aislamiento entre las partes activas y tierra | |
| Falla Funcional | |
| Pérdida de aislamiento entre partes activas y tierra | |
| Modo Falla | |
| Por contaminación de la superficie aislante | |

¿Será evidente a los operarios la pérdida de función causada por éste modo de falla actuando por si solo en circunstancias normales ?

Si No

¿Es técnicamente factible, y merece la pena realizar una tarea a condición?

Si No

¿Es técnicamente factible, y merece la pena realizar una tarea de reacondicionamiento cíclico?

Si No

Tarea de reacondicionamiento cíclico

3.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Figura 3.3.: Descripción de la rutina (El usuario ingresa la información)

Fecha de análisis del Modo de Falla (dd/mm/yyyy): 07/04/2014

Descripción de la Rutina (Máx 255 caracteres): rutina de general: limpieza de aislador, impurezas y humedad.

Intervalo Inicial: 8 meses

Responsable: Dto de Mantenimiento Electrico

Enviar Ver Informe

Decisión

La Decisión fué enviada, ver informe

Aceptar

Descripción de la rutina En el mismo formulario “decisión” se procede por parte del usuario a editar la descripción de la tarea de acuerdo a la recomendación dada por la herramienta después de responder las preguntas secuenciales del diagrama de decisión, se describe la rutina de mantenimiento, el intervalo inicial y el responsable de la tarea y se guardan los datos dando clic en el botón “enviar”, dichas tareas se guardan en el informe final, si la información fue ingresada correctamente aparecerá un cuadro de dialogo diciendo: “La Decisión fue enviada” (ver figura 3.3]), damos clic en aceptar, luego se procede a hacer clic en la opción “ver informe” para obtener el informe final de la metodología RCM a partir del cual se plantea el plan de mantenimiento del subsistema del equipo seleccionado. En este informe (ver tabla A.1). se encuentran descritas las tareas y el periodo en el que deben hacerse.

Capítulo 3. APLICACIÓN DEL MODELO RCM

Tabla 3.3.: Informe final

| Fecha | | Equipo | | Sub Sistema | | Función | | Falla Funcional | |
|---|--|-------------------|--|---|--|--|--|--|--|
| 07/04/2014 | | seccionador 230kV | | Aisladores | | Proporcionar aislamiento entre las partes activas y tierra | | Pérdida de aislamiento entre partes activas y tierra | |
| <p>Lunes, 07 de Abril de 2014 08:00:42 a.m.</p> | | | | | | | | | |
| <p>Decisión Final</p> | | | | | | | | | |
| <p>la columna señalada es la continuación en la tabla de decisión final que el herramienta se vera como un solo registro en una sola fila</p> | | | | | | | | | |
| Modo de Falla | | Tarea Propuesta | | Descripción de tarea | | Intervalo Inicia | | Responsable | |
| Por contaminación de la superficie aislante | | Tarea a Condición | | rutina de general: limpieza de aislador, impurezas y humedad. | | 8 meses | | Dto de Mantenimiento Eléctrico | |

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

La aplicación de la Metodología RCM a los equipos seleccionados ha arrojado la información sobre las tareas recomendadas para prevenir y/o predecir los modos de falla encontrados (Ver informe final para cada equipo en la herramienta software). El siguiente paso, después de haber aplicado RCM es tomar esa información, tabularla e implementar un Plan de Mantenimiento. Esta tarea se realiza y se presenta en este capítulo.

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se muestra la cantidad de información generada (registros en las hojas de información RCM), para cada equipo analizado. (Ver tabla 4.1)

Tabla 4.1.: Cantidad de registros generados para cada hoja de información

| EQUIPO | REGISTROS GENERADOS |
|------------------------|---------------------|
| Seccionador | 26 |
| Banco de capacitores | 97 |
| Reactor | 187 |
| Interruptor | 83 |
| DPS | 35 |
| CT | 155 |
| PT | 171 |
| CVT | 75 |
| Total registros | 829 |

Las hojas de información se generaron con base en el análisis propio de cada equipo, se tomaron algunas referencias del trabajo de grado de la Ingeniera Electricista Lyda Marisel Torres Álvarez, “Metodología RCM Aplicada a Transformadores de Potencia”[19], la monografía realizada por el Ingeniero Fredy Medrano Martinez, “ Metodología de Implementación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad Para las Subestaciones de Propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá”[16], Los artículos: “Mantenimiento de interruptores de potencia de MT y AT” [17] de Fouad Brikci y Emile Nasrallah, “Diagnóstico e Investigación de Fallas en Interruptores de Potencia” [1] de Carlos L. Cabrera y Genaro Ruíz Rodriguez, como tambien se consultaron catálogos de fabricantes como ABB, Siemens, Alstom y Artech.

4.1 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, las tablas de tareas se muestran a continuación:

4.1. TAREAS RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE RCM

Tabla 4.2.: Tareas para el reactor pag. 1

| Subsistema | Tareas de mantenimiento reactor | T |
|--------------------|--|----------|
| Aceite dieléctrico | Análisis Físico-químico del aceite (Normas: ASTM D-664, D-974, ASTM D-971, ASTM D-1533, ASTM D-1500, ASTM D-3621) | 4 años |
| Aceite dieléctrico | Prueba de tangente delta o factor de potencia (Norma ASTM D924 -08 o equivalente) | 4 años |
| Aceite dieléctrico | Prueba de rigidez dieléctrica del aceite (Norma ASTM D877) | 4 años |
| Aislamiento solido | Medición de la resistencia óhmica del aislamiento sólido (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Aislamiento solido | Medición de factor de potencia o tangente Delta en el aislamiento sólido (Norma IEEE C57.12.90 o equivalente) | 2 años |
| Aislamiento solido | Análisis de compuestos furánicos (Permite determinar el estado de deterioro del papel) (ASTM D5837) | 2 años |
| Bujes | Resistencia de aislamiento de los aisladores (bujes): Realizar la prueba según norma correspondiente, a partir de los resultados, según el estado en que se encuentren programar reposición de ser necesario (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Bujes | Medición de factor de potencia o tangente Delta de los aisladores (bujes): Realizar la prueba según norma (IEEE C57.12.90) a partir de los resultados, según el estado en que se encuentren programar reposición de ser necesario | 2 años |
| Bujes | Rutina general: limpieza de aisladores pasatapas usando los implementos adecuados (Norma IEEE STD 957-1995) | 1 año |
| Devanados | Medición de la resistencia eléctrica de los devanados (Norma ANSI/IEEE Std. 62-1995 o equivalente) | 2 años |

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 4.3.: Tareas para el reactor pag. 2

| Subsistema | Tareas de mantenimiento reactor | T |
|-------------------|---|----------|
| Tanque | Cambio de empaques : Se deben realizar independiente del estado en que se encuentren | 2 años |
| Tanque | Termografía: Se realiza para determinar puntos calientes y deltas de temperatura en el aceite | 5 años |
| Tanque | Revisión de equipo de instrumentación: revisar equipo de medición de temperatura de devanados y aceite, verificar que los instrumentos estén en buenas condiciones, limpiar impurezas y humedad, verificar el buen estado de los sellos | 1 año |
| Tanque | Revisión de equipo de instrumentación: revisar que esté en buen estado el instrumento de visualización de nivel del aceite. | 1 año |
| Tanque | Rutina general: revisar el nivel de aceite, de ser necesario agregar aceite teniendo en cuenta que sea de características idénticas al existente. | 1 año |
| Tanque | Rutina general: ajustar toda la tornillería exterior (válvulas, bujes y juntas en general) | 1 año |
| Tanque | Revisión general: revisar el tanque para encontrar fisuras y/o huecos, puntos de corrosión, pintura y dado el caso, proceder a reacondicionar | 1 año |
| Tanque | Termografía: Se realiza para determinar puntos calientes y deltas de temperatura en el aceite | 1 año |
| Tanque | Revisión de equipo de instrumentación: revisar equipo de medición de temperatura de devanados y aceite, verificar que los instrumentos estén en buenas condiciones, limpiar impurezas y humedad, verificar el buen estado de los sellos | 1 año |
| Tanque | Revisión de equipo de instrumentación: revisar que esté en buen estado el instrumento de visualización de nivel del aceite. | 1 año |
| Tanque | Rutina general: revisar el nivel de aceite, de ser necesario agregar aceite teniendo en cuenta que sea de características idénticas al existente. | 1 año |
| Tanque | Rutina general: ajustar toda la tornillería exterior (válvulas, bujes y juntas en general) | 1 año |
| Tanque | Revisión general: revisar el tanque para encontrar fisuras y/o huecos, puntos de corrosión, pintura y dado el caso, proceder a reacondicionar | 1 año |

4.1. TAREAS RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE RCM

Tabla 4.4.: Tareas para el PT pag. 1

| Subsistema | Tareas de mantenimiento PT | T |
|----------------------------|---|----------|
| Aceite dieléctrico | Análisis Físico-químico del aceite (Normas: ASTM D-664, D-974, ASTM D-971, ASTM D-1533, ASTM D-1500, ASTM D-3621) | 4 años |
| Aceite dieléctrico | Prueba de tangente delta o factor de potencia (Norma ASTM D924 -08 o equivalente) | 4 años |
| Aceite dieléctrico | Prueba de rigidez dieléctrica del aceite (Norma ASTM D877) | 4 años |
| Aislamiento solido | Medición de la resistencia óhmica del aislamiento sólido (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Aislamiento solido | Medición de factor de potencia o tangente Delta en el aislamiento sólido (Norma IEEE C57.12.90 o equivalente) | 2 años |
| Aislamiento solido | Análisis de compuestos furánicos (Permite determinar el estado de deterioro del papel) (ASTM D5837) | 2 años |
| Aislamiento solido externo | Resistencia de aislamiento de los aisladores: Realizar la prueba según norma correspondiente, a partir de los resultados, según el estado en que se encuentren programar reposición de ser necesario (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Aislamiento solido externo | Medición de factor de potencia o tangente Delta de los aisladores : Realizar la prueba según norma (IEEE C57.12.90) a partir de los resultados, según el estado en que se encuentren programar reposición de ser necesario | 2 años |
| Aislamiento solido externo | Rutina general: limpieza de aisladores usando los implementos adecuados (Norma IEEE STD 957-1995) | 1 año |

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 4.5.: Tareas para el PT pag. 2

| Subsistema | Tareas de mantenimiento PT | T |
|-------------------|---|----------|
| Devanados | Medición de la relación de Transformación | 1 año |
| Devanados | Medición de la impedancia del Burden | 1 año |
| Devanados | Medida de la desviación de fase | 1 año |
| Devanados | Medición de la resistencia eléctrica de los devanados (Norma ANSI/IEEE Std. 62-1995 o equivalente) | 2 años |
| Núcleo | Prueba de corriente de excitación | 2 años |
| Tanque | Cambio de empaques : Se deben realizar independiente del estado en que se encuentren | 2 años |
| Tanque | Rutina general: ajustar toda la tornillería exterior (válvulas, bujes y juntas en general) | 1 año |
| Tanque | Termografía: Se realiza para determinar puntos calientes y deltas de temperatura en el aceite | 1 año |
| Tanque | Revisión general: revisar el tanque para encontrar fisuras y/o huecos, puntos de corrosión, pintura y dado el caso, proceder a reacondicionar | 1 año |

4.1. TAREAS RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE RCM

Tabla 4.6.: Tareas para el CT pag. 1

| Subsistema | Tareas de mantenimiento CT | T |
|----------------------------|--|----------|
| Aceite dieléctrico | Análisis Físico-químico del aceite (Normas: ASTM D-664, D-974, ASTM D-971, ASTM D-1533, ASTM D-1500, ASTM D-3621) | 4 años |
| Aceite dieléctrico | Prueba de tangente delta o factor de potencia (Norma ASTM D924 -08 o equivalente) | 4 años |
| Aceite dieléctrico | Prueba de rigidez dieléctrica del aceite (Norma ASTM D877) | 4 años |
| Aislamiento solido | Medición de la resistencia óhmica del aislamiento sólido (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Aislamiento solido | Medición de factor de potencia o tangente Delta en el aislamiento sólido (Norma IEEE C57.12.90 o equivalente) | 2 años |
| Aislamiento solido | Análisis de compuestos furánicos (Permite determinar el estado de deterioro del papel) (ASTM D5837) | 4 años |
| Aislamiento solido externo | Resistencia de aislamiento de los aisladores: Realizar la prueba según norma correspondiente, a partir de los resultados, según el estado en que se encuentren programar reposición de ser necesario (Norma IEEE C57.12.90) | 4 años |
| Aislamiento solido externo | Medición de factor de potencia o tangente Delta de los aisladores : Realizar la prueba según norma (IEEE C57.12.90) a partir de los resultados, según el estado en que se encuentren programar reposición de ser necesario | 4 años |
| Aislamiento solido externo | Rutina general: limpieza de aisladores usando los implementos adecuados (Norma IEEE STD 957-1995) | 4 años |

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 4.7.: Tareas para el CT pag. 2

| Subsistema | Tareas de mantenimiento CT | T |
|-------------------|---|----------|
| Devanados | Medición de la relación de Transformación | 2 años |
| Devanados | Medición de la impedancia del Burden | 2 años |
| Devanados | Medida de la desviación de fase | 2 años |
| Devanados | Medición de la resistencia eléctrica de los devanados (Norma ANSI/IEEE Std. 62-1995 o equivalente) | 2 años |
| Núcleo | Prueba de saturación | 2 años |
| Tanque | Cambio de empaques : Se deben realizar independiente del estado en que se encuentren | 2 años |
| Tanque | Rutina general: ajustar toda la tornillería exterior (válvulas, bujes y juntas en general) | 1 año |
| Tanque | Termografía: Se realiza para determinar puntos calientes y deltas de temperatura en el aceite | 1 año |
| Tanque | Revisión general: revisar el tanque para encontrar fisuras y/o huecos, puntos de corrosión, pintura y dado el caso, proceder a reacondicionar | 1 año |

4.1. TAREAS RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE RCM

Tabla 4.8.: Tareas para el CVT

| Subsistema | Tareas para el CVT | T |
|----------------------------|--|--------|
| Aceite dieléctrico | Análisis Físico-químico del aceite (Normas: ASTM D-664, D-974, ASTM D-971, ASTM D-1533, ASTM D-1500, ASTM D-3621) | 4 años |
| Aceite dieléctrico | Prueba de tangente delta o factor de potencia (Norma ASTM D924 -08 o equivalente) | 4 años |
| Aceite dieléctrico | Prueba de rigidez dieléctrica del aceite (Norma ASTM D877) | 4 años |
| Aislamiento solido | Medición de la resistencia óhmica del aislamiento sólido (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Aislamiento solido | Medición de factor de potencia o tangente Delta en el aislamiento sólido (Norma IEEE C57.12.90 o equivalente) | 2 años |
| Aislamiento solido | Análisis de compuestos furánicos (Permite determinar el estado de deterioro del papel) (ASTM D5837) | 2 años |
| Aislamiento solido externo | Resistencia de aislamiento de los aisladores: Realizar la prueba según norma correspondiente, a partir de los resultados, según el estado en que se encuentren programar reposición de ser necesario (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Aislamiento solido externo | Medición de factor de potencia o tangente Delta de los aisladores : Realizar la prueba según norma (IEEE C57.12.90) a partir de los resultados, según el estado en que se encuentren programar reposición de ser necesario | 2 años |
| Aislamiento solido externo | Rutina general: limpieza de aisladores usando los implementos adecuados (Norma IEEE STD 957-1995) | 1 año |
| Columna de Capacitores | Medida de capacitancia | 3 años |
| Columna de Capacitores | Medición de la resistencia Óhmica de la columna de capacitores | 3 años |
| Columna de Capacitores | Medición de factor de potencia o tangente Delta de la columna de capacitores | 3 años |
| Devanados | Medición de la relación de Transformación | 2 años |
| Devanados | Medición de la impedancia del Burden | 2 años |
| Devanados | Medida de la desviación de fase | 2 años |
| Devanados | Medición de la resistencia eléctrica de los devanados (Norma ANSI/IEEE Std. 62-1995 o equivalente) | 2 años |
| Núcleo | Prueba de corriente de excitación | 2 años |
| Tanque | Cambio de empaques : Se deben realizar independiente del estado en que se encuentren | 1 año |
| Tanque | Rutina general: ajustar toda la tornillería exterior (válvulas, bujes y juntas en general) | 1 año |
| Tanque | Termografía: Se realiza para determinar puntos calientes y deltas de temperatura en el aceite | 1 año |
| Tanque | Revisión general: revisar el tanque para encontrar fisuras y/o huecos, puntos de corrosión, pintura y dado el caso, proceder a reacondicionar | 1 año |

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 4.9.: Tareas para el banco de capacitores

| Subsistema | Tareas de mantenimiento capacitor | T |
|-------------------|--|----------|
| Aislamiento | Resistencia de aislamiento de los aisladores (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Aislamiento | Medición de factor de potencia o tangente Delta de los aisladores : Realizar la prueba según norma IEEE C57.12.90 | 2 años |
| Aislamiento | Rutina general: limpieza de aisladores usando los implementos adecuados (Norma IEEE STD 957-1995) | 2 años |
| Tanque | Revisión general: revisar el tanque para encontrar fisuras y/o huecos, puntos de corrosión, pintura y dado el caso, proceder a sustituir | 1 año |
| Unidad capacitiva | Medida de capacitancia | 2 años |
| Unidad capacitiva | Medición de la resistencia Óhmica de la columna de capacitores | 2 años |
| Unidad capacitiva | Medición de factor de potencia o tangente Delta de la columna de capacitores | 2 años |

Tabla 4.10.: Tareas para el DPS

| Subsistema | Tareas de mantenimiento DPS | T |
|-----------------------|---|----------|
| Aislamiento | Medida de descargas parciales | 2 años |
| Aislamiento | Resistencia de aislamiento de los aisladores (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Aislamiento | Medición de factor de potencia o tangente Delta de los aisladores : Realizar la prueba según norma IEEE C57.12.90 | 2 años |
| Aislamiento | Rutina general: limpieza de aisladores usando los implementos adecuados (Norma IEEE STD 957-1995) | 2 años |
| Resistencia no lineal | Medida de capacitancia | 2 años |
| Resistencia no lineal | Medición de la resistencia Óhmica de la columna de los discos de ZnO | 2 años |
| Resistencia no lineal | Medición de factor de potencia o tangente Delta de la columna de los discos de ZnO | 2 años |

4.1. TAREAS RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE RCM

Tabla 4.11.: Tareas para el interruptor

| Subsistema | Tareas de mantenimiento interruptor | T |
|------------------------|--|----------|
| Aislamiento | Medida de descargas parciales | 2 años |
| Aislamiento | Resistencia de aislamiento de los aisladores (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Aislamiento | Medición de factor de potencia o tangente Delta de los aisladores : Realizar la prueba según norma IEEE C57.12.90 | 2 años |
| Aislamiento | Rutina general: limpieza de aisladores usando los implementos adecuados (Norma IEEE STD 957-1995) | 2 años |
| Cámara de extinción | Cambio de empaques : Se deben realizar independiente del estado en que se encuentren | 3 años |
| Cámara de extinción | Verificación de la presión de la cámara | 3 años |
| Cámara de extinción | Análisis físico-químico del gas SF6 | 5 años |
| Contactos Principales | Medición de la resistencia Óhmica de los contactos Principales en posición cerrada | 2 años |
| Contactos Principales | Medición de la resistencia Óhmica entre los contactos Principales en posición abierta | 2 años |
| Control | Revisión de equipo de instrumentación: revisar equipo de medición de presión, cableado de control, verificar que los instrumentos estén en buenas condiciones, limpiar impurezas y humedad, verificar el buen estado de los sellos | 2 años |
| Equipo completo | Termografía: Se realiza para determinar puntos calientes en conexiones | 2 años |
| Equipo completo | Rutina general: ajustar toda la tornillería exterior (válvulas, Aislamiento Sólido externo y juntas en general) | 2 años |
| Mecanismo de operación | Revisión del estado de los resortes, cambio y/o calibración de los mismos, aplicar lubricante en las juntas móviles | 2 años |
| Mecanismo de operación | Prueba de sincronismo: mide los tiempos de apertura y cierre de los contactos principales | 2 años |
| Mecanismo de operación | Medir la distancia mínima entre contactos sugerida por el fabricante | 2 años |
| Mecanismo de operación | Tiempo de apertura: Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo, hasta el instante en que los contactos principales se separan. | 2 años |
| Mecanismo de operación | Tiempo de cierre: Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos principales. | 2 años |

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 4.12.: Tareas para el seccionador

| Subsistema | Tareas de mantenimiento seccionador | T |
|------------------------|---|----------|
| Contactos fijo y móvil | Medición de la resistencia Óhmica de los contactos en posición cerrada | 2 años |
| Mecanismo de operación | Revisión de equipo de instrumentación: revisar cableado de control, verificar que los instrumentos estén en buenas condiciones, limpiar impurezas y humedad | 2 años |
| Mecanismo de operación | Rutina general: ajustar toda la tornillería al torque adecuado, lubricación de partes móviles | 1 año |
| Mecanismo de operación | Abrir y cerrar el seccionador | 1 año |
| Aislamiento | Medida de descargas parciales | 2 años |
| Aislamiento | Resistencia de aislamiento de los aisladores (Norma IEEE C57.12.90) | 2 años |
| Aislamiento | Medición de factor de potencia o tangente Delta de los aisladores : Realizar la prueba según norma IEEE C57.12.90 | 2 años |
| Aislamiento | Rutina general: limpieza de aisladores usando los implementos adecuados (Norma IEEE STD 957-1995) | 2 años |

El programa de mantenimiento mostrado en las tablas anteriores 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. El siguiente paso que se debe dar es la elaboración del calendario de mantenimiento, considerando la mano de obra y equipos disponibles.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- La metodología RCM permitió analizar de forma adecuada los equipos seleccionados.
- Es acertado aplicar la metodología RCM a las subestaciones, debido a los altos requerimientos de disponibilidad y confiabilidad de los equipos dentro de la misma.
- Dividir los equipos en subsistemas permite analizar cada equipo de una forma mas sencilla y ordenada, alcanzando el nivel detalle adecuado.
- El AMEF (Análisis de Modo de Falla y Efecto de Falla) de los subsistemas de cada equipo, permitió visualizar en detalle y entender el funcionamiento de cada uno de ellos.
- Para aumentar la confiabilidad y disponibilidad de las subestaciones, no es suficiente implementar una metodología rutinaria de mantenimiento, se necesita el desarrollo de un análisis causa-efecto de fallas para eliminar el origen del problema y tratar la consecuencia a partir de tareas y frecuencias de mantenimientos óptimos.
- La herramienta software permite desarrollar la metodología RCM en forma óptima y ordenada.
- Se logró aplicar la metodología RCM a los siguientes equipos : Interruptor de potencia, Seccionador, Transformador de potencial, Transformador de corriente, Transformador de potencial con divisor de tensión Capacitivo, Reactor en derivación,

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Banco de capacitores y Pararrayos. Se generó un plan de mantenimiento para cada uno de ellos.

- Después del transformador de potencia y con base en los análisis AMFE, podemos decir que el equipo mas crítico dentro de la subestación es el interruptor, debido al papel que este juega como elemento de protección y maniobra dentro de la misma.
- Para el análisis RCM, mas que un extenso registro de fallas, se necesita un análisis exhaustivo de cada equipo llevado a cabo en conjunto con los operadores y el personal de mantenimiento.
- El éxito del RCM depende en gran parte de la capacitación de los operarios, personal de mantenimiento y todo el personal involucrado en el tema.

Recomendaciones

- Se recomienda extender el análisis RCM a los demás equipos de la subestación, como son, Relés, Sistema de puesta a tierra, bancos de baterías, barras, cables, estructuras entre otros.
- La herramienta permite agregar nuevos equipos para llevar a cabo su análisis (ver anexo manual del usuario).
- Se estudiaron los principales subsistemas de cada equipo, si se considera que hay otros subsistemas relevantes que deben ser analizados, la herramienta permite agregarlos. (ver apéndice manual del usuario).
- Se recomienda llevar la información a una base de datos mas robusta como SQL server, que proporcione mayor seguridad y confiabilidad de los datos almacenados en el desarrollo de la metodología RCM.
- La frecuencia de las tareas de mantenimiento propuestas, se plantean de acuerdo a sugerencias de los fabricantes de los equipos, el cálculo riguroso de la frecuencia de las tareas va asociado con el cálculo de la confiabilidad de cada equipo; para profundizar sobre este tema se recomienda revisar el trabajo de grado de la Ingeniera Electricista Luz Dary Carvajal Mendoza, “Cálculo de la Confiabilidad de Equipos de Transmisión de Energía Eléctrica”.

Referencias Bibliográficas

- [1] Carlos L. Cabrera, Genaro Ruíz Rodríguez, Diagnóstico e Investigación de Fallas en Interruptores de Potencia, CFE-LAPEM, Mexico, 2001.
- [2] Coordinadora de Transmisión y Transformación, Gerencia de Subestaciones y Líneas de Transmisión, Manual de Interruptores de Potencia, México D.F., Marzo de 2003.
- [3] Disponible en http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public_www/capitulo1/interruptores.html.
- [4] Disponible en <http://dspace.epn.edu.ec/bitstream/15000/8873/3/T10976CAPITULO%203.pdf>.
- [5] Disponible en <http://www.alstom.com/grid/products-and-services/high-voltage-power-products/disconnectors/>.
- [6] Disponible en <http://www.energy.siemens.com/co/es/transmision-de-energia/productos-de-alta-tension/interruptores/>
- [7] Disponible en <http://www.slideshare.net/teoriaelectro/interruptores-de-potencia>.
- [8] Disponible en <http://www.clarkia.net/fam08/fam08.htm>
- [9] Disponible en http://www.hubbellcatalog.com/hps/ss.asp?FAM=surge_arresters.
- [10] Disponible en <http://www.buenastareas.com/ensayos/Capacitores-Elctricos/140354.html>.
- [11] Disponible en <http://shelf3d.com>.
- [12] Disponible en <http://electricity4you.blogspot.com>.
- [13] Disponible en www.abb.com.

Referencias Bibliográficas

- [14] Disponible en www.arteche.com.
- [15] Disponible en www.globalspec.com.
- [16] Fredy Medrano Martínez, Metodología de Implementación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para las Subestaciones de Propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá, Bucaramanga, 2010.
- [17] Fouad Brikci, Emile Nasrallah, Mantenimiento de interruptores de potencia de MT y AT Revista Electric Energy T&D , Mayo de 2006.
- [18] Gerardo Azocar Madrid, Elvio Cabezas Navarrete, David Gálvez Carvajal, Carlos Román Olave, Escuela de Ingeniería Eléctrica, PUCV. Ubicación y selección de pararrayos en Sistemas Eléctricos de Potencia.
- [19] Lyda Marisel Torres Álvarez, Metodología RCM Aplicada a Transformadores de Potencia, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Bucaramanga Colombia, 2010.
- [20] Montesinos Mawyin Roberto Fernando, Selección y Protección de Reactores en Sistemas de Potencia, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Abril de 1895, Quito, Ecuador.
- [21] Moubray, Jhon. Reliability-Centred Maintenance II. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. ed en español. Aladon LLC: Carolina del Norte, 2004
- [22] Subestaciones Eléctricas - Ingeniería Electromecánica - Instituto Tecnológico de Tapachula.

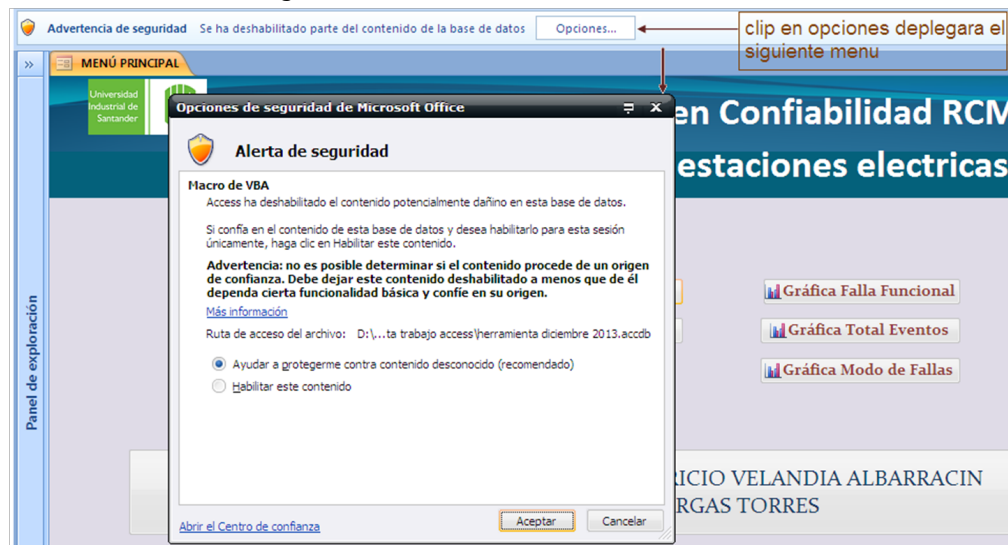
ANEXO

ANEXO A

Manual del usuario

A.1 Introducción

Figura A.1.: Vista de inicio de la herramienta

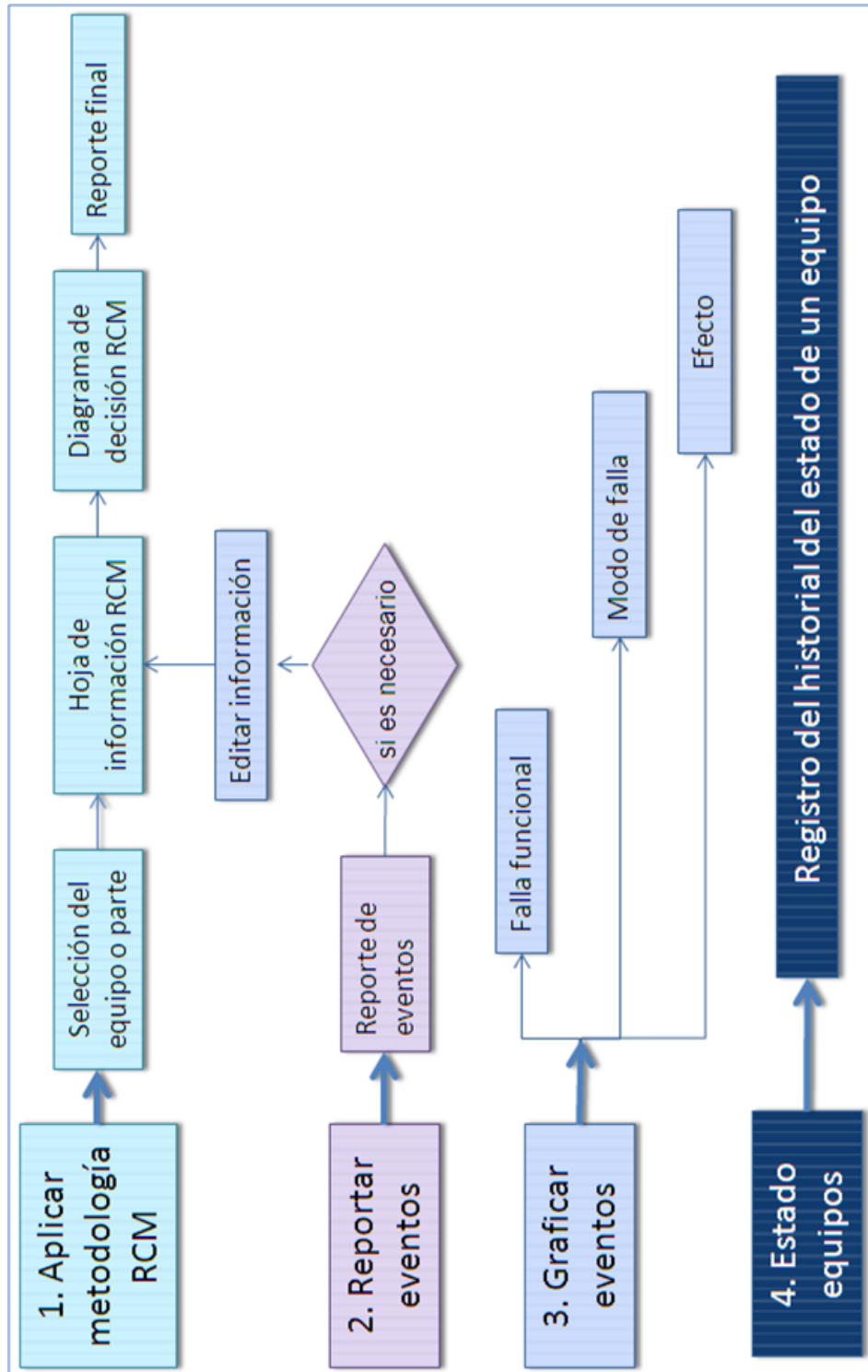


Para acceder a la herramienta de Access, encontramos un icono con el nombre de “Herramienta RCM subestaciones”. Esta herramienta se desarrolló en Access 2007, por medio de la cual se aplica la metodología del MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD por sus siglas en ingles(RCM), para los equipos básicos de una subestación eléctrica, esta herramienta permite agregar más equipos. Una vez en la pantalla de Access debemos habilitar este contenido en la alerta de seguridad seleccionando con clic

“habilitar contenido” (Ver figura A.1) y luego dando clic en el botón aceptar, para que nos permita visualizar el menú principal y nos permita acceder a todo el contenido de la herramienta software.

A.2 Objetivos de la herramienta

Figura A.2.: Funciones de la herramienta



A.3. Requerimientos

La herramienta cuenta con un menú que hace fácil la introducción de la información en la base de datos

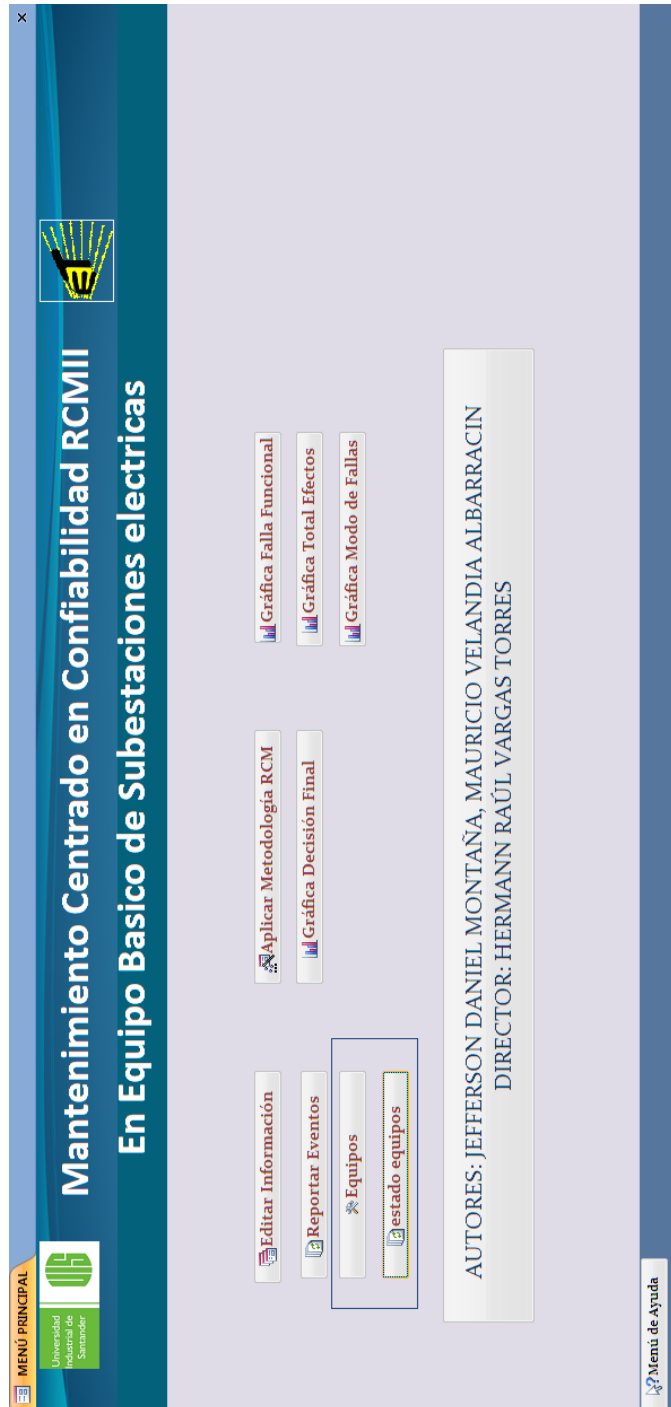
- Permite la aplicación de la Metodología RCM en un equipo completo.
- Aprovecha la base de datos existente para hacer el reporte de nuevos eventos que se presenten.
- Permite la gráfica de tendencias a partir del acumulado de eventos reportados.
- Guarda el registro de los eventos, falla, mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y cuando es puesto en funcionamiento para guardarlos en un archivo plano (.txt).

A.3 Requerimientos

El equipo debe tener instalado Microsoft Access 2007 o una versión superior.

A.4 Estructura de la herramienta

Figura A.3.: Menú principal



A.4. Estructura de la herramienta

La herramienta está constituida por nueve módulos (Ver figura A.3), en los cuales se puede acceder por el menú principal de la herramienta inicio.

En el modulo editar información, ingresamos los equipos en la hoja de información respondiendo así a las primeras 4 preguntas de la metodología RCM y cumpliendo con nuestro primer objetivo. Se recomienda ingresar al menú de ayuda antes de usar la herramienta, para saber qué hacer y como se debe llevar a cabo el proceso.

A.5 Como Aplicar la metodología RCM

Figura A.4.: Ventana de selección de opciones para el análisis RCM

| | |
|--|--------------------|
| Equipo | Sub-Sistema |
| Transformador De Potencial Capacitivo 500kv | Filtro Capacitivo |
| Función | |
| proteger el secundario de señales de alta frecuencia | |
| Falla Funcional | |
| presencia de señales de alta frecuencia en el secundario | |
| Modo Falla | |
| sobretensión en el primario | |

A.5. Como Aplicar la metodología RCM

Cada equipo es considerado como un conjunto de subsistemas o partes , para cada subsistema se genera una hoja de información. En la HOJA DE INFORMACIÓN almacenamos todas las funciones, fallas funcionales, todos los posibles modos de falla y efectos de falla del subsistema. Para acceder a cada HOJA DE INFORMACIÓN, damos clic al icono aplicar metodología RCM, luego seleccionamos el equipo y el subsistema que se quiere visualizar y damos clic en icono información. Una vez generada la hoja de información, volvemos a dar clic en el menú inicio APLICAR METODOLOGIA RCM para seguir con la etapa de decisión. En este formulario seleccionamos las opciones: equipo, subsistema, falla funcional y modo de falla. (Ver figura A.4)

Paso 1 Haciendo clic en aplicar metodología RCM , tenemos acceso al formulario, seleccionamos el equipo, subsistema, función , falla funcional y modo de falla. Se puede recordar los modos de falla dando clic en información.

Paso 2 En esta fase encontramos el diagrama de decisión de la herramienta RCM , que con una serie de preguntas que responderemos hasta que se finalice. Correspondiente a las 3 ultimas preguntas RCM

Paso 3 Una vez definida la clase de tarea recomendada para cada modo de falla, se procede a registrar dicha tarea haciendo clic en ENVIAR, para registrar los datos.

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

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. Estas 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

Anexo A. Manual del usuario

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.6 El Informe Final

A.6. El Informe Final

Tabla A.1.: Informe final

| Fecha | | Equipo | Sub Sistema | Función | Falla Funcional |
|---|--|-------------------|---|--|--|
| 07/04/2014 | | seccionador 230kV | Aisladores | Proporcionar aislamiento entre las partes activas y tierra | Pérdida de aislamiento entre partes activas y tierra |
| <p>Lunes, 07 de Abril de 2014 08:00:42 a.m.</p> | | | | | |
| Modo de Falla | | Tarea Propuesta | Descripción de tarea | Intervalo Inicia | Responsable |
| Por contaminación de la superficie aislante | | Tarea a Condición | rutina de general: limpieza de aislador, impurezas y humedad. | 8 meses | Dto de Mantenimiento Eléctrico |

la columna señalada es la continuación en la tabla decisión final que el la herramienta se vera como un solo registro en una sola fila



Decisión Final

Anexo A. Manual del usuario

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 plan de mantenimiento (Ver Tabla A.1).

A.7 Reportar eventos

Figura A.5.: Reporte de eventos

The screenshot shows a web-based form titled "Eventos". The form is organized into several sections, each with a dropdown menu for selection. The "Fecha" field is set to "02/04/2014". The "Equipo" dropdown is set to "interruptor 230kV". The "Sub Sistema" dropdown is set to "Camara de extinción". The "Función" dropdown is set to "Contener íntegramente el gas SF6 a la presión adecuada". The "Falla Funcional" dropdown is set to "No contiene íntegramente el gas SF6". The "Modo de falla" dropdown is set to "por fugas SF6 en empaquetaduras y/o juntas". There are ten "Efecto" fields, each with a dropdown menu. The "Efecto 1" dropdown is set to "Baja presión de gas SF6". The "Efecto 2" dropdown is set to "Reencendido del arco eléctrico". The "Efecto 3" dropdown is set to "envejecimiento acelerado del aislamiento sólido interno". The "Efecto 4" dropdown is empty. The "Efecto 5" dropdown is empty. The "Efecto 6" dropdown is empty. The "Efecto 7" dropdown is empty. The "Efecto 8" dropdown is empty. The "Efecto 9" dropdown is empty. The "Efecto 10" dropdown is empty. At the bottom of the form, there are two buttons: "Agregar Evento" and "Informe de Eventos".

Esta opción permite reportar nuevos eventos o fallas que se presenten haciendo uso de la base de datos ya existente y la hoja de información de cada equipo. El reporte de nuevos se hace a través de un formulario que cuenta con una lista desplegable en cascada que relaciona la hoja de información del equipo que escojamos, se debe seleccionar la fecha en la cual ocurrió el evento (falla). Los nuevos eventos se agregan dando clic en agregar evento (Ver figura A.5)

- **Equipo, 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 equipo, subsistema, función, falla funcional y modo de falla respectivamente. En cada caso solo es posible elegir una opción a la vez (Ver figura A.5). Si se

desea reportar, por ejemplo, más de un modo de falla para una misma falla se debe hacer en otro registro.

Efectos 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).

Para borrar registros de eventos debemos ir a la tabla viewEvento y seleccionar y eliminar el registro.

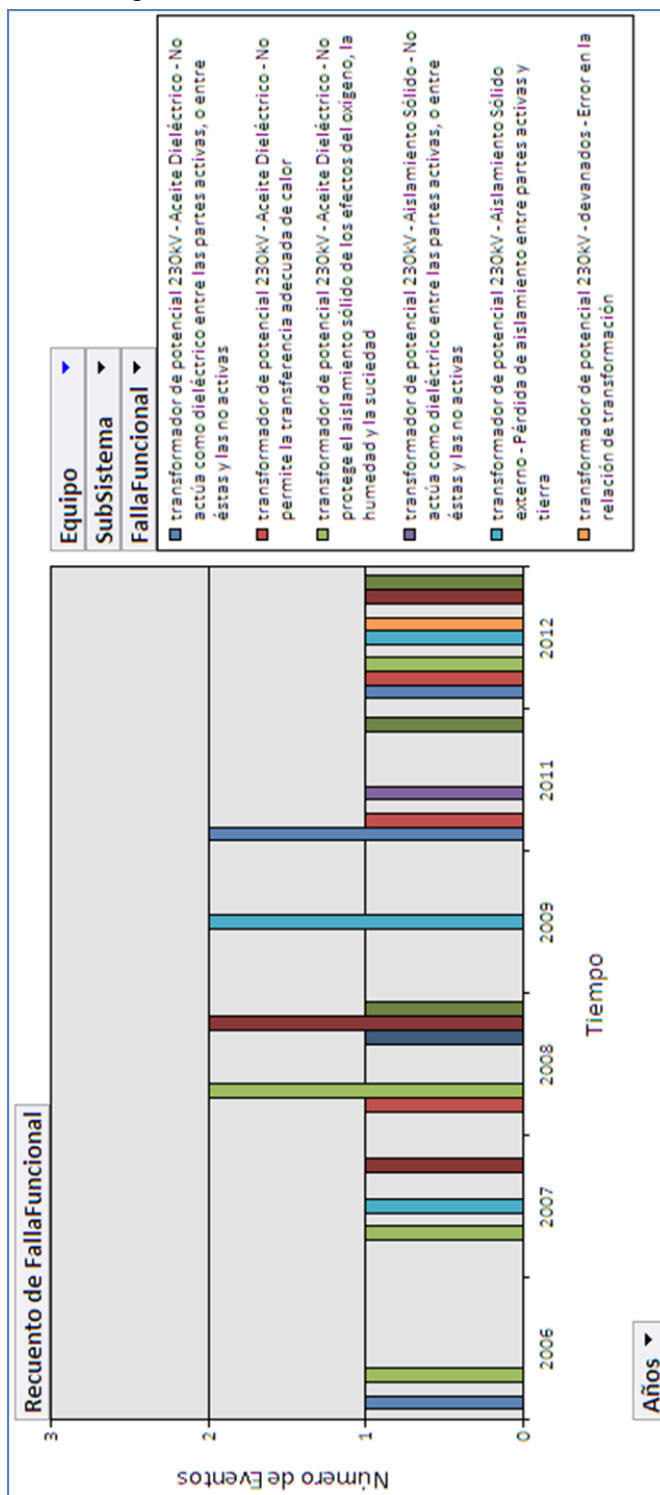
A.8 Graficas

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

- Fallas funcionales
- Modos de Falla
- Efecto de falla

Para acceder a estas gráficas se debe hacer clic en el botón según corresponda la grafica que se quiere ver “gráfica falla funcional”, “grafica modos de falla”, “grafica total efectos”, “grafica decisión final”.

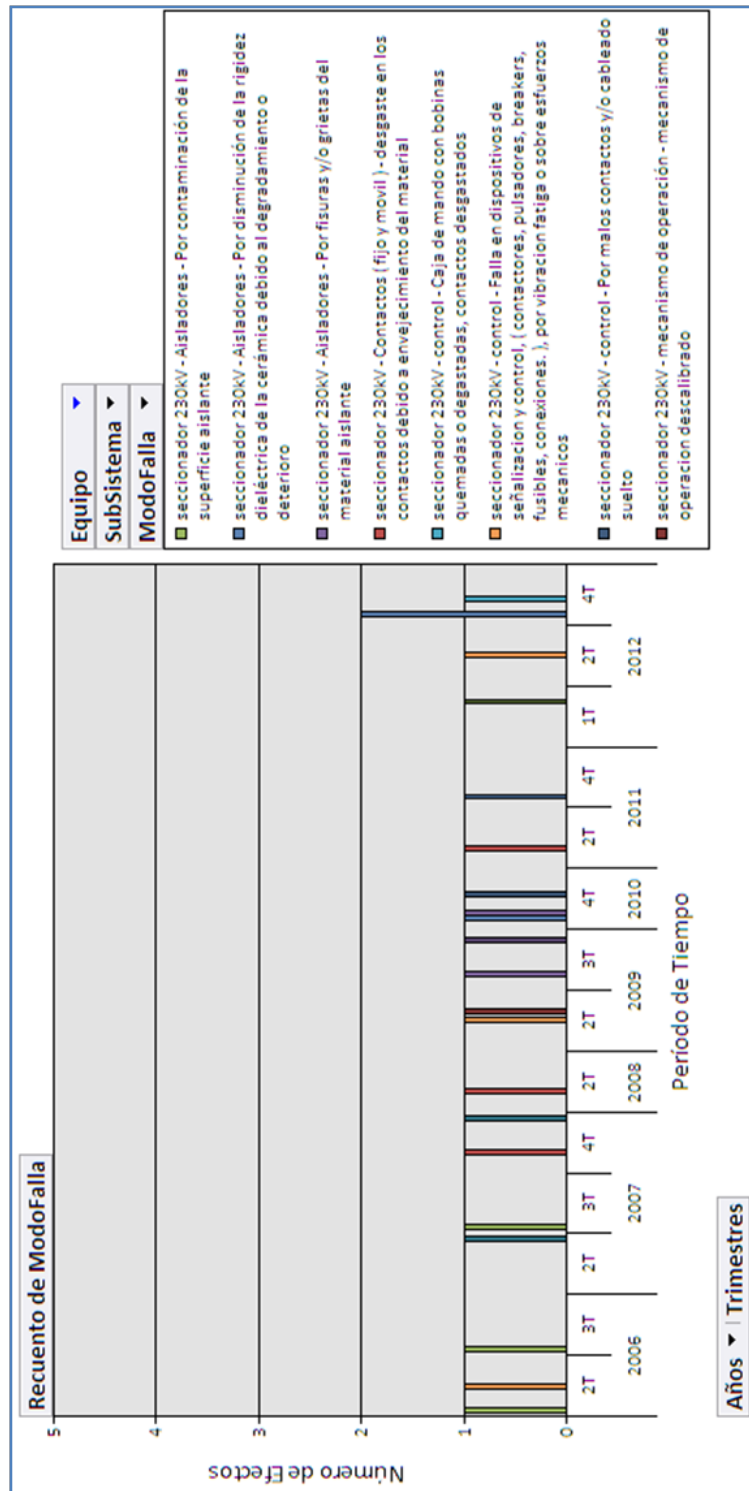
Figura A.6.: Gráfica de fallas funcionales



Graficar fallas funcionales 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. (Ver figura A.6), también se debe tener en cuenta que:

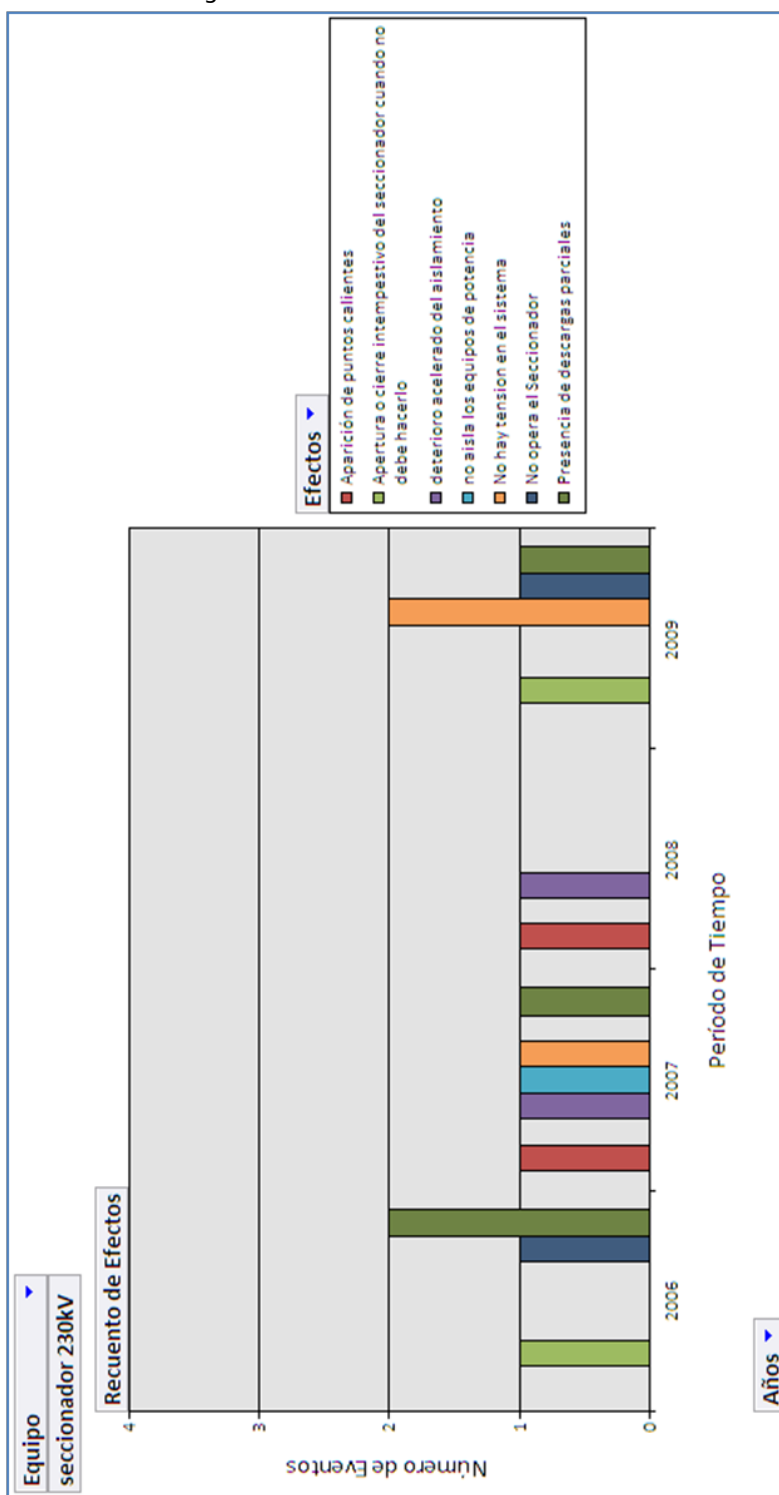
- Los períodos de tiempo para el análisis: Años, Trimestres ó Meses. Se pueden incorporar por medio de la lista de campo
 - También es posible elegir Fallas individuales, un grupo de varias Fallas o incluso todas las fallas reportadas, asociadas a un subsistema de un equipo específico y visualizarlas dentro del mismo gráfico.
 - Según la selección que se haga, se puede ver las relaciones entre equipos y sus fallas, Es decir, dentro de un mismo gráfico es posible visualizar tantas opciones como combinaciones posibles se nos ocurran de los siguientes elementos: (el botón equipo está ubicado en la parte superior del gráfico y los otros dos a la derecha).
-

Figura A.7.: Gráfica de modos de falla



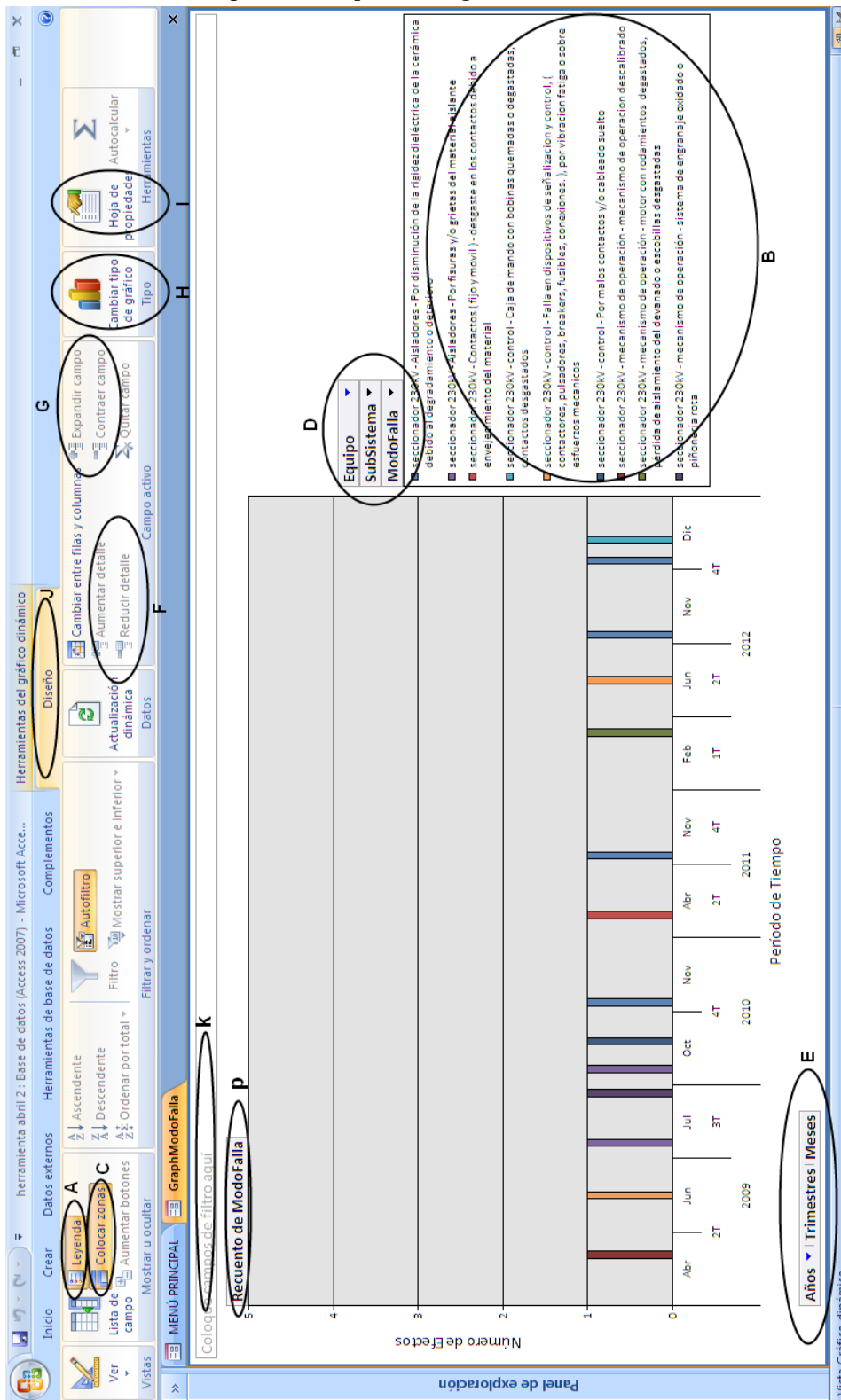
Graficar modos de falla En la gráfica A.7, se puede ver el comportamiento de los modos de falla en el tiempo, la gráfica registra el Número de Veces que determinado subsistema de un equipo se ha visto afectado debido a un Modo de Falla específico, durante un período de tiempo.

Figura A.8.: Gráfica de efectos de falla



Gráficar efectos de falla Registra el Número de Veces que se ha presentado un determinado Efecto en un equipo luego de una falla, durante un período de tiempo (Ver figura A.8) .

Figura A.9.: Opciones de gráficos dinámicos



Opciones de los Gráficos Dinámicos La figura A.9 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.9). 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
- **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.
- **J:** opción de diseño de graficos
- **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).
- **P:** 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. Subsubsecciones deben ir sin numeración para evitar conflictos en la tabla de contenido.

Modulo estado de equipos En este modulo nos permite registrar el historial del estado de un equipo desde que es instalado, a lo largo de su vida útil.

También se puede crear varios equipos , para tener registros de cada equipo por separado.

Este modulo cuenta con dos formularios uno llamado “equipos” y otro llamado “estado equipos” que se podrá acceder por menú inicio de la herramienta en por los botones llamados “equipos” y “estado equipos”.

Figura A.10.: Vista de formulario equipos

The screenshot shows a web form for creating a new equipment record. The form has the following fields and annotations:

- Nombre:** Text input containing "TRANSFORMADOR TX801 34,5kv". Annotation: "Introducción del equipo para un análisis en particular".
- Referencia:** Text input containing "Referencia TX". Annotation: "con la referencia podemos diferenciar equipos con un mismo nombre".
- Marca:** Text input containing "Marca TX". Annotation: "marca del equipo".
- Fecha Servicio:** Text input containing "25/01/2013". Annotation: "fecha en que se puso en servicio".
- Estado:** Dropdown menu with "Funcionando" selected. Annotation: "se debe tomar inicialmente al crear el equipo Funcionando".

At the bottom of the form, there is a button labeled "Inicio" with a house icon. An annotation points to it: "dandole clic en este icono , creamos el nuevo registro del equipo".

Below the form is a navigation bar with the text "Registro: 4 de 5" and a "Buscar" button.

Formulario equipos: En este formulario (Ver figura A.10), se crearán los equipos a los cuales se les quiere llevar el historial del estado, para un análisis en particular, después de que se tiene todos los datos del equipo que se desea crear , cuando el equipo ingresa, su estado será funcionando, luego de escoger la información se procederá a dar clic en nuevo registro. Como se ve en el siguiente grafico, se describe para que se utilice cada casilla.

Formulario estado equipos: En este formulario (Ver figura A.11), se podrá reportar el estado de un equipo y la fecha en que ocurre, estos estados son, falla, mantenimiento

A.8. Graficas

preventivo , mantenimiento correctivo, entra en operación, con estos datos , se podrá determinar , que tanto duro el equipo en dichos estados. Estos datos se permiten exportar en un archivo plano .txt, estos datos le servirán al usuario para otros estudios.


Figura A.11.: Vista de formulario estado equipos

The image shows a web-based form for recording equipment status. The form is organized into several sections:

- Equipment Selection:** Includes dropdown menus for 'Equipo' (Interruptor115kv.ABB 11), 'Entrada Operación' (23-Ene-95), 'Sub equipo' (TRANSFORMADOR Tx301 34,5kv), and 'Sub Subistema' (Devanados). Callouts point to these dropdowns with the text: 'lista desplegable de equipos introducidos', 'lista de equipo modelo, para proporcionar datos', and 'sub-sistema asociado al equipo escogido'.
- Event Type:** A radio button group under 'Seleccione la Eventualidad' with options: 'Falla' (selected), 'Mantenimiento Preventivo', 'Mantenimiento Correctivo', and 'Entra en Operación'. A callout points to this group with the text: 'reporte del tipo de evento'.
- Date and Duration:** Text input fields for 'Fecha' and 'Duración'. A callout points to the 'Fecha' field with the text: 'fecha en que ocurre el evento'.
- Failure Details:** Text input fields for 'Falla Funcional' and 'Modo Falla'. A callout points to the 'Modo Falla' field with the text: 'muestra un informe de los datos segun el equipo que se escoja'.
- Actions:** Buttons for 'Nuevo', 'Inicio', and 'Guardar'. A callout points to the 'Guardar' button with the text: 'para guardar el registro de lo seleccionado'.
- Reporting:** A dropdown menu for 'Equipos' and buttons for 'Informe' and 'Plano'. A callout points to the 'Informe' button with the text: 'Genera un archivo plano .txt con la información que se muestra en el informe'.
- Additional Note:** A callout points to the 'Informe' button with the text: 'limpia todos los espacios'.

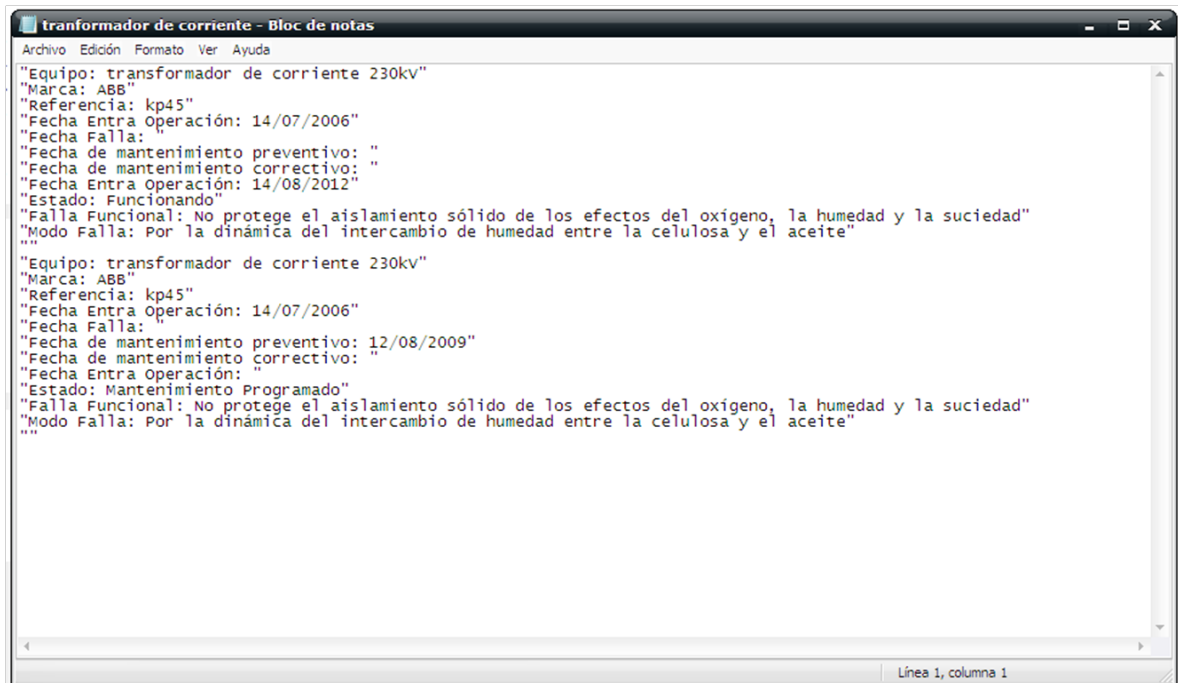
Informe del equipo guardado: Este informe (Ver figura A.12), contiene todos los datos que se han guardado del equipo hasta el momento actual en que se le la información.

Figura A.12.: Vista de informe del equipo guardado

|  Aviso | | Equipo | Referencia | Marca | Martes, 22 de Abril de 2014 07:47:17 a.m. | | | |
|--|------------|-----------------|-----------------|---------------------|--|---|--|--------------------------|
| FechaServicio | FechaFalla | FechaPreventivo | FechaCorrectivo | FechaEntraOperacion | Duración Falla | FallaFuncional.Nombre | ModoFalla.Nombre | Estado |
| 14/07/2006 | | | | 14-Ago-12 | | No protege el aislamiento sólido de los efectos del oxígeno, la humedad y la suciedad | Por la dinámica del intercambio de humedad entre la celulosa y el aceite | Funcionando |
| 14/07/2006 | | 12-Ago-09 | | | | No protege el aislamiento sólido de los efectos del oxígeno, la humedad y la suciedad | Por la dinámica del intercambio de humedad entre la celulosa y el aceite | Mantenimiento Programado |

Archivo plano: Es la misma información mostrada en el informe , vista en un archivo .txt (Ver figura A.13)

Figura A.13.: Vista del archivo plano



```
transformador de corriente - Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
"Equipo: transformador de corriente 230kv"
"Marca: ABB"
"Referencia: kp45"
"Fecha Entra Operación: 14/07/2006"
"Fecha Falla: "
"Fecha de mantenimiento preventivo: "
"Fecha de mantenimiento correctivo: "
"Fecha Entra Operación: 14/08/2012"
"Estado: Funcionando"
"Falla Funcional: No protege el aislamiento sólido de los efectos del oxígeno, la humedad y la suciedad"
"Modo Falla: Por la dinámica del intercambio de humedad entre la celulosa y el aceite"
""
"Equipo: transformador de corriente 230kv"
"Marca: ABB"
"Referencia: kp45"
"Fecha Entra Operación: 14/07/2006"
"Fecha Falla: "
"Fecha de mantenimiento preventivo: 12/08/2009"
"Fecha de mantenimiento correctivo: "
"Fecha Entra Operación: "
"Estado: Mantenimiento Programado"
"Falla Funcional: No protege el aislamiento sólido de los efectos del oxígeno, la humedad y la suciedad"
"Modo Falla: Por la dinámica del intercambio de humedad entre la celulosa y el aceite"
""
Línea 1, columna 1
```