



**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA**

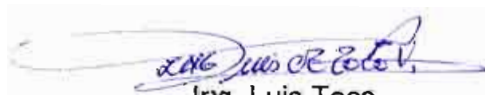
**“MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM)  
DEL AUTOTRANSFORMADOR DE POMASQUI 230/138/13.8 kV”**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO EN LA ESPECIALIZACIÓN  
DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**ROMMEL FERNANDO CELA ANDAGOYA**

**Quito, Septiembre del 2005**

**CERTIFICO** que el siguiente tema de TESIS ha sido desarrollado en su totalidad por el señor: **ROMMEL FERNANDO CELA ANDAGOYA**, bajo mi dirección.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Irig. Luis Taco", is written over a light blue rectangular background.

Irig. Luis Taco  
Director de tesis.

## DEDICATORIA

Todo el esfuerzo y la dedicación emprendida en esta etapa de mi vida fue gracias a la confianza y el apoyo brindado por mis padres: Marco Cela, Nelly Andagoya y mi hermano Jonathan, es por eso que este trabajo es dedicado para ellos.

## AGRADECIMIENTO

Agradezco al área de mantenimiento de subestaciones de TRANSELECTRIC en especial al Ing. **Eduardo Flores**

# INDICE

INDICE.....	1
1 GENERALIDADES.....	3
1.1 INTRODUCCIÓN.....	3
1.2 OBJETIVO.....	5
1.3 ALCANCE.....	5
2 FILOSOFÍAS DE MANTENIMIENTO Y SU EVOLUCIÓN.....	6
2.1 PROCESO DE MANTENIMIENTO.....	7
2.1.1 EL MANTENIMIENTO EN RELACIÓN CON LA DISPONIBILIDAD, SEGURIDAD Y ECONOMÍA.....	9
2.1.2 ESTRUCTURA DEL MANTENIMIENTO.....	10
2.1.3 TIPOS DE MANTENIMIENTO.....	11
2.2 FILOSOFÍAS DE MANTENIMIENTO.....	14
2.2.1 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO BASADA EN LA FALLA.....	15
2.2.2 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO BASADA EN LA VIDA DEL ÍTEM.....	17
2.2.3 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA INSPECCIÓN.....	19
2.2.4 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO BASADA EN EL EXAMEN.....	22
2.2.5 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA OPORTUNIDAD.....	26
2.3 EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO.....	27
2.3.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL MANTENIMIENTO.....	29
2.3.2 FUTURO DEL MANTENIMIENTO. MONITOREO EN LÍNEA.....	31
3 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD.....	32
3.1 INTRODUCCIÓN A LA CONFIABILIDAD.....	32
3.1.1 DEFINICIÓN.....	32
3.1.2 CONFIABILIDAD EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.....	33
3.2 ORIGEN Y DEFINICIÓN DEL RCM.....	36
3.3 DIFERENCIAS ENTRE EL RCM Y EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRADICIONAL.....	38
3.4 ETAPAS DEL PROCESO DEL RCM.....	40
3.4.1 SELECCIÓN DEL EQUIPO PARA COMENZAR A APLICAR RCM.....	41
3.4.2 LAS 7 PREGUNTAS DEL RCM.....	41
3.4.3 FUNCIONES Y PATRONES DE DESEMPEÑO.....	42
3.4.4 FALLAS FUNCIONALES.....	43
3.4.5 MODOS DE FALLA.....	44
3.4.6 EFECTOS DE FALLA.....	44
3.4.7 CONSECUENCIAS DE FALLA.....	45

3.5	TAREAS DEL RCM.....	45
3.5.1	TAREAS DE RESTAURACIÓN PROGRAMADA.....	45
3.5.2	TAREAS DE DESCARTE PROGRAMADO .....	46
3.5.3	TAREAS BAJO CONDICIÓN PROGRAMADAS.....	46
3.5.4	TAREAS DEFAULT .....	47
3.6	PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS .....	48
3.6.1	HERRAMIENTAS CLAVES.....	48
3.6.2	PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE TAREAS.....	51
4	SITUACIÓN ACTUAL DEL AUTOTRANSFORMADOR ATU 230/138 kV DE LA S/E POMASQUI.....	54
4.1	DESCRIPCIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR .....	54
4.2	COMPONENTES DEL AUTOTRANSFORMADOR DE POMASQUI .....	58
4.3	PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL.....	60
4.3.1	PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL ESTABLECIDO POR TRANSELECTRIC S.A. ....	64
5	APLICACIÓN DEL RCM AL AUTOTRANSFORMADOR ATU 230/138 kV DE LA S/E POMASQUI.....	68
5.1	SISTEMA.....	68
5.2	FUNCIONES Y PATRONES DE DESEMPEÑO .....	69
5.3	FALLA FUNCIONALES.....	71
5.4	MODOS DE FALLA Y SUS EFECTOS .....	71
5.5	CONSECUENCIAS OPERACIONALES Y NO OPERACIONALES .....	77
5.5.1	CONSECUENCIA AL RECURSO FINANCIERO .....	78
5.5.2	CONSECUENCIA AL RECURSO AMBIENTAL Y AL RECURSO HUMANO...91	
5.6	ANÁLISIS DE RIESGOS; VULNERABILIDAD Y ACEPTABILIDAD.....	95
5.7	TAREAS DE MANTENIMIENTO.....	101
5.8	FRECUENCIA DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO .....	107
5.8.1	PERIODO DEL MANTENIMIENTO MULTIANUAL .....	127
5.9	PLAN DE MANTENIMIENTO.....	134
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	137
6.1	CONCLUSIONES.....	137
6.2	RECOMENDACIONES .....	<u>141</u>
	ANEXOS .....	145

# CAPITULO I

## 1 GENERALIDADES

### 1.1 INTRODUCCIÓN

Todos los profesionales envueltos en las áreas operativas, dentro de la Transmisión de Energía Eléctrica, desean por razones obvias que sus activos se encuentren en estado de disponibilidad durante tanto tiempo como sea posible. Para lograrlo, es necesario "ayudar" al activo a mantener ese estado, realizando tareas de mantenimiento apropiadas.

Teóricamente, es posible lograr una continuidad de servicio perfecta, es decir, cero interrupciones, donde el consumidor no sea afectado, la empresa no tenga que pagar compensaciones, ni deje de suministrar energía, pero esto solamente a un costo infinito, asociado a la cantidad de mantenimiento (ciclo) y a las inversiones por confiabilidad que sean necesarias.

Esto nos conduce al concepto de mantenimiento, en donde se incluyen todas la tareas que realiza la empresa para conservar el activo en el estado disponible, o para recuperarlo de su estado de indisponibilidad, para esto se han establecido varias actividades de mantenimiento que pueden ir desde tareas diarias que no ocasionen restricción del servicio, hasta tareas que se realizan cada 5 años con restricción de servicio, según las rutinas de mantenimiento establecidas por Compañía Nacional de Transmisión S.A. (TRANSELECTRIC) para todas sus instalaciones.

Algunas de estas tareas son exigidas o sugeridas por el fabricante sin embargo la experiencia nos indica, que esas tareas, generalmente no bastan para garantizar la disponibilidad de los activos, por lo cual, a partir de ahí, es necesario realizar otras tareas adicionales para recuperar la funcionalidad.

El mantenimiento no solo se puede ver desde el punto de vista técnico o desde el punto de vista económico. El criterio para seleccionar cuándo, dónde y cómo debe realizarse, tiene que ser un juicio que reúna ambos parámetros, ya que la empresa tiene que pagar las labores de mantenimiento y las pérdidas económicas que la falla o ausencia de esta acarrea. Por esto el costo total para la empresa será la suma del costo de mantenimiento y el costo que tienen las fallas.

Este proyecto está orientado al problema de continuidad de suministro que forma parte del concepto más general de la confiabilidad del servicio. En el desarrollo de este trabajo, entenderemos por confiabilidad, la continuidad del suministro. La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones: el registro de eventos pasados y la predicción de la confiabilidad.

Cuando se analiza los equipos más críticos de una subestación eléctrica dentro de los importantes se halla el transformador de potencia, esto se debe principalmente a su costo y que la indisponibilidad del mismo, ocasiona casi de forma segura interrupción del servicio de energía eléctrica, originando graves pérdidas económicas, políticas y sociales para el país.

Debido a la importancia de los transformadores de potencia para el Sistema Nacional Interconectado se debe evitar al máximo las fallas en el mismo, es por eso la necesidad de implantar un plan de mantenimiento que logre aumentar al máximo la confiabilidad manteniendo los bajos costos del mantenimiento.

En el plan de mantenimiento se incluyen los siguientes aspectos: tareas o actividades de mantenimiento, periodo con el cual van a ser realizadas y el personal que ejecutará tales actividades; los dos primeros aspectos son estudiados a profundidad en el proyecto presentado, pero el tercer punto depende principalmente de la empresa encargada de realizar mantenimiento, la cual puede ser la propia empresa de transmisión o empresas contratadas especialmente para llevar a cabo estas tareas (outsourcings).

Todo el proceso de análisis se hará a partir de la metodología presentada por el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) y su respectiva aplicación al autotransformador ATU 230/138 kV ubicado en la subestación Pomasqui perteneciente a TRANSELECTRIC.



## 1.2 OBJETIVO

El objetivo es la determinación de un plan de mantenimiento eficaz y eficiente para el autotransformador ATU 230/138kV de la subestación Pomasqui, que optimice los recursos técnicos y económicos mediante la planificación del mantenimiento, a partir del análisis estadísticos de datos de falla y mantenimiento de los transformadores del Sistema Nacional de Transmisión.

Establecer el ciclo óptimo del mantenimiento multianual, que determine las acciones a realizar, para lograr la máxima disponibilidad del sistema de transmisión y que ayude a establecer futuras pautas para el mantenimiento. Adoptar una función de costos que rijan el mantenimiento centrado en la confiabilidad del autotransformador a partir de los valores de los activos con base a su producción.

## 1.3 ALCANCE

Establecer las diferentes tareas de mantenimiento sean estas tareas de restauración programada, descarte programado, bajo condición y tareas de default que se van a realizar al autotransformador, utilizando como herramientas las propuestas por el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).

Obtener el periodo de realización de cada tarea de mantenimiento, mediante un análisis estadístico de fallas y mantenimientos de los transformadores del Sistema Nacional de Transmisión, basado en los datos disponibles entre los años 1999 y 2004.

Determinar el periodo óptimo del mantenimiento multianual basado en la ponderación de los costos de falla y los costos de mantenimiento que ocasione salida de servicio del autotransformador, esto se lo realiza minimizando el costo total para la empresa.

## CAPITULO II

### 2 FILOSOFÍAS DE MANTENIMIENTO Y SU EVOLUCIÓN

A pesar que un sistema al inicio de su vida operativa sea plenamente funcional, se debe ser consciente de que a parte de la perfección del diseño de su sistema, de la tecnología empleada en su producción y la calidad de los materiales usados en la fabricación a lo largo de su operación se producirán cambios irreversibles. Estos cambios son el resultado de procesos tales como corrosión, abrasión, acumulación de deformaciones, distorsión, sobrecalentamientos, fatigas, etc.

A menudo estos procesos se superponen e interactúan unos con otros y causan cambio condiciones normales de operación del sistema además pueden ser acelerados por las condiciones ambientales de trabajo más conocido como condiciones operativas (altura, presión, humedad, ambiente corrosivo, etc.), régimen operativo (sobrecargas bruscas, errores de los operadores) y régimen de mantenimiento (mantenimiento incorrecto, etc.).

Este cambio en las características del sistema con respecto a valores nominales se conoce como fallo del sistema, entonces un fallo en el sistema se define como:

*“Suceso cuya realización provoca, o bien la pérdida de capacidad para realizar las funciones requeridas, o bien la pérdida de capacidad para satisfacer los requisitos especificados.”*

Independiente de cual sea la causa de la falla este evento produce la transición del sistema de en estado normal operativo a un estado de falla.

Para que un sistema pueda ser capaz de salir de su estado de falla primeramente deber ser recuperable su funcionalidad y luego deben implementarse tareas de mantenimiento. Además de las tareas de mantenimiento después de ocurrido el fallo, un sistema requiere tareas adicionales para mantenerlo en estado de funcionamiento las cuales son menos costosas y complejas que las primeras.

Una de las mayores preocupaciones en los sistemas es el perfil de funcionalidad, con énfasis al tiempo en el cual el sistema se considere disponible para el cumplimiento de sus funciones, los principales responsables de este aspecto son los siguientes factores:

- Confiabilidad, mantenibilidad y soportabilidad de un sistema, que determinan directamente la frecuencia de presencia de fallos, la complejidad de tareas de recuperación y la facilidad del apoyo a las tareas exigidas.
- La logística y el mantenimiento, cuyo objetivo es gestionar el suministro de recursos necesarios para la conclusión de tareas operativas y de mantenimiento.

## 2.1 PROCESO DE MANTENIMIENTO

Para que un activo se encuentre en estado de disponibilidad durante tanto tiempo como sea posible es necesario realizar tareas de mantenimiento apropiadas. Algunas de estas tareas son sugeridas por el fabricante pero en la práctica estas tareas no bastan para garantizar la disponibilidad de los activos, por lo cual ahí se establece la necesidad de realizar tareas adicionales.

Entonces, el proceso para mantener la capacidad del activo o ítem para realizar su función requerida es conocido como proceso de mantenimiento, y se define como:

*“Mantenimiento es un conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad es conservar o restituir a un activo las condiciones que le permitan realizar una función. Comprende todas las acciones necesarias para que un activo sea conservado o restaurado de modo de poder permanecer de acuerdo a una condición específica.”*

Un proceso de mantenimiento establece tareas de mantenimiento cuyos objetivos principales se nombran a continuación:

- Cambio del estado superficial: Ejemplos típicos son: lavado, limpieza, pintura, etc.
- Aumento de la confiabilidad y la seguridad: Lo que pretende es reducir la probabilidad de aparición de fallas funcionales. Las tareas más comunes de ese tipo son: inspeccionar, controlar, comprobar, verificar, probar, ejecutar pruebas funcionales.

- Consecución de una tasa óptima de consumo: Ejemplo: eliminación de pérdidas de aceite dieléctrico. Lo que contribuye al costo-eficiencia del proceso de mantenimiento y operación.
- Recuperación de la funcionalidad del ítem: Las tareas más frecuentemente realizadas para recuperar la funcionalidad son: revisar, reparar, restaurar, etc. esto se conoce generalmente como **Mantenibilidad**

Además cada tarea de mantenimiento exige ciertos recursos para llevar a cabo dicha acción con total éxito, estos recursos son llamados *Recursos de Mantenimiento*, los cuales pueden agruparse en las siguientes categorías:

- **Abastecimiento:** suministro de repuestos, elementos de reparación, consumibles, suministros especiales y artículos de inventario.
- **Equipos de prueba y apoyo:** incluye las herramientas, equipos especiales de vigilancia de la condición, equipos de comprobación y calibración, bancos de prueba para mantenimiento y equipos auxiliares de servicio.
- **Personal:** necesario para la instalación, comprobación, manejo y realización del mantenimiento del activo y de los equipos necesarios de prueba y de apoyo.
- **Instalaciones:** instalaciones especiales para la ejecución de las tareas de mantenimiento como: talleres de mantenimiento, laboratorios de ensayos, etc.
- **Datos técnicos:** manuales de mantenimiento, procedimiento de comprobación, instrucción de mantenimiento, procedimientos de inspección y calibración, procedimientos de revisiones generales, instrucciones de modificación, información sobre instalaciones, planos. Los datos no solo se refiere al activo, sino también al equipo de apoyo y prueba, transporte y manejo del equipo.
- **Recursos informáticos:** comprende las computadoras y sus accesorios, software, bases de datos, etc., necesarios para realizar la gestión del mantenimiento.

El proceso de mantenimiento tiene sus propias restricciones, entre las más frecuentes se hallan:

- Presupuesto
- Programación, tiempo disponible, horas hombre disponibles.
- Reglamentaciones de seguridad.
- Entorno, clima.

Un factor muy importante y característico del mantenimiento en los sistemas eléctricos son los requerimientos de seguridad tanto para la realización de tareas de mantenimiento sobre instalaciones fuera de servicio, como para aquellas actividades de mantenimiento que se realizan en servicio.

### **2.1.1 EL MANTENIMIENTO EN RELACIÓN CON LA DISPONIBILIDAD, SEGURIDAD Y ECONOMÍA**

La disponibilidad es una característica que resume cuantitativamente el perfil de funcionabilidad de un elemento. La necesidad de disponibilidad es tan importante como la seguridad para un activo, esto se debe al costo asociado por tener el equipo fuera de servicio, entonces para lograr maximizar la disponibilidad existen varios métodos uno es construir un sistema muy confiable y por consiguiente costoso. El segundo es suministrar un sistema que, cuando falle sea fácil de restablecer, de esta forma si todo esta construido muy confiable y todo es fácil de reparar, se obtiene un sistema eficaz, pero que nadie puede pagar.

Para disminuir la indisponibilidad de un sistema se debe tomar en cuenta algunos criterios como realizar el mantenimiento durante los tiempos de inmovilización programados, o bien durante una parada nocturna un ejemplo de esto es cuando se realiza un mantenimiento en una línea de transmisión se puede aprovechar para hacer mantenimiento en la subestación anexa.

En relación a la seguridad, la realización de las tareas de mantenimiento tienen asociado un cierto riesgo tanto respecto de la realización incorrecta de una tarea de mantenimiento específica, como de las consecuencias que la realización de la tarea acarrea en otro componente del sistema, esto es, la posibilidad de inducir un fallo en el sistema durante el mantenimiento.

La realización de cualquier tarea de mantenimiento está asociada con unos costos, tanto en términos de costo de recursos de mantenimiento, como de costo de las consecuencias de no tener el sistema disponible para la operación. Por lo tanto, los departamentos de mantenimiento son unos de los mayores centros de costo, habiéndose convertido así en un factor crítico en la ecuación de rentabilidad de muchas compañías.

En consecuencia, puesto que las operaciones de mantenimiento se vuelven cada vez más costosas, cada vez se reconoce más la importancia de la ingeniería de mantenimiento..

### 2.1.2 ESTRUCTURA DEL MANTENIMIENTO

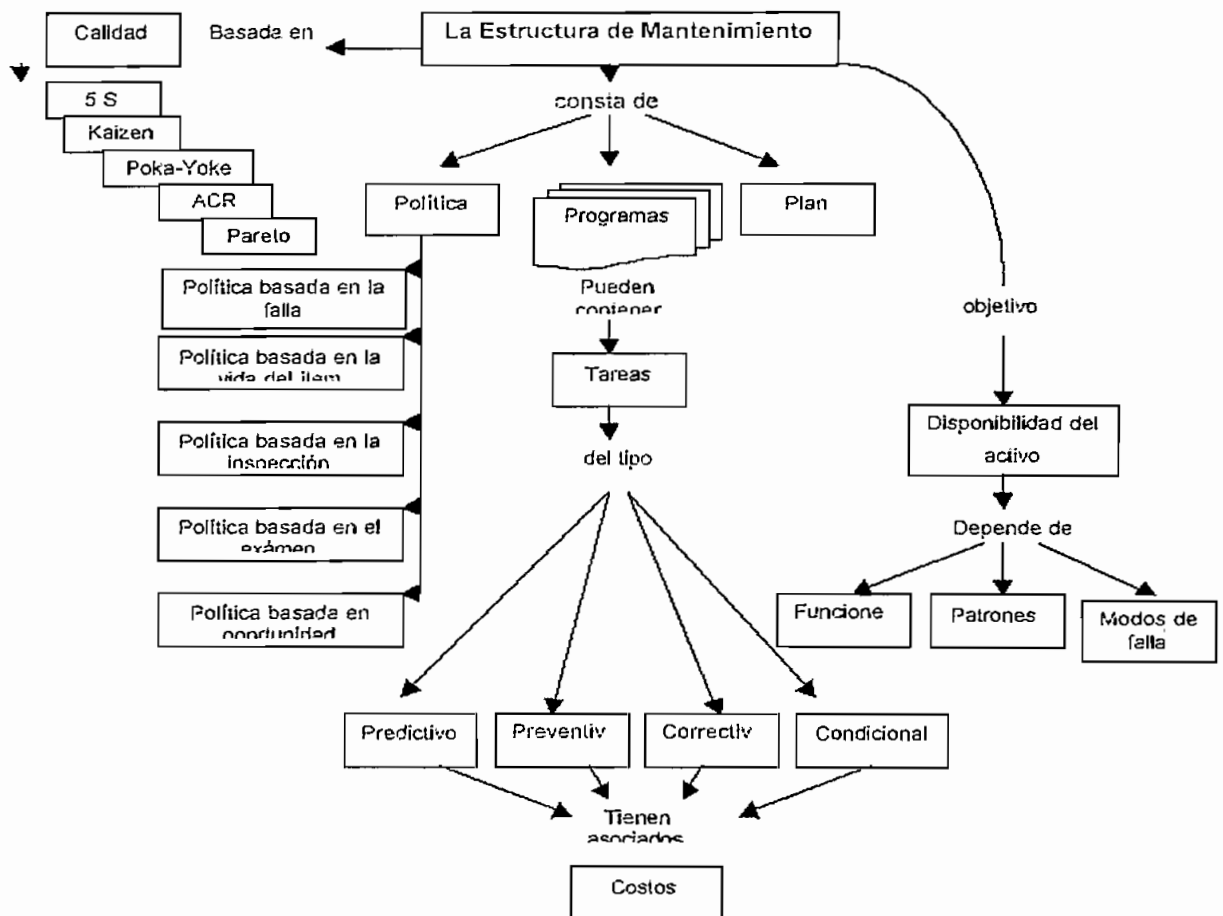


Fig. 1 Estructura del Mantenimiento

El mantenimiento esta estructurado de la siguiente forma:

- *Política de mantenimiento*

La política de mantenimiento establece la estrategia, lineamientos y pautas a seguir en la organización funcional del mantenimiento, conformando las etapas de planificación, programación, preparación, ejecución y evaluación de resultados.

- *Plan de mantenimiento*

El plan de mantenimiento es aquel que, elaborado conforme a la política de mantenimiento, define los programas de mantenimiento a realizar en un periodo de tiempo determinado.

- *Programa de mantenimiento*

Los programas de mantenimiento son aquellos en los cuales se definen básicamente: tareas y fecha de ejecución.

Tanto la política como el plan y los programas de mantenimiento deben estar perfectamente determinados y documentados a los efectos de llevar a cabo una exitosa gestión.

### 2.1.3 TIPOS DE MANTENIMIENTO

Se establecen básicamente 4 tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento Predictivo
- Mantenimiento Preventivo
- Mantenimiento Correctivo
- Mantenimiento bajo Condición

#### **Mantenimiento Predictivo**

Toda tarea que permita garantizar la calidad de servicio deseada, de un activo, sobre la aplicación sistemática de técnicas de análisis, utilizando medios de supervisión o de muestreo, para reducir al mínimo el mantenimiento preventivo y disminuir al máximo el mantenimiento correctivo.

En este tipo de mantenimiento no se requiere desarme, el estado del activo y/o de sus partes integrantes, se hace por inspección o a través de mediciones y controles de sus parámetros de funcionamiento.

El mantenimiento predictivo puede realizarse de dos formas:

- *Mantenimiento predictivo en servicio*

No implica interrumpir el servicio normal que el ítem esta prestando para efectuar dicho mantenimiento. Ejemplo: extracción de muestras de aceite para pruebas de cromatografía en transformadores.

- *Mantenimiento predictivo fuera de servicio*

Implica interrumpir el servicio normal que el ítem esta prestando para efectuar dicho mantenimiento. Ejemplo: prueba de respuesta de frecuencia en transformadores.

Las tareas de mantenimiento predictivo generalmente constan de las siguientes actividades:

- ✓ Inspección o check-list
- ✓ Ensayos o medición de parámetros característicos

### Mantenimiento Preventivo

Toda tarea que se realiza sobre un activo que se encuentra en condiciones normales de operación, con el objeto de reducir la probabilidad de falla o deficiencia en el funcionamiento, pudiéndose prevenir y programar.

El mantenimiento preventivo puede efectuarse de tres formas:

- *Mantenimiento preventivo periódico programado fuera de servicio.*

Efectuado en intervalos predeterminados de tiempo o de acuerdo a criterios preestablecidos. En general implica desarmes y revisión de sus componentes internos. Ejemplo: revisión de cámaras de extinción de arco en interruptores.

- *Mantenimiento preventivo periódico programado en servicio.*

Efectuado en intervalos predeterminados de tiempo, o de acuerdo a criterios preestablecidos. Ejemplo: mantenimiento del gabinete de control local en transformador

- *Mantenimiento preventivo no periódico programado*

Mantenimiento normalmente no esperado, que se efectúa aprovechando la oportunidad de una salida fuera de servicio normal del ítem.

Las tareas de mantenimiento preventivo generalmente constan de las siguientes actividades:

- ✓ Desmontaje
- ✓ Reacondicionamiento, reparación o reemplazo
- ✓ Montaje
- ✓ Comprobaciones y/o mediciones
- ✓ Pruebas funcionales

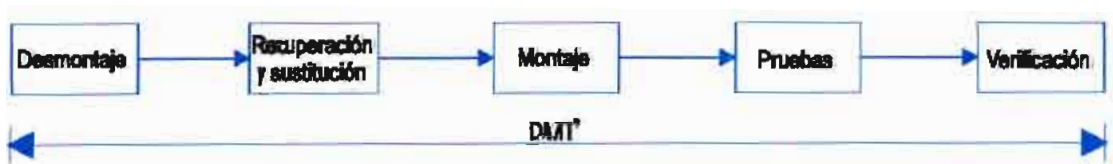


Fig. 2 Típica tarea de mantenimiento preventivo



Donde

DMT<sup>P</sup> : Duración total del mantenimiento preventivo

## Mantenimiento Correctivo

Mantenimiento efectuado luego de ocurrida una falla y destinado a volver a colocar el activo en condiciones de ejecutar su función requerida.

El mantenimiento correctivo puede ser de 2 formas:

- *Mantenimiento Correctivo Programable*

Es cuando la falla resulta de características tales que permite mantener en servicio al activo a pesar de no satisfacerse la plenitud de las funciones del mismo o de sus partes integrantes, hasta cuando se pueda programar su salida fuera de servicio. Ejemplo: Pequeña pérdida de aceite en un transformador.

- *Mantenimiento correctivo no programable*

Este puede dividirse en dos tipos:

- ✓ *Mantenimiento correctivo de urgencia*

Cuando el mantenimiento es necesario efectuarlo a la brevedad posible, pues por la severidad de la falla, pelagra la integridad o la prestación del activo o de sus partes integrantes. Ejemplo Punto caliente en los terminales de conexión de los bushings.

- ✓ *Mantenimiento correctivo de emergencia*

Cuando el mantenimiento es necesario efectuarlo en forma inmediata, generalmente surge a causa de una avería.

Las tareas de mantenimiento correctivo generalmente constan de las siguientes actividades:

- ✓ Detección o localización de falla
- ✓ Desmontaje
- ✓ Reacondicionamiento, reparación o reemplazo
- ✓ Montaje
- ✓ Comprobaciones y/o mediciones
- ✓ Pruebas funcionales



Fig. 3 Típica tarea de mantenimiento correctivo

Donde

$DMT^C$  : Duración total del mantenimiento correctivo

### Mantenimiento Detectivo o Condicional

Se denomina a todas aquellas tareas que se ejecutan en busca de fallas, también denominadas “check-list”; pruebas funcionales. Es una técnica utilizada para detectar si algo falla (detección de fallas ocultas) Ejemplo: chequeo del funcionamiento de las protecciones.

Las tareas de mantenimiento correctivo generalmente constan de las siguientes actividades:

- ✓ Evaluación de la condición
- ✓ Interpretación de la condición
- ✓ Toma de decisión



Fig. 4 Típica tarea de mantenimiento condicional

Donde

$DMT^m$  : Duración total del mantenimiento condicional

El tipo de mantenimiento a emplear, así como sus características cualitativas y cuantitativas a aplicar sobre cada activo, es importante que este perfectamente determinadas y detalladas en la documentación correspondiente a política de mantenimiento.

## 2.2 FILOSOFÍAS DE MANTENIMIENTO

Filosofía o política de mantenimiento es la estrategia que rige las decisiones de la gerencia de mantenimiento. Es responsabilidad de la gerencia determinar la política adecuada para cada empresa, usando todos los argumentos y técnicas existentes para fundamentar su aplicación.

Con respecto a la relación entre el instante de ocurrencia de falla,  $TTF$  (*Time to failure* -tiempo para falla), y el instante previsto para la ejecución de la tarea de mantenimiento,  $TTM$  (*Time To Maintenance* -tiempo para mantenimiento), existen las siguientes políticas de mantenimiento:

### 2.2.1 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO BASADA EN LA FALLA

El mantenimiento basado en la falla  $MBF$ , consiste en tareas de mantenimiento correctivo que se inician después de ocurrida la falla, es decir, tras la presentación de anomalías en la función. La Fig. N° 5 muestra el procedimiento de una política de mantenimiento basado en la falla. Por lo general esta filosofía se aplica a elementos cuya pérdida de funcionalidad no repercute en la seguridad del usuario y/o entorno o en las consecuencias de la falla.

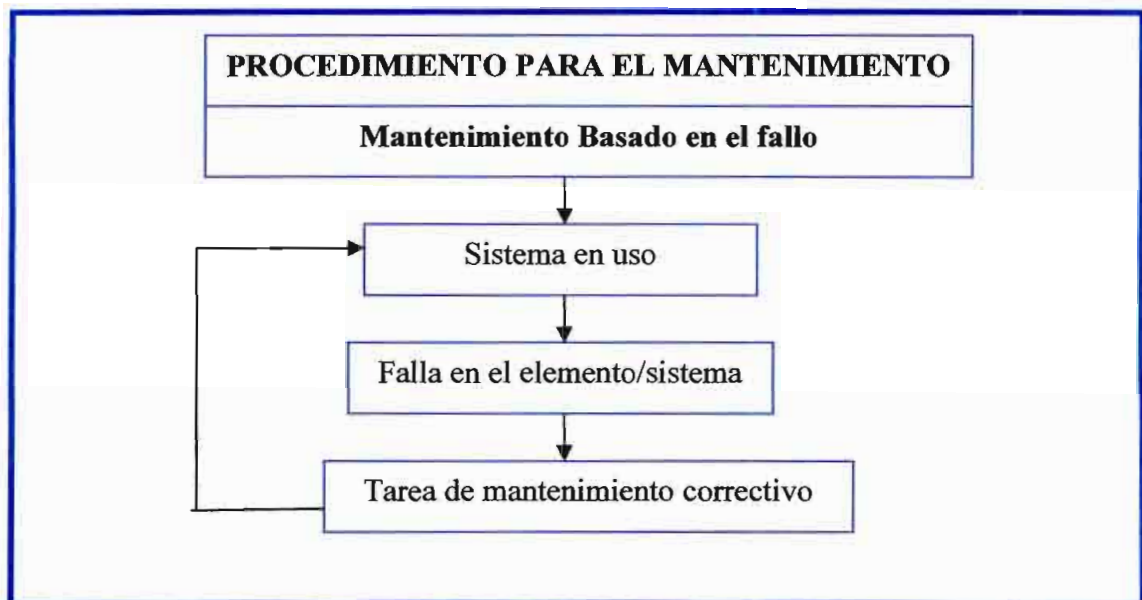


Fig. 5 Procedimiento para una filosofía  $MBF$

#### Ventajas y desventajas

- *Ventajas principales*

La principal ventaja de esta filosofía de mantenimiento es que se aprovecha la total vida útil del activo. Esto significa en la práctica, que el tiempo medio para el mantenimiento  $MTTM$  (Mean Time To Maintenance) de los ítems sometidos a esta política es idéntico al tiempo medio para falla  $MTTF$  (Mean Time To Failure).

En consecuencia el coeficiente de utilización  $CU$  de los ítems considerados valdrá siempre 1, como se observa en la figura N° 6.

$$CU^f = \frac{MTTM^f}{MTTF} = 1 \quad (1.1)$$

Siendo:

$$MTTM = MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (1.2)$$

Donde:  $R(t)$  es denominada función de confiabilidad, definida como:

$$R(t) = P_{(TTF > t)} = \int_t^{\infty} f(t) dt \quad (1.3)$$

En la  $f(t)$  representa la función densidad de la variable aleatoria conocida como tiempo hasta la falla  $TTF$  (Time To Failure).

En la práctica esto quiere decir que cuando se aplica esta filosofía de mantenimiento, se recupera íntegramente la inversión de un equipo, su aplicación esta relacionada con los equipos auxiliares, como por ejemplo: relés, contactores, etc.

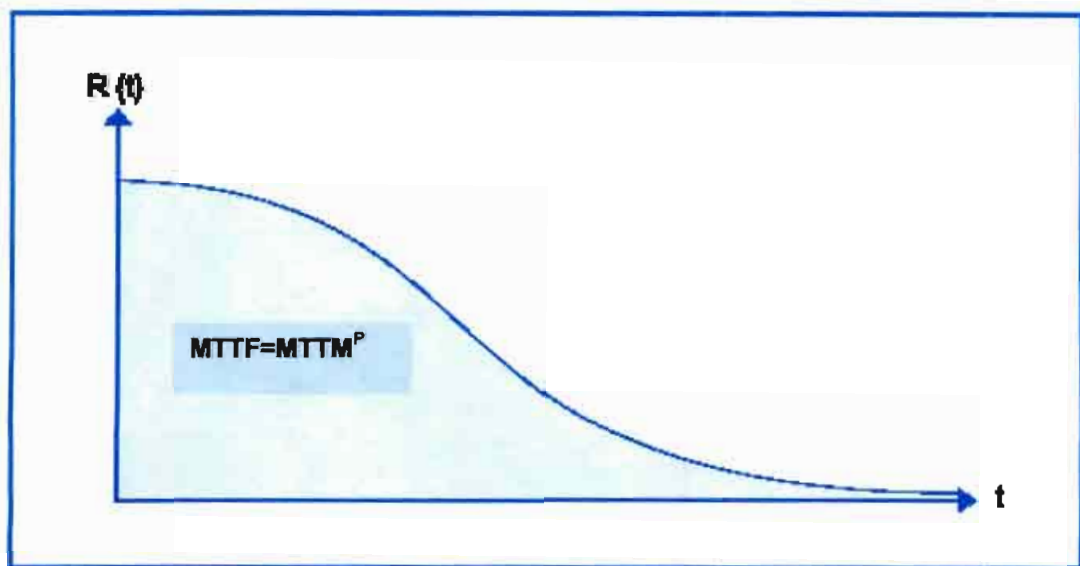


Fig. 6 Relación entre  $MTTF$  y  $MTTM$  para una filosofía  $MBF$

- *Desventajas*

A pesar de la ventaja económica que ofrece esta filosofía, presenta algunas desventajas entre las principales están:

- La falla de un elemento puede traer como consecuencia daños en otros elementos del sistema. Según la experiencia se sabe que el costo por la reparación será tres o cuatro veces más caro que de realizar mantenimiento preventivo.
- Debido a que el tiempo de falla es incierto se debe esperar tiempos de indisponibilidad muy grandes por la falta de recursos de mantenimiento (repuestos, personal, herramientas...).

## 2.2.2 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO BASADA EN LA VIDA DEL ÍTEM

El mantenimiento basado en la vida *MBV*, es aquel donde se realizan tareas de mantenimiento preventivo a intervalos fijos predeterminados durante la vida operativa del ítem. Esta política es también llamada filosofía de mantenimiento preventivo o programado.

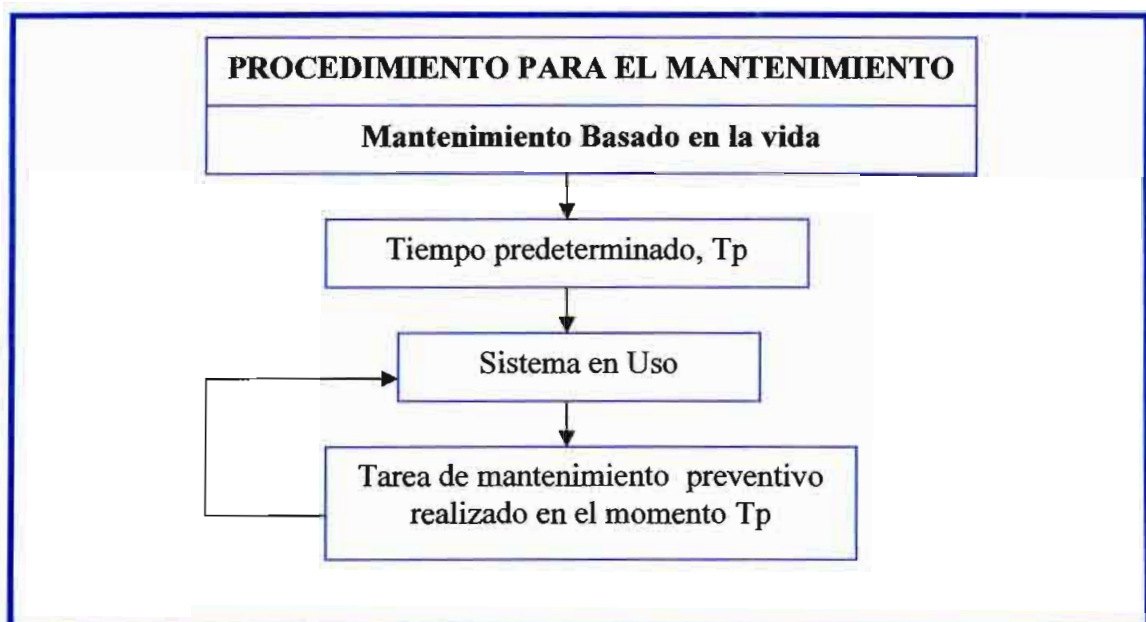


Fig. 7 Procedimiento para una filosofía MBV

La figura N° 7 se muestra el para el procedimiento de una filosofía de mantenimiento basado en la vida en el cual el tiempo para realizar la tarea se establece antes de que empiece a funcionar a intervalos fijos durante el tiempo de vida útil, si el elemento falla antes del entre el intervalo TP se lleva a cabo un tarea de mantenimiento correctivo. Este tipo de política puede ser aplicable y eficaz para elementos con ciertas características como:

- Al realizar la tarea se reduce la probabilidad de falla;
- El costo de una tarea de mantenimiento preventivo sea menor al de un mantenimiento correctivo;
- El evaluar la condición no es técnicamente viable o económicamente factible.

### Ventajas y desventajas

- *Ventajas principales*

La ventaja principal es el hecho de que las tareas de mantenimiento preventivo se realizan en un instante de tiempo predeterminado, por consiguiente se puede tener por anticipado todos los recursos de mantenimiento.

Otra de las ventajas es que supuestamente con la aplicación de esta política nos estamos anticipando a las fallas.

- *Desventajas del mantenimiento basado en la vida*

La principal desventaja de esta filosofía de mantenimiento es que puede ser poco rentable porque se reemplazan prematuramente componentes de los activos independientemente de su estado.

El coeficiente de utilización  $CU$  del ítem será:

$$CU^p = \frac{MTTM^p}{MTTF} \ll 1 \quad (1.4)$$

En esta ecuación  $MTTM^p$  es el tiempo medio para el mantenimiento basado en la vida del ítem, que se define como:

$$MTTM^p = \int_0^{t_p} D(t) dt \ll MTTF \quad (1.5)$$

Donde  $D(t)$  es la función de durabilidad



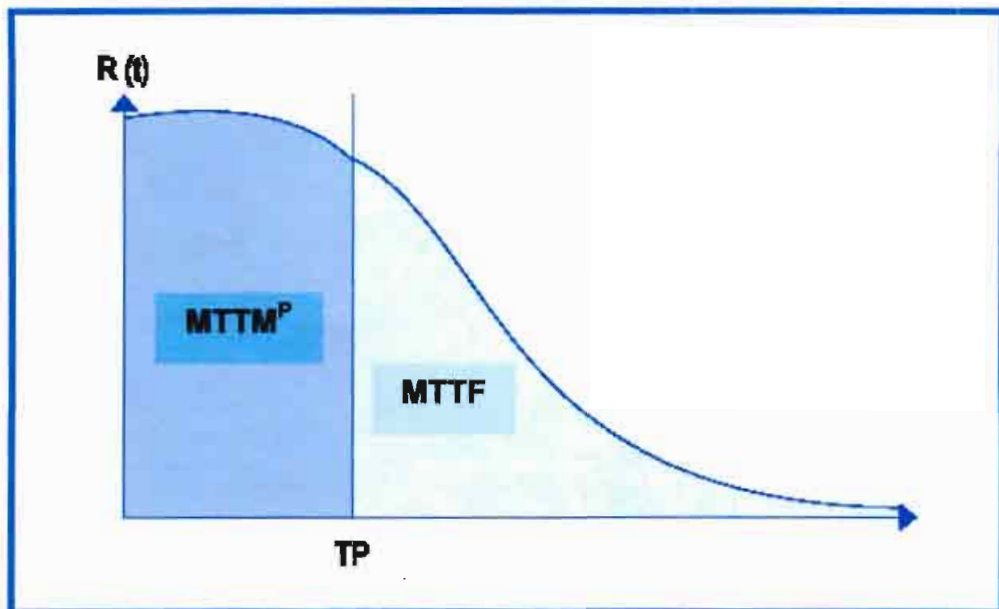


Fig. 8 Relación entre  $MTTF$  y  $MTTM$  para una filosofía  $MBV$

### 2.2.3 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA INSPECCIÓN

El mantenimiento basado en la inspección  $MBI$ , es aquel donde se realizan tareas de mantenimiento condicional en forma de inspecciones a intervalos fijos de tiempo, hasta que se requiere la realización de una tarea de mantenimiento preventivo.

Este procedimiento de mantenimiento admite que la razón principal para realizar el mantenimiento es el cambio de condición y las prestaciones, mediante el control de ciertos parámetros, y que la ejecución de las tareas de mantenimiento preventivo debe estar basada en el estado real del activo.

La inspección es una tarea de mantenimiento condicional, que tiene como resultado un reporte sobre la condición, es decir, si la condición es satisfactoria o no, lo que se determina a través del que se denomina indicador adecuado de la condición  $RCI$  (Relevant Condición Indicador) en donde el  $RCI$  es un parámetro observable que indica la condición del ítem en el estado de prueba. Un ejemplo es el nivel de  $SF_6$  en los disyuntores.

La condición será satisfactoria mientras el valor del  $RCI$  se mantenga sin alcanzar un valor crítico  $RCI_{cr}$ . Cuando se alcanza este nivel, deben realizarse las tareas de

mantenimiento necesarias, porque la falla ocurrirá tan pronto el parámetro alcance su valor límite,  $RCI_{lim}$ .

Antes de que el ítem se ponga en servicio se determina la frecuencia más adecuada para las inspecciones, denominada  $TI^i$ , entonces las inspecciones se llevan a cabo con intervalos fijos especificados hasta alcanzar el nivel crítico,  $RCI(TI^i) > RCI_{cr}$ , en cuyo momento se realizan las tareas mantenimiento preventivo prescritas. Si existe una falla entre inspecciones, se realiza mantenimiento correctivo. En la Fig. 9 se muestra el procedimiento de mantenimiento cuando se usa la inspección para vigilar la condición.

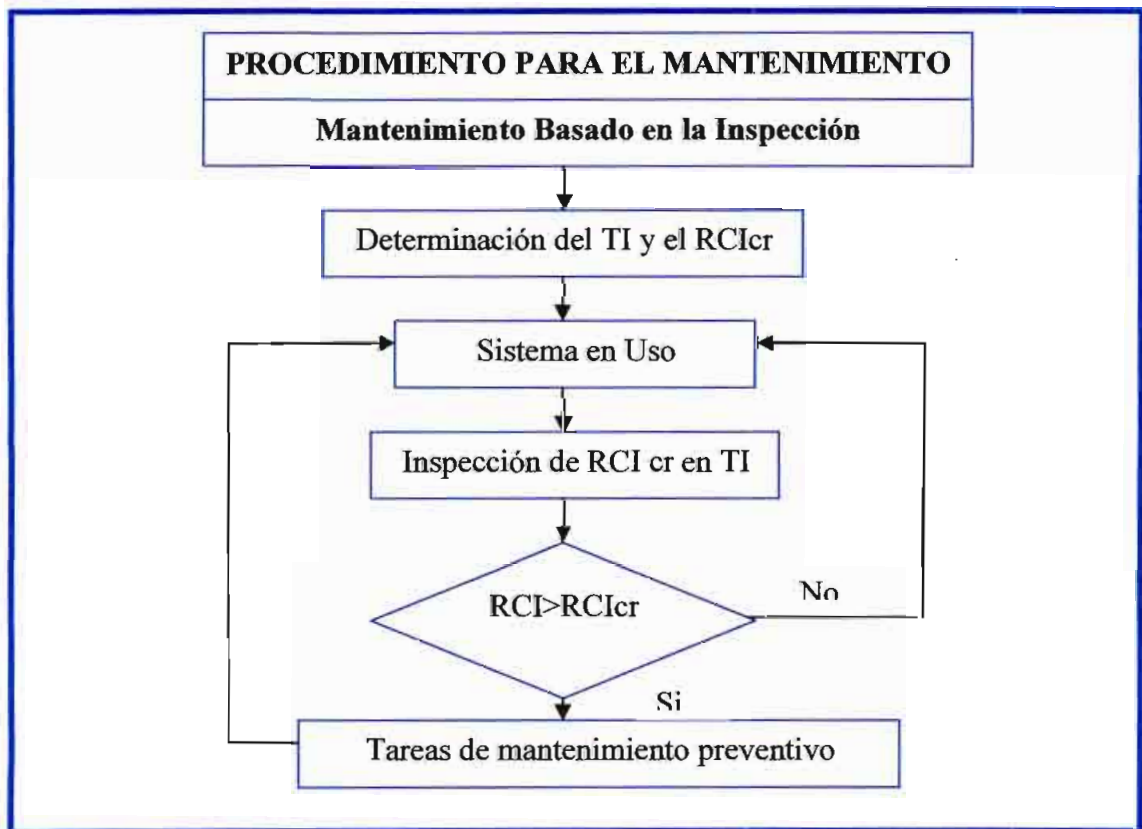


Fig.9 Procedimiento para una filosofía *MBI*

### Ventajas y desventajas

- *Ventajas principales*

Las ventajas de la filosofía *MBI* es que aplicada sobre los ítems en operación se tiene una vigilancia de la condición que producirá información acerca del estado de sus componentes. Los beneficios de la vigilancia de la condición son:



- a. Detección, lo más pronto posible, del deterioro en la condición y las prestaciones de un ítem.
- b. Reducción del tiempo de indisponibilidad de los ítems, ya que se puede determinar el intervalo de mantenimiento óptimo, a través de la condición de los componentes de esos ítem. Esto permite una mejor planificación del mantenimiento y un uso más eficaz de los recursos.
- c. Mejora de la seguridad, ya que las técnicas de vigilancia permiten detener el sistema antes de que ocurra una falla.

El coeficiente de utilización  $CU$  de la vida del ítem, cuya sustitución se basa en la condición que presenta, puede determinarse según la siguiente expresión:

$$CU^i = \frac{MTIR}{MTTF} = \frac{\int_0^{\infty} R_{RCI_{cr}} dt}{MTTF} \quad (1.6)$$

Donde  $MTIR$  representa el tiempo medio hasta la sustitución del ítem.

- *Desventajas*

La desventaja de la filosofía basada en inspecciones es la dificultad en encontrar un indicador de la condición del sistema por solamente inspección que nos permita observar realmente lo que está sucediendo con todo los componentes del activo o sistema.

### **Nivel de confiabilidad exigido como criterio de optimización**

Existe un gran número de activos implicados en las instalaciones eléctricas que deben operar con una probabilidad de falla muy baja es decir un nivel de confiabilidad exigido  $R_r$ . La razón más frecuente es el deseo de disponer de un sistema seguro, con buena relación costo-eficacia y libre de interrupciones. En la mayoría de los casos, esto se consigue mediante una política de mantenimiento preventivo.

En el caso de la tarea de mantenimiento preventivo, las actividades de mantenimiento prescritas se realizan en un momento predeterminado, completamente independiente de la condición real del sistema.

El tiempo para realizar estas actividades,  $T_p$ , se determina de acuerdo con la función de durabilidad,  $D(t)$ , basada en la distribución de probabilidad de la duración de la vida funcionable hasta el fallo, que debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$D(T_p) = P(TTF > T_i) > R_r \quad (1.7)$$

entonces,

$$P(RCI(TI^{i+1}) \leq RCI^{cr} / RCI(TI^i) \leq RCI^{cr}) = R_r + \frac{R(TI^{i+1})}{R(TI^i)} \quad (1.8)$$

por tanto,

$$R(TI^{i+1}) = R_r \times R(TI^i) \quad (1.9)$$

Donde

- $D_{(Tp)}$ : Función de durabilidad en el instante  $T_p$
- TTF: Tiempo entre fallas
- $T_i$ : Periodo para inspecciones
- $R_r$ : Nivel de confiabilidad mínimo exigido
- RCI: Indicador de la condición del ítem

En consecuencia, es necesario determinar el  $TI^{i+1}$  que satisfaga la expresión anterior, como función de la expresión de la función confiabilidad  $R(TI)$ .

Es importante señalar que el modelo usado no se restringe a una particular distribución de probabilidad del tiempo hasta el fallo del elemento considerado, es decir, es aplicable a las distribuciones de probabilidad weibull, normal, log normal, exponencial o cualquier otra.

#### 2.2.4 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO BASADA EN EL EXAMEN

El mantenimiento basado en el examen  $MBE$ , es aquel donde se realizan tareas de mantenimiento condicional en forma de exámenes, hasta que se necesita la ejecución de una tarea de mantenimiento preventivo.

Al igual que en la política de mantenimiento basada en inspecciones para que los activos puedan funcionar bajo un nivel de confiabilidad exigido  $R_r$ , se necesita implantar una filosofía de mantenimiento preventivo o programado.

Las tareas de mantenimiento se realizan obligatoriamente en un momento predeterminado,  $TP$ . La programación de las tareas de mantenimiento se basa en las características de confiabilidad de los ítems considerados, de acuerdo a la expresión que sigue:

$$R_{(TP)} = P_{(TTF > TP)} = R_r \quad (1.10)$$

Donde

TTF: Tiempo entre fallas

$R_r$ : Nivel de confiabilidad exigido

$R_{(TP)}$ : Valor de la función confiabilidad en el instante  $T_p$

Se ha observado que este método implica un alto costo para la empresa a los efectos de poder mantener el nivel de confiabilidad requerido, ya que la mayoría de componentes se sustituyen prematuramente. Al mismo tiempo esta práctica implica una reducción en la disponibilidad operativa del ítem. Para aumentar el nivel de utilización de los componentes sustituidos preventivamente, conservando una baja probabilidad de falla durante la operación, es necesario obtener más información sobre su comportamiento a lo largo del proceso de operación.

El método convencional para determinar la confiabilidad a través del tiempo hasta la falla, considera al activo como una caja negra que realiza la función requerida hasta que falla. Tal método es totalmente satisfactorio desde el punto de vista estadístico, pero no desde el punto de vista de mantenimiento, debido a la necesidad de saber lo que está pasando en el interior.

Para lograrlo, es necesario describir la condición del ítem en cualquier instante. Esta fue la principal razón para introducir el concepto de estimador adecuado de la condición  $RCP$ . Se define como un parámetro que está ligado directa o indirectamente con el ítem y sus prestaciones y que se describe la condición del mismo durante su vida operativa, satisfaciendo los siguientes requisitos:

- ✓ Descripción completa de la condición del ítem.
- ✓ Cambio continuo y monótono durante el tiempo operativo
- ✓ Definición numérica de la condición del ítem.

Si un ítem esta en estado de funcionamiento en tanto que el estimador de condición se encuentre dentro del intervalo definido por su valor inicial,  $RCP_{in}$  y su valor límite,  $RCP_{lim}$ . Cuando este estimador rebasa el límite prescrito, se presenta la transición al estado de falla.

El estudio de procesos de cambio de condición demuestra que es imposible su predicción porque están condicionados tanto por factores externos como por evolución de procesos físicos que ocurren en el interior del ítem durante la vida operativa. Por consiguiente, en todo momento del tiempo operativo, el estimador de condición,  $RCP(t)$  es una variable aleatoria que solo puede expresarse mediante su distribución de probabilidad. La función de densidad del estimador de condición en un instante de tiempo  $t$ , se expresa mediante  $f_{RCP(t)}(c)$

Por lo tanto la probabilidad de que el estimador se encuentre dentro del intervalo admitido, en el instante  $t$ , es también la probabilidad de operación satisfactoria del ítem, lo que no es más que la confiabilidad:

$$P(RCP_{in} < RCP(t) < RCP_{lim}) = \int_{RCP_{in}}^{RCP_{lim}} f_{RCP(t)}(c)dc = R(t) \quad (1.11)$$

La ecuación anterior describe la probabilidad de que, en el instante  $t$ , la variable aleatoria  $RCP(t)$  tenga un valor dentro del intervalo aceptable, lo que a su vez representa la probabilidad de que el ítem mantenga su funcionalidad durante un tiempo  $t$ .

Resumiendo, se puede decir que el método RCP presentado anteriormente suministra una imagen más completa de la confiabilidad del ítem durante la vida operativa. La información sobre los cambios en la condición del ítem es muy valiosa para los profesionales de mantenimiento, que la utilizan como base para la selección de una política o estrategia de mantenimiento.

Como el nivel de confiabilidad exigido solo puede mantenerse aplicando una política de mantenimiento preventivo, el método RCP de mantenimiento introdujo el nivel crítico del estimador de condición  $RCP_{cr}$  más allá del cual deben realizarse las tareas de mantenimiento apropiadas.

El intervalo entre los valores límites y críticos se conoce como intervalo de seguridad, depende de la capacidad del profesional para medir la condición del ítem mediante el *RCP*. En la figura N° 10 se ilustra el procedimiento para una filosofía basada en el examen.

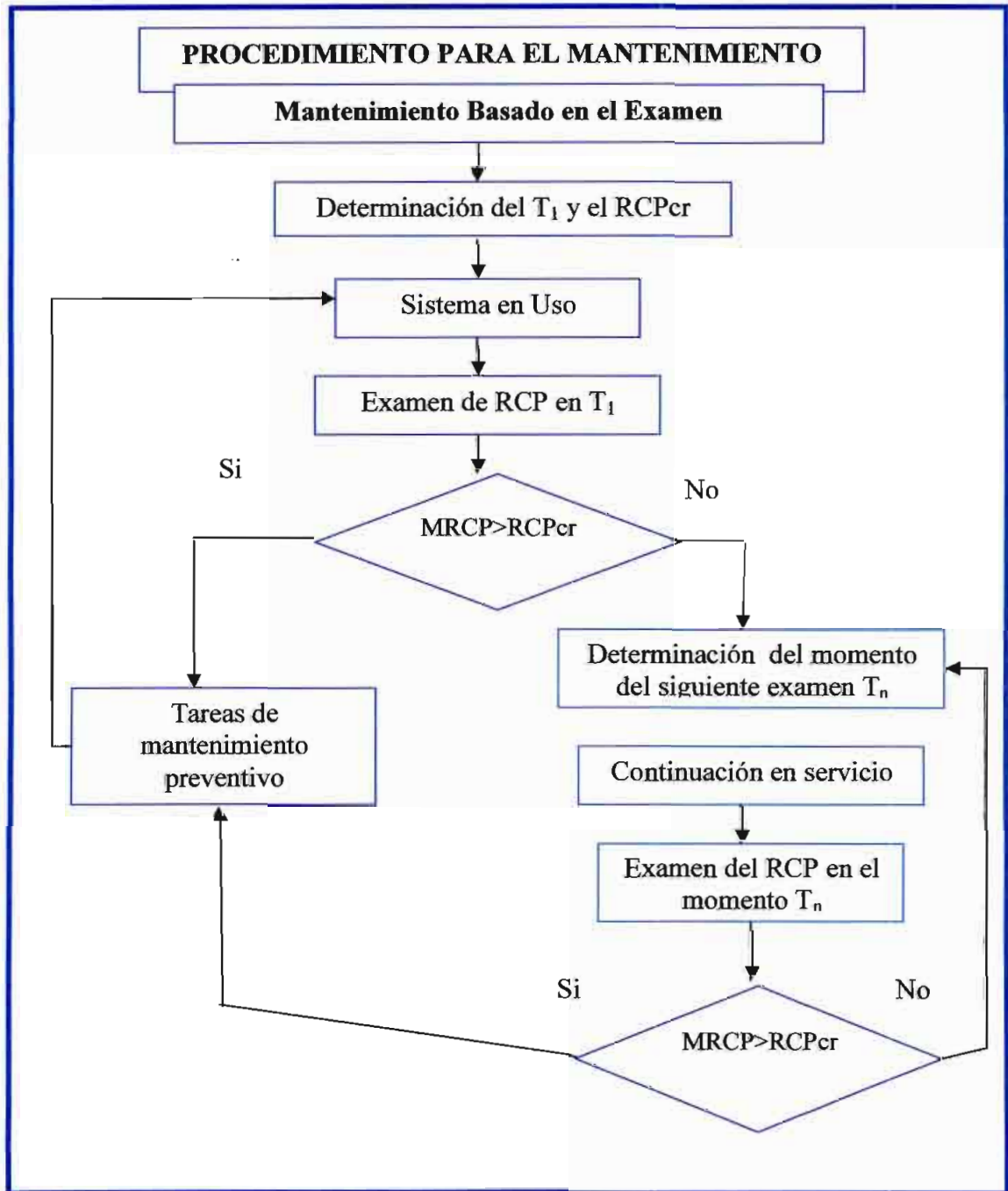


Fig. 10 Procedimiento para una filosofía *MBE*

Desde el punto de vista del mantenimiento considerado puede estar, según el valor numérico del *RCP* en cualquier instante del tiempo de operación, en uno de estos tres estados:

$RCP_{in} < RCP(t) < RCP_{cr}$	continuación de las inspecciones o exámenes;
$RCP_{cr} < RCP(t) < RCP_{lim}$	se precisa tarea de mantenimiento preventivo;
$RCP_{lim} < RCP(t)$	es necesaria tarea de mantenimiento correctivo, porque la falla ya ocurrió.

Para minimizar las interrupciones en la operación y así aumentar la disponibilidad del activo, este método no tiene en cuenta ninguna interrupción hasta el momento del primer examen  $TE_1$ , expresado en meses, días, horas, etc.

### Ventajas y desventajas

- *Ventajas principales*
  - a. Proporciona el nivel de confiabilidad exigido para cada elemento individual.
  - b. Reduce el costo del mantenimiento como resultado de:
    - ✓ Una vida operativa más larga para cada elemento individual
    - ✓ Una mayor disponibilidad del elemento gracias a la reducción del número de inspecciones, comparado con un mantenimiento basado en la inspección.
  - c. Desde el punto de vista del apoyo logístico, proporciona una planificación de las tareas de mantenimiento.
  - d. Es aplicable a todos los elementos de ingeniería.
- *Desventajas principales*
  - a. Dificultades con la selección de un estimador de condición
  - b. Poca o nula disponibilidad de datos sobre el estimador
  - c. Dificultad en la determinación de la descripción matemática que represente el  $RCP(t)$ .

### 2.2.5 FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA OPORTUNIDAD

Es aquel dónde se lleva a cabo un mantenimiento correctivo sobre un ítem que ha fallado, así como tareas de mantenimiento preventivo en los componentes de ese ítem aprovechando la oportunidad que presenta de no estar disponible.

Por otra parte, existen muchos componentes que pueden requerir una sustitución en conjunto, por alguna de las siguientes razones:

- Necesidad de seguridad en la operación del ítem
- Limitaciones en el diseño del ítem

En la mayoría de los casos los fabricantes recomiendan una sustitución en conjunto mencionándolo en sus manuales de mantenimiento.

Con el fin de evitar indisponibilidades prolongadas, también es posible emprender sustituciones en conjunto, de modo que, cuando uno de los componentes falle, se sustituyan los demás. De esa forma las tareas de mantenimiento se realizan componentes que no han causado falla. Por lo tanto, la realización de esas tareas de mantenimiento adicionales es consecuencia de la oportunidad surgida durante el tiempo de indisponibilidad obligatoria, causada por realización de la tarea de mantenimiento correctivo. Esta política es apropiada para ítems que implican costos elevados de indisponibilidad.

Indudablemente los costos que implican aplicar esta política de reemplazo de componentes no fallados, son los mismos que la limitan.

## **2.3 EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO**

Las cada vez mayores exigencias en cuanto a calidad de servicio a las que se ve sometida las empresas eléctricas, han repercutido directamente en la evolución del mantenimiento aplicado a los sistemas eléctricos. Los continuos avances tecnológicos han permitido el desarrollo de nuevas herramientas de diagnóstico de estado de equipos, potenciando el mantenimiento predictivo y ha permitido la evolución de las filosofías de mantenimiento basadas en la confiabilidad.

La evolución de las técnicas de mantenimiento ha ido siempre de la mano con las evoluciones tecnológicas que ha permitido incrementar significativamente el aprendizaje acerca del comportamiento degenerativo interno de los equipos que hace tan sólo unos cuantos años era prácticamente desconocido.

Los equipos o sistemas, aparte de presentar su lógico envejecimiento por progresivo deterioro de cualidades, pueden fallar como consecuencia de otras causas externas, que son las más difíciles de evitar. El conocimiento del estado de los equipos, por tanto, permitirá definir actuaciones o no en éstos con el fin de lograr los objetivos del mantenimiento.

Desde que se aplicaban las técnicas correctivas en los equipos, hasta las modernas técnicas de monitorización en continuo han transcurrido una serie de estudios que conviene analizar.

El mantenimiento correctivo, por la causa que fuere, consistía en la intervención en la unidad como consecuencia de una avería producida durante su normal funcionamiento. En ésta, desde luego consiste en la idea más antigua del mantenimiento, relegada en la actualidad únicamente a unidades de costo tecnológico muy reducido y con exigencias de mercado no elevadas. Esta forma de actuar implicaba a la larga, costos muy elevados y con gran dificultad en la planificación de inversiones.

Se produjo la lógica evolución pasándose al denominado mantenimiento preventivo. Esta técnica aunque hoy día en declive, todavía es utilizada dependiendo de la unidad considerada y supone en casos particulares una mejor planificación de recursos. La idea es clara: se establecen revisiones periódicas en los equipos independientemente de su estado, basándose exclusivamente en el tiempo transcurrido o número de actuaciones realizadas.

El principal inconveniente de esta filosofía es que a menudo se incurre en elevados costos, en algunos casos no necesarios, y además, en ocasiones, el desconocimiento de los modos de falla de las unidades hace que no se logre reducir significativamente la tasa de falla por problemas inherentes a los equipos.

La introducción en el mercado de nuevas herramientas predictivas de diagnóstico, como consecuencia del progreso de los avances tecnológicos está respondiendo adecuadamente a las exigencias actuales de mantenimiento. Estas técnicas predictivas tienen como filosofía de actuación la siguiente: *realizar intervenciones únicamente cuando sea necesario.*

La conjunción de esta idea con la del mantenimiento basado en la confiabilidad de los equipos permite optimizar los costes y desde luego, reducir la tasa de fallas. Sin embargo posee dos grandes enemigos: El desconocimiento del tiempo de gestación de algunos fallos en las unidades y modos de falla todavía no descubiertos.



En la actualidad, y basadas en las actividades predictivas, se tiende hacia las técnicas de monitoreo continuo de los ítems que permite, el conocimiento de su estado en tiempo real disminuyendo significativamente el efecto causado por los inconvenientes anteriormente citados y especialmente el primero de ellos.

### 2.3.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL MANTENIMIENTO

En la actualidad, el mantenimiento se basa principalmente en técnicas preventivo-predictivas que se coordinan mediante una política de Mantenimiento Basado en la Confiabilidad de los equipos (RCM).

Esta amplia y compleja política que une características técnicas y económicas, permite tender a la explotación óptima de los sistemas. El primer paso de esta actuación consiste en efectuar una selección de técnicas predictivas de diagnóstico en sitio. A continuación se exponen de modo orientativo algunas de las técnicas utilizadas actualmente en el mantenimiento dependiendo del equipo considerado.

#### **Transformadores de potencia**

- ✓ Análisis de aceites (Predictiva Básica)
- ✓ Análisis de capacidad y tangente de delta (Predictiva Básica)
- ✓ Revisión de LTC (Preventiva/Predictiva)
- ✓ Revisión superficial (Preventiva)
- ✓ Análisis de movimientos de arrollamientos FRA (Predictiva)
- ✓ Medida de Resistencia Óhmica de arrollamientos (Predictiva)
- ✓ Ensayo de Excitación (Predictiva Básica)
- ✓ Verificación de relación de transformación (Predictiva)
- ✓ Medición de la reactancia de dispersión

#### **Motores y alternadores**

- ✓ Medida de tangente de delta (Predictiva Básica)
- ✓ Medida de capacidad (Predictiva Básica)
- ✓ Detección de descargas parciales (Predictiva Básica)
- ✓ Ensayo de comparación de impulso (Predictiva Básica)
- ✓ Ensayos de detección de barras rotas (Predictiva Básica)

#### **Transformadores de medida**

- ✓ Detección de presencia de descargas parciales (Predictiva)
- ✓ Análisis de capacidad y tangente de delta (Predictiva)

- ✓ Análisis de aceite (Predictiva)
- ✓ Inspección Visual (Predictiva)

**Interruptores**

- ✓ Medida de sincronismo, velocidad y desplazamiento (Predictiva Básica)
- ✓ Medida de resistencia de contactos (Predictiva Básica)
- ✓ Medida de resistencia dinámica de contactos (Predictiva)

La aplicación de las técnicas propuestas no debe ser total, debido a que se incurriría en un costo de mantenimiento elevado y a menudo la información obtenida podría resultar redundante. Se trata por lo tanto de hacer una racionalización en función del estado previo de cada equipo, su historial de fallas, posible riesgo para el sistema.

En este aspecto juega especial importancia el mantenimiento basado en la confiabilidad (RCM). En resumen la evolución del mantenimiento se ha producido debido a diversos factores entre los más importantes podemos citar el fracaso de concepto tradicional del mantenimiento preventivo. El progreso de las estrategias de mantenimiento se describe a continuación en el siguiente flujograma.

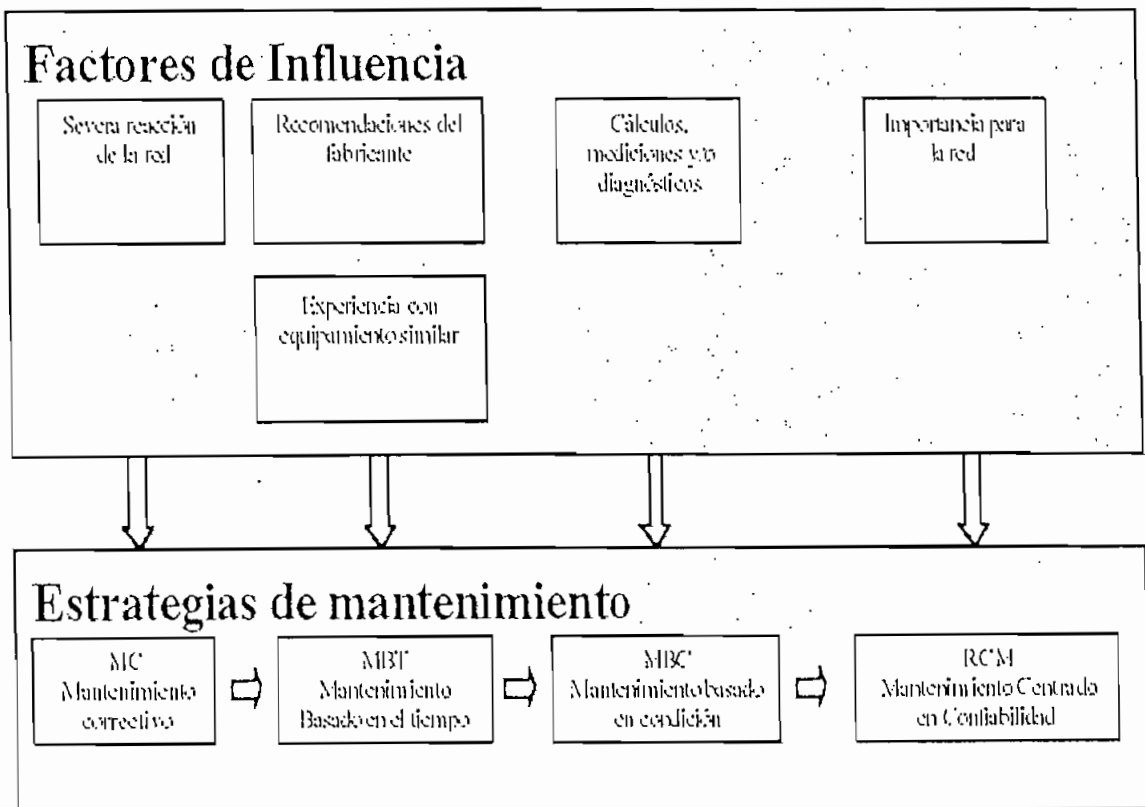


Fig. 12 Evolución del mantenimiento

### 2.3.2 FUTURO DEL MANTENIMIENTO. MONITOREO EN LÍNEA

Las técnicas utilizadas hasta la fecha han repercutido positivamente en el mantenimiento de los equipos. Sin embargo, y aunque la tasa de fallas ha quedado reducida de modo muy significativo, las técnicas predictivas por sus características discretas tienen como principal enemigo el tiempo de gestación de falla en las unidades. El modo utilizado para la determinación es la realización de seguimientos que en la mayoría de los casos permite cuantificar su velocidad de degradación. Sin embargo, tiempos de gestación rápidos debidos a modos de fallo complejos resultan difíciles de determinar.

La solución a lo anterior se produce con el conocimiento en tiempo real del estado de los equipos, lo que permitiría si se conociesen todos los modos de fallo, reducir a cero los fallos producidos por anomalía inherente de los mismos.

Hoy día ya existen sistemas de monitoreo aplicados a sistemas eléctricos que, si bien limitados por características técnicas y económicas, se encuentran en constante crecimiento como por ejemplo nombrar el monitoreo en línea de la cantidad de humedad impregnado en el aceite aislante de los transformadores de potencia. La idea inicial es monitorear equipos críticos.

## CAPITULO III

### 3 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD

#### 3.1 INTRODUCCIÓN A LA CONFIABILIDAD

La confiabilidad es una de las características del rendimiento de un sistema donde la precisión en la evaluación de la confiabilidad de un sistema depende del conocimiento de sus modos de falla.

La precisión en la predicción de la confiabilidad es también crucial desde el punto de vista económico. La confiabilidad de un ítem determina la productividad operativa del mismo, así como los gastos de reparación y mantenimiento. Puede asimismo determinar el intervalo en que se distribuyen los costos operativos, y en el que se obtienen ingresos o servicios. Por tanto, la confiabilidad es un factor central para determinar el costo del ciclo de vida de un ítem.

Además de las consideraciones relativas al costo del ciclo de vida, la prevención de accidentes es generalmente muy importante. La confiabilidad es claramente un factor esencial en la seguridad de un producto. Con esta motivación, los métodos desarrollados para el análisis de confiabilidad son bastante amplios y han probado su gran eficacia en muchos casos a la hora de asegurar una longevidad adecuada de los sistemas.

##### 3.1.1 DEFINICIÓN

La palabra confiabilidad tiene una definición técnica precisa la cual se describe a continuación:

*“Confiabilidad es la probabilidad de que un dispositivo realice adecuadamente su función prevista a lo largo del tiempo, cuando opera en el entorno para el que ha sido diseñado.”*

Debe observarse que hay cuatro puntos importantes dentro de esta definición. Estos son: (1) probabilidad; (2) un funcionamiento adecuado; (3) calificación con respecto al entorno; y (4) tiempo. Matemáticamente se define confiabilidad como la probabilidad que un sistema o ítem no falle y se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$R(x) = 1 - p(x) \quad (2.1)$$

Donde

$R(x)$ : Confiabilidad de un variable  $x$

$p(x)$ : Probabilidad de falla de una variable  $x$

El punto de partida para el estudio de la confiabilidad es el funcionamiento correcto. Inicialmente, no se define el funcionamiento correcto de forma más específica sin embargo se señala el hecho de que el complemento del funcionamiento correcto es la falla. Entonces se puede deducir que un sistema o ítem tiene solamente tiene dos estados de funcionamiento posible:

- ✓ En servicio o disponible
- ✓ Fuera de servicio o indisponible

Para evaluar el funcionamiento de un sistema se lo realiza por medio de los siguientes índices de confiabilidad:

- ✓ Disponibilidad. – este índice evalúa el tiempo que un sistema permanece en el estado disponible con respecto a un periodo determinado y generalmente se lo muestra en horas.
- ✓ Mantenibilidad. – este índice evalúa el tiempo en el cuál un sistema puede recuperar su estado de disponibilidad y generalmente se lo muestra en horas.
- ✓ Confiabilidad. – este índice evalúa la frecuencia con la que el sistema cambia de un estado disponible a indisponible y generalmente se lo muestra en número de fallas al año ( $\lambda$ ).

### 3.1.2 CONFIABILIDAD EN FUNCIÓN DEL TIEMPO

La definición de confiabilidad que se dio anteriormente indica que la confiabilidad es la probabilidad de funcionamiento satisfactorio a lo largo del tiempo. En una muestra de ítems idénticos, la supervivencia (o duración de vida) se dispersa de una manera que se modela bien con la probabilidad y, por tanto, con una función de distribución. Por consiguiente definir a la confiabilidad en función del tiempo implica la especificación de las distribuciones de probabilidad, las cuales deben ser modelos razonables de la dispersión de duración de vida.

En principio se puede considerar cualquier función de distribución para crear un modelo de duración de equipos. En la práctica, las funciones de distribución que tienen funciones de riesgo monótonicas parecen más realistas y, dentro de esta clase, existen unas pocas que son consideradas como aquellas que proporcionan los modelos más razonables de confiabilidad, entre las cuales tenemos:

### Distribución Exponencial

Es el modelo de distribución más popular debido a su sencillez matemática y por tanto tratable y se considera representativo del intervalo de vida funcional del ciclo de vida. La distribución exponencial es la única distribución de probabilidad que tiene una función de riesgo  $h(t)$  constante. La función de riesgos es más conocida como función tasa de fallas. La expresión general de la exponencial es:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad \text{para } 0 \leq t < \infty \quad (2.2)$$

En donde el parámetro  $\lambda$  no es negativo. Obsérvese que para esta función de distribución:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\frac{\partial}{\partial t} F(t)}{1 - F(t)} = \frac{\lambda * e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda \quad (2.3)$$

la cual es constante con respecto al tiempo. Esta es tanto una característica deseable como indeseable del modelo. El atractivo del resultado estriba en su simplicidad. Problemas con el modelo de riesgo constante giran en torno a la propiedad asociada de *ausencia de memoria* que exhibe, y el hecho asociado de que la probabilidad de supervivencia condicional es independiente de la edad.

### Distribución Weibull

Un modelo de distribución de vida alternativo que también se utiliza mucho es la distribución Weibull. Se puede presentar de varias maneras. La más general es:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\theta}\right)^{\beta}} \quad (2.4)$$

Donde :

$\theta$  es el parámetro de escala que tiene influencia en la media y en la desviación, también conocido como "vida característica", expresado en unidades de tiempo; si esta se incrementa, la confiabilidad también lo hace y la pendiente de la tasa de falla decrece.

$\beta$ : es definida como el parámetro de envejecimiento.

Si  $\beta < 1$  indica mortalidad infantil.

$\beta = 1$  falla con distribución aleatoria.

$\beta > 1$  indica fallas debido a envejecimiento.

La función tasa de fallas viene dada por la expresión 2.5 dado que esta es la probabilidad condicional de que ocurra una falla en el intervalo de tiempo comprendido entre  $t$  y  $t + \Delta t$

$$h(t) = \frac{\beta}{\theta} \left( \frac{t}{\theta} \right)^{\beta-1} \quad (2.5)$$

En la función Weibull el 63.2 % de las fallas han ocurrido cuando  $t = \theta$ .

A diferencia de otro tipo de distribuciones probabilísticas, la Weibull tiene la ventaja de proporcionar un análisis de falla y predicción de riesgo muy precisos, sin importar el número de datos recolectados, generalmente los resultados son satisfactorios con muy pocos datos.

### Distribución log-normal

Otro modelo popular es el de la distribución log normal. Debido a que no es tratable algebraicamente, la distribución log normal se expresa generalmente en términos de su función de densidad:

$$f(t) = \frac{e^{-\frac{(\ln(t)-\mu)^2}{2\sigma^2}}}{t\sigma\sqrt{2\pi}} \quad (2.6)$$

Esta función de distribución se puede ser evaluada por medio de métodos numéricos con facilidad. También es bien conocido que sus parámetros corresponden a los momentos de la distribución, es decir,  $\mu = E[t]$  es la media de la distribución y  $\sigma^2$  es la varianza, la cual es igual a  $E[t^2] - E^2[t]$ . Por otra parte, se considera frecuentemente que la distribución logarítmica normal es un modelo representativo de la duración de vida de ciertos componentes electrónicos.

El modelo es bastante útil y muestra la característica única de que para valores de los parámetros seleccionados adecuadamente, la función tasa de fallas aumenta y luego disminuye.

### Distribución Gamma

Hay otra distribución que se utiliza extensamente para el desarrollo de modelos de confiabilidad, esta es la distribución gamma. La representación de la función de densidad para la distribución gamma es:

$$f(t) = \frac{\lambda^\beta}{\Gamma(\beta)} t^{\beta-1} e^{-\lambda t} \quad (2.7)$$

y la función de distribución puede expresarse analíticamente sólo cuando el parámetro  $\beta$  es entero. En este caso, la función de distribución es:

$$F(t) = \sum_{K=\beta}^{\infty} \frac{(\lambda * t)^K}{K!} e^{-\lambda t} \quad (2.8)$$

Como en el caso de la distribución Weibull, este modelo muestra una tasa de fallas creciente cuando  $\beta > 1$ , decreciente cuando  $\beta < 1$ , y constante cuando  $\beta = 1$ . Su desventaja es que es bastante difícil tratarla algebraicamente, pero su ventaja es que surge naturalmente como la convolución de distribuciones exponenciales. Por lo tanto, tiene un interés práctico en relación a los procesos de fallos físicos.

## 3.2 ORIGEN Y DEFINICIÓN DEL RCM

El mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) tiene sus orígenes en la industria de la aviación a mediados de la década de los setenta cuando se efectuó un informe sobre los procesos utilizados para preparar los programas de mantenimiento de las aeronaves.

El informe concluía con un documento que decía:

*"El desenvolvimiento de este programa es una dirección al control de la confiabilidad, a través de factores que la afectan y provee un sistema de acciones para mejorar los niveles de baja confiabilidad, cuando existan. En el pasado se ha puesto énfasis en el control de los períodos de las revisiones para dar un nivel satisfactorio de confiabilidad. ....la confiabilidad y la periodicidad de la revisión, no están necesariamente direccionados a tópicos asociados....."*

Esta era un duro golpe a la estructura del mantenimiento tradicional, en donde el tiempo de revisiones sucesivas, representaba un factor muy importante en el control de la frecuencia de fallos.



De este informe presentado se emitieron dos conclusiones importantes:

- Las revisiones programadas tienen poco efecto en la confiabilidad total de un activo complejo, a no ser que tenga un tipo de falla dominante.
- Hay muy pocos activos para los cuales no existe una forma de mantenimiento programado.

El éxito del RCM en el sector de la aviación ha hecho que otros sectores como la del sector eléctrico se interesen en esta filosofía de gestión de mantenimiento, adecuándolas a sus necesidades operacionales.

La técnica RCM (Reability Centered Maintenance) es una metodología que pretende determinar sistemáticamente un mantenimiento del activo o ítem desde el punto de vista funcional, que logre de manera efectiva y eficiente, alcanzar los niveles de seguridad y confiabilidad fijados para los mismos.

Un aspecto clave de esta filosofía es reconocer que el mantenimiento asegura que un activo continúe cumpliendo su función de forma eficiente en el contexto operacional comprendiendo que el mismo se debe encontrar dentro de los límites de ejecución como:

- La capacidad inherente y la confiabilidad inherente limitan las funciones de cada activo.
- El mantenimiento, la confiabilidad y la capacidad del activo no pueden aumentar más allá de su nivel propio del diseño.
- El mantenimiento solo puede lograr el funcionamiento de un activo cuando el estándar de ejecución esperado de una determinada función está dentro de los límites de la capacidad o confiabilidad del diseño.

Anthony Smith define el RCM como:

*"Una filosofía de gestión de mantenimiento, en el cual un grupo multidisciplinario, se encarga de optimizar la confiabilidad operacional, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento, en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema".*

En otras palabras esto significa un grupo multidisciplinario se encarga de maximizar la confiabilidad operacional de un sistema, identificando los requerimientos necesarios de mantenimiento según la importancia y criticidad de los activos, partiendo de la función

requerida dentro del contexto operacional y finalizando con el análisis del posible efecto y consecuencia de la ocurrencia de los modos de falla que van directamente relacionados con las fallas funcionales.

### **3.3 DIFERENCIAS ENTRE EL RCM Y EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRADICIONAL**

La selección y el planeamiento de las tareas de mantenimiento preventivo han sido desarrolladas bajo la idea de que el mantenimiento preventivo puede evitar la gran mayoría de fallas pero esto no es cierto.

La filosofía del mantenimiento tradicional es la preservación del activo, sin ninguna preocupación en las funciones en el sistema y sus prioridades en términos de optimización de los recursos en relación a una reducción de los costos de mantenimiento.

La mayoría de programas de mantenimiento preventivo han sido desarrollados a partir de una serie de procesos generalmente dictaminados por la experiencia en activos similares, palpitos, recomendaciones del fabricante, actitudes forzadas (cuanto más preventivo mejor o cuando menos preventivo mejor).

Ciertamente estos procesos no son optimizados y carecen de una metodología estructurada para la selección de las tareas de mantenimiento, por consiguiente no hay modo de saber si las tareas establecidas son técnicamente correctas o representan una optimización de los recursos además ciertas tareas preventivas introducen fallas en los ítems.

El RCM es un nuevo método para el planeamiento del mantenimiento que, a pesar de utilizar las diversas técnicas de mantenimiento existentes, exige que algunas de las prácticas corrientes de mantenimiento preventivo, sean transformadas.

En sí al RCM lo distinguen de la práctica tradicional los siguientes aspectos:

- Preservación de la función del sistema
- Identificación de fallas funcionales.
- Priorización las fallas funcionales de acuerdo a sus consecuencias.
- Selección de tareas de mantenimiento aplicable y costo-eficientes, por medio de un diagrama de decisión.

Aquí cabe señalar que el RCM destaca la preservación de la función del sistema que no es lo mismo que preservar la operación del activo, aunque si preservamos la función del sistema, por medio de la preservación de la operación de todos sus componentes, pero no todos los componentes tienen la misma importancia.

Por todo lo expuesto anteriormente se puede resumir las diferencias entre RCM y mantenimiento preventivo tradicional en la siguiente tabla:

Tabla N° 1- Comparación entre el mantenimiento tradicional y el RCM

Mantenimiento preventivo tradicional	RCM
Focalizado en el activo	Focalizado en el sistema
Mantener el activo	Mantener la función del sistema
Tareas identificadas con base en "lo que puede ser hecho"	Tareas identificadas con base en "lo que debe ser hecho"
No enfatiza la recolección de datos de fallas	Prioriza la recolección y análisis continuo de datos de fallas

La implementación del RCM no se agota en la formulación del plan de mantenimiento, pues se trata de un proceso continuo donde el plan es periódicamente revisado en función de los datos de fallas y de las reparaciones, que deben ser continuamente recolectados y mantenidos en una base de datos.

La importancia de una base de datos de fallas y reparaciones, es donde se pueden extraer las ventajas principales del RCM, particularmente en lo que concierne a la determinación de los intervalos más apropiados para la realización de las diversas tareas de mantenimiento preventivo, aunque la inexistencia de esa base de datos no inhabilita la implementación del RCM pues la metodología aplicada trae ventajas substanciales sobre el proceso tradicional.

Además de la ventaja ya mencionada existen otras como las mencionadas a continuación:

- Responde a las debilidades derivadas de los enfoques tradicionales de mantenimiento.
- Permite asociar y evaluar los riesgos en función de las fallas.
- Facilita optimizar los recursos de mantenimiento.

Además su aplicación busca definir estrategias de mantenimiento que:

- Mejoren la seguridad
- Mejoren el rendimiento operacional de los activos
- Mejoren la relación costo/riesgo-efectividad de las tareas de mantenimiento.
- Minimicen la ocurrencia de fallas, o al menos reduzcan el impacto económico una vez ocurrida la misma.
- Sean documentadas, auditables y realimentadas de nueva información.

### 3.4 ETAPAS DEL PROCESO DEL RCM

En el RCM, un programa de mantenimiento preventivo es generado a partir de realizar un análisis de las consecuencias de las fallas funcionales del sistema, seguido de un análisis de la relación entre cada tarea y las características de confiabilidad de los tipos de falla para determinar si la tarea es esencial desde la óptica de seguridad y conservación del medio ambiente y deseable desde el punto de vista costo-beneficio.

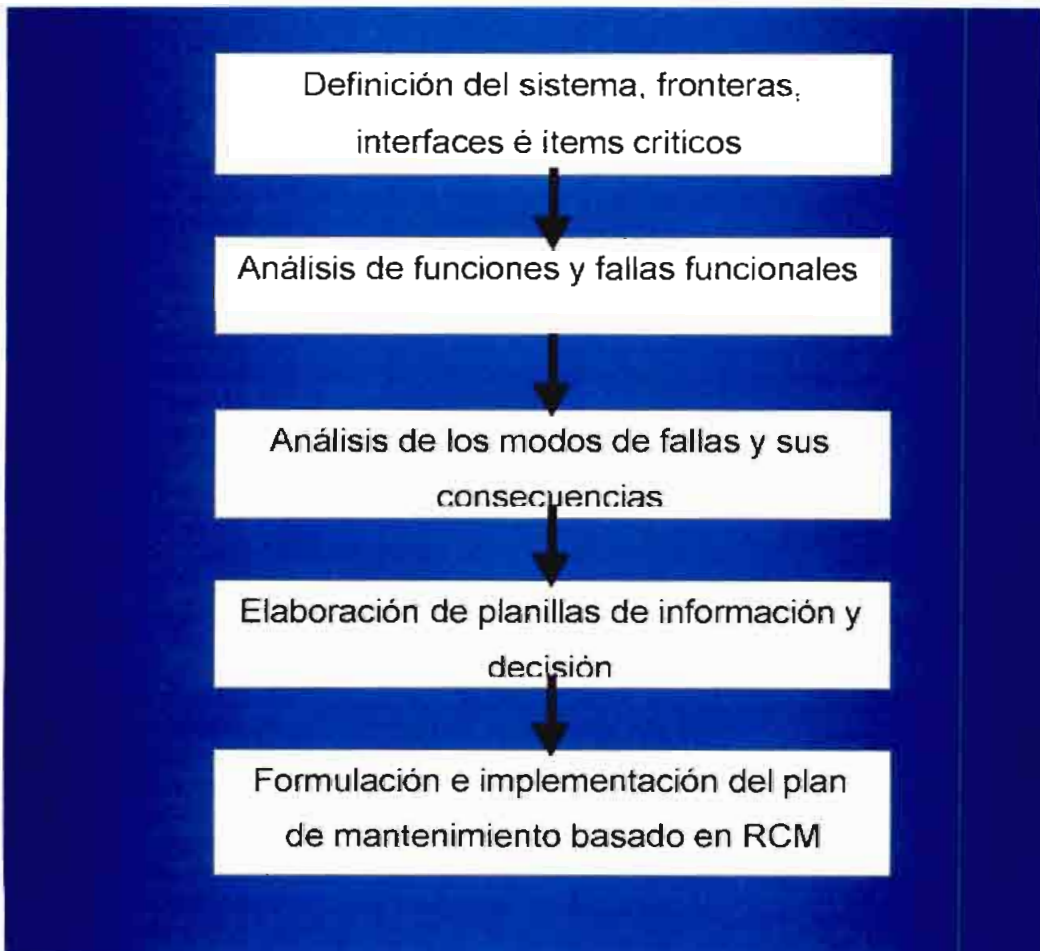


Fig. 13 Proceso RCM

El proceso consiste en una serie ordenada y lógica de pasos sistemáticamente orientados a identificar las funciones de los equipos, sus fallas funcionales, los modos y causas de fallas dominantes y sus efectos.

El método utiliza la experiencia acumulada durante la operación y el mantenimiento del equipamiento para determinar, por una parte, la criticidad de las fallas (probabilidad, severidad, etc.) y, por otra, la definición de las tareas de mantenimiento más eficaces y el ajuste de las frecuencias de realización de las mismas.

### **3.4.1 SELECCIÓN DEL EQUIPO PARA COMENZAR A APLICAR RCM**

Para la selección es mejor comenzar a aplicar el RCM a ítems o activos que cumplan con las siguientes características:

- ✓ Ítems que se presenten un alto contenido de tareas de mantenimiento preventivo así como altos costos de mantenimiento.
- ✓ Ítems que presenten alto número de acciones de mantenimiento correctivo durante los dos últimos años de operación.
- ✓ Una combinación de los anteriores.
- ✓ Ítems con altos riesgos con respecto a la seguridad y el medio ambiente
- ✓ Ítems donde no existe confianza en el mantenimiento.
- ✓ Ítems que recién estén empezando su vida de operacional.

### **3.4.2 LAS 7 PREGUNTAS DEL RCM**

El proceso RCM proporciona siete preguntas que se deben efectuar respecto al equipo seleccionado:

- ✓ ¿Cuáles son las funciones y patrones de desempeño del equipo en su contexto operacional actual?
- ✓ ¿De qué forma el equipo falla al cumplir sus funciones?
- ✓ ¿Qué ocasiona cada falla funcional?
- ✓ ¿Qué consecuencias genera cada falla?
- ✓ ¿Qué puede ser hecho para predecir o prevenir cada falla?
- ✓ ¿Qué debe ser hecho si no fuese encontrada una tarea pro-activa apropiada?

Estas 7 preguntas que básicamente constituye el proceso RCM, las cuales deberán ser respondidas por medio de herramientas que se mencionaran posteriormente.

Entonces cabe la pregunta que significa función o estándar de ejecución del activo, que es una falla funcional, modo de falla, la diferencia entre efecto y la consecuencia de falla.

### 3.4.3 FUNCIONES Y PATRONES DE DESEMPEÑO

Cada tipo de ítem tiene frecuentemente muchas funciones. Como el objetivo de mantenimiento centrado en la confiabilidad es asegurar que continúe cumpliendo esas funciones, todas ellas deben ser identificadas, juntamente con sus patrones de desempeño.

Las funciones son divididas en dos categorías principales (funciones primarias y secundarias) y después divididas en varias sub.-categorías.

#### **Funciones Primarias**

Las funciones primarias son fáciles de ser reconocidas pues el nombre de muchos ítems está basado en su función primaria.

Por ejemplo la función principal de un transformador es transformar el nivel de voltaje, la de un interruptor es la de interrumpir la circulación de corriente, etc.

#### **Funciones Secundarias**

Generalmente se espera que los distintos ítems realicen una o más funciones además de sus funciones primarias. Estas son conocidas como funciones secundarias.

Para asegurar que ninguna función secundaria sea ignorada, fueron divididas en siete categorías:

- ✓ Integridad ambiental
- ✓ Seguridad/integridad estructural
- ✓ Control/contención
- ✓ Apariencia
- ✓ Protección
- ✓ Economía /eficiencia
- ✓ Funciones superfluas

Las funciones secundarias son menos obvias que las primarias, aunque a veces la pérdida de una función secundaria puede traer graves consecuencias, a veces más serias que la pérdida de la función primaria. Así, las funciones secundarias frecuentemente necesitan tanto o más mantenimiento que las funciones primarias, por ello deben ser bien identificadas.

Cabe señalar que las funciones superfluas se refieren a activos que no cumplen una función actual pero están activos en la instalación.

### **Patrones de desempeño**

La frontera entre el funcionamiento satisfactorio de un ítem y el estado de falla del mismo está especificada por el patrón de desempeño. Generalmente, el patrón de desempeño está fijado por el profesional responsable y puede tener varios puntos de vista según sea el profesional actuante.

Un ejemplo muy claro de esto es la pérdida de aceite por desgaste del empaque del radiador de un transformador. Para el profesional de mantenimiento la pérdida de aceite lo ubica por debajo del patrón de desempeño.

Pero para el profesional de operación mientras puede permanecer en servicio, está dentro del patrón de desempeño especificado y para el responsable de seguridad y medio ambiente, la pérdida de aceite es motivo de ubicarlo fuera del patrón mencionado.

### **3.4.4 FALLAS FUNCIONALES**

La norma SAE JA 1011 define como falla funcional a:

*“La pérdida de la capacidad de un ítem para realizar una función específica. Puede equivaler al término Avería. Es la disminución total o parcial de la capacidad de un ítem de desempeñar su función durante un periodo de tiempo, donde el ítem deberá ser sometido a mantenimiento o ser sustituido. La falla lleva al ítem al estado de disponibilidad.”*

Todos los estados de falla asociados con cada función deben ser identificados.

### 3.4.5 MODOS DE FALLA

Un modo de falla puede ser definido como cualquier evento que puede llevar al ítem a la falla. Es decir, una vez que la falla se ha identificado, el siguiente aspecto es procurar identificar todos los eventos "razonablemente probables", que pueden causar ese estado de falla. Estos eventos son conocidos como modos de falla.

Cuando se pretende listar los modos de falla de los distintos ítems se debe incluir:

- ✓ Fallas que ha pasado antes (histórico).
- ✓ Fallas que esta siendo prevenidos por programas existentes de mantenimiento.
- ✓ Fallas que todavía no han pasado pero su ocurrencia es razonablemente probable.
- ✓ Fallas producidas por el deterioro o desgaste normal y las causadas por errores. humanos (personal de operación o mantenimiento).
- ✓ Fallas por defectos en el diseño de los ítems.

### 3.4.6 EFECTOS DE FALLAS

Los efectos de falla deben describir que pasaría si ninguna tarea específica de mantenimiento es hecha, para anticipar, prevenir o detectar la falla. Entonces debería describir los sucesos que preceden a una falla.

Los efectos de falla deben incluir toda la información necesaria para respaldar la evaluación de la consecuencia de la falla, tal como:

- ✓ ¿Cuál es la evidencia (si existiera) que la falla ha ocurrido, (en el caso de funciones ocultas, que pasaría si una múltiple falla ocurriera)?
- ✓ ¿De que forma esa falla afecta al medio ambiente?
- ✓ ¿De que forma esa falla afecta a la seguridad de la personas?
- ✓ ¿De que forma esa falla afecta a la calidad de servicio?
- ✓ ¿Cuál es el daño físico causado por la falla?
- ✓ ¿Qué puede ser hecho para restaurar la función del sistema después de la falla?



### 3.4.7 CONSECUENCIAS DE FALLA

Cuando ocurre una falla esta afecta directamente al sistema y a la empresa en forma cualitativa y cuantitativa debido a eso, nace la necesidad de realizar una evaluación económica.

Las consecuencias que cada falla origina, pueden clasificarse en:

- ✓ Consecuencias operacionales: son aquellas que afectan a la calidad de servicio.
- ✓ Consecuencias sobre seguridad o ambientales: son aquellas que afectan al medio ambiente o a la seguridad de las personas, también se las conoce como consecuencias no operacionales.

Existen además otras consecuencias que no tienen el grado de importancia a las dos anteriores, pero pueden degradar en fallas importantes y tienen de por así asociado un costo de mantenimiento que debe considerarse. Cuando se realiza el proceso de clasificación de la consecuencia se debe separar los modos de falla ocultos, de los modos de falla evidentes.

## 3.5 TAREAS DEL RCM

Para interpretar adecuadamente las tareas propuestas por el método RCM, se hace necesario reconocer 3 categorías principales de tareas pro-activas que son las siguientes:

- Tareas de restauración programada
- Tareas de descarte programado
- Tareas bajo condición

### 3.5.1 TAREAS DE RESTAURACIÓN PROGRAMADA

La restauración programada implica el reacondicionamiento de una componente de un ítem a una edad límite determinada, o antes de ella, independientemente de su condición aquel momento.

### 3.5.2 TAREAS DE DESCARTE PROGRAMADO

El descarte programado implica la sustitución de un componente del ítem, en su límite de vida especificado, o antes de él, independientemente de su condición en aquel momento.

Estas dos tareas son conocidas como mantenimiento preventivo. Ellas son, a lo largo del tiempo, la forma de mantenimiento pro-activo más usado.

### 3.5.3 TAREAS BAJO CONDICIÓN PROGRAMADAS

Ante la necesidad continua de prevenir ciertos tipos de falla y la creciente incapacidad de técnicas clásicas para hacerlo, se sale a la búsqueda de nuevos tipos de gerenciamiento de fallas. La mayoría de esas técnicas confían en el hecho de que la mayoría de fallas da alguna señal de que esta presenta o va ocurrir.

Estas señales son conocidos como fallas potenciales y son definidos como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional esta próxima a ocurrir o ya esta ocurriendo, en este punto debería tomarse alguna decisión para prevenirla o al menos evitar o disminuir sus consecuencias. La figura N° 14 muestra lo que ocurre en el estado final de una falla y se denomina curva *PF* porque muestra como comienza el deterioro al punto que puede determinarse el punto de falla potencial "P" y luego si no fuese detectado o corregido, continua el deterioro, generalmente a una tasa acelerada, hasta llegar al punto de falla funcional "F".

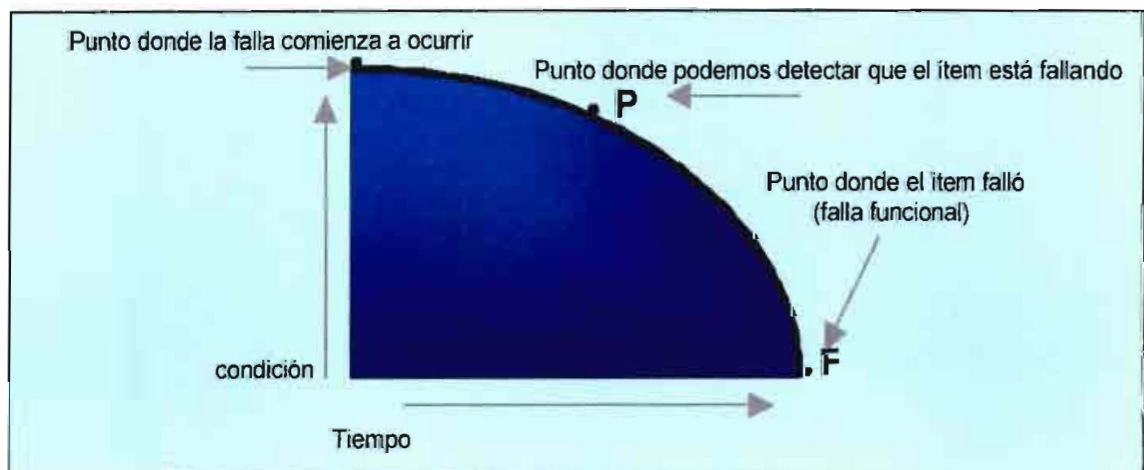


Fig. 14 Curva P-F

Es evidente que si una falla es detectada entre el punto "P" y el punto "F" es posible tomar acciones para prevenir o evitar las consecuencias de la falla funcional. La posibilidad o no de esa toma de decisión ha de depender de la rapidez con que ocurre una falla. La forma de detectar esta falla potencial es por medio de tareas bajo condición.

Estas innovadoras técnicas son utilizadas para detectar fallas potenciales, de modo que se puede tomar una acción para evitar las consecuencias que podrían ocurrir en el caso en que degeneren fallas funcionales. Son llamadas tareas bajo condición porque los activos permanecen en servicio con la condición de que continúen cumpliendo los patrones de desempeño deseados. (Mantenimiento bajo condición incluye mantenimiento predictivo, mantenimiento basado en condición y monitoreo de condiciones).

Usadas correctamente, las tareas bajo condición son una forma muy eficiente de gerenciamiento de fallas, pero también puede ser un gran desperdicio de tiempo. El RCM posibilita que las decisiones en esta área sean tomadas con una especial confianza.

### 3.5.4 TAREAS DEFAULT

El RCM reconoce 3 categorías principales de acciones de default, las cuales se nombran a continuación:

- **Búsqueda de fallas**

Las tareas de búsqueda de falla implican verificación periódica de funciones ocultas para determinar si ellas fallaran.

- **Rediseño**

Implica efectuar algún cambio en la capacidad intrínseca de un ítem. Esto incluye modificaciones en el hardware y también cubre cambios de procedimientos.

- **Ningún mantenimiento programado**

Esta acción default implica no efectuar ningún esfuerzo para anticipar o prevenir modos de falla. Se espera que la falla ocurra para luego repararla, en el mantenimiento de sistemas eléctricos de potencia, esto se limita a ítems secundarios o auxiliares (Ejemplo: relés, contactores, guardamotores, etc.)

## 3.6 PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS

El RCM tiene un proceso lógico para la selección de tareas, el mismo que utiliza herramientas claves y fundamentales que permiten al personal de mantenimiento tomar decisiones con cierta confianza.

El Análisis de los Modos de Falla y sus Efectos conocido como AMFE y la planilla de decisión, constituyen las herramientas fundamentales utilizadas para responder a las siete preguntas básicas del RCM expuestas anteriormente.

### 3.6.1 HERRAMIENTAS CLAVES

El AMFE (Análisis de los Modos de Fallas y sus Efectos), es un procedimiento usado para efectuar un análisis de cómo un ítem puede fallar enumerando todos los posibles modos de falla, y todos los grados de reacciones adversas que resultan de tales fallas así analizadas. Es una técnica para mejorar la confiabilidad de un activo con la indicación del procedimiento para atenuar el efecto de una falla. Las fallas pueden ser divididas conforme a su gravedad y normalmente son clasificadas como:

- Muy críticas (catastróficas)
- Críticas
- Moderadas
- Leves

A partir de esta herramienta se permite identificar los efectos y consecuencias de la ocurrencia de cada modo de falla en su contexto operacional y no operacional, por lo tanto, se obtienen respuestas a las primeras cinco preguntas del RCM.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de la planilla del análisis de modos de falla y sus efectos, incluyendo aspectos como el personal y las áreas involucradas en el estudio, además de la fecha de inicio y la identificación del sistema o subsistema al cual se le este aplicando la metodología.

## ANÁLISIS DE LOS MODOS DE FALLAS Y SUS EFECTOS

Realizado por:.....

Áreas involucradas:.....

Fecha de análisis:.....

Sistema:.....

Estándar de ejecución o función	Falla funcional	Modo de falla	Causas de los modos de falla	Efectos posibles	Consecuencias	Modo de control actual	Prioridades	Acciones de mejora
Permitir el máximo flujo de potencia con pérdidas no mayores a las de plena carga	Incapacidad para entregar potencia demandada	Taponamiento, válvula de un radiador dañado	Deterioro natural	Disminuye la capacidad de enfriamiento	Leve	Inspecciones detalladas del transformador	No es prioridad	Ninguna

Fig. 14 Plantilla para realizar el Análisis de los Modos de Falla y sus Efectos (AMFE)

Otra herramienta propuesta es la planilla de decisión, la cual permite seleccionar de una forma óptima las actividades de mantenimiento según la filosofía del RCM. La respuesta para cada pregunta se va llenando en dieciséis columnas dentro de esta planilla. Las columnas F, FF, MF se refieren a información de referencia e identifican la función, falla funcional y el modo de falla generada anteriormente por el AMFE. Esa información se vuelca aquí para relacionar el AMFE con la plantilla de decisión.

Las columnas H, S, E y O, son usadas para registrar las respuestas a las preguntas relacionadas con las consecuencias de cada modo de falla (H si no son evidentes, S si afectan a la seguridad, E si afectan al medio ambiente, O si afectan a la operación). Para llenar estas columnas utilizamos el denominado Diagrama Lógico de Decisión que se ilustra en la figura N° 15.

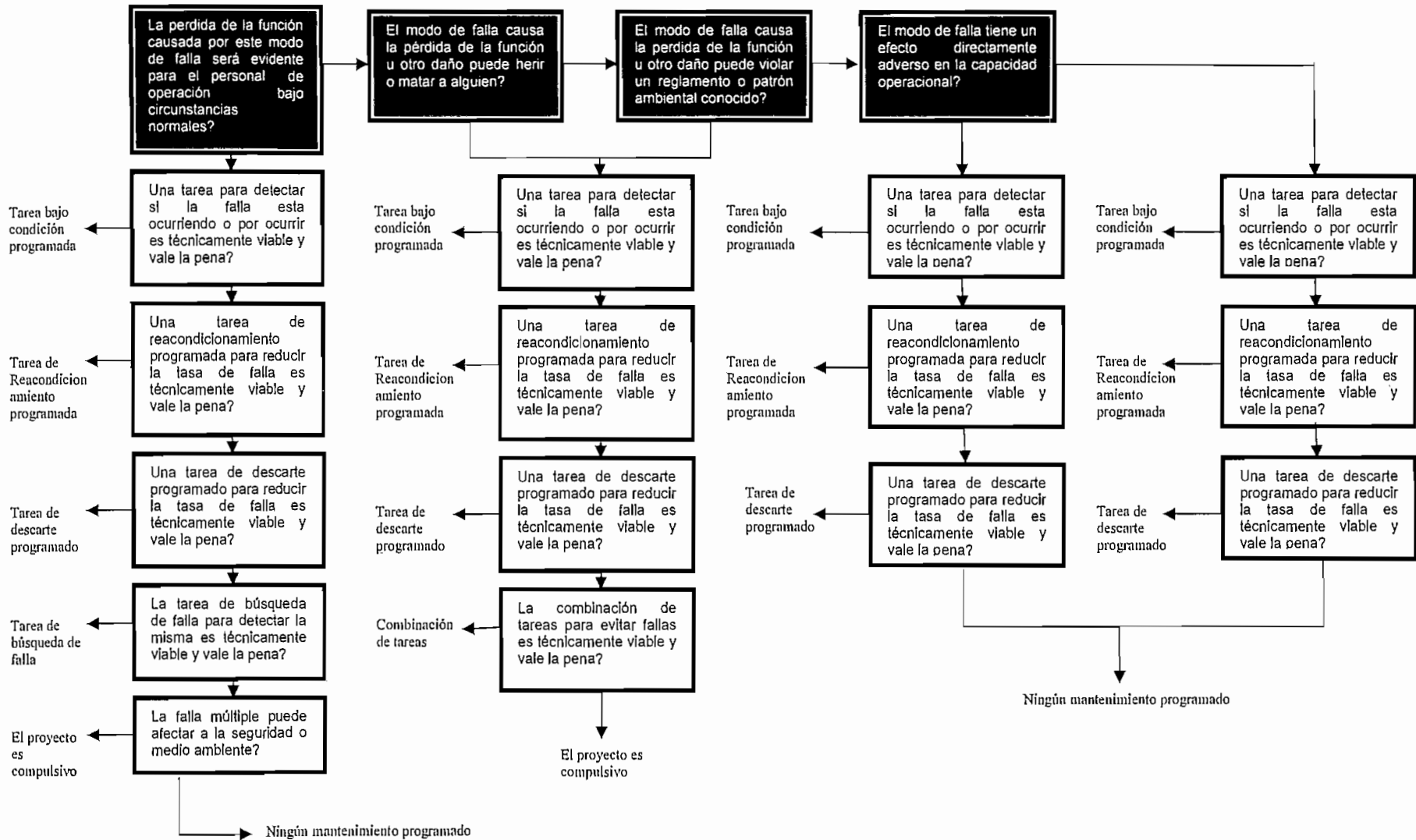


Fig. 15 Diagrama Lógico de Decisión del RCM

Las tres columnas siguientes (H1, H2, H3, etc.) registran si una tarea pro-activa fue seleccionada y, si fue así, que tipo de tarea. Si fuera necesario responder a algunas cuestiones default, las columnas H4 y H5 o S4 son usadas para registrar las respuestas.

Las últimas dos columnas se registrarán la tarea propuesta que fue seleccionada, y la frecuencia con que será hecha. Las columnas de identificación, evaluación de consecuencias, selección de tareas pro activas y selección de tareas default son respondidas por medio de una S si la respuesta es afirmativa o con una N si la respuesta es negativa. A continuación se presenta un ejemplo de plantilla de decisión.

**UBICACIÓN:** S/E Pomasquí  
**SISTEMA:** Suministro de energía por medio del autotransformador ATU 230/138 kV

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Pro-activas			Tareas Default			Tareas Propuestas				
								H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3								
F	FF	MF	C	H	S	E	O				H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Frecuencia Inicial	Puede ser hecha por
1	A	1	1	N				S						1	Bajo Condición	Inspeccionar que las válvulas de los radiadores estén en posición abierto	—	—
1	A	1	2	N				S						2	Bajo Condición	Realizar pruebas de termografía a los radiadores. Verificar que no existan diferencias de temperatura mayores a los 10° C entre cada radiador	—	—
1	A	1	3	N				S						3	Bajo Condición	Inspeccionar detallada de la superficie de los radiadores	—	—
1	A	2	1	S	N	N	S	S						1	Bajo Condición	Inspeccionar las alarmas de bajo voltaje del sistema de refrigeración	—	—
1	A	2	2	S	N	N	S	N	N	N	S			2	Búsqueda de falla	Inspeccionar y limpiar gabinete del transformador y realizar pruebas funcionales de los grupos de enfriamiento	—	—
1	A	2	3	S	N	N	S	N	S					3	Reacondicionamiento programado	Recalibración de los ajustes del Monitor de Temperatura/chequeo de software, sondas de temperatura, TC's de imagen térmica.	—	—
1	A	2	4	S	N	N	S	S	N					4	Bajo Condición	Realizar las pruebas de resistencia de aislamiento de los motores	—	—
1	A	3	1	S	N	N	S	N	N	S				1	Descarte Pro	Cambio de los rodamientos del motor cada 30000 h de funcionamiento.	—	—
1	A	3	2	N				N	N	N	S			2	Búsqueda de falla	Medir voltaje, corriente y velocidad de los motores durante pruebas funcionales y	—	—

Fig. 16 Planilla de Decisión

### 3.6.2 PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE TAREAS

Una pregunta importante que debe hacerse es como seleccionar la tarea en la planilla de decisión. El proceso para la selección de tareas debe tomar en cuenta el hecho que la probabilidad condicional de algunos modos de falla se incrementa, no cambian o disminuyen con la edad. Entonces para la selección se debe realizar el siguiente análisis:

En el caso de un modo de falla evidente que tiene consecuencias ambientales o de seguridad, la tarea debe reducir el modo de falla a un nivel que sea tolerable para el sistema.

En el caso de un modo de falla oculto donde se asocie con una falla múltiple que tienen consecuencias ambientales y de seguridad, la tarea debe reducir la probabilidad del modo de falla oculto, a un grado que reduzca la probabilidad de la asociada múltiple falla a un nivel que sea tolerable para el sistema.

En el caso de un modo de falla evidente que no tengan consecuencias ambientales o de seguridad, los costos directos e indirectos de realizar una tarea deberá ser menores que los costos directos e indirectos de la falla cuando son medidos bajo periodos de tiempo comparables.

En el caso de un modo de falla oculto donde la múltiple falla asociada no tienen consecuencias ambientales o de seguridad, los costos directos e indirectos de realizar la tarea deben ser menores que los costos directos e indirectos de la falla múltiple más el costo de reparación de la falla oculta cuando son medidos bajo periodos de tiempo comparables.

### **Tareas bajo condición**

Una tarea bajo condición selecta debe satisfacer los siguientes criterios:

1. Debe existir una falla potencial claramente definida.
2. Debe existir un intervalo P-F identificable.
3. El intervalo de la tarea debe ser menos que el intervalo P-F más corto y más probable
4. Debe ser físicamente posible de realizar en intervalos menores que el intervalo P-F
5. El tiempo más corto entre el descubrimiento de una falla potencial y la ocurrencia de la falla funcional debe ser lo suficientemente largo para que la acción predeterminada sea tomada para evitar, eliminar o minimizar las consecuencias de los modos de falla.



### **Tareas de descarte programado**

Una tarea de descarte programado selecta debe satisfacer los siguientes criterios:

1. Debería ser claramente definida (preferiblemente demostrable) la edad en la cual, hay un incremento en la probabilidad condicional del modo de falla bajo consideración.
2. Un aumento en la ocurrencia de este modo de falla deberá ocurrir después de esta edad, por lo que un reemplazo de este componente podrá reducir la probabilidad de falla prematura a un nivel tolerable para el sistema.

### **Tareas de reacondicionamiento programado**

Una tarea de descarte programado selecta debe satisfacer los siguientes criterios:

1. Debería ser claramente definida (preferiblemente demostrable) la edad en la cual, hay un incremento in la probabilidad condicional del modo de falla bajo consideración.
2. Un aumento en la ocurrencia de este modo de falla deberá ocurrir después de esta edad, por lo que la restauración de este componente podrá reducir la probabilidad de falla prematura a un nivel tolerable para el sistema.
3. La tarea deberá restaurar la confiabilidad de un componente a un nivel que sea tolerable para el sistema.

## CAPITULO IV

### 4 SITUACIÓN ACTUAL DEL AUTOTRANSFORMADOR ATU 230/138 kV DE LA S/E POMASQUI

#### 4.1 DESCRIPCIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR

Después de realizar una investigación sobre los transformadores del Sistema Nacional de Transmisión se ha optado por escoger el autotransformador ATU de la subestación Pomasquí, basado en su corta edad de funcionamiento aproximadamente año y medio, y que además la mencionada subestación no se encuentra todavía asignada a ninguna empresa u outsourcing para realizar su mantenimiento y operación.

El mencionado transformador es de marca Siemens, tiene un costo aproximadamente de 1'173,000 dólares, fue fabricado en el año 2002, su energización se produce en junio del 2003, además se encuentra ubicada en la subestación Pomasquí a una altitud de 2838 m sobre el nivel del mar, pertenece a Transelectric S.A.

Este transformador es de tipo autotransformador trifásico de potencia, tiene una capacidad de 180/240/300 MVA, lo cual se relaciona directamente con la capacidad de enfriamiento del transformador:

Tipo de enfriamiento		Capacidad
ONAN	aceite normal-aire normal	180 MVA
ONAF I	aceite normal-aire forzado <i>1<sup>er</sup> grupo de enfriamiento</i>	240 MVA
ONAF II	aceite normal-aire forzado <i>1<sup>er</sup> y 2<sup>do</sup> grupo de enfriamiento</i>	300 MVA

Su temperatura ambiental de diseño se encuentra en el rango de 25 °C, la elevación de temperatura media del arrollamiento y máxima del aceite es 65°C. En cuanto a la regulación de voltaje no posee cambiador de tap bajo carga (LTC), viene con un cambiador de tap sin carga para las 5 posiciones de tap existentes en el transformador (ver plano anexo1).

La conexión de los devanados es estrella aterrada en el lado de alta y media, sin resistencia de puesta a tierra y triangulo en el lado de baja, el devanado de 13.8 kV (terciario) esta destinado para los servicios auxiliares (SSAA) de toda la subestación, no se encuentra instalado ninguna carga reactiva o capacitiva.

La entrada en servicio de esta subestación se debe a la interconexión internacional con Colombia en marzo del 2003, la conexión se lo realiza por medio de dos líneas de transmisión Jamondino-Pomasqui circuito 1 y 2, la conexión con el Sistema Nacional Interconectado (SNI) se lo realiza por medio de dos líneas de transmisión Santa Rosa-Pomasqui circuito 1 y 2.

La subestación Pomasqui tiene configuración de doble barra en el lado de 230 kV y configuración de barra principal-transferencia en el lado de 138 kV, con lo cual se garantiza una alta confiabilidad ante mantenimientos y contingencias futuras. Para poder observar más claramente la configuración de la subestación Pomasqui se presenta los diagramas unifilares de los patios de 230kV y 138 kV en la figura 17 y 18 respectivamente.

La entrada del autotransformador trifásico ATU de Pomasqui se debió a la necesidad de aliviar el flujo de potencia, que transitaba por el autotransformador ATU 230/138 kV de la subestación Sta. Rosa con una capacidad máxima de 375 MVA, cuya usuario principal es la Empresa Eléctrica Quito (EEQ S.A.) la cual distribuye la energía principalmente a la ciudad de Quito.

Esto ayudo de igual manera a un aumento de la confiabilidad debido a que la salida de servicio de autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Sta. Rosa, causaba un colapso total de la parte norte del SNI, y bajo ciertas circunstancias el colapso total del sistema (blackout).

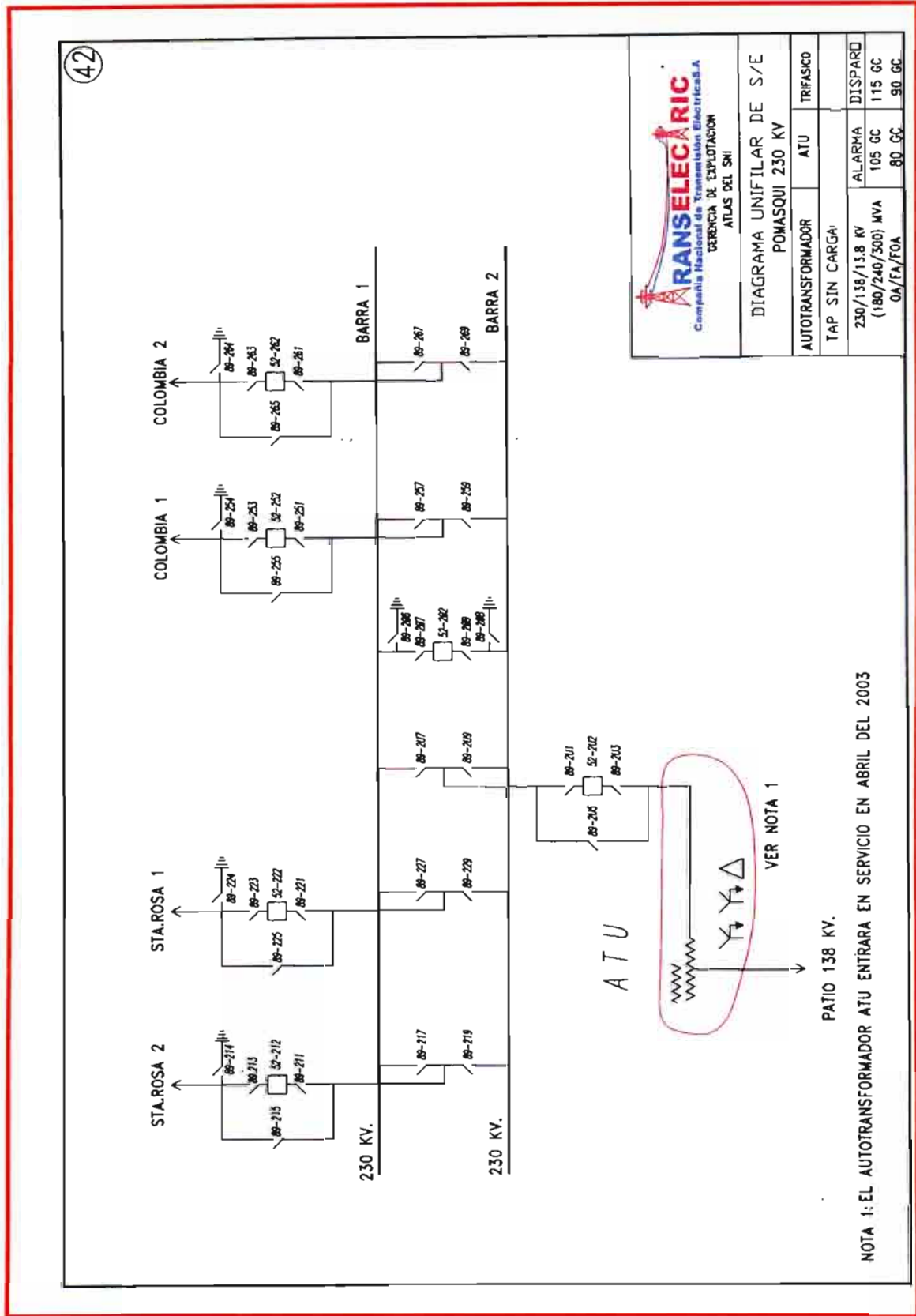


Fig. 17 Diagrama Unifilar de la S/E Pomasqui 230 KV

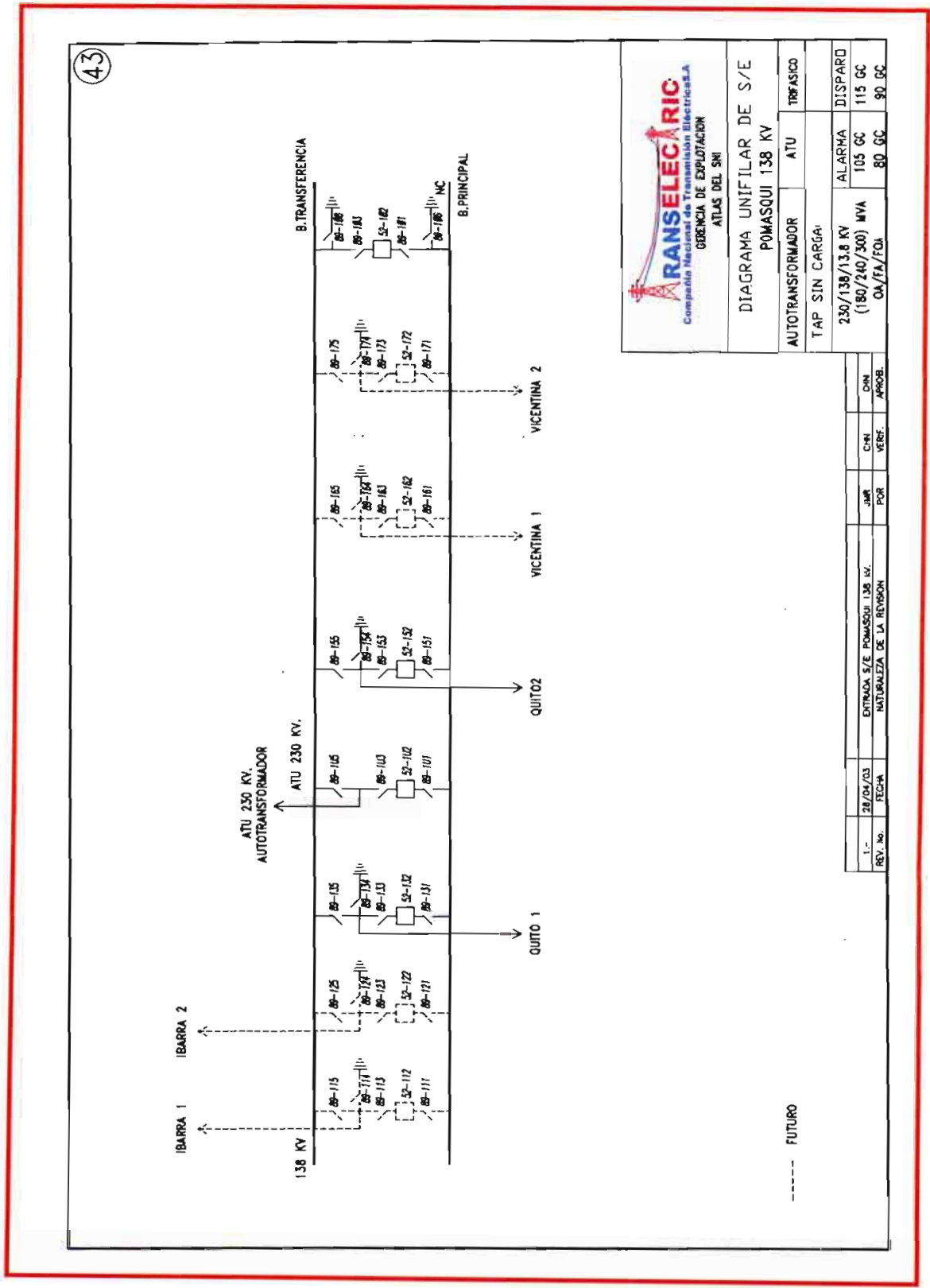


Fig. 18 Diagrama Unifilar de la S/E Pomasqui 138 kV

## 4.2 COMPONENTES DEL AUTOTRANSFORMADOR DE POMASQUI

Para el personal de mantenimiento el transformador no puede ser tratado como una caja negra, se hace necesario conocer cuales son sus principales componentes además sus funciones principales y secundarias, y cómo interactúan entre sí.

Este punto nos hace caer en cuenta de la complejidad del transformador, no solo por gran cantidad componentes internos y externos, y cada uno tiene su propia confiabilidad, sino además que este ítem es el más costoso de todo la subestación.

Algunos componentes tienen un nivel mayor de importancia que otros, son elementos que generalmente determinan la capacidad para soportar esfuerzos mecánicos y eléctricos, así como la probable vida útil del transformador estos componentes principalmente son: el papel aislante, los bobinados, núcleo.

Debido a la gran cantidad de elementos presentes en el transformador se hace necesaria poder agruparlos de acuerdo a la función que cumplen. A continuación se muestra los subsistemas encontrados con sus respectivos elementos además de su función principal y sus funciones secundarias.

Tabla N° 2- Componentes del Autotransformador

Subsistema	Elementos	Función principal	Funciones secundarias
Parte activa	Devanados	Producir flujo magnético	Resistir cargas estáticas permanentes y sobretensiones transitorias. Mantener la temperatura de los bobinados menor a 115°C Mantener un nivel mínimo de pérdidas en el cobre.
	Núcleo	Acoplamiento magnético entre devanados	Mantener un nivel de ruido menor a los 87 decibeles. Evitar la presencia de tensiones capacitivas. Sostener los bobinados. Mantener un nivel mínimo de pérdidas en el núcleo.
Sistema de soporte	Tanque/tuberías	Contener el aceite aislante	Mantener la hermeticidad. Mantener libres de voltajes inducidos o estáticos en la carcasa Soportar presiones hasta 4 psi. Mantener el aceite aislante en buenas condiciones Libre de oxidación y corrosión.
	Tanque de expansión	Compensar las variaciones de volumen de aceite correspondiente a las diferentes temperaturas	Mantener la hermeticidad. Soportar presiones hasta 4 psi. Mantener la bolsa de goma en buen estado y libre de humedad. Libre de oxidación y corrosión.
	Estructura central	Acoplamiento del núcleo a la base del transformador	
Sistema de refrigeración	Radiadores	Disipar el calor	Mantener hermeticidad. Soportar presiones hasta 4 psi si sufre deformación Permitir el flujo normal de aceite. Libre de oxidación y corrosión. Permitir el desmontaje del radiador con facilidad
	Moto ventiladores	Aumentar la tasa de transferencia de calor entre el radiador y el aire	Mantener el nivel de ruido menor a los 87 decibeles. Mantener el flujo de aire constante. Registrar horas de funcionamiento. Mantener un buen acoplamiento motor ventilador. Mantener mínimo consumo de energía. Libre de oxidación y corrosión

Subsistema	Elementos	Función principal	Funciones secundarias
Sistema de aislamiento	Aceite	Aislar los bobinados Disipar el calor	Mantener libre de PCB's Eliminar pequeños arcos eléctricos Registrar la máxima temperatura al día Mantener en buenas condiciones las propiedades químicas y físicas. Mantener una vida útil de 20 a 30 años. Mantener la temperatura del aceite menor a 80°C
	Papel aislante	Aislar cada uno de los bobinados y conductores internos	Soportar la máxima temperatura en el punto más caliente de los devanados. Mantener en buen estado las propiedades mecánicas y dieléctricas Mantener una vida útil de 25 años. Nivel de temperatura normal de operación entre 70°C-100°C.
	Bushings de AT/BT/MT	Aislar el conductor de alta tensión de la carcasa del tanque	Mantener hermeticidad. Mantener una buena conductividad de la parte interna del bushings. Permitir la inspección del nivel de aceite por medio de la mirilla
Sistemas de protección mecánica y monitoreo	Relé Buchholtz	Desenergizar el transformador en caso de cortocircuitos internos	Mantener hermeticidad Purgar el gas en el aceite. Mantener en buen estado los contactos principales. Desconectar si detecta $1 \pm 0.15$ m/s. Dar alarma si el volumen de gases llega a $100 \pm 20$ cm <sup>3</sup>
	Dispositivo de alivio de presión	Aliviar rápidamente la sobrepresión interna en caso de falla severa	Evitar la explosión del transformador Mantener en buen estado los contactos de accionamiento. Desconectar si la presión es mayor a 4 psi
	Indicador del nivel de aceite	Monitorear el nivel de aceite	Facilitar la inspección del nivel de aceite al operador. Tener una medición confiable. Mantener en buen estado los contactos de accionamiento Desconectar si el nivel de aceite es mínimo. Dar alarma si el nivel de aceite es máximo.
	Monitor de temperatura	Monitoreo de la temperatura. Operación del sistema de enfriamiento	Facilitar la inspección de la temperatura del aceite y los devanados. Tener una medición confiable de forma local y remota. Registrar las alarmas producidas. Monitoreo de tensiones auxiliares ( sistema de enfriamiento). Dar alarma si la temperatura de los devanados es 105°C o la temperatura del aceite es 80°C. Desconectar el transformador si la temperatura de los devanados es mayor a 115°C o la temperatura del aceite es mayor a 90°C
Sistema de protecciones eléctricas	Secador de aire	Proteger al transformador de la entrada de humedad	Mantener en buen estado el silicagel Mantener hermeticidad
	Rele diferencial	Proteger al transformador de cortocircuitos internos	Registrar alarmas y disparos de forma local y remota. Desconectar el transformador lo más rápido posible en caso de falla. Discriminar la zonas de protección, así como corrientes transitorias.
	Rele de sobrecorriente	Proteger al transformador de cortocircuitos externos	Registrar alarmas y disparos de forma local y remota. Desconectar el transformador lo más rápido posible en caso de falla. Discriminar la zonas de protección, así como corrientes transitorias.
Equipo primario	Pararrayos	Limitar los sobrevoltajes de impulso y maniobra a valor tolerables.	Registro del numero de operaciones Mantener en buenas condiciones los gaps de aire Mantener una buena conductividad de la puesta a tierra.
	Transformador de corriente	Disminuir la corriente a valores medibles	Mantener la hermeticidad. Exactitud en la medición. Mantener las bobinas de alta y baja en buen estado
	Seccionador	Seccionar el sistema	Bloquear la apertura mientras el interruptor este energizado. Poder maniobrar de forma local y remota. Mantener el motor de accionamiento, así como las cuchillas en buen estado. Mantener una buena conductividad
	Disyuntor	Abrir y cerrar un sistema eléctrico	Mantener libre de fugas de SF <sub>6</sub> . Poder maniobrar de forma local y remota. Registrar número de operaciones de apertura y cierre. Ser capaz de bloquear cualquier maniobra en caso de bajo nivel de SF <sub>6</sub> . Mantener recargados los resortes para poder realizar cualquier maniobra. Mantener una buena conductividad.

Estos componentes influyen de acuerdo a su importancia dentro de la confiabilidad total del transformador, entonces si podemos garantizar que los componentes sigan realizando sus funciones: principal y secundarias, estamos garantizando que el transformador cumpla su función principal dentro de un sistema más grande. La distribución física de los componentes se presenta en el anexo 1.

La aplicación del RCM puede empezar en este punto, en donde ya se determino las funciones de cada elemento y para cada función se puede establecer fallas funcionales y modos de falla, con sus respectivos efectos y consecuencias, pero ese seria un análisis muy detallado y demasiado complejo debido a su extensión y la falta de datos históricos confiables para la aplicación.

### 4.3 PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL

Las compañías fabricantes de transformadores establecen siempre para sus productos, procedimientos para poder mantenerlos de una buena forma y que brinden de una forma segura la capacidad requerida de acuerdo con las especificaciones pedidas por los compradores. Estos procedimientos son generalmente rutinas de mantenimiento así como parámetros de desempeño del activo.

La empresa fabricante SIEMENS, ha dado las siguientes rutinas de mantenimiento para sus transformadores:

#### a. Mantenimiento Preventivo

##### *Ensayos y verificaciones semestrales*

Deberían ser hechas mínimas las siguientes inspecciones y verificaciones:

##### *Bushings*

- Fugas
- Nivel de aceite aislante, cuando aplique
- Fisuras o partes resquebrajadas, inclusive en el visor de aceite

##### *Sistema de enfriamiento*

- Operación manual
- Circuitos de control, potencia y alimentación
- Ventiladores, en cuanto a calentamiento, vibración, ruido, ajuste y protección en contra de la corrosión.

##### *Tanque, conservador, y radiadores*

- Vibración anormal
- Fugas
- Estado de la pintura
- Conexiones de tierra
- Posición de las válvulas
- Nivel del aceite aislante del tanque principal y del cambiador de tap bajo carga (LTC), cuando aplique



*Termómetros y/o Imagen térmica*

- Funcionamiento
- Valores de temperatura

*Sistema de circulación del aceite (si aplica)*

- Bomba de circulación forzada de aceite, en cuanto al calentamiento, ruido, vibración y fugas
- Circuitos de control, potencia y alimentación
- Indicador de flujo

*Secador de aire*

- Estado del conservación, limpieza y nivel de aceite de la cuba
- Estado de las juntas
- Condiciones del silicagel

*Relé de gas (Buchholtz)*

- Presencia de gas en el visor
- Fugas de aceite
- Uniones

*Cambiador de tap bajo carga*

- Condiciones del tablero de accionamiento motorizado, en cuanto a limpieza, humedad, uniones, empaques y manijas de las puertas, calentamiento interno.
- Motor y circuito de alimentación

*Caja de terminales del cableado de control y protección*

- Limpieza
- Uniones
- Resistencia de calentamiento
- Iluminación interna

*Partes externas*

- Circuito de alimentación auxiliar
- Acoplamiento de terminales, en cuanto a oxidación, falta de tornillos, empaques en conectores
- Acoples de puesta a tierra
- 

***Ensayos anuales del aceite aislante***

Para verificar las condiciones del aceite aislante deben ser tomadas muestras, observando las instrucciones "Nº 10.0001- Recolección de muestras de aceite aislante" y realizar los siguientes ensayos:

### *Análisis de cromatografía*

Debe ser realizada un análisis de gases disueltos en el aceite aislante, conforme normas NBR 7274 / IEEE c57.104

### *Ensayos Físico-Químicos*

- Rigidez dieléctrica (IEC 156)
- Contenido de humedad (ASTM D1533)
- Acidez (ASTM D974)
- Tensión interfacial (ASTM D971)
- Factor de potencia a 90°C (IEC 2487) o a 100°C (ASTM 924)

### ***Ensayos y verificaciones cada 3 años***

Debe ser programado la salida de servicio del transformador, para realizar los siguientes ensayos/verificaciones:

#### *Bushings*

- Empaques o partes resquebrajadas, inclusive el visor de aceite
- Ajuste, condición y alineamiento de los conectores, cabos y grapas
- Limpieza de las porcelanas

#### *Tanque, conservador, y radiadores*

- Todas las conexiones de tierra
- Registrar que entre el paso entre el conservador y el tanque estén totalmente abierto
- Ajuste del tanque conservador

#### *Termómetros y/o imagen térmica*

- Estado de tubos capilares
- Calibración y ajuste

#### *Dispositivo de alivio de presión*

- Verificar el funcionamiento de los microswitchs

#### *Relé de gas (Buchholtz)*

- Limpieza del visor
- Cableado
- Funcionamiento de los contactos de alarma y disparo

#### *Indicador del nivel de aceite*

- Limpieza del visor
- Cableado
- Funcionamiento de los contactos de alarma y disparo

*Cambiador de tap sin carga*

- Estado general y condiciones de funcionamiento

*Caja de terminales del cableado de control y protección*

- Contactores, fusibles, relés y guardamotores

*Pintura*

Deben ser realizados tratamientos y reparaciones de pintura tan pronto como sea necesario

*Ensayos*

- Factor de potencia del aislamiento del transformador y factor de potencia y capacitancia de los bushings
- Medición de la resistencia de aislamiento del transformador
- Medición de la relación de transformación del transformador
- Resistencia eléctrica de los devanados

***Cambiador de tap bajo carga***

Su mantenimiento es ejecutado en función del número de operaciones realizadas. Los ensayos y verificaciones a ser realizados son los siguientes:

1. Verificar el accionamiento mecánico de todos los acoplamientos, engranes en cuanto a falta de lubricación
2. Inspeccionar los contactos y terminales
3. Examinar cuidadosamente la llave conmutadora en cuanto a su perfecto funcionamiento, principalmente los contactos fijos y móviles.
4. Verificar el indicador de la posición en cuanto su funcionamiento mecánico y a su sincronismo.
5. Verificar el funcionamiento de los enclavamientos mecánicos y eléctricos
6. Inspeccionar el circuito de comando local y remoto

Además se especifican recomendaciones para realizar el mantenimiento correctivo:

**b. Eventos que exigen desconexión inmediata**

Los eventos que exigen la desconexión inmediata por colocar en riesgo el equipo o las instalaciones:

- Ruido interno anormal
- Fuga significativa de aceite
- Dispositivo de alivio de presión activo
- Relé de gas activado
- Irregularidades observadas en los accesorios de protección y control
- Porcelana resquebrajada

El transformador no debe ser reconectado antes que el problema sea identificado y corregido.

#### **c. Eventos que exigen desconexión programada**

Aun si no se tiene riesgos inmediatos, la desconexión debe ser efectuada en el menor plazo posible, dentro de las condiciones operativas del sistema:

- Fuga de aceite que no ofrezcan riesgo inmediato de disminución a un nivel crítico
- Anormalidades constatadas en ensayos del aceite
- Irregularidades en el funcionamiento de cambiador de tap bajo carga. En este caso debe ser bloqueada la operación del cambiador

Este es un riguroso plan de mantenimiento dictado por fabricante, el cual desconoce cual es el régimen de operación (carga nominal, sobrecargas permanentes) y las condiciones operativas (temperatura ambiental, presión, polvo, humedad) a los cuales va a ser sometido el transformador durante su vida útil.

Debido a este motivo Transelectric ha ido modificando los planes de mantenimiento del fabricante para todos sus transformadores de acuerdo a la experiencia del personal de mantenimiento y algunos datos históricos, llegando a las rutinas de mantenimiento que actualmente se aplican a todos los transformadores del SNT.

Entonces la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (Transelectric) ha establecido dentro de sus procesos uno denominado Proceso GES, donde se establece la gestión del mantenimiento para todas sus instalaciones.

#### **4.3.1 PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL ESTABLECIDO POR TRANSELECTRIC S.A.**

Puesto que el producto que vende Transelectric S.A. es la disponibilidad del servicio de transmisión a través del SNT, es preciso intervenir en sus instalaciones el menor tiempo posible, poniendo la mayor atención para planificar, programar, consolidar, coordinar y ejecutar las actividades establecidas en las órdenes de trabajo (OT) y en las disposiciones de rigor en casos puntuales o emergentes.

En consecuencia los planes de mantenimiento desarrollados en Transelectric están enfocados en mantener una alta disponibilidad de sus instalaciones además de esto, toda actividad de mantenimiento solo puede ser hecha si se ha establecido primero una OT en base a las instrucciones de trabajo y las normas de seguridad industrial para el personal de mantenimiento.

Entonces las rutinas actuales de mantenimiento, aplicables para todos los transformadores del SNT, se describen a continuación:

**a. Mantenimiento multianual de trafos y reactores**

Frecuencia: 8 años

*Ajuste de conexiones AT y limpieza aislamiento exterior*

- Ajuste de conexiones AT y limpieza de aislamiento exterior.

*Lubricación y ajuste de mecanismos del LTC*

*Reajuste o reposición de borneras y elementos internos; limpieza interior de gabinete del transformador*

- Mantenimiento del gabinete de control local
- Mantenimiento del respiradero de deshidratación

*Chequeo, ajustes y pruebas de funcionamiento del sistema de refrigeración*

- Mantenimiento del sistema de enfriamiento.

*Pruebas de funcionamiento de protecciones mecánicas*

*Tomas de muestras para análisis físico-químico (AFQ) y pruebas de cromatografía de gases y dieléctrica de aceites.*

- Pruebas del factor de potencia del aceite aislante.
- Análisis físico-químico, pruebas de cromatografía y dieléctrica de aceites

*Corrección de fallas de pintura y galvanizado.*

- Corrección de fallas de pintura y galvanizado.

**b. Mantenimiento anual de trafos y reactores**

Frecuencia: 1 año

*Lubricación y ajuste de mecanismos del LTC*

*Reajuste o reposición de borneras y elementos internos; limpieza interior de gabinete del transformador*

- Mantenimiento del gabinete de control local
- Mantenimiento del respiradero de deshidratación

*Chequeo, ajustes y pruebas de funcionamiento del sistema de refrigeración*

- Mantenimiento del sistema de enfriamiento.

*Corrección de fallas de pintura y galvanizado.*

- Corrección de fallas de pintura y galvanizado

**c. Pruebas de aceite de trafos y reactores**

Frecuencia: 1 año

*Tomas de muestras para AFQ y pruebas de cromatografía de gases y dieléctrica de aceites.*

- Pruebas del factor de potencia del aceite aislante.
- AFQ y pruebas de cromatografía de gases y dieléctrica de aceites

**d. Pruebas eléctricas del transformador (solo si es banco de transformadores)**

Frecuencia: 1 año

*Pruebas eléctricas*

- Pruebas eléctricas transformador.

**e. Cambio de transformador (solo si es banco de transformadores)**

Frecuencia: 1 año

- Cambio de transformador de reserva por transformador de fase.
- Pruebas eléctricas al transformador que queda de reserva.

**f. Mantenimiento del banco detector de fallas a tierra**

Frecuencia: 1 año

- Pruebas de Resistencia de aislamiento en los Transformadores detectores de falla a Tierra.
- Reajuste y Limpieza de la Resistencia de Puesta a Tierra de barra 13.8 kV

**g. Pintura total del transformador**

Frecuencia: según novedades

*Pintura total del transformador*

- Repintado total del transformador.

Cabe señalar que las pruebas eléctricas del transformador están programadas dentro del mantenimiento multianual (8 años), para el caso de transformadores y autotransformadores trifásicos.

La diferencia entre estos planes no radica en que tipo de actividades o tareas de mantenimiento deben ser realizadas, sino más bien el periodo de realización con la son hechas, este cambio determina si un plan de mantenimiento es riguroso, normal o leve, todo depende de los requerimientos exigidos.

## CAPITULO V

# 5 APLICACIÓN DEL RCM AL AUTOTRANSFORMADOR ATU 230/138 kV DE LA S/E POMASQUI

## 5.1 SISTEMA

Debido a las dificultades mencionadas en el capítulo anterior, se plantea la necesidad de un análisis de confiabilidad no desde el punto de vista de elementos como son los clásicos estudios de confiabilidad, si no desde el punto de vista de sistema el mismo que debe cumplir ciertos requerimientos o estándares de ejecución determinados conjuntamente por los dueños (Transelectric S.A.), los usuarios (distribuidoras), y entes reguladores (CONELEC).

Ante este nuevo enfoque podemos empezar a desarrollar el plan de mantenimiento del autotransformador de Pomasqui en base a la metodología del RCM, estableciendo primeramente cual va a ser el sistema a analizar.

Como no se puede tratar al transformador como un ítem independiente de todos los elementos que se encuentran a su alrededor, debido a que todos ellos afectan de uno u otra manera a su confiabilidad, lo que se propone es ampliar la selección tomando en cuenta el equipo primario (seccionador, disyuntor, transformador de corriente) de la bahía del autotransformador.

Entonces el sistema propuesto debe estar enfocado en cumplir con el principal requerimiento: *Suministrar Energía Eléctrica por medio del Autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pomasquí* a la Empresa Eléctrica Quito de una forma confiable y segura.

Este sistema sigue un proceso el cual consiste en transformar y transportar la energía eléctrica desde la entrada hasta la salida de la subestación. Así la entrada viene dada por la energía que ingresa a la subestación desde la interconexión con Colombia a 230kV y la salida se determina por la energía que se entrega por medio de dos líneas



de transmisión conectadas a las subestaciones Cotocollao y Pomasqui 138kV pertenecientes a la Empresa Eléctrica Quito.



El cambio de estado disponible a indisponible se puede deber a ciertos sucesos entre los más importantes tenemos:

- Falla
- Mantenimiento programado con restricción de transformador (preventivo)
- Mantenimiento no programado debido a falla potencial (correctivo)
- Nuevas instalaciones

El cambio de un estado indisponible a disponible se puede deber a ciertos sucesos entre los más importantes tenemos:

- Restauración de la falla funcional y potencial (mantenibilidad)
- Finalización del mantenimiento programado con restricción

Para evaluar el funcionamiento de un sistema se lo realiza por medio de los índices de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad. El tiempo más alto de indisponibilidad para el sistema analizado sucede cuando existe una falla severa en el transformador como por ejemplo una falla eléctrica interna en donde el tiempo de reparación es aproximadamente de 6 meses en adelante, además depende si el transformador puede ser reparado o debe ser reemplazado.

## 5.2 FUNCIONES Y PATRONES DE DESEMPEÑO

Como se observó en el capítulo 3, para responder la 5 primeras preguntas del RCM se utilizó como herramienta el análisis de modos de falla y sus efectos (AMFE). Las funciones del sistema *Suministro de Energía Eléctrica por medio del autotransformador de Pomasqui*, se establecieron en base a las funciones primarias y secundarias del transformador.

Entonces las funciones encontradas con sus respectivos patrones de desempeño se detallan en la siguiente tabla:

Tabla N° 3 Funciones y patrones de desempeño.

Estándar de Ejecución	Patrones de desempeño
<p>1 Permitir el flujo máximo de potencia con pérdidas no mayores a las de plena carga</p>	<p>Máximo consumo de servicios auxiliares.-                      ONAF I: 5.11 kW                      ONAF II: 11.69 kW                      Temperatura máxima en conexiones: 60° C                      Temperatura máxima en devanados: 105° C                      Temperatura máxima en aceite: 90° C                      Temperatura máxima en el tanque: 80° C</p>
<p>2 Transformar la tensión primaria a la tensión secundaria (3 fases, 60Hz, balanceada) y mantener dentro del rango de aceptable por el CONELEC, ±3%.Cambiador de tomas sin tensión rango ±5% numero de posiciones 5</p>	<p>V<sub>máx</sub> operativo: 241.5 kV                      V<sub>mín</sub> operativo: 218.5 kV                      Variación máx. de ángulo: 0.1 deg</p>
<p>3 Permitir la continuidad del servicio del autotransformador</p>	<p>Valor operativo emergente: 414 MVA (138%) durante 20 minutos.                      Tiempo de indisponibilidad por falla: 3 horas.                      Tiempo de indisponibilidad por mantenimiento: 10 horas cada 5 años.                      V<sub>máx</sub> operativo AT:242 kV                      V<sub>máx</sub> operativo MT:145 kV                      V<sub>máx</sub> operativo BT:15 kV                      I<sub>máx</sub> (AT): 717.2 Amperios                      Ajuste de protecciones :1.054 kA en AT                      1.754 kA en BT                      Temperatura aceite disparo: 90° C                      Temperatura bobinados disparo: 115° C                      Presión máxima interna: 4 psi                      Nivel de ruido : 87 decibeles                      Factor de potencia en los bushings (máximo): 6%</p> <p><i>Propiedades físico químicas del aceite.-</i>                      Rigidez dieléctrica (mínimo): 26 kV                      Tensión interfacial (mínimo): 26 mN/m                      Grado de neutralización (máximo): 0.2 KOH/g                      Grado de humedad (máximo): 25 ppm                      Factor de potencia ( máximo): 0.1 % a 25° C;1% a 100° C                      Estabilidad de la oxidación (mínimo): 80 horas                      Carga electrostática (mínimo): -500 µC/m3</p> <p><i>Generación de gases Combustibles.-</i>                      Hidrogeno (máximo): 100 ppm                      Metano(máximo): 120 ppm                      Monóxido de carbono (máximo): 350 ppm                      Acetileno (máximo): 35 ppm                      Etileno (máximo): 50 ppm                      Etano (máximo): 65 ppm</p>
<p>4 Operar en un enfoque seguro para el personal y para el resto de instalaciones cercanas</p>	

Aunque la función principal del sistema es permitir la continuidad de servicio del autotransformador no se debe descuidar las demás funciones secundarias, debido a que una falla funcional podrían originar en el autotransformador una falla múltiple con consecuencias muy severas.

Debido a que el autotransformador de Pomasqui no posee LTC no se procedió a un análisis más detallado de la función de regulación de voltaje, aunque en otro caso esta función sería importante dentro del análisis de la función continuidad de servicio.

### 5.3 FALLA FUNCIONALES

Esta es la segunda pregunta del RCM, las fallas funcionales encontradas para cada una de las funciones del sistema *suministro de energía eléctrica* se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla N° 4 Fallas Funcionales

Estándar de ejecución	Falla Funcional
1 Permitir el flujo máximo de potencia con pérdidas no mayores a las de plena carga	A Incapacidad para entregar la potencia demandada
	B Pérdidas mayores a las de plena carga
2 Transformar la tensión primaria a la tensión secundaria (3 fases, 60Hz, balanceada) y mantener dentro del rango de aceptable por el CONELEC, +3%,-3%. Cambiador de tomas sin tensión rango +5%,-5% numero de posiciones 5	A Tensión secundaria fuera del rango tolerable en régimen normal
	B Tensiones secundaria desbalanceadas o sobretensiones transitorias
3 Permitir la continuidad del servicio del autotransformador	A Potencia de salida nula (esta pérdida de la función coincide generalmente con voltaje de salida nulo)
4 Operar en un enfoque seguro para el personal y para el resto de instalaciones cercanas	A Condiciones de infraestructura que afectan a la seguridad personal o del equipo

Como se observa el concepto de falla funcional va ligado directamente con el concepto de la pérdida parcial o total de la función. Aparte del enfoque operacional, el RCM prioriza los aspectos de seguridad y conservación del medio ambiente, lo cual se nota claramente en la función numero cuatro con su respectiva falla funcional.

### 5.4 MODOS DE FALLA Y SUS EFECTOS

La obtención de los modos de falla se lo hace a partir de un análisis de confiabilidad cualitativo, la metodología es utilizada para establecer los elementos más críticos o que más influyen en la confiabilidad de la S/E Pomasqui y del sistema mencionado.

A continuación se presenta todos los modos de falla encontrados y sus efectos; ubicados de la planilla del Análisis de Modos de Falla y sus Efectos:

Tabla N° 5 Modos de Fallas y sus Efectos

N°	Estándar de ejecución	N°	Falla Funcional	N°	Modo de falla	Probable causa	Frecuencia de eventos por año	Tipo de modo de falla	Efecto de Falla	
									Evidente	Posible efecto
1	Permitir el flujo máximo de potencia con pérdidas no mayores a las de plena carga	A	Incapacidad para entregar la potencia demandada	1A1	Desperfecto de los paneles radiadores	1. Válvula de algún radiador no totalmente abierta. 2. Tubería obstruida por lodos y/o sedimentos, como consecuencia de la oxidación del aceite 3. Fisura del radiador	No ha ocurrido	Súbito	No	Disminuye la capacidad de enfriamiento y se eleva la temperatura. Se activa las alarmas por sobre temperatura de aceite y sobre temperatura de cada uno de los tres devanados. Si la anomalía no es corregida y la temperatura sigue subiendo dispara los interruptores asociados, se desenergiza la bahía del trafo. La temperatura excesiva en los devanados y aceite afecta a la vida útil del equipo, principalmente al papel aislante, no permite alcanzar la capacidad nominal de potencia y pudiese en caso extremo, requerir desconectar el transformador.
				1A2	Desperfecto para arrancar los grupos de enfriamiento sobre demanda	1. Falla en alimentación 208/120 VAC debido a un defecto en los S.S.A.A. 2. Falla en circuito de control (Deterioro de borneras, aislamiento de conductores, contactores, contactos de salida del monitor de temperatura, elementos de protección y componentes internos de motores) 3. Defecto en las señales de accionamiento del Monitor de Temperatura (sondas de temperatura/TC's de imagen térmica). 4. Falla los motor ventiladores	No ha ocurrido	Súbito	No	
				1A3	Funcionamiento degradando los moto ventiladores	1. Falla del acoplamiento mecánico del ventilador con respecto al eje del motor (Deterioro de rodamientos). 2. Motor funcionando bajo condiciones anormales: variaciones de voltaje, sobrecorriente, baja frecuencia. (Defecto en guardamotor, relé térmico, relé bimetalico).	No ha ocurrido	Gradual	No	
		B	Pérdidas mayores a las de plena carga	1B1	Accionamiento prematuro o demasiado extenso de los grupos de enfriamiento	1. Retardo de la señal de accionamiento/desconexión enviada desde el Monitor de temperatura	No ha ocurrido	Gradual	No	Pérdida del rendimiento del trafo por consiguiente aumento de la energía consumida por servicios auxiliares (S.S.A.A). Deterioro acelerado de la vida útil de los motores (horas de funcionamiento) y de los terminales por arcos de baja intensidad provocando elevación de temperatura en el medio aislante y en caso extremo desconexión de las juntas por lo tanto pérdida de una de las fases y salida de servicio del transformador por operación del relé diferencial.
				1B2	Fugas a tierra	1. Aflojamiento de las chapas del núcleo. 2. Puntos calientes por alta resistencia de contactos en los conectores del Tap sin carga, bushings, circuitos de control dentro del tablero del transformador, debido a la excesiva vibración	No ha ocurrido	Gradual	No	

Tabla N° 5 Modos de Fallas y sus Efectos

N°	Estándar de ejecución	N°	Falla Funcional	N°	Modo de falla	Probable causa	Frecuencia de eventos por año	Tipo de modo de falla	Efecto de Falla	
									Evidente	Posible efecto
2	Transformar la tensión primaria a la tensión secundaria (3 fases, 60Hz, balanceada) y mantener dentro del rango de aceptable por el CONELEC, $\pm 3\%$ Cambiador de tap's sin tensión rango $\pm 5\%$ numero de posiciones 5 (posición 1: 241,5 kV; posición 5: 218,5 kV)	A	Tensión secundaria fuera del rango tolerable en régimen normal	2A1	Desperfecto en los terminales del cambiador de tap's sin tensión	1. Aflojamiento de las conexiones del cambiador de tap's sin carga 2. Manobra del cambiador de tap's con carga	No ha ocurrido	Súbito	No	Cortocircuito entre distintos pasos de tomas, resultando en pequeños arcos, pérdida del material de contactos y altas temperatura provocando la evaporización del aceite y generación de gases, se activará alarma del rele Buchholz. Afecta operaciones
		B	Voltaje secundario desbalanceado	2B1	Falla de la conexión del neutro a tierra	1. Aflojamiento de la conexión del neutro debido a corrosión/oxidación.	No ha ocurrido	Súbito	No	Queda el punto de neutro flotante que expone el sistema eléctrico a desbalances y sobretensiones. No se detectan fallas a tierra, la cuales pueden permanecer por tiempo indefinido y causar daños severos. La ausencia de conexión a tierra deja inoperantes las protecciones de tierra y expone al sistema a sobretensiones que puede dañar el aislamiento .
3	Permitir la continuidad del servicio del autotransformador	A	Potencia de salida nula (esta pérdida de la función coincide generalmente con voltaje de salida nulo)	3A1	Falla eléctrica interna en devanados por factores eléctricos.	1. Exposición a sobrevoltajes debido a rayos, maniobras, traslentes. 2. Descargas parciales las cuales pueden ser ocasionadas por un pobre diseño de aislamiento, defectos de fabricación y/o contaminación 3. Entrada de humedad al trafo por medio del respiradero de deshidratación. 4. Descargas estáticas generadas cuando se presenta una carga estática entre el aceite y las partes metálicas del transformador. 5. Conexiones flojas en cambiadores de tap's, los bushings, aflojamiento y excesiva vibración del núcleo magnético, arcos internos entre espiras.	No ha ocurrido	Súbito o Gradual	SI	Se detecta la falla, se activan el sistema de protecciones ordena desconexión mediante el rele de disparo y bloqueo , disparan los interruptores asociados. La fallas internas generalmente son catastróficas y requieren reparaciones mayores , el tiempo fuera de servicio para este tipo de modo de falla es muy alto.

Tabla N° 5 Modos de Fallas y sus Efectos

N°	Estándar de ejecución	N°	Falla Funcional	N°	Modo de falla	Probable causa	Frecuencia de eventos por año	Tipo de modo de falla	Efecto de Falla	
									Evidente	Posible efecto
				3A2	Falla eléctrica interna en devanados por factores mecánicos: Transporte o algún movimiento fuerte del transformador. Fuerzas electromagnéticas generadas cuando se produce un cortocircuito externo..	Defecto en la instalación	No ha ocurrido	Súbito o Gradual	Si	Se presenta una deformación de los bobinados cuando se expone a una excesiva fuerza axial y radial, sus efectos pueden ser: Deformación de los conductores próximos al núcleo ocasionan deformación de aislante de núcleo. Conductor deformado se produce el deterioro del papel aislante resquebrándolo y exponiendo el conductor energizado. Conductores sobre puestos uno sobre otro Movimiento de espiras Terminales de los bobinados aglomerados Falla en el sistema de sujeción de las espiras resultando en la disminución de la capacidad del diseño. Si el daño es bastante severo el transformador puede fallar eléctricamente. Es muy difícil predecir cuanto tiempo el transformador puede sobrevivir bajo este tipo de daños y es enteramente dependiente de la severidad. Si se produce una falla eléctrica la secuencia es la misma que el modo de falla 3A1.
				3A3	Falla eléctrica interna en devanados por factores térmicos:	1. Sobrecargas de transformador por periodos grandes. 2. Fallas el sistema de refrigeración incluyendo el monitor de temperatura además taponamientos y fallas de radiadores 3. Obstrucción de los conductos axiales del aceite disminuyendo la capacidad de enfriamiento. 4. Operar los transformadores en condiciones de sobreexcitación (sobrevoltaje o baja frecuencia),este puede causar aislamiento del flujo magnético a un calentamiento severo del aislamiento encerrados en el núcleo o estructuras cercanas. 5. Operación del transformador bajo excesivas condiciones de temperatura ambientales.	No ha ocurrido	Súbito o Gradual	Si	La degradación térmica resulta en la pérdida de las propiedades físicas del aislamiento que debilitara el papel aislante a un punto donde no pueda soportar los esfuerzos mecánicos producidos por la vibración o el movimiento interno del transformador. Se detecta una sobrettemperatura en el aceites y/o bobinado por medio del monitor de temperatura que envía una señal alarma y si no se corrige, envía una una señal de disparo a los interruptores asociados, por medio del rele de disparo y bloqueo.



Tabla N° 5 Modos de Fallas y sus Efectos

N°	Estándar de ejecución	N°	Falla Funcional	N°	Modo de falla	Probable causa	Frecuencia de eventos por año	Tipo de modo de falla	Efecto de Falla	
									Evidente	Posible efecto
				3A4	Fallas en los bushings	1. Humedad o contaminación en la superficie y/o terminaciones de los cables. 2. Empaques en mal estado o fisuras en la porcelana de los bushings debido a defectos de fabricación o por excesivos esfuerzos cantilever producidos por el peso de los cables.	No ha ocurrido	Súbito	No	Se detecta la falla, se activan el sistema de protecciones, ordena desconexión mediante el rele de disparo y bloqueo, disparan los Interruptores asociados. La ubicación de la avería es fuera de los devanados con un menor costo de reparación. La falla puede dañar uno o más bushings cuyo reemplazo requiere por lo menos 3 días y equipo de manejo de aceite dieléctrico. Afecta a operaciones.
				3A5	Fugas de aceite dieléctrico a través del tanque, radiadores, tanque de expansión y accesorio (tuberías, etc.), o instrumentos.	1. Deterioro de empaques debido a sobrepresiones internas o deterioro natural. 2. Aflojamiento de tornillos en juntas o uniones 3. Corrosión u oxidación de los componentes.	1 vez en 1,5 años	Gradual	Si	Si la fuga es incontrolable puede obligar a desenergizar el transformador. Existe riesgo de daño del equipo si la parte activa queda al descubierto (arco a tierra) lo que activaría las protecciones desconectaría el transformador. Deterioro de la pintura además riesgo ambiental si la fuga no es contenida y el aceite es dispuesto correctamente.
				3A6	Desperfecto u operación incorrecta de dispositivos de protección mecánica del transformador: dispositivo de alivio de presión, relé Buchholz, nivel de aceite, monitor de temperatura, protección del cambiador de toma sin tensión. Conexiones de cables de control flojas u oxidadas/sulfatadas	1. Contactos de alarma y/o disparo sulfatados (alta resistencia de contactos) por humedad y contaminación que penetran debido a empaques en mal estado. 2. Conexiones de cables de control flojas u oxidadas/sulfatadas 3. Descallbración de los dispositivos de protección	No ha ocurrido	Súbito	Si	Un dispositivo de protección mecánica se activa erróneamente y ordena el disparo de los interruptores asociados. El transformador se desenergiza.
				3A7	Desperfecto u operación incorrecta de dispositivos de protección eléctrica del transformador: relé falla tierra, relé diferencial, relé sobrecorriente.	1. Defecto en el sistema de comunicaciones, conexiones de cables de control flojas u oxidadas/sulfatadas, falta de alimentación para relés, falla en el sistema de monitoreo (TC's). 2. Descallbración de los relés	No ha ocurrido	Súbito	Si	Un dispositivo de protección eléctrica se activa erróneamente y ordena el disparo de los interruptores asociados. El transformador se desenergiza.
				3A8	Apertura del interruptor principal	1. Maniobra errada 2. Baja presión de SF6 3. Defecto en el circuito de control por conexiones de control u oxidadas/sulfatadas.	No ha ocurrido	Súbito	Si	Se desenergiza el transformador. Después se pasan todas las bahía de línea a la barra 2 o principal y se transfiere las protecciones del interruptor fallado a la bahía del acoplador o de transferencia esto se demora de 2 a 3 minutos y por último se cierra el bypass.
				3A9	Desperfecto de los transformadores de corriente (TC's).	1. Circuito secundario de TC's abierto; o circuitado por falla; o con conexiones flojas. 2. Aflojamiento de las conexiones de alta	No ha ocurrido	Súbito	Si	El relé de sobrecorriente se activa y ordena el disparo al interruptor. El transformador se desenergiza El tiempo fuera de servicio depende de la capacidad de conseguir un repuesto, trasladarlo y montarlo en la subestación.

Tabla N° 5 Modos de Fallas y sus Efectos

N°	Estándar de ejecución	N°	Falla Funcional	N°	Modo de falla	Probable causa	Frecuencia de eventos por año	Tipo de modo de falla	Efecto de Falla	
									Evidente	Posible efecto
				3A10	Falla en línea no despejado por el sistema de protecciones asociado  Nota: solo se da cuando la falla es en la líneas Colombia 1, Santa Rosa 1, Quito 1 y Quito 2.	1. Desperfecto en el interruptor de línea. 2. Defecto en el ajuste del sistema de protecciones de línea . 3. Defecto en el circuito de control por conexiones de control u oxidadas/sulfatadas.	Si ha ocurrido	Súbito	Si	El relé de protección falla Interruptor se activa, ordena disparo al Interruptor de acoplamiento o transferencia , desconectando la barra donde se encontraba la línea con falla . El transformador se desenergiza. El procedimiento ante esta contingencia establece aislar eléctricamente falla y restituir la continuidad de servicio.
				3A11	Falla o desperfecto en el banco terciario	1. Falla en banco transformador detector de fallos	No ha ocurrido	Súbito	Si	El relé diferencial detecta desbalance y ordena el disparo de los interruptores asociados por medio del rele disparo y bloqueo . Se desenergiza el transformador
4	Operar en un enfoque seguro para el personal y para el resto de instalaciones cercanas	A	Condiciones de infraestructura que afectan a la seguridad personal o del equipo	4A1	Portón de gabinete sin candado o enclavamiento,, letrero de seguridad o advertencia deteriorados, charcos de aceite en los patios de la S/E , alumbrado escaso o faltante	Insuficiente mantenimiento e inspecciones Falta de procedimiento de seguridad industrial	No ha ocurrido	Gradual	No	Posible riesgo para el operador que realiza las inspecciones diarias pudiendo resultar en choques eléctricos o lesiones varias



Esta planilla tiene columnas adicionales en comparación con el AMFE tradicional, estas se establecieron en base a la necesidad del sistema. Las columnas adicionales se detallan a continuación:

- ✓ **Probable causa.-** esta columna es añadida debido a que el modo de falla es muy general y para establecer la tarea de mantenimiento se necesita un criterio más detallado.
- ✓ **Frecuencia de eventos.-** esta columna es añadida para establecer la frecuencia o probabilidad con la que se ha producido este modo de falla, para llenar esta columna solo se toma en cuenta la estadística propia del transformador durante estos dos últimos años.
- ✓ **Tipo de modo de falla.-** esta columna es debido a la necesidad de conocer si el modo de falla se presenta de una forma súbita o si se va desarrollando en el tiempo.
- ✓ **Evidente.-** esta columna se encuentra ubicada dentro del efecto de la falla, cuyo objetivo es determinar si el efecto es visible para el operador de la subestación, este parámetro nos ayuda a determinar si la falla es oculta.

Par establecer los efectos de un modo de falla oculto se lo realiza en base al efecto de la múltiple falla producido por la misma, el efecto de falla es la forma cualitativa de mostrar las consecuencias de la falla, la forma cuantitativa de la consecuencia se estudiara en forma detallada en el siguiente capítulo.

Con el análisis de los modos de falla y sus efectos mostrado anteriormente, se responden a las cuatro primeras preguntas del mantenimiento centrado en la confiabilidad.

## 5.5 CONSECUENCIAS OPERACIONALES Y NO OPERACIONALES

Para responder a la quinta pregunta del RCM, se realizo un estudio cuantitativo de las consecuencias de cada modo de falla; además de un análisis de riesgos y de vulnerabilidad del sistema. Obtener el costo de falla es muy complejo debido a la gran cantidad de parámetros tangibles y no tangibles que se deben tomar en cuenta. A continuación se presentan algunas consecuencias indirectas o no tangibles de una falla:

**Costos políticos:** algunos tipos de interrupción como aquellas extremadamente largas o las que afectan a gran cantidad de cargas sensibles, algunas veces reciben una atención adversa de los medios de comunicación o reguladores gubernamentales

**Costos de litigación:** la pérdida de energía eléctrica, como negligencia o prácticas imprudentes de mantenimiento, pueden tener como resultado demandas jurídicas.

Entonces las tres consecuencias principalmente a ser estudiadas por el RCM son las siguientes:

- Consecuencia al recurso financiero
- Consecuencia al recurso ambiental
- Consecuencia al recurso humano (seguridad)

La consecuencia al recurso financiero es la única que puede ser evaluada por medio de una cantidad de dinero, para las dos restantes consecuencias se debe realizar un análisis diferente.

### 5.5.1 CONSECUENCIA AL RECURSO FINANCIERO

Para este tipo de consecuencias se considera todo efecto que ocasione un costo a la empresa, dentro de este aspecto las consecuencias operacionales como por ejemplo cargos por restricción a la red, cargo por energía no suministrada, etc, tiene una gran importancia.

Entonces dentro de la consecuencia económica se han encontrado los siguientes rubros principales:

#### a. Costos por mantenimiento correctivo

Este costo generalmente debe ser cancelado a la empresa encargada del mantenimiento, cuando esta ejecuta o realiza un mantenimiento correctivo después de acontecida una falla.

El costo por mantenimiento correctivo o no programado generalmente consta de los siguientes rubros:

- ✓ Costo por materiales, herramientas y repuestos
- ✓ Costos por mano de obra
- ✓ Costos por transporte

La dificultad radica que dichos rubros dependen de factores como lugar o ubicación de la subestación donde aconteció la falla, cual fue el tipo de modo de falla acaecido, y el personal utilizado para solventar la emergencia, por consiguiente, la metodología de cálculo propuesta para este costo se basa en el concepto de que Transelectric no paga por cada mantenimiento no programados realizado, sino que tiene asignado un costo anual para una cuadrilla disponible que debe manejar este tipo de mantenimientos.

Por lo tanto este costo se lo obtuvo por medio de la siguiente ecuación:

$$CMC^{m,r,t,h} = \frac{CCD}{NMnP} \quad (5.1)$$

Donde:

$CMC^{m,r,t,h}$ :	Costo por mantenimiento correctivo
CCD:	Costo anual de cuadrilla disponible
NMnP:	Número anual de OT's no programadas.

Entonces

$$CMC^{m,r,t,h} = 1635 \text{ } \$USD$$

Este valor es un costo promedio del mantenimiento correctivo, solo para las subestaciones de la Zona Norte (Ibarra, Tulcán, Sta. Rosa, Pucura, Totoras, Riobamba, etc.), manejada por la outsourcing Molelectricity S.A. Considerando que Pomasqui se encuentra dentro de la Zona Norte este valor es una buena aproximación. Para la determinación de la consecuencia global este valor va ha ser considerado constante.

### b. Costos por repuestos adicionales

Los repuestos adicionales no entran en el costo anterior debido a que su rubro depende directamente del modo de falla, por ejemplo si existe una fisura en el bushing, el repuesto adicional es el bushing utilizado para reemplazarlo igualmente sucede con los pararrayos, TC's, etc.

### c. Costos por estudios y análisis post-falla

Son los costos asignados a los estudios que se realizan después de que ocurre una falla cuando la misma se ha estado presentando continuamente, esencialmente el objetivo es establecer cual es la verdadera causa de la falla, generalmente se lo aplica en fallas relacionadas con las protecciones. El rubro aproximado para este costo se presenta a continuación:

$$C_{\text{estudios post falla}} = 1200 \text{ } \$USD$$

#### d. Costos por lucro cesante

Este costo va asociado con los ingresos que la empresa deja de percibir debido a la contingencia del transformador. Entonces la compañía de transmisión de acuerdo a los procedimientos del mercado eléctrico mayorista (MEM), dictaminados por el CONELEC, establece los siguientes costos de transmisión:

**Costo fijo.-** asociado directamente con la utilización de los activos de Transelectric, su cálculo se realiza por medio del factor de recuperación de la inversión para el transmisor, y la demanda diaria máxima al mes de cada empresa distribuidora. Por consiguiente la contingencia del autotransformador ATU de la S/E Pomasqui no influye en estos dos factores principales de la tarifa fija, por lo que no existiría lucro cesante debido a este rubro.

**Costo variable.-** aquí se presenta una de las mayores contradicciones en la estructura marginalista para la liquidación de los agentes del MEM, esto se da porque el costo variable de transmisión se determina a partir de los factores de nodo que no son más que la sensibilidad de las pérdidas de potencia del sistema; si aumentan las pérdidas del sistema aumenta el rubro por costo variable, es decir se premia la ineficiencia del sistema de transmisión. Si existe una contingencia del autotransformador ATU de la S/E Pomasqui se sobrecargan algunas líneas y transformadores aumentando las pérdidas del sistema, esto quiere decir no existe lucro cesante por este rubro.

#### e. Costo por restricción

En el artículo 3 del reglamento del MEM se define a las restricciones operativas como limitaciones impuestas por la red de transmisión o por los agentes del MEM que impiden la ejecución del despacho económico y ocasionan diferencias entre la producción prevista de los generadores del despacho económico y el despacho real.

Durante la operación real, restricciones operativas asociadas al sistema nacional de transmisión por calidad de servicio, sobrecarga de transformadores o sobrecarga de líneas, pueden forzar el despacho de máquinas generadoras de rápida entrada (gas), que no son requeridas en el despacho óptimo y producir un sobre costo por la correspondiente energía generada a costo operativo, esta generación se la denomina *generación forzada*.

La simulación de la contingencia del autotransformador ATU 230/138kV de la S/E Pomasqui se realizó en el programa computacional POWER WORLD 8.0; se tomó como punto de partida los datos de generación y carga del día 22 de diciembre del 2004 donde se presentó la demanda máxima del sistema del mismo año.

#### **Parámetros de simulación:**

- Potencia activa entregada por las empresas generadoras del SNI
- Demanda consumida por cada empresa distribuidora
- Parámetros de líneas y transformadores del SNT
- Valores de los tap's de los transformadores
- Datos de los bancos capacitores disponibles en el SNI
- Datos de los cambiadores de tap bajo carga (LTC) especialmente de los transformadores de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

#### **Consideraciones de la simulación**

Se realizó la simulación el día de demanda máxima del sistema, en lo posible tratando de asemejar la peor condición para la contingencia. Entonces las consideraciones realizadas fueron las siguientes:

- Regulación automática de voltaje de los generadores por medio del control de reactivos generados
- Conexión/desconexión manual de los bancos de los capacitores
- Conexión/desconexión manual de los LTC's de los transformadores que lo tengan disponible.
- Perfiles de voltaje del transmisor dentro del rango  $\pm 5\%$  para 230/138 kV y  $\pm 3\%$  para 69,46/34.5 kV
- Capacidad máxima de líneas y transformadores determinados por Transelectric, especialmente de la zona Santa Rosa-Totoras

#### **Resultados de la simulación**

Los resultados de la simulación se detallan en el anexo 3. Entonces las consecuencias operacionales ocasionadas ante la contingencia del autotransformador ATU de la S/E Pomasqui se presentan a continuación:

- *Bajos voltajes en las subestaciones Pomasqui, Selva Alegre y Cotacollao pertenecientes a la Empresa Eléctrica Quito*

De la simulación realizada se determinó que la salida del autotransformador ATU de Pomasqui provoca un bajo voltaje máximo de 0.93 p.u. para el nivel de 138 kV, este valor se encuentra fuera del rango determinado por el CONELEC como calidad de servicio, pero es manejable por los centros de operación del CENACE y Transelectric.

Los bajos voltajes hasta 0.707 p.u. son restricciones para la operación pero no es parámetro determinante para la salida de servicio, para eliminar los bajos voltajes se ha determinado procedimientos comenzando por utilizar la reserva de potencia reactiva del sistema, conexión líneas, conexión de capacitores, desconexión de reactores, utilización de LTC de los transformadores, ninguno acarrea algún costo.

- *Aumento del flujo de potencia de las líneas Santa Rosa-Pomasqui.*

Existe un aumento en el flujo de potencia de la línea Santa Rosa Pomasqui; considerando que la capacidad de la interconexión con Colombia es 250 MW y que la capacidad máxima de la línea es de 442 MVA por cada circuito, se podría transmitir toda la energía proveniente del lado Colombiano sin ningún inconveniente, como acontecía antes de la entrada de servicio del autotransformador ATU de Pomasqui.

- *Sobrecarga en el autotransformador ATU de la S/E Sta. Rosa*

La única consecuencia operacional que causa un costo económico es la sobrecarga del autotransformador de la S/E Sta. Rosa, esto se debe primordialmente a que trabajar en condiciones de sobrecarga es muy riesgoso para las personas y para las instalaciones.

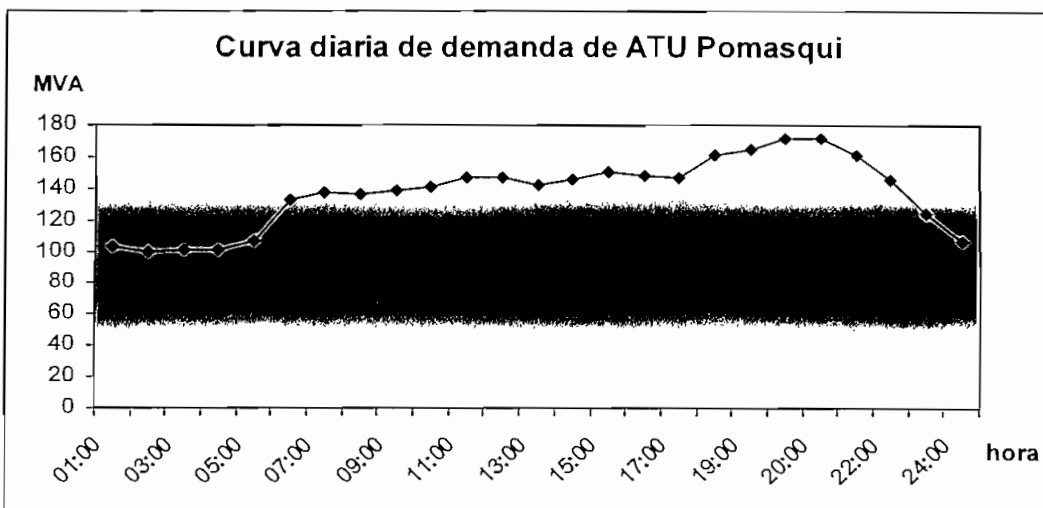


Fig. 19 Demanda diaria del autotransformador ATU de Pomasqui

El sobrecargar un transformador tiene como consecuencia principal el sacrificio de la vida útil del mismo, así como también dejarlo muy aminorado en sus condiciones resistivas ante esfuerzos eléctricos y mecánicos.

Transelectric a determinado que para autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa la capacidad máxima emergente durante 20 minutos es de 450 MVA (120% de la carga nominal), durante este lapso se deberá tratar de disminuir la potencia a su valor nominal.

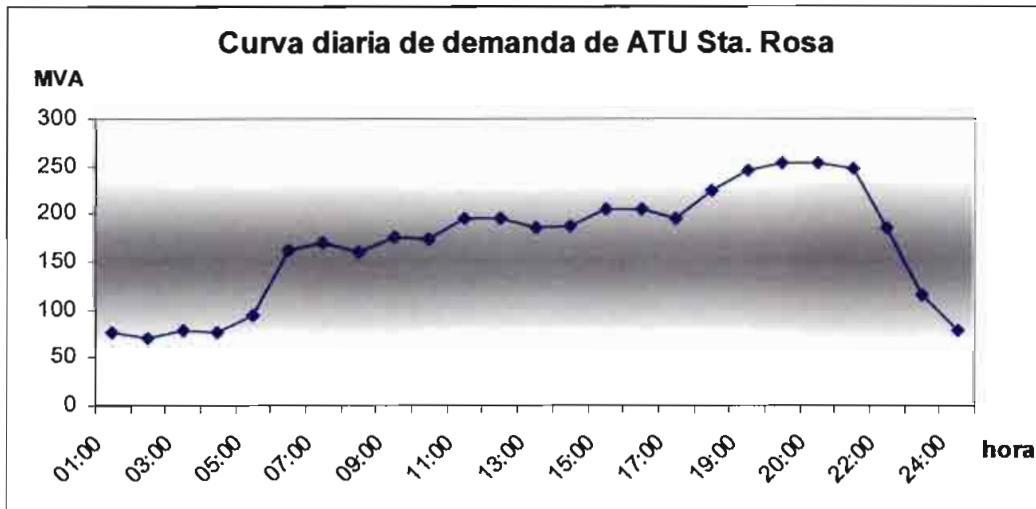


Fig. 20 Demanda diaria del autotransformador ATU de Santa Rosa

Despreciando las pérdidas de las línea Pomasqui-Sta Rosa., se tiene que la sobrecarga del transformador de Sta. Rosa sería:

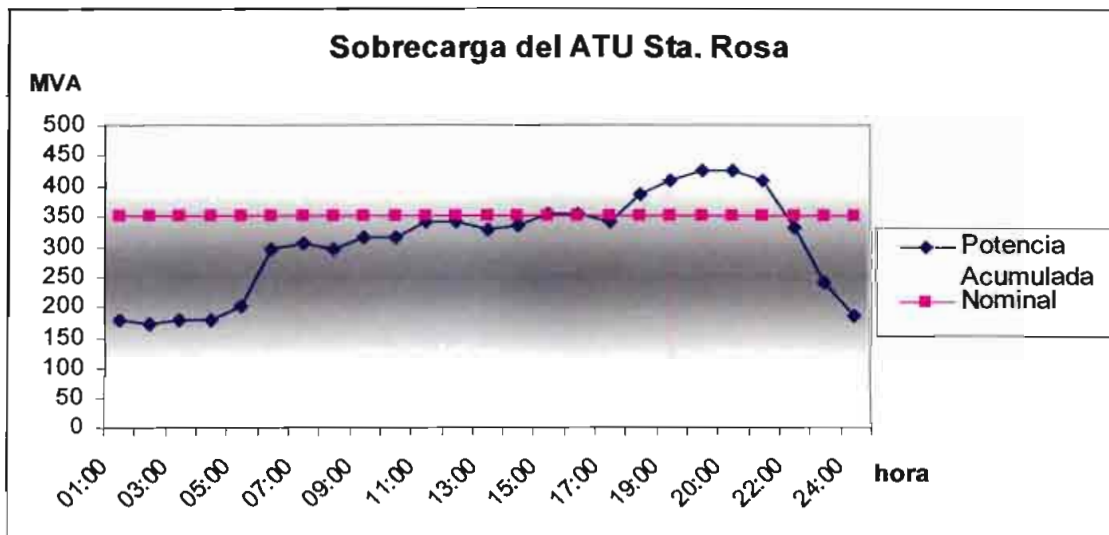


Fig. 21 Sobrecarga del autotransformador ATU de Pomasqui

La sobrecarga de este transformador se presentara de las 17h00 a las 22h00 y su valor máximo es 424.88 MVA, a las 19h30 hora del pico de demanda. Considerando que la S/E Sta. Rosa influye notoriamente en la confiabilidad de toda la parte norte de sistema nacional interconectado, el CENACE ha determinado el procedimiento en caso de sobrecarga del autotransformador ATU de la S/E Sta. Rosa, cuando el flujo es menor a los 450 MVA.

El procedimiento elaborado por el Cenace, para eliminar la sobrecarga del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Sta. Rosa cuando el flujo es menor a los 450 MVA, se describe a continuación:

#### *Consideraciones Generales*

- 1) *El autotransformador ATU 20/138 kV de la S/E Santa Rosa puede sobrecargarse por: disparo de unidades de generación ubicadas en la zona Santa Rosa-Totoras o por disparo de una de las líneas de transmisión de 138 kV del tramo Totoras-Ambato-Mulaló-Vicentina, cuando el flujo de potencia activa por el ATU de la S/E Santa Rosa es desde el lado de 230 hacia el de 138 kV.*
- 2) *Si la sobrecarga es igual o inferior a 450MVA, de acuerdo a la declaración de Transelectric, el equipo puede soportar hasta por 20 minutos.*
- 3) *De acuerdo a la declaración de Transelectric el ajuste de la protección de sobrecorriente en el lado de alto voltaje es de 498 MVA.*
- 4) *Las calibraciones por temperatura de los devanados del ATU de la S/E Santa Rosa son 95 °C alarma y 105 °C disparo.*
- 5) *Las subestaciones ubicadas en la zona Santa Rosa-Totoras son: Santa Rosa, Totoras, Ambato, Mulaló, Vicentina, Ibarra y Tulcán.*
- 6) *Las centrales ubicadas en la zona Santa Rosa-Totoras son: Agoyán, Pucará, Santa Rosa, El Carmen, Recuperadora, Guangopolo y las centrales de las siguientes Empresas Distribuidoras: E.E.Q.S.A., Emelnorte, E.E.A.S.A. y Elepcosa.*
- 7) *Las empresas Distribuidoras ubicadas en la zona Santa Rosa-Totoras son: E.E.Q.S.A., Emelnorte, E.E.A.S.A. y Elepcosa.*
- 8) *Los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia se encuentran interconectados a través de la L/T Jamondino-Pomasqui de 230 kV.*
- 9) *La frecuencia del sistema y el control del intercambio por la interconexión Colombia-Ecuador de 230 kV se realiza mediante la función AGC del Cenace.*
- 10) *Las unidades de la central Paute son controladas por el AGC del Cenace.*



*Maniobras y acciones para eliminar la sobrecarga del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Sta. Rosa cuando el flujo es menor a los 450 MVA.*

- 1) El Cenace debe utilizar toda la reserva rodante de las unidades de generación que se encuentren en operación dentro de la zona Santa Rosa-Totoras.*
- 2) Ante el disparo de generación, el Cenace debe verificar si existió desconexión de carga por actuación del EAC (esquema de alivio de carga), y en caso afirmativo debe solicitar el reporte correspondiente a las Empresas afectadas. No debe disponer la reconexión de carga en la zona Santa Rosa-Totoras mientras la transferencia por el autotransformador permanezca sobre sus valores nominales (375 MVA).*
- 3) La reconexión de carga en las Empresas Distribuidoras que no se encuentran en la zona Santa Rosa-Totoras, se la debe efectuar de acuerdo a la reserva de generación existente en el sistema.*
- 4) El Cenace debe solicitar el arranque de las unidades más rápidas disponibles en la zona Santa Rosa-Totoras (centrales Santa Rosa y Pucará). El número de unidades a ser solicitadas, depende del nivel de sobrecarga presente en el autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa.*
- 5) Si agotada toda la generación rápida disponible en la zona Santa Rosa-Totoras, continua sobrecargado el ATU de la S/E Santa Rosa y la interconexión Colombia-Ecuador de 138 kV se encuentra disponible y abierta, el Cenace debe coordinar con el CND y con el COT las maniobras establecidas en el documento de referencia N° 3 "Acuerdo Operativo Interconexión 138 kV Colombia-Ecuador, para transferir la carga necesaria del sistema Emelnorte al sistema Colombiano.*
- 6) De forma paralela el Cenace debe elaborar un plan de desconexión de carga.*
- 7) Si transcurridos 15 minutos desde el momento de la falla, no se ha eliminado la sobrecarga del ATU de la S/E Santa Rosa, el Cenace debe ejecutar el plan de desconexiones previsto, solicitando inmediatamente a los distribuidores de la zona Santa Rosa-Totoras, desconectar la carga necesaria para bajar la transferencia del autotransformador ATU de Santa Rosa al valor de operación continua declarado por Transelectric (375 MVA).*
- 8) El Cenace debe coordinar el ingreso de la(s) unidad(es) disparada(s), en caso de haberlas, y el incremento de su potencia activa a los valores previos al disparo.*

- 9) *Eliminada la sobrecarga del autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa y verificada su condición operativa (temperaturas del aceite y devanados) y de acuerdo a las condiciones del sistema, el Cenace debe solicitar a las empresas Distribuidoras de la zona Santa Rosa-Totoras la normalización de la carga desconectada empezando por la correspondiente a la actuación del EAC, si es que la hubiere, de acuerdo con la transferencia de potencia del autotransformador y de la reserva de generación existente en la zona.*
- 10) *Normalizado el suministro y la transferencia por el autotransformador, el Cenace debe proceder a restituir la reserva rodante de la zona Santa Rosa-Totoras, coordinar con el CND y con el COT la apertura de la interconexión Colombia-Ecuador de 138 kV, y solicitar la salida de las unidades que ingresaron al sistema para solventar la emergencia, respetando sus tiempos mínimos de operación y los requerimientos establecidos en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.*

La aplicación del procedimiento descrito anteriormente, nos permite tener una idea de cómo se solucionaría y cuales serán los costos asociados para solventar esta emergencia.

Entonces los costos asociados para solventar esta contingencia son los siguientes:

- Cargos por Reserva Rodante
- Sobrecosto por Generación Forzada
- Costo por Energía importada de la interconexión Colombia –Ecuador 138 kV
- Costo por Energía no Suministrada

#### **e.1 Cargos por Reserva Rodante**

Primeramente se definirá reserva rodante como: “*el margen de potencia rodando en reserva en una maquina térmica o central hidroeléctrica habilitada y disponible, para la regulación primaria y secundaria de frecuencia (RPF y RSF) y para garantizar la operatividad del sistema eléctrico en el caso de contingencias, en el Sistema Nacional Interconectado el valor de reserva rodante es el 3% de la capacidad nominal de la unidad o central*”, los cargos por reserva rodante están incluidos en el cargo por potencia puesta a disposición que se paga cada mes a las generadoras.

## e.2 Sobrecosto por Generación Forzada

En caso de desabastecimiento de energía por restricción operativa o técnica y si el sistema brindase la facilidad de abastecer a la carga desabastecida mediante generación eléctrica, el causante del daño o restricción deberá cubrir los sobre costos de esa generación, esto según la Regulación CONELEC 007/00 "Remuneración de Energía a Generadores debido a Restricciones Operativas", por lo tanto, el sobrecosto es obtenido mediante la siguiente ecuación:

$$SCG = CVG_n \times EBG_n - ENEG_n \times FNG_n \times PEM \quad (5.2)$$

Donde:

SCG:	Sobrecosto por generación forzada
CVG <sub>n</sub> :	Costo variable declarado por el generador n
EBG <sub>n</sub> :	Energía Bruta Generada por el generador n
ENEG <sub>n</sub> :	Energía Neta Entregada por el generador n
FNG <sub>n</sub> :	Factor de Nodo del Generador n
PEM:	Precio de energía en la barra de mercado.

Para este caso la energía bruta generada por el generador n se considera igual que la energía neta entregada por el generador n, por el hecho que las pérdidas en el transformador se consideran despreciables. Entonces la ecuación del sobrecosto por generación forzada será:

$$SCG = EBG_n (CVG_n - FNG_n \times PEM) \quad (5.3)$$

Para la simulación realizada la central de generación Pucará ya se encuentra despachada, por lo tanto la única generación rápida disponible será:

Tabla N° 6 Generación rápida disponible

Central	Unidades	Potencia nominal (MW)	Costos variables de generación (ctvs. USD/kWh)	Factor de nodo promedio
Santa Rosa (gas)	U2	16	16	0.9987
	U3	16	16	0.9987

El precio de energía en la barra de mercado se lo obtuvo de los registros del día 22 de diciembre del 2004. Los costos hallados por generación forzada, cambian de acuerdo al tiempo fuera de servicio *TFS*, generado por cada modo de falla.

### e.3 Costo por Energía importada de la interconexión Colombia –Ecuador 138 kV

Se supondrá que la interconexión a 138 kV no esta disponible por el momento, asemejando la peor condición, por lo que no tendría ningún costo asociado.

### e.4 Costo por Energía no Suministrada

En el país no se ha realizado ningún estudio sobre cuanto es el costo debido a la interrupción de servicio o falla que provoque apagones; esto se debe a que dichos costos son muy elevados y los agentes del MEM no están listos para poder afrontar tales tipos de indemnizaciones, sin caer en la quiebra total de estas empresas.

Con el propósito de establecer realmente la severidad de una falla no se puede pasar por alto los costos asociados por la energía dejada de suministrar debido a una contingencia en cualquier agente del MEM, es por eso la necesidad de incluir este costo en el análisis de consecuencias del RCM.

Existen varios métodos para poder obtener el precio de la energía no suministrada en USD/kWh, entre los cuales se pueden destacar encuestas económicas a los usuarios finales como por ejemplo cual es el precio tope que llegarían a pagar para que nos se les interrumpa la energía eléctrica; métodos econométricos donde por su facilidad de aplicación son los más utilizados, incluyen el uso de indicadores macroeconómicos como el producto interno bruto (PIB) así como también la demanda anual de energía .

Ante la falta de una metodología propuesta por el CONELEC, el calculo del precio de la energía dejada de suministrar se realizo en base a métodos econométricos, además realizando una comparación con precios determinados en otros países este valor es semejante, el desarrollo del cálculo se puede observar en el anexo 3.

Entonces

$$CEnS = 0.60 \$ / kWh$$

Donde

CEnS: Costo de la energía no suministrada

Así como existe restricciones debido a una contingencia o falla, también se pueden dar restricciones cuando se va ha realizar mantenimientos programados y correctivos.

El CONELEC en los procedimientos para el MEM establece que cuando por mantenimiento programados, la indisponibilidad de uno o varios elementos del SNT ocasione generación forzada, serán las Empresas Distribuidoras y los grandes Consumidores, quienes pagan este sobrecosto en forma proporcional a la energía retirada del MEM durante el lapso de mantenimiento, pago que inicialmente se realizara por el periodo de tiempo establecido en la consignación de mantenimiento aprobado por el CENACE.

Si el mantenimiento se realiza en un tiempo mayor a los establecidos, el sobrecosto adicional de la generación forzada por este sobretiempo será asignado a la Empresa Nacional de Transmisión, salvo que la indisponibilidad haya tenido origen por eventos constituidos de fuerza mayor o caso fortuito.

En cuanto a los mantenimientos correctivos de uno o varios elementos del SNT que ocasionen generación forzada, el costo se asignara en forma total a la Empresa Nacional de Transmisión causante de la restricción , salvo que la indisponibilidad haya tenido origen por eventos constituidos de fuerza mayor o caso fortuito.

En resumen las consecuencias económicas depende de muchos factores pero en la metodología propuesta el tiempo fuera de servicio determina la severidad de la ocurrencia de cada modo de falla, en la siguiente tabla se detalla todos los rubros correspondientes a la consecuencia al recurso financiero, además del tiempo fuera de servicio promedio *TPFS* y tiempo fuera de servicio más probable *TFSp* correspondiente a cada modo de falla.

Tabla N° 7 Consecuencia al Recurso Financiero

Código	MODOS DE FALLA Descripción	MANTENIBILIDAD		CONSECUENCIA ECONOMICA DE CADA MODO DE FALLA								CONSECUENCIA AL RECURSO FINANCIERO (USD \$)
		TPFS (horas)	TFSp (horas)	Costo Mantenimiento Correctivo por materiales/herramientas, transporte, mano de obra (USD \$)	Costos por Repuestos Adicionales (USD \$)	Estudios y Analisis Causa Raiz post falla (USD \$)	Costos por Lucro Cesante (USD \$)	Costo por Restricción a la Red (USD \$)			Costos Adicionales (USD \$)	
								Generación Forzada debido a Contingencia	Generación Forzada debido a mantenimiento correctivo	Costo por Energía no Suministrada		
1A1	Desperfecto de los paneles radiadores	5.03	5.03	1,635	1,500	1,200	Ningún costo	Ningún costo	Ningún Costo	Ningún Costo	Ningún Costo	4,335
1A2	Desperfecto para arrancar los grupos de enfriamiento sobre demanda	2.61	2.64	1,635	650	Ningún costo	Ningún costo	Ningún costo	Ningún Costo	Ningún Costo	Ningún Costo	2,485
1A3	Funcionamiento degradando los moto ventiladores	2.61	2.64	1,635	700	Ningún costo	Ningún costo	Ningún costo	Ningún Costo	Ningún Costo	Ningún Costo	2,335
1B1	Accionamiento prematuro o demasiado extenso de los grupos de enfriamiento	2.61	2.64	1,635	50	Ningún costo	Ningún costo	Ningún costo	Ningún Costo	Ningún Costo	914	2,599
1B2	Fugas a tierra	1.779	1.68	1,635	200	Ningún costo	Ningún costo	Ningún costo	6,628	6,155	Ningún Costo	14,618
2A1	Desperfecto en los terminales del cambiador de tap sin carga	3.687	4.32	1,635	Ningún costo	Ningún costo	Ningún costo	Ningún costo	Ningún Costo	Ningún Costo	Ningún Costo	1,635
2B1	Falla de la conexión del neutro a tierra	3.35	3.35	1,635	Ningún costo	Ningún costo	Ningún costo	Ningún costo	Ningún Costo	Ningún Costo	Ningún Costo	1,635
3A1	Falla eléctrica interna en devanados por factores eléctricos	Posiblemente 6 meses en adelante	Posiblemente 6 meses en adelante	1,635	1,120,000	1,200	Ningún costo	57,034	Ningún Costo	43,087	Ningún Costo	1,222,955
3A2	Falla eléctrica interna en devanados por factores mecánicos	Posiblemente 6 meses en adelante	Posiblemente 6 meses en adelante	1,635	1,120,000	1,200	Ningún costo	57,034	Ningún Costo	43,087	Ningún Costo	1,222,955
3A3	Falla eléctrica interna en devanados por factores térmicos	Posiblemente 6 meses en adelante	Posiblemente 6 meses en adelante	1,635	1,120,000	1,200	Ningún costo	57,034	Ningún Costo	43,087	Ningún Costo	1,222,955
3A4	Fallas en los bushings	6.759	7.92	1,635	24,400	Ningún costo	Ningún costo	8,148	Ningún Costo	6,155	Ningún Costo	40,338
3A5	Fugas de aceite dieléctrico a través del tanque, radiadores, tanque de expansión y accesorio (tuberías, etc.), o instrumentos.	16.15	15.84	1,635	Ningún costo	Ningún costo	Ningún costo	Ningún Costo	8,148	6,155	2,400	18,338
3A6	Desperfecto u operación incorrecta de dispositivos de protección mecánica del transformador: dispositivo de alivio de presión, relé Buchholz, nivel de aceite, monitor de temperatura, protección del cambiador de tap sin carga	0.802	0.96	1,635	1,100	Ningún costo	Ningún costo	3,856	Ningún Costo	3,137	Ningún Costo	9,728
3A7	Desperfecto u operación incorrecta de dispositivos de protección eléctrica del transformador: relé falla tierra, relé diferencial, relé sobrecorriente.	1.44	1.2	1,635	Ningún Costo	1,200	Ningún costo	6,628	Ningún Costo	6,155	Ningún Costo	15,618
3A8	Apertura del interruptor principal	0.664	0.72	1,635	Ningún Costo	Ningún costo	Ningún costo	3,856	Ningún Costo	3,137	Ningún Costo	8,628
3A9	Desperfecto de los transformadores de corriente (TC's). Falla en línea no despejado por el sistema de protecciones asociado	3	3	1,635	10,660	Ningún costo	Ningún costo	8,148	Ningún Costo	6,155	Ningún Costo	26,598
3A10		0.611	0.72	1,635	Ningún Costo	Ningún costo	Ningún costo	3,856	Ningún Costo	3,137	Ningún Costo	8,628
	Nota: solo se da cuando la falla es en las líneas Colombia 1, Santa Rosa 1, Quito 1 y Quito 2.											
3A11	Falla o desperfecto en el banco terciario	3.509	4.32	1,635	500	Ningún costo	Ningún costo	8,148	Ningún Costo	6,155	Ningún Costo	16,438
4A1	Portón de gabinete sin candado o enclavamiento,, letrero de seguridad o advertencia deteriorados, charcos de aceite en los patios de la S/E, alumbrado escaso o faltante	No determinado	No determinado	1,635	Ningún costo	Ningún costo	Ningún costo	Ningún Costo	Ningún Costo	Ningún Costo	Ningún Costo	1,635

Para la evaluación del modo de falla 1A1, debido a la falta de registros, se considero que el tiempo de reemplazo de un rele buchholtz en la S/E Pomasquí puede asemejarse para el caso de un panel radiador.

En cuanto a los modos de fallas 3A1, 3A2, 3A3 se necesita realizar un estudio técnico económico de la conveniencia de reparar o reemplazar el transformador por uno nuevo, para el análisis de la consecuencia económica se consideró el reemplazo del autotransformador de Pomasquí.

Para los modos de falla 3A1, 3A2, 3A3 se tomo como tiempo para solucionar temporalmente la contingencia de 7 días dentro de este lapso se despacharía generación forzada, luego se ese tiempo se realiza el despacho económico tomando en cuenta la restricción por sobrecarga del autotransformador ATU de la S/E Santa Rosa.

Se añadió un costo adicional para los modos de falla 3A5 y 1B1, estos rubros corresponden a las multas por contaminación ambiental, y costo por la energía pérdida, respectivamente. Para el modo de falla 1B1 se tomo como parámetros estimativos: el tiempo de funcionamiento 2 horas antes y 2 horas después con un precio marginal de 5.47 ctvs USD/kWh, durante 6 meses, con una potencia máxima de consumo de 11.47 kW.

Como era de esperarse los modos de falla con el mayor costo para Transelectric son las fallas internas del transformador producidas por factores eléctricos, mecánicos y térmicos, después de estos sigue la falla en los bushings por lo que se tendría que poner mucha atención a estos elementos. Dentro de los costos más bajos se encuentran los modos de falla asociados con las funciones que no se relaciona directamente con la continuidad del servicio.

### **5.5.2 CONSECUENCIA AL RECURSO AMBIENTAL Y AL RECURSO HUMANO**

Para el estudio de este tipo de consecuencias no se puede realizar un análisis cuantitativo, es decir no se le puede poner precio a la vida de una persona o la contaminación de un ecosistema frágil. Lo que cabe realizar para estos casos es una evaluación cualitativo de la consecuencia ambiental y de seguridad.

La metodología propuesta se base en realizar un estudio de riesgos del sistema tanto desde el punto de vista económico, ecológico y de seguridad, para esto cada modo de falla tiene ser evaluado por escalas de valoración en términos de probabilidad y severidad además de determinar los grados de vulnerabilidad de los recursos frente a los diferentes riesgos, identificar los riesgos prioritarios y críticos, con el propósito de identificar las medidas de prevención, protección, control y atención.

Las escalas de calificación se establecen de acuerdo al conocimiento sobre el proceso y del riesgo a evaluar. También se pueden recurrir a las estadísticas o tablas de valoración establecidas por normas e instituciones especializadas. La escala de calificación de la probabilidad se basa en el concepto de frecuencia relativa de falla, esta evaluación se fundamenta en la estadística de los últimos 6 años de todos los transformadores del SNT y en la estadística propia del autotransformador ATU de la S/E de Pomasqui.

Tabla N° 8 Escala de calificación de la Probabilidad

NIVEL DE PROBABILIDAD	DESCRIPCIÓN	VALOR
Muy baja	El siniestro no ha ocurrido en los últimos 6 años	1
Baja	El siniestro ha ocurrido al menos una vez en los últimos 6 años	2
Media	El siniestro ha ocurrido al menos una vez en los últimos dos años	3
Alta	El siniestro ha ocurrido más de una vez en último año	4

Las escalas de calificación de la severidad para cada tipo de consecuencia se determinaron de acuerdo a tablas de valoración preestablecidas y algunos criterios dictaminados por Transelectric.

Tabla N° 9 Escala de calificación de severidad para el Recurso Humano

NIVEL DE PROBABILIDAD	DESCRIPCIÓN	VALOR
No aplica	No hay afectación del Recurso Humano	0
Leve	Se afecta temporalmente la integridad física, mental o social de la persona, sin necesidad de intervención reparadora	1
Moderado	Se afecta temporalmente la integridad física, mental o social de la persona. Se requiere intervención reparadora pero no quedan secuelas ni consecuencias permanentes	2
Crítico	Se afecta temporalmente la integridad física, mental o social de la persona. Se requiere intervención reparadora y quedan secuelas o consecuencias permanentes	3
Muy crítico	Pérdida de la vida	4



Tabla N° 10 Escala de calificación de severidad para el Recurso Ambiental

NIVEL DE PROBABILIDAD	DESCRIPCIÓN	VALOR
No aplica	No hay afectación del Recurso Ambiental	0
Leve	El siniestro no afecta ecosistemas ambientales frágiles como bosques, fauna, flora. Pude áreas no cultivadas que no estén usufructuadas por la comunidad.	1
Moderado	Podrían afectarse, la disponibilidad de recursos naturales comunitarios, infraestructura, cultivos o ecosistemas altamente intervenidos. No compromete el hábitat de especies en vía de extinción. Ni la sustentabilidad básica de tipo económico o cultural de comunidades.	2
Crítico	Puede producir afectación alta y progresiva de la disponibilidad de recursos naturales comunitarios. Se compromete el hábitat de especies en vía de extinción y ecosistemas poco intervenidos.	3
Muy crítico	Puede implicar la indisponibilidad total de recursos naturales comunitarios. Pueden afectarse especies en vía de extinción y ecosistemas que no han sido intervenidos por el hombre.	4

Tabla N° 11. Escala de calificación de severidad para el Recurso Financiero

NIVEL DE PROBABILIDAD	DESCRIPCIÓN	VALOR
No aplica	No hay afectación del Financiero	0
Leve	Las pérdidas por el siniestro son menores o iguales a USD 10,000	1
Moderado	Las pérdidas por el siniestro son mayores que USD 10,000 y menores o iguales a USD 50,000	2
Crítico	Las pérdidas por el siniestro son mayores que USD 50,000 y menores o iguales a USD 1'000,000	3
Muy crítico	Las pérdidas por el siniestro son mayores que USD 1'000,000	4

La valoración de la consecuencia financiera se simplifica debido a la cuantificación de la efecto de cada falla, para el resto de valores se tiene que ir preguntado para cada uno de los modos de falla como afectaría a dichos recursos. En el siguiente cuadro se describe cada modo de falla con la respectiva valoración de sus consecuencias financieras, ecológicas y de seguridad, pilares para la aplicación del diagrama lógico de decisión del mantenimiento centrado en la confiabilidad.

Tabla N° 12. Valorización de las consecuencias

MÓDOS DE FALLA		VALORIZACIÓN			
Código	Descripción	Consecuencia al Recurso Financiero	Consecuencia al Recurso Humano	Consecuencia al Recurso Ambiental	Frecuencia o Probabilidad de ocurrencia
1A1	Desperfecto de los paneles radiadores	Leve	No aplica	No aplica	Muy baja
1A2	Desperfecto para arrancar los grupos de enfriamiento sobre demanda	Leve	No aplica	No aplica	Baja
1A3	Funcionamiento degradando los moto ventiladores	Leve	No aplica	No aplica	Baja
1B1	Accionamiento prematuro o demasiado extenso de los grupos de enfriamiento	Leve	No aplica	No aplica	Baja
1B2	Fugas a tierra	Moderado	Moderado	No aplica	Baja
2A1	Desperfecto en los terminales del cambiador de tap sin carga	Leve	No aplica	No aplica	Muy baja
2B1	Falla de la conexión del neutro a tierra	Leve	No aplica	No aplica	Baja
3A1	Falla eléctrica interna en devanados por factores eléctricos	Muy Crítico	Muy Crítico	Leve	Muy baja
3A2	Falla eléctrica interna en devanados por factores mecánicos	Muy Crítico	Muy Crítico	Leve	Muy baja
3A3	Falla eléctrica interna en devanados por factores térmicos	Muy Crítico	Muy Crítico	Leve	Muy baja
3A4	Fallas en los bushings	Moderado	No aplica	No aplica	Baja
3A5	Fugas de aceite dieléctrico a través del tanque, radiadores, tanque de expansión y accesorio (tuberías, etc.), o Instrumentos.	Moderado	No aplica	Leve	Media
3A6	Desperfecto u operación incorrecta de dispositivos de protección mecánica del transformador: dispositivo de alivio de presión, relé Buchholz, nivel de aceite, monitor de temperatura, protección del cambiador de tap sin carga	Leve	No aplica	No aplica	Baja
3A7	Desperfecto u operación incorrecta de dispositivos de protección eléctrica del transformador: relé falla tierra, relé diferencial, relé sobrecorriente.	Moderado	No aplica	No aplica	Media
3A8	Apertura del interruptor principal	Leve	Leve	Leve	Baja
3A9	Desperfecto de los transformadores de corriente (TC's).	Moderado	No aplica	No aplica	Baja
3A10	Falla en línea no despejado por el sistema de protecciones asociado  Nota: solo se da cuando la falla es en la líneas Colombia 1, Santa Rosa 1, Quito 1 y Quito 2.	Moderado	No aplica	No aplica	Baja
3A11	Falla o defecto en el banco terciario	Moderado	No aplica	No aplica	Muy baja
4A1	Portón de gabinete sin candado o enclavamiento, letrero de seguridad o advertencia deteriorados, charcos de aceite en los patios de la S/E, alumbrado escaso o faltante	Leve	Muy Crítico	Leve	Muy baja

## 5.6 ANALISIS DE RIESGOS; VULNERABILIDAD Y ACEPTABILIDAD

Antes de comenzar con el procedimiento para la selección de las tareas de mantenimiento, se debe realizar un análisis de riesgos; esto se lo hace debido a la necesidad de conocer los modos de falla más críticos para el sistema con el objetivo de implementar una tarea de mantenimiento como una contramedida.

El análisis de las consecuencias globales comienza realizando una valoración del riesgo para cada actividad particular; las consecuencias globales se enfocan primordialmente en las consecuencias de seguridad, pero sin dejar de tomar en cuenta la valoración de las consecuencias ambientales y económicas. Los resultados obtenidos serán absolutos para cada actividad.

Para determinar el impacto global que genera este riesgo en el proceso, se debe combinar adecuadamente los resultados obtenidos de los análisis estadísticos y la valoración del impacto al sistema de cada modo de falla.

Entonces se definen 3 niveles de riesgo: bajo, medio y alto para cada consecuencia, lo cual se indica en la siguiente matriz de riesgos:

Severidad	Probabilidad			
	Leve	Moderado	Crítico	Muy crítico
Alta	A	A	A	A
Media	M	A	A	A
Baja	B	M	A	A
Muy baja	B	M	M	A

Fig. 22 Matriz de riesgos

Además la matriz de riesgos ayuda en la orientación de la programación de las actividades de mantenimiento a realizar sobre cada sistema y los componentes involucrados. Una vez iniciada la evaluación, es aconsejable mantener constante la actualización de datos, dado que las actividades de mantenimiento hacen cambiar a la matriz, por lo cual, su actualización permite efectuar nuevas evaluaciones y el adecuado dimensionamiento de los riesgos envueltos para la toma de decisiones.

El producto de multiplicar la probabilidad por la severidad sobre un recurso determinado, se denomina vulnerabilidad o grado de vulnerabilidad del recurso si se expresa en porcentaje. La vulnerabilidad se expresa como:

$$Vul = F * S \quad (5.4)$$

Donde:

- $Vul$ : Vulnerabilidad
- $F$ : Frecuencia
- $S$ : Severidad

En general, la vulnerabilidad generada por el  $i$ ésimo riesgo, con Frecuencia  $F_i$  y Severidad  $S_i$  se expresa como:

$$Vul_i = F_i * S_i \quad (5.5)$$

La vulnerabilidad máxima será:

$V_{m\acute{a}x} = 4 \times 4 = 16$ , que equivale a un grado de vulnerabilidad de 100

En términos de porcentaje, el grado de vulnerabilidad se expresa como:

$$G \text{ de } V_i = F_i * S_i * 100 / V_{m\acute{a}x} \quad (5.6)$$

Donde:

- $F_i$ : Frecuencia o la probabilidad de ocurrencia del  $i$ ésimo riesgo
- $S_i$ : Severidad que puede tener el  $i$ ésimo riesgo si se desencadena el evento o siniestro
- $G_{de} V_i$ : Grado de vulnerabilidad que genera el  $i$ ésimo riesgo en términos de porcentaje

La vulnerabilidad que generan los riesgos para cada recurso puede representarse en una matriz de severidad versus probabilidad, sin considerar los valores cero, como se muestra en la Tabla N° 13.

Tabla N° 13 Modelo de la Matriz de vulnerabilidad

SEVERIDAD		LEVE	MODERADO	CRÍTICO	MUY CRÍTICO
FRECUENCIA					
	%	25	50	75	100
ALTA	VALOR	4	8	12	16
	%	18.75	37.5	56.25	75
MEDIA	VALOR	3	6	9	12
	%	12.5	25	37.5	50
BAJA	VALOR	2	4	6	8
	%	6.25	12.5	18.75	25
MUY BAJA	VALOR	1	2	3	4

El nivel de exposición al cual los riesgos pueden traducirse en accidentes o siniestros, está muy directamente relacionado con la efectividad de las medidas de protección, control y atención dispuestas para mitigar tales riesgos. Debe entonces incorporarse sobre la evaluación, como un hecho positivo, el impacto que tienen las medidas actuales sobre la disminución de la frecuencia o de la severidad del potencial evento indeseado.

En la caracterización de las amenazas identificadas se describen las medidas de prevención, control y atención que se aplican en la práctica para la administración de los riesgos en cada proceso, actividad, tarea o instalación. La consideración del efecto positivo de estas medidas reduce los valores de vulnerabilidad calculados, en relación directa con la efectividad de las medidas descritas, esto se conoce como *Riesgo Residual* y se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$R_R = Vul * N_{EM} \quad (5.7)$$

Donde:

$R_R$ : Riesgo residual

$Vul$ : Vulnerabilidad

$N_{EM}$ : Nivel de efectividad de las medidas frente a la exposición

El nivel de efectividad de las medidas frente a la exposición puede determinarse con base a la tabla siguiente:

Tabla N° 14 Nivel de efectividad de las medidas existentes

NIVEL	DESCRIPCIÓN	VALOR
Inexistente	No hay medidas existentes	1
Muy bajo	Es una medida muy poco efectiva	0.85
Bajo	Es una medida poco efectiva	0.7
Medio Bajo	Es una medida algo más efectiva que bajo	0.55
Medio	Es una medida medianamente efectiva	0.4
Medio Alto	Es una medida más que medianamente efectiva	0.3
Alto	Es una medida de buena efectividad	0.2
Bastante Alto	Es una medida de bastante efectividad	0.1
Muy Alto	Es una medida altamente efectiva	0.05

La evaluación del nivel de efectividad de las medidas de actuales se realizo en base al plan de mantenimiento actual de los transformadores del sistema nacional de transmisión elaborado por Trariselectric, presentado en el capítulo anterior.

La aceptabilidad esta directamente relacionada con el concepto de seguridad y se define como un estado aceptable para la empresa de transmisión. Se definen tres niveles de aceptabilidad como muestra la tabla N° 15

Tabla N° 15 Criterios de aceptabilidad con base a la vulnerabilidad

NIVEL	COLOR	DESCRIPCIÓN	VALOR
Aceptable	verde	$Vul_{\leq 1}$ o $G de Vi_{\leq 6.25\%}$	$N de A_{i=1}$
Tolerable	amarillo	$1 < Vul_{\leq 2}$ o $6.25\% < G de Vi_{\leq 6.25\%}$	$N de A_{i=2}$
Inaceptable	rojo	$2 < Vul_{\leq 16}$ o $12.5\% < G de Vi_{\leq 6.25\%}$	$N de A_{i=3}$

Donde  $N de A_i$  indica el nivel de aceptabilidad del iésimo riesgo, entonces se definen 3 niveles de aceptabilidad:

- **Aceptable:** Significa que el riesgo no determinará gran afectación al sistema por lo cual no requiere esfuerzos o acciones específicas para administrarlo. En los estudios de riesgos se establecerán recomendaciones para el manejo de tales riesgos.



- Tolerable: Significa que aunque debe desarrollarse actividades para la gestión sobre el riesgo, éstas tienen una prioridad de segundo nivel. En los estudios de riesgos se establecen criterios y recomendaciones.
- Inaceptable: Significa que se requiere siempre desarrollar acciones prioritarias e inmediatas para su gestión, debido al alto impacto que tendrían sobre el sistema.

<b>Severidad</b>		<b>Leve</b>	<b>Moderado</b>	<b>Crítico</b>	<b>Muy crítico</b>
<b>Alta</b>		I	I	I	I
<b>Media</b>		I	I	I	I
<b>Baja</b>		T	I	I	I
<b>Muy baja</b>		A	T	I	I

Fig. 23 Matriz de aceptabilidad

En general los niveles de aceptabilidad se aplican con base al riesgo residual, aplicando la tabla de criterios de aceptabilidad, tal como se ilustra en el siguiente cuadro.

Tabla N° 16 Criterios de aceptabilidad con base al riesgo residual

NIVEL	COLOR	DESCRIPCIÓN	VALOR
<b>Aceptable</b>	<b>verde</b>	$RR_{\leq 1}$ o $G$ de $Vi_{\leq 6.25\%}$	$N$ de $A_{i=1}$
<b>Tolerable</b>	<b>amarillo</b>	$1 < RR_{\leq 2}$ o $6.25\% < G$ de $Vi_{\leq 6.25\%}$	$N$ de $A_{i=2}$
<b>Inaceptable</b>	<b>rojo</b>	$2 < RR_{\leq 16}$ o $12.5\% < G$ de $Vi_{\leq 6.25\%}$	$N$ de $A_{i=3}$

Del análisis realizado se encontró que la falla interna del transformador ocasiona un riesgo alto para el sistema, pero lo más importante es el descubrimiento de que fallas como fugas de aceite, defectos en las protecciones, además de falta de seguridad en las instalaciones ocasionan también alto riesgo para el sistema analizado.

Los resultados del análisis de riesgos, vulnerabilidad y aceptabilidad son presentados en la siguiente tabla.

Tabla N° 17 Riesgos, Vulnerabilidad y Aceptabilidad

MODOS DE FALLA		ANALISIS DE RIESGOS					
Código	Descripción	RIESGO	VULNERABILIDAD (%)	Nivel de efectividad de las medidas existentes	RIESGO RESIDUAL (%)	ACEPTABILIDAD con base a la vulnerabilidad	ACEPTABILIDAD con base a riesgo residual
1A1	Desperfecto de los paneles radiadores	Bajo	6.25	1	6.25	Aceptable	Aceptable
1A2	Desperfecto para arrancar los grupos de enfriamiento sobre demanda	Bajo	12.5	0.2	2.5	Tolerable	Aceptable
1A3	Funcionamiento degradando los moto ventiladores	Bajo	12.5	0.2	2.5	Tolerable	Aceptable
1B1	Accionamiento prematuro o demasiado extenso de los grupos de enfriamiento	Bajo	12.5	0.4	5	Tolerable	Aceptable
1B2	Fugas a tierra	Medio	25	0.4	10	Inaceptable	Tolerable
2A1	Desperfecto en los terminales del cambiador de tap sin carga	Bajo	6.25	1	6.25	Aceptable	Aceptable
2B1	Falla de la conexión del neutro a tierra	Bajo	12.5	0.4	5	Tolerable	Aceptable
3A1	Falla eléctrica interna en devanados por factores eléctricos	Alto	25	0.2	5	Inaceptable	Aceptable
3A2	Falla eléctrica interna en devanados por factores mecánicos	Alto	25	0.2	5	Inaceptable	Aceptable
3A3	Falla eléctrica interna en devanados por factores térmicoa	Alto	25	0.2	5	Inaceptable	Aceptable
3A4	Fallas en los bushings	Medio	25	0.3	7.5	Inaceptable	Tolerable
3A5	Fugas de aceite dieléctrico a través del tanque, radiadores, tanque de expansión y accesorio (tuberías, etc.), o instrumentos.	Alto	37.5	0.4	15	Inaceptable	Tolerable
3A6	Desperfecto u operación incorrecta de dispositivos de protección mecánica del transformador: dispositivo de alivio de presión, relé Buchholz, nivel de aceite, monitor de temperatura, protección del cambiador de tap sin carga	Bajo	12.5	0.2	2.5	Tolerable	Aceptable
3A7	Desperfecto u operación incorrecta de dispositivos de protección eléctrica del transformador: relé falla tierra, relé diferencial, relé sobrecorriente.	Alto	37.5	0.2	7.5	Inaceptable	Tolerable
3A8	Apertura del interruptor principal	Bajo	12.5	0.4	5	Tolerable	Aceptable
3A9	Desperfecto de los transformadores de corriente (TC's).	Medio	25	0.3	7.5	Inaceptable	Tolerable
3A10	Falla en línea no despejado por el sistema de protecciones asociado  Nota: solo se da cuando la falla es en la líneas Colombia 1, Santa Rosa 1, Quito 1 y Quito 2.	Bajo	12.5	0.4	5	Tolerable	Tolerable
3A11	Falla o defecto en el banco terciario	Medio	12.5	0.2	2.5	Tolerable	Aceptable
4A1	Portón de gabinete sin candado o enclavamiento,, letrero de seguridad o advertencia deteriorados, charcos de aceite en los patios de la S/E , alumbrado escaso o faltante	Alto	25	0.2	5	Inaceptable	Aceptable



Después del análisis de aceptabilidad con base al riesgo residual, se determinó que algunos modos de falla debido a su nivel de aceptabilidad como por ejemplo las fugas a tierra, fallas en los bushings etc. deben implantarse ciertos criterios y recomendaciones que ayuden a disminuir los riesgos inmediatos, dentro del plan de mantenimiento propuesto para el autotransformador ATU de la S/E Pomasqui; cuando se realice la selección de las tareas de mantenimiento por medio de la plantilla de decisión.

## 5.7 TAREAS DE MANTENIMIENTO

Para poder determinar cuáles son las tareas de mantenimiento más convenientes a realizar, para preservar las funciones del sistema, desde un punto de vista primordialmente de eficacia, lo que propone el mantenimiento centrado de la confiabilidad es un análisis técnico económico para la selección de cada tarea de mantenimiento con relación a su consecuencia, la prioridad se la establece primeramente en los modos de falla ocultos, seguido por los modos de falla con consecuencias ambientales y de seguridad y por último modos de falla con consecuencias operacionales; todo esto enfocado en el análisis de riesgos realizado anteriormente.

La aplicación del diagrama lógico de decisión del mantenimiento centrado en la confiabilidad, para la selección de tareas de mantenimiento del sistema *Suministro de Energía Eléctrica por medio del autotransformador ATU de Pomasqui*, se detalla en la tabla N° 18, en la cual se incluyen la frecuencia o periodo con la que se va a realizar dichas tareas de mantenimiento además del personal que se encarga de realizarlo, estos puntos se establecerán posteriormente en la tesis.

Todas las tareas de mantenimiento seleccionadas se basaron en las rutinas de mantenimiento propuesto por el fabricante, en este caso SIEMENS, también las rutinas de mantenimiento dictaminadas por Transelectric para sus instalaciones, complementándolo con experiencias en otros países en cuanto al manejo del mantenimiento de transformadores de potencia.

La selección de las tareas de mantenimiento no se realiza al nivel de modo de falla sino se lo realiza a nivel de la posible causa, esto se debe a que un modo de falla puede originarse en diversas formas.

Tabla N° 18 Planilla de decisión del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

**UBICACIÓN:** S/E Pomasqui  
**SISTEMA:** Suministro de energía por medio del autotransformador ATU 230/138 kV

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Pro-activas			Tareas Default			Tareas Propuestas				
								H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3								N°
F	FF	MF	C	H	S	E	O				H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Frecuencia inicial	Puede ser hecha por
1	A	1	1	N				S						1	Bajo Condición	Inspeccionar que las válvulas de los radiadores estén en posición abierto	---	---
1	A	1	2	N				S						2	Bajo Condición	Realizar pruebas de termografía a los radiadores. Verificar que no existan diferencias de temperatura mayores a los 10° C entre cada radiador	---	---
1	A	1	3	N				S						3	Bajo Condición	Inspeccionar detallada de la superficie de los radiadores	---	---
1	A	2	1	S	N	N	S	S						1	Bajo Condición	Inspeccionar las alarmas de bajo voltaje del sistema de refrigeración	---	---
1	A	2	2	S	N	N	S	N	N	N	S			2	Búsqueda de falla	Inspeccionar y limpiar gabinete del transformador y realizar pruebas funcionales de los grupos de enfriamiento	---	---
1	A	2	3	S	N	N	S	N	S					3	Reacondicionamiento programado	Recalibración de los ajustes del Monitor de Temperatura/chequeo de software, sondas de temperatura, TC's de imagen térmica.	---	---
1	A	2	4	S	N	N	S	S	N					4	Bajo Condición	Realizar las pruebas de resistencia de aislamiento de los motores	---	---
1	A	3	1	S	N	N	S	N	N	S				1	Descarte Programado	Cambio de los rodamientos del motor cada 30000 h de funcionamiento.	---	---
1	A	3	2	N				N	N	N	S			2	Búsqueda de falla	Medir voltaje, corriente y velocidad de los motores durante pruebas funcionales y analizar resultados.	---	---
1	B	1	1	N				N	S					1	Reacondicionamiento programado	Recalibración de los ajustes del Monitor de Temperatura/chequeo de software, sondas de temperatura, TC's de imagen térmica. Medir voltaje y corriente de los grupos de enfriamiento	---	---
1	B	2	1	N				N	N	N	N	N	S	1	Ningún mantenimiento Programado		---	---
1	B	2	2	N				S						2	Bajo Condición	Realizar pruebas de termografía al gabinete, conexiones, juntas, grapas del conexionado de alta del transformador. Verificar que no existan puntos calientes o diferencias de temperatura mayores a los 10°C entre componentes con funciones idénticas.	---	---

**UBICACIÓN:** S/E Pomasqui  
**SISTEMA:** Suministro de energía por medio del autotransformador ATU 230/138 kV

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Pro-activas			Tareas Default			Tareas Propuestas			
								H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3							
F	FF	MF	C	H	S	E	O	H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Frecuencia Inicial	Puede ser hecha por		
2	A	1	1	N				S				1	Bajo Condición	Realizar la prueba de reactancia de dispersión para todos los pasos de TAP.	---	---	
2	A	1	2	N				S				2	Bajo Condición	Chequeo del bloqueo mecánico del cambiador de tap cuando el transformador este con carga	---	---	
2	B	1	1	S	N	N	S	S				1	Bajo Condición	Medir la corriente residual de neutro a tierra y analizar los resultados Realizar una inspección termográfica para detectar puntos calientes.	---	---	
3	A	1	1	S	S			S				1	Bajo Condición	Inspeccionar visualmente los componentes accesibles de los pararrayos, así como registrar el numero de descargas y notificar cualquier anomalía. Realizar pruebas de factor de potencia, resistencia de aislamiento, corriente de fuga y capacitancia en los pararrayos.	---	---	
3	A	1	2	S	S			S				2	Bajo Condición	Realizar pruebas físico químicas al aceite dieléctrico el cual contenga índices de: color, rigidez dieléctrica, tensión interfacial, índice de neutralización, descargas parciales, factor de potencia, contenido de humedad, punto de inflamación.	---	---	
3	A	1	3	S	S			S				3	Bajo Condición	Reemplazar silicagel del deshidratador de aire del tanque conservador del aceite, cuando muestren signos de decoloración.	---	---	
3	A	1	4	S	S			N	S			4	Reacondicionamiento programado	Reajustar y limpiar todas las conexión a tierra del transformador	---	---	
3	A	1	5	S	S			S				5	Bajo Condición	Realizar pruebas eléctricas completas a los devanados, a bushings, a los TC's: hot spot, resistencia de aislamiento, absorción dieléctrica, índice de polarización, relación de transformación, factor de potencia, capacitancia, reactancia de dispersión.	---	---	
3	A	2	1	S	S			S				1	Bajo Condición	Realizar prueba de análisis de respuesta de frecuencia.	---	---	
3	A	3	1	S	S			S				1	Bajo condición	Recalibración de los ajustes del Monitor de Temperatura/chequeo de software, sondas de temperatura, TC's de imagen térmica.	---	---	

**UBICACIÓN:** S/E Pomasqui  
**SISTEMA:** Suministro de energía por medio del autotransformador ATU 230/138 kV

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Pro-activas			Tareas Default			Tareas Propuestas				
								H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3								
F	FF	MF	C	H	S	E	O	H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Frecuencia Inicial	Puede ser hecha por			
3	A	3	2	S	S			S				2	Bajo condición	<p>Inspeccionar que las válvulas de los radiadores estén en posición abierto</p> <p>Realizar pruebas de termografía a los radiadores. Verificar que no existan diferencias de temperatura mayores a los 10°C entre cada radiador</p> <p>Inspeccionar detallada de la superficie de los radiadores</p> <p>Inspeccionar las alarmas de bajo voltaje del sistema de refrigeración</p> <p>Inspeccionar y limpiar gabinete del transformador y realizar pruebas funcionales de los grupos de enfriamiento</p> <p>Recalibración de los ajustes del Monitor de Temperatura/chequeo de software, sondas de temperatura, TC's de Imagen térmica.</p> <p>Realizar las pruebas de resistencia de aislamiento de los motores</p>	---	---		
3	A	3	3	S	S			S				3	Bajo Condición	<p>Realizar pruebas cromatográficas del aceite</p> <p>Realizar pruebas del aislamiento sólido como: Grado de polimerización, análisis de furanos, emisiones acústicas</p> <p>Realizar tratamiento de deshidratación del aislamiento interno</p> <p>Realizar tratamiento de remoción de ácidos y lodos.</p> <p>Inspeccionar membrana de nitrilo dentro del tanque conservador.</p>	---	---		
3	A	3	4	S	S			S				4	Bajo Condición	<p>Registrar temperatura de los devanados, aceite y la temperatura ambiental. Verificar que la temperatura observada corresponde a la corriente o potencia registrada.</p>	---	---		
3	A	4	1	S	N	N	S	N	S			1	Reacondicionamiento programado	<p>Limpieza de la porcelana</p>	---	---		
3	A	4	2	S	N	N	S	S				2	Bajo Condición	<p>Inspeccionar detalladamente la porcelana y el nivel de aceite de los bushings.</p> <p>Realizar pruebas de factor de potencia, capacitancia, resistencia de aislamiento, corriente de fuga.</p> <p>Realizar pruebas de termografía a los bushings</p>	---	---		

**UBICACIÓN:** S/E Pomasqui  
**SISTEMA:** Suministro de energía por medio del autotransformador ATU 230/138 kV

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Pro-activas			Tareas Default			Tareas Propuestas				
								H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3								
F	FF	MF	C	H	S	E	O				H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Frecuencia inicial	Puede ser hecha por
3	A	5	1	S	N	S		N						1	Bajo Condición	Inspeccionar el nivel de aceite del tanque conservador así como comprobar la hermeticidad de: tanque, rele buchholtz, dispositivo de alivio de presión, conservador, juntas de tuberías, radiadores	---	---
3	A	5	2	S	N	S	N	N	S					2	Reacondicionamiento programado	Reajuste total de la estructura del transformador	---	---
3	A	5	3	S	N	S		S						3	Bajo Condición	Remove oxidación y pintar elementos metálicos afectados. Prestar atención a las aletas de los radiadores	---	---
3	A	6	1	S	N	N	S	S						1	Bajo Condición	Inspeccionar detalladamente todos los dispositivos de protección, borneras, contactos y accesorios. Limpiar contactos y borneras. Verificar hermeticidad. Apretar conexiones de cables de control. Efectuar pruebas funcionales de todos los circuitos de protección (alarmas y disparos).	---	---
3	A	6	2	S	N	N	S	N	N	N	S			2	Búsqueda de falla	Inspeccionar detalladamente todos los dispositivos de protección, borneras, contactos y accesorios. Limpiar contactos y borneras. Verificar hermeticidad. Apretar conexiones de cables de control. Efectuar pruebas funcionales de todos los circuitos de protección (alarmas y disparos).	---	---
3	A	6	3	S	N	N	S	N	S					3	Reacondicionamiento programado	Calibrar y realizar pruebas funcionales de las protecciones mecánicas (si aplica) como: indicador de nivel de aceite, sondas de temperatura, rele de gas Buchholtz, rele de protección del cambiador de TAP sin carga, dispositivo de alivio de presión.	---	---
3	A	7	1	S	N	N	S	S						1	Bajo Condición	Inspeccionar detalladamente los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios. Reajuste de conexiones de puesta a tierra. Verificar hermeticidad y calefacción de los gabinetes de PCM. Apretar conexiones de cables de control.	---	---

**UBICACION:** S/E Pomasqui  
**SISTEMA:** Suministro de energía por medio del autotransformador ATU 230/138 kV

Información de referencia				Evaluación de consecuencias				Tareas Pro-activas			Tareas Default			Tareas Propuestas				
								H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3								
F	FF	MF	C	H	S	E	O				H4	H5	H6	N°	Tipo	Descripción	Frecuencia Inicial	Puede ser hecha por
3	A	7	2	S	N	N	S	N	S					1	Reacondicionamiento programado	Calibrar y realizar pruebas funcionales de las protecciones eléctricas como: relé diferencial, relé de sobrecorriente, relé de falla tierra. Efectuar pruebas de recomisionamiento de todos los circuitos de protección (alarmas y disparos).	---	---
3	A	8	1	S	N	N	S	N	N	N	N	N	S	1	Rediseño	Auditoría de procesos y revisión de procedimientos para el personal	---	---
3	A	8	2	S	S			S						2	Bajo Condición	Inspeccionar el nivel de SF6 de los disyuntores asociados	---	---
3	A	8	3	S	N	N	S	N	S					3	Bajo Condición	Prueba de resistencia de contactos, tiempos de cierre y apertura, termografía de los gabinetes y conexión de AT, pruebas funcionales de los seccionadores. Corrección de galvanizado y pintura.	---	---
3	A	9	1	S	N	N	S	N	S					2	Búsqueda de falla	Registro de corriente de saturación de los TC's y análisis de los resultados	---	---
3	A	9	2	S	N	N	S	S						3	Bajo Condición	Realizar pruebas termográfica en el conexión de AT de los TC's	---	---
3	A	10	1	S	N	N	S	S						1	Bajo Condición	Medición periódica de resistencia y estado de contactos y mecanismo de accionamiento en interruptores conectados a las barras de la s/e Pomasqui	---	---
3	A	10	2	S	N	N	S	S						2	Bajo Condición	Realizar estudios periódicos de ajustes de protecciones asociadas a las líneas	---	---
3	A	10	3	S	N	N	S	S						3	Bajo Condición	Chequeo del sistema de control de los interruptores	---	---
3	A	11	1	S	N	N	S	S						1	Bajo Condición	Inspección detallada del sistema de barras del terciario Pruebas de resistencia de aislamiento en los transformadores detectores de falla tierra. Reajuste y limpieza de la resistencia de puesta a tierra de barra 13.6 kV	---	---
4	A	1	1	N				N	S					1	Reacondicionamiento programado	Inspección del estado de la infraestructura asociada al transformador extremo de ductos de cables, canaletas, letreros de advertencia de peligro, área de contención de agua y aceite derramado, tubería de drenaje hacia el sistema de aguas aceitosas, iluminación tomacorrientes. Corregir elementos dañados/deteriorados de la infraestructura asociada al transformador extremo de ductos de cables, canaletas, letreros de advertencia de peligro, área de contención de agua y aceite derramado, tubería de drenaje hacia el sistema de aguas aceitosas, iluminación tomacorrientes.	---	---



Como se puede ver la plantilla de decisión se resuelve respondiendo a las preguntas planteadas por el diagrama lógico de decisión, con la ayuda principalmente del análisis de riesgos y vulnerabilidad.

Se tienen que considerar que hay algunas tareas de mantenimiento que no han sido tomadas en cuenta como por ejemplo la prueba de voltaje de radio interferencia (RIV) para los transformadores, cuya tecnología esta en desarrollo, por lo cual no son viables técnicamente.

Existen tareas que se duplican debido principalmente a que el origen de diferentes modos de falla puede ser el mismo, como por ejemplo la tarea establecida para el modo de falla 1A2 con el modo de falla 1B1, donde la actividad común de mantenimiento para ambos casos es recalibración de los ajustes del monitor de temperatura (chequeo de software) cada cierto tiempo.

## 5.8 FRECUENCIA DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO

Después de determinar las tareas de mantenimientos eficaces para preservar las funciones del sistema, el siguiente paso es establecer la frecuencia óptima para cada tarea de mantenimiento desde un punto de vista de eficiencia, el estudio se basa en un análisis estadístico de las fallas, mantenimientos correctivos, indisponibilidades que han producido la salida de servicio de los transformadores del Sistema Nacional Interconectado, los datos recolectados van desde el 1 de enero de 1999, hasta 31 de diciembre del 2004, es decir 6 años, lo cual es un limitante cuando se trata de analizar modos de falla que se van desarrollando lentamente.

La metodología del RCM indica que para poder determinar el periodo de realización de las tareas de mantenimiento, se debe conocer primero el tiempo de evolución de los modos de falla, es decir que para determinar la frecuencia de tareas de mantenimiento tipo restauración o reacondicionamiento programado se tiene que basar en el tiempo de ocurrencia entre modos de fallas similares, este tiempo es evaluado por medio de indicadores de la gestión de mantenimiento  $MTTF$  (tiempo medio entre fallas) y  $TTF_{mp}$  (tiempo entre fallas más probable) determinado por medio de una distribución probabilística.

En cuanto a las tareas bajo condición estas se determinan en base al intervalo P-F el mismo que se obtiene a partir de índices como el tiempo entre fallas además de esto, exige un conocimiento de cuando el modo de falla dio muestras de su presencia, este dato es muy complicado obtener debido a que no se lleva registros de estos sucesos, en algunos casos se considero que el momento de la falla potencial coincidía con el tiempo que se reportaba una falla que no ocasionaba salida de servicio instantáneamente, es decir el tiempo entre mantenimientos correctivos que puede ser programados.

Adicionalmente se debe mencionar que en los casos que no se disponía de datos para determinar el intervalo P-F se tomo como una buena opción manejar valores de confiabilidad sobre los cuales debería manejarse el sistema, como criterio general se determino que un valor bueno de confiabilidad se da sobre el 50%, es decir menos del 50% de probabilidad de falla de acuerdo a las distribuciones probabilísticas (exponencial, Weibull, log normal y gamma) que mas ajuste al conjunto de datos de acuerdo al Test de Kolmogorov., las distribuciones de vida son explicadas a profundidad en el capítulo 3

Para la obtención de los índices mencionados se utilizo el programa computacional ICC 1 diseñado en EXCEL el cual nos permite simular distribuciones probabilística de vida en base a datos estadísticos. A continuación se presenta las frecuencias de realización para cada tarea de mantenimiento obtenidas anteriormente:

#### **MODO DE FALLA 1A1**

##### **1. *Inspeccionar que las válvulas de los radiadores estén en posición abierto***

Debido a la falta de datos para determinar el intervalo PF, se tomara como referencia las rutinas de mantenimiento actuales. Entonces el periodo para realizar la tarea descrita es **semestral**

##### **2. *Realizar pruebas de cromatografía a los radiadores. Verificar que no existan diferencias de temperatura mayores a los 10° C entre cada panel radiador.***

Debido a la falta de datos para determinar el intervalo PF, se tomara como referencia tareas similares donde se incluye termografía. Entonces el periodo para realizar la tarea descrita es **bianual**



**3. Inspeccionar detalladamente la superficie de los radiadores.**

Debido a la falta de datos para determinar el intervalo PF se tomara como referencia las rutinas de mantenimiento actuales. Entonces el periodo para realizar la tarea descrita es **semestral**

**MODO DE FALLA 1A2**

**1. Inspeccionar las alarmas de bajo voltaje del sistema de enfriamiento forzado.**

Debido a la falta de datos para determinar el intervalo PF se tomara como referencia las rutinas de mantenimiento. Entonces el periodo para realizar la tarea descrita es **semestral**.

**2. Revisión y/o calibración de los ajustes del monitor de temperatura/chequeo de software, sondas de temperatura, TC's de imagen térmica. (Incluye: Reajuste o reposición de borneras y elementos internos; limpieza interior del gabinete del transformador).**

Para este caso se pudo encontrar el intervalo PF para determinar el periodo de las inspecciones *MTTI*. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:

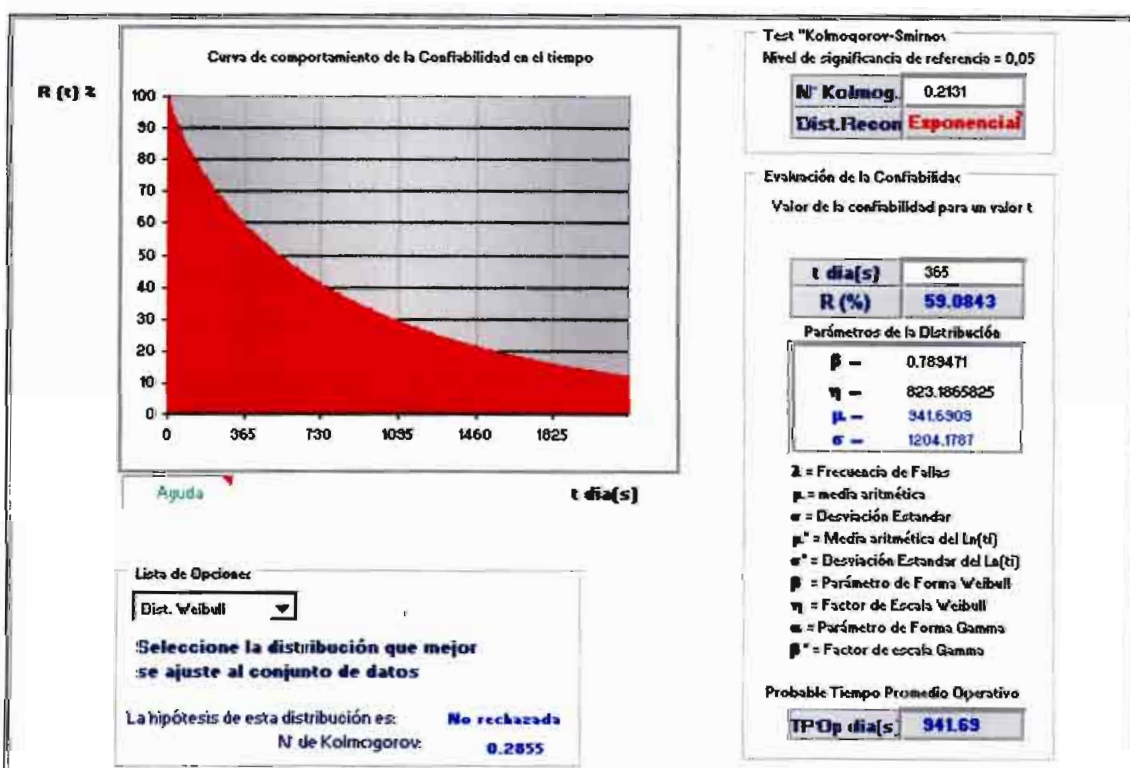
PERIODO OPTIMO DE INSPECCIONES BASADO EN EL INTERVALO P-F		Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo entre fallas potenciales (días)	Tiempo para inspecciones MTTI * (días)	Confiabilidad	
					Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio		438	157	282	log-normal	99.7200
Mas Probable	Distribución	log-normal	Weibull	405.9	log-normal	88.7500
	Magnitud	551.5	145.6			
Periodo actual de mantenimiento				183	log-normal	99.9998
Periodo propuesto por RCM				365	log-normal	95.1735

Entonces el periodo para realizar la tarea descrita es **anual**, con una probabilidad de falla de 4.83 %.

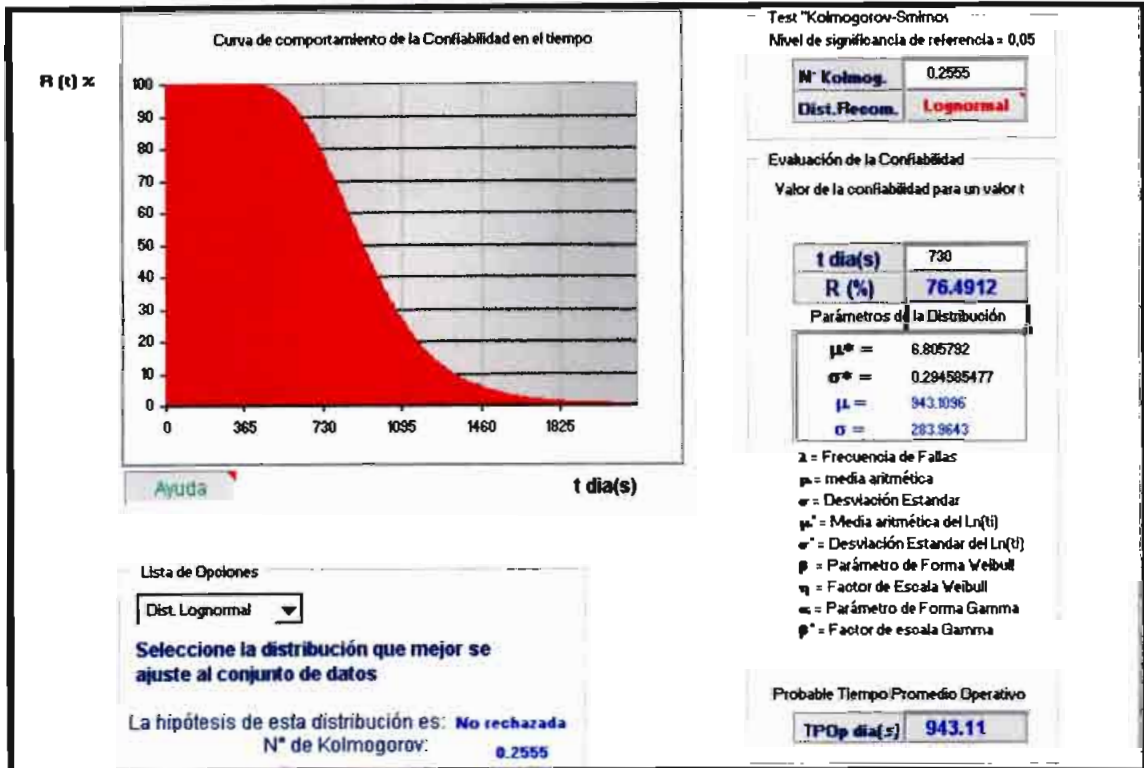
3. Chequeo, ajustes y pruebas funcionales del sistema de refrigeración. (Incluye: Pruebas de resistencia de aislamiento de los motores, medición de corriente y voltaje de los motores, corrección de fallas de pintura y galvanizado)

La simulación se realizó en base a los datos de fallas del sistema de refrigeración de los transformadores del SNT. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:

PERIODO OPTIMO DE PRUEBAS FUNCIONALES BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS		Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para pruebas funcionales (días)	Confiabilidad	
				Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio		649	649	weibull	43.65
Mas Probable	Distribución	weibull 942	942.0	weibull	32.88
	Magnitud				
Periodo actual de mantenimiento			183	weibull	73.70
Periodo propuesto por RCM			365	weibull	59.08



Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **anual**, con una probabilidad de falla del 40.91 %, lo cual se encuentra en un nivel de riesgo tolerable para el sistema.



Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **bianual**, con una probabilidad de falla del 23.5 %, lo cual se encuentra en un nivel de riesgo tolerable para el sistema.

### MODO DE FALLA 2A1

1. Realizar pruebas de reactancia de dispersión para todos los pasos de tap.

Debido a la falta de datos para un análisis estadístico se tomara como referencia el periodo de revisión del Transformador. Esta tarea realizara en el mantenimiento **multianual**

2. Chequeo del bloqueo mecánico de cambiador de tap sin carga.

Debido a la falta de datos para un análisis estadístico se tomara como referencia el periodo de revisión del Transformador. Esta tarea se realizara en el mantenimiento **multianual**

### MODO DE FALLA 2B1

1. Medir la corriente residual de neutro a tierra y analizar resultados.

Esta tarea se agrupa con las rutinas de mantenimiento del sistema de refrigeración. Entonces el periodo para realizar la tarea descrita es **anual**

### MODO DE FALLA 3A1

1. *Inspeccionar visualmente los componentes accesibles de los pararrayos, así como registrar el número de descargas y notificar cualquier anomalía.*

Debido a la falta de datos para un análisis estadístico se tomara como referencia las rutinas de mantenimiento. Entonces el periodo para realizar la tarea descrita es

**Semestral**

2. *Realizar pruebas de factor de potencia, resistencia de aislamiento, corriente de fuga y capacitancia en los pararrayos.*

Debido a la falta de datos para un análisis estadístico se tomara como referencia el periodo de revisión del Transformador. Esta tarea se realizara en el mantenimiento

**multianual**

3. *Realizar pruebas físico químicas al aceite dieléctrico al contenga índices de color, rigidez dieléctrica, tensión interfacial, índice de neutralización, descargas parciales, factor de potencia, contenido de humedad, punto de inflamación.*

De acuerdo a las normas IEEE y IEC dada para el análisis de aceite dieléctrico en transformadores de potencia se establece que el periodo de la tarea descrita es **anual**.

4. *Reemplazar silicagel del deshidratador de aire del tanque conservador*

La tarea descrita se realizara de **acuerdo a la condición**

5. *Realizar pruebas eléctricas completas de devanados: hot spot, resistencia de aislamiento, absorción dieléctrica, grado de polarización, relación de transformación, factor de potencia capacitancia, reactancia de dispersión para cada valor de tap.*

Debido a la falta de datos para un análisis estadístico se tomara como referencia el periodo de revisión del Transformador. Esta tarea se realizara en el mantenimiento **multianual**

6. *Reajustar y limpiar la conexión a tierra del núcleo y el tanque.*

Esta tarea se agrupa con las rutinas de mantenimiento del sistema de refrigeración. Entonces el periodo para realizar la tarea descrita es **anual**

**MODO DE FALLA 3A2**

1. *Realizar prueba de análisis de respuesta de frecuencia.*

Debido a la falta de datos para un análisis estadístico se tomara como referencia el periodo de revisión del Transformador. Esta tarea se realizara en el mantenimiento **multianual**

**MODO DE FALLA 3A3**

1. *Revisión y/o calibración de los ajustes del monitor de temperatura/chequeo de software, sondas de temperatura, TC's de imagen térmica.*

Esta tarea ya fue analizada anteriormente, entonces el periodo para realizar la tarea descrita es **anual**

2. *Todas las tareas de mantenimiento aplicadas a la falla funcional 1A son empleadas en este modo de falla.*

Igual que las tareas los periodos también son iguales

3. *Realizar pruebas de cromatografía al aceite dieléctrico (Incluye realizar pruebas del aislamiento sólido como: análisis de furanos, emisiones acústicas)*

De acuerdo a las normas IEEE y IEC dada para el análisis de aceite dieléctrico en transformadores de potencia se establece que el periodo de la tarea descrita es **anual**.

4. *Registrar temperatura máxima de los 3 devanados, aceite y la temperatura ambiental. Verificar que la temperatura observada corresponda a la corriente o potencia registrada*

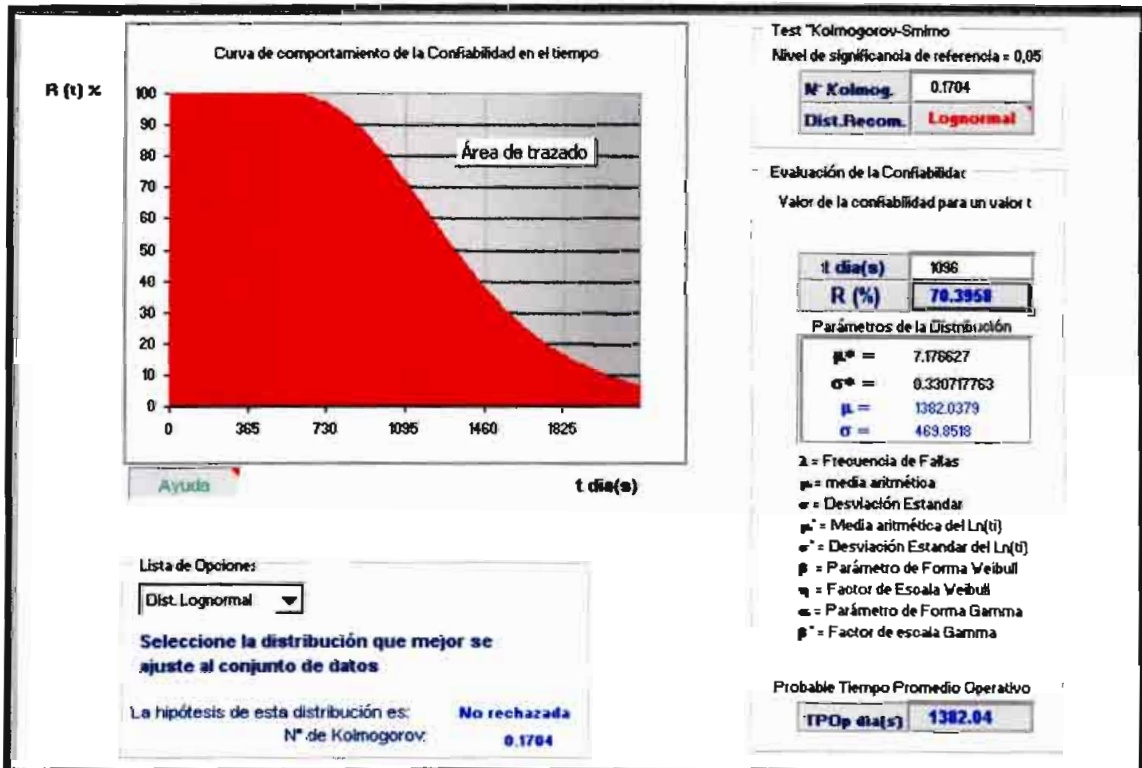
El periodo para realizar la tarea descrita es **diario**

**MODO DE FALLA 3A4**

1. *Inspeccionar detalladamente los bushings (nivel de aceite, porcelana, terminales de alta)*

La simulación se realizó en base a los datos de fallas de los bushings de los transformadores del SNT. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:

PERIODO OPTIMO DE PRUEBAS BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS		Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para pruebas funcionales (días)	Confiabilidad	
				Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio		1376	1376	log normal	43.95
Mas Probable	Distribución	log normal 1382	1382.0	log normal	43.43
	Magnitud				
Periodo actual de mantenimiento					
Periodo propuesto por RCM			1096	log normal	70.39



Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **cada 3 años**, con una probabilidad de falla de 29.61%, lo cual se encuentra en un nivel de riesgo tolerable para el sistema.



2. Realizar pruebas a los bushings de factor de potencia, capacitancia, resistencia de aislamiento, corriente de fuga. Limpieza de la superficie aislante del bushings

Debido a la falta de datos para un análisis estadístico se tomara como referencia el periodo de revisión del Transformador. Esta tarea se realizara en el mantenimiento **multianual**

### MODO DE FALLA 3A5

1. Reajuste total de la estructura del transformador

Debido a la falta de datos para un análisis estadístico se tomara como referencia el periodo de revisión del Transformador. Esta tarea se realizara en el mantenimiento **multianual**

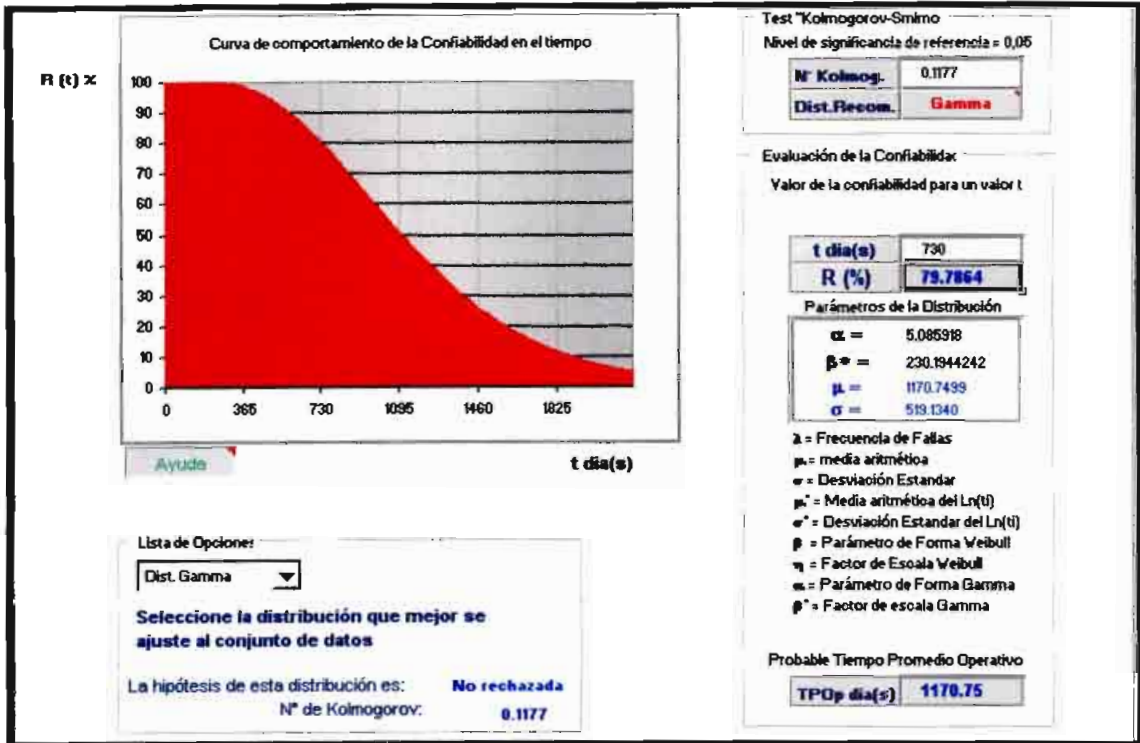
2. Corregir fallas de pintura y galvanizado.

Esta tarea será realizada de acuerdo a la condición del ítem observada en las inspecciones realizadas al transformador cada **2 años**.

3. Inspeccionar el indicador de nivel de aceite ubicado en el tanque conservador así como verificar hermeticidad del tanque, rele buchholtz, conservador, juntas de tuberías, radiadores.

La simulación se realizo en base a los datos de fallas debido a fugas de aceite de los transformadores del SNT. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:

PERIODO OPTIMO DE INSPECCIONES BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS		Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para pruebas funcionales (días)	Confiabilidad	
				Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio		1167	1167	gamma	44.41
Mas Probable	Distribución Magnitud	gamma 1171	1171.8	gamma	44.00
Periodo actual de mantenimiento					
Periodo propuesto por RCM			730	gamma	79.78



Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **cada 2 años**, con una probabilidad de falla del 20.22 %, lo cual se encuentra en un nivel de riesgo tolerable para el sistema.

### MODO DE FALLA 3A6

1. *Calibrar y realizar pruebas funcionales de las protecciones mecánicas como: indicador de nivel de aceite, rele de gas Buchholtz, rele de protección del cambiador de tap sin carga, válvula de alivio de presión.*

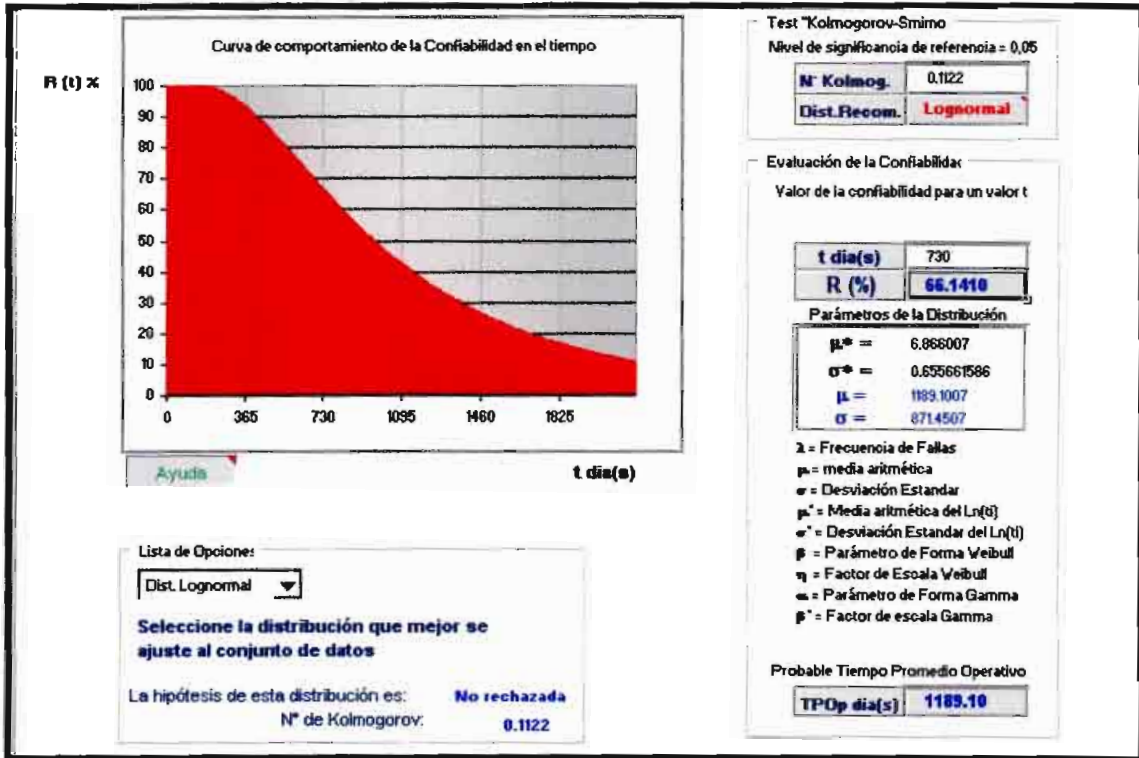
Debido a la falta de datos para un análisis estadístico se tomara como referencia el periodo de revisión del Transformador. Esta tarea se realizara en el mantenimiento **multianual**

2. *Inspeccionar detalladamente todos los dispositivos de protección, borneras, contactos y accesorios. Limpiar contactos y borneras. Verificar hermeticidad. Apretar conexiones de cables de control. Efectuar pruebas funcionales de todos los circuitos de protección (alarmas y disparos).*

La simulación se realizo en base a los datos de fallas debido a las protecciones mecánicas de los transformadores del SNT. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:



PERIODO OPTIMO DE INSPECCIONES BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS		Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para inspecciones (días)	Confiabilidad	
				Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio		1103	1103	log normal	41.55
Mas Probable	Distribución	log normal	1189.1	log normal	37.15
	Magnitud				
Periodo actual de mantenimiento					
Periodo propuesto por RCM			730	log normal	66.14



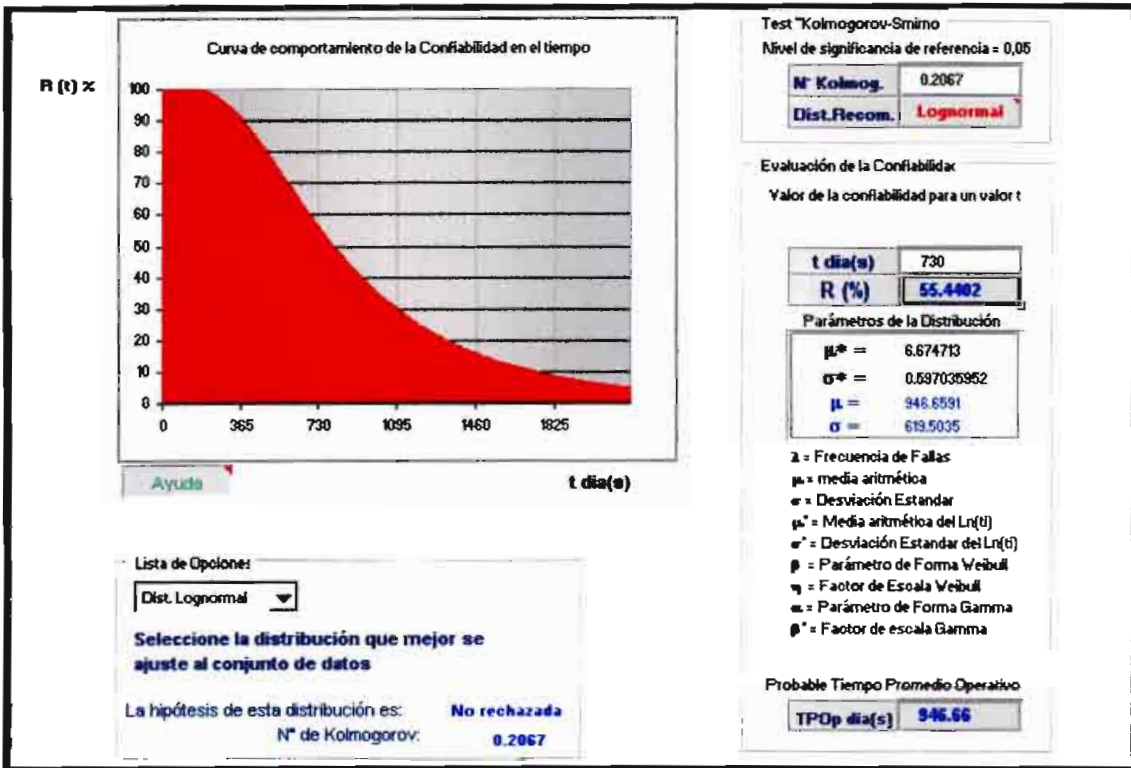
Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **cada 2 años**, con una probabilidad de falla del 33.86 %, lo cual se encuentra en un nivel de riesgo tolerable para el sistema.

### MODO DE FALLA 3A7

1. *Inspeccionar detalladamente los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios. Reajuste de conexonado de puesta a tierra. Verificar hermeticidad y calefacción de los gabinetes de PCM. Apretar conexiones de cables de control.*

La simulación se realizo en base a los datos de fallas debido a las partes complementarias de las protecciones eléctricas de los transformadores del SNT. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:

PERIODO OPTIMO DE INSPECCIONES BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS	Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para inspecciones (días)	Confiabilidad	
			Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio	902	902	log normal	41.38
Mas Probable	Distribución	log normal	log normal	38.24
	Magnitud	947		
Periodo actual de mantenimiento		365	log normal	90.28
Periodo propuesto por RCM		730	log normal	55.44

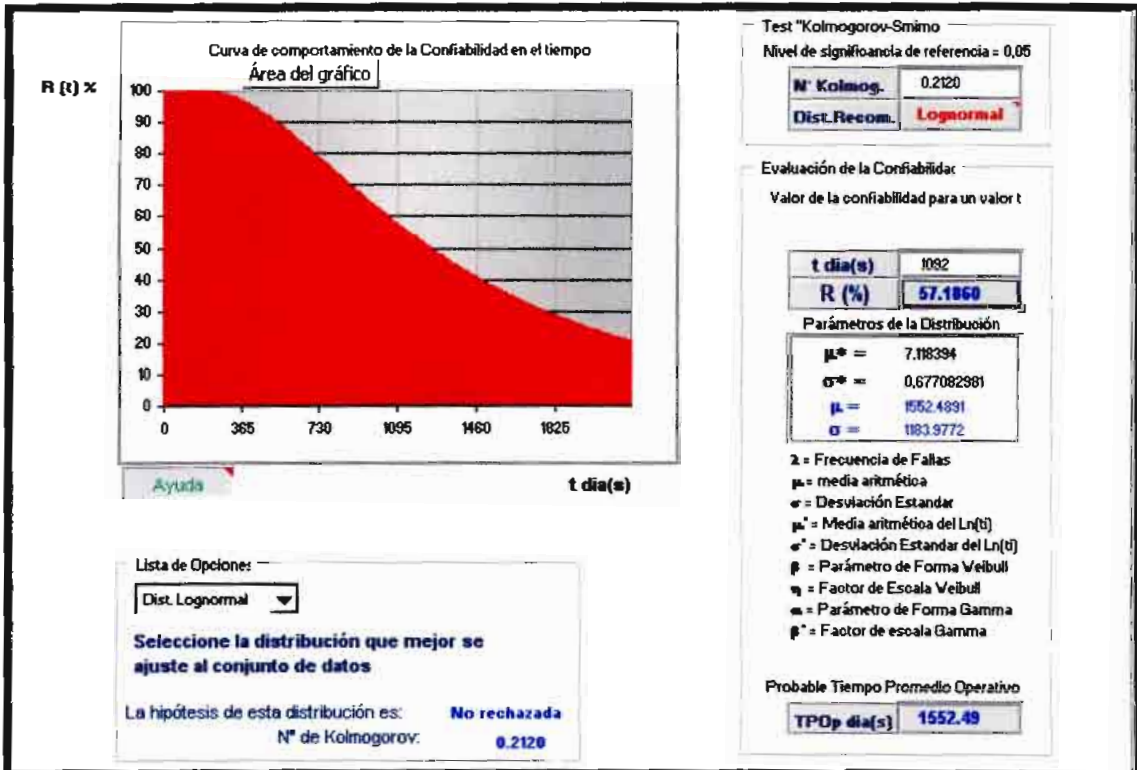


Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **cada 2 años**, con una probabilidad de falla del 44.66 %, lo cual se encuentra en un nivel de riesgo tolerable para el sistema.

2. *Calibrar y realizar pruebas funcionales de las protecciones eléctricas como: relé diferencial, rele de sobrecorriente, rele de falla tierra. Efectuar pruebas de recomisionamiento de todos los circuitos de protección (alarmas y disparos).*

La simulación se realizo en base a los datos de fallas debido a los relés de protección eléctrica de los transformadores del SNT. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:

PERIODO OPTIMO DE PRUEBAS FUNCIONALES BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS		Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para pruebas funcionales (días)	Confiabilidad	
				Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio		1465	1465	log normal	40.01
Mas Probable	Distribución	log normal	1552.5	log normal	36.73
	Magnitud	1552			
Periodo actual de mantenimiento					
Periodo propuesto por RCM			1092	log normal	57.18



Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **cada 3 años**, con una probabilidad de falla del 42.97 %, lo cual se encuentra en un nivel de riesgo tolerable para el sistema.

### 3. Auditoria de procesos y revisión de procedimientos

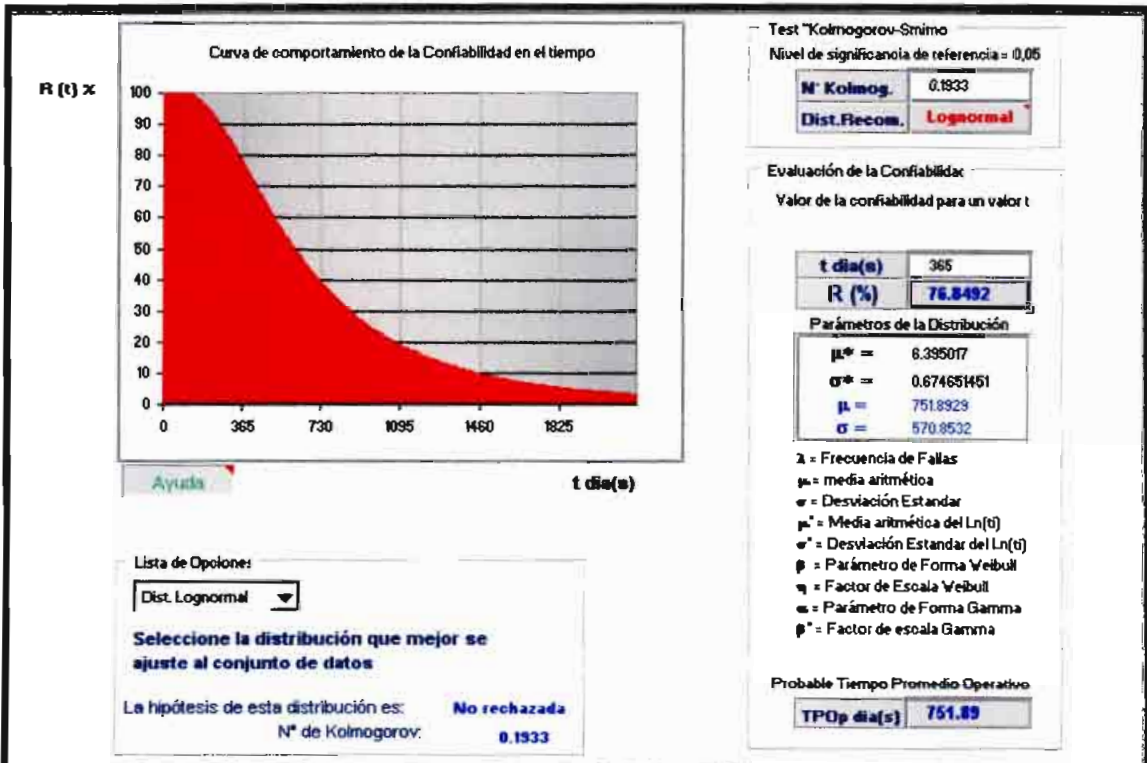
Transelectric ha establecido de acuerdo a la norma ISO 9001, revisión y actualización de los procesos y sus procedimientos **cada 3 años**.

**MODO DE FALLA 3A8**

1. *Inspeccionar los disyuntores y seccionadores asociados (Incluye: chequeo, limpieza, nivel de SF6 de los disyuntores, corrección de galvanizado y pintura, inspección de puesta a tierra de disyuntor).*

La simulación se realizó en base a los datos de fallas debido al nivel de SF<sub>6</sub> de los disyuntores asociados a los transformadores del SNT. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:

PERIODO OPTIMO DE INSPECCIONES BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS	Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para inspecciones (días)	Confiabilidad	
			Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio	705	705	log normal	40.44
Mas Probable	log normal 752	751.9	log normal	36.78
Distribución Magnitud				
Periodo actual de mantenimiento		365	log normal	76.84
Periodo propuesto por RCM		365	log normal	76.84



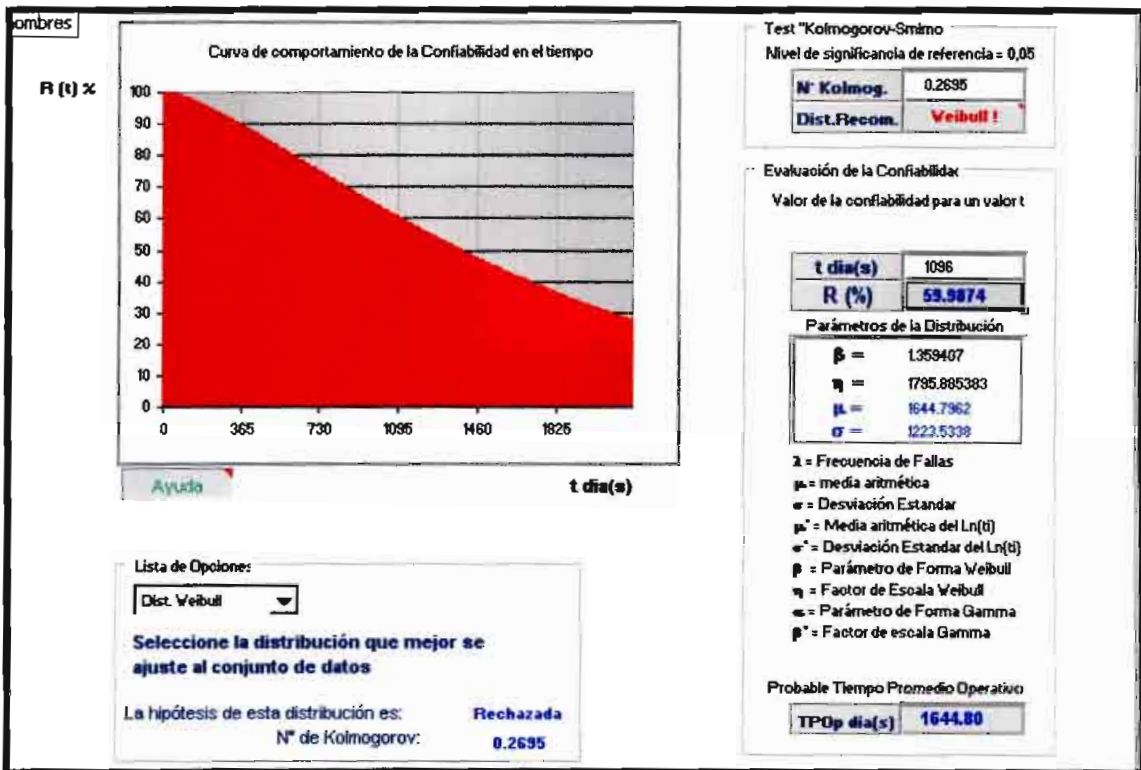
Entonces el periodo para realizar la tarea descrita es **anual**, con una probabilidad de falla de 23.15 %, el cual se encuentra en un nivel de riesgo tolerable para el sistema.



2. Prueba de resistencia de contactos, tiempos de cierre y apertura, termografía de los gabinetes y conexionado de AT de los disyuntores, pruebas funcionales en los seccionadores.

La simulación se realizó en base a los datos de fallas debido a puntos calientes en los disyuntores asociados a los transformadores del SNT. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:

PERIODO OPTIMO DE PRUEBAS BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS		Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para pruebas (días)	Confiabilidad	
				Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio		1511	1511	log normal	40.01
Mas Probable	Distribución	log normal	1552.5	log normal	36.73
	Magnitud	1552			
Periodo actual de mantenimiento			365	log normal	89.16
Periodo propuesto por RCM			1096	log normal	59.98



Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **cada 3 años**, con una probabilidad de falla de 40 %, lo cual se encuentra en un nivel de riesgo tolerable para el sistema.

**MODO DE FALLA 3A9**

1. Realizar inspección detallada de los TC's (gabinetes, conexionado de AT, superficie) así como registrar la corriente en el secundario.

Debido a la poca cantidad de datos no se pudo establecer una distribución probabilística ha este modo de falla. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:

PERIODO OPTIMO DE INSPECCIONES BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS		Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para inspecciones (días)	Confiabilidad	
				Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio		979	979		
Mas Probable	Distribución	log normal			
Periodo actual de mantenimiento	Magnitud	979	979.2		
Periodo propuesto por RCM			730		

Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea de mantenimiento descrita es **bianual**

2. Realizar pruebas de termografía en el conexionado de alta de los TC's

Debido a la falta de datos, esta tarea de mantenimiento será realizada conjuntamente con las pruebas de termografía del transformador. Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea de mantenimiento descrita es **bianual**

**MODO DE FALLA 3A10**

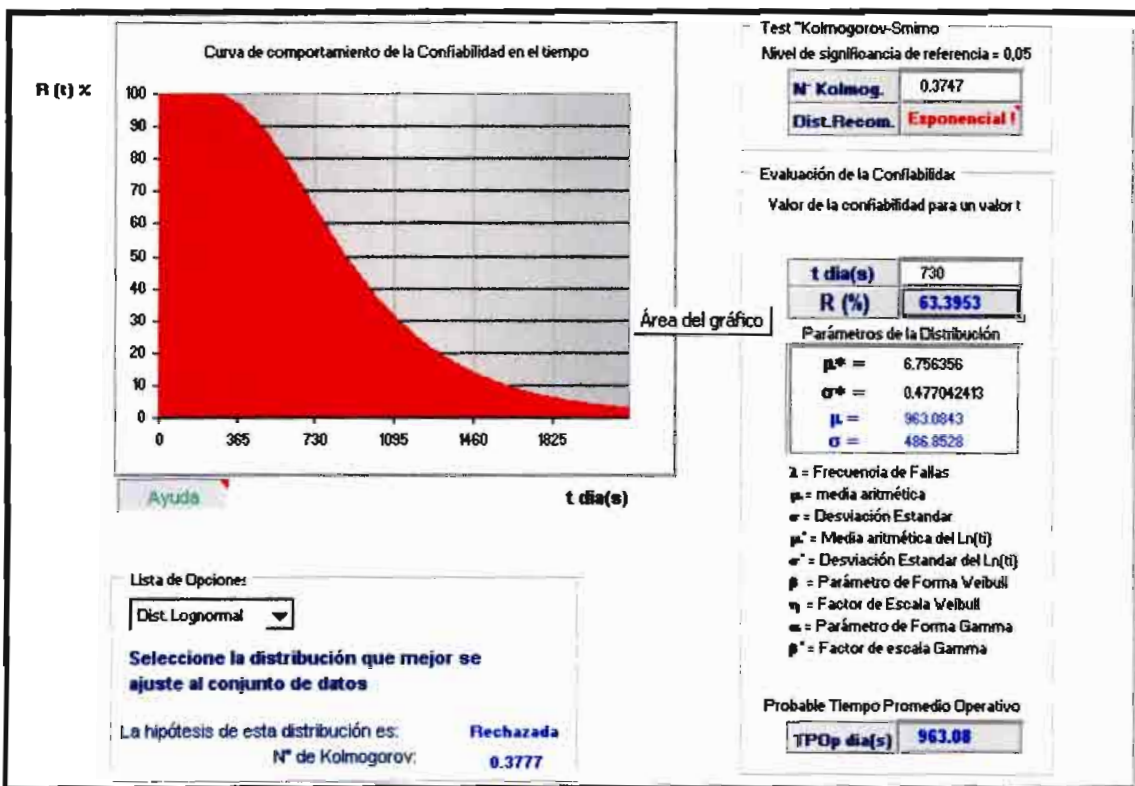
1. Medición periódica de resistencia y estado de contactos, mecanismo de accionamiento de los interruptores de la línea Col 1, Sta. Rosa 1 y Quito 1 de la S/E Pomasqui.

Esta tarea de mantenimiento será realizada conjuntamente con las pruebas funcionales de los disyuntores asociados al transformador. Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **cada 3 años**

2. Realizar estudios periódicos de ajustes de protecciones asociadas a las líneas y chequeo del sistema de control.

La simulación se realizó en base a los datos de fallas debido a las protecciones de líneas que ocasionaron la salida de algún transformador. A continuación se observan los resultados obtenidos del análisis estadístico:

PERIODO OPTIMO DE INSPECCIONES BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS		Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para inspecciones (días)	Confiabilidad	
				Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio		940	940	log normal	42.55
Mas Probable	Distribución	exponencial 940	940.1	log normal	42.55
	Magnitud				
Periodo actual de mantenimiento			365	log normal	93.37
Periodo propuesto por RCM			730	log normal	63.39



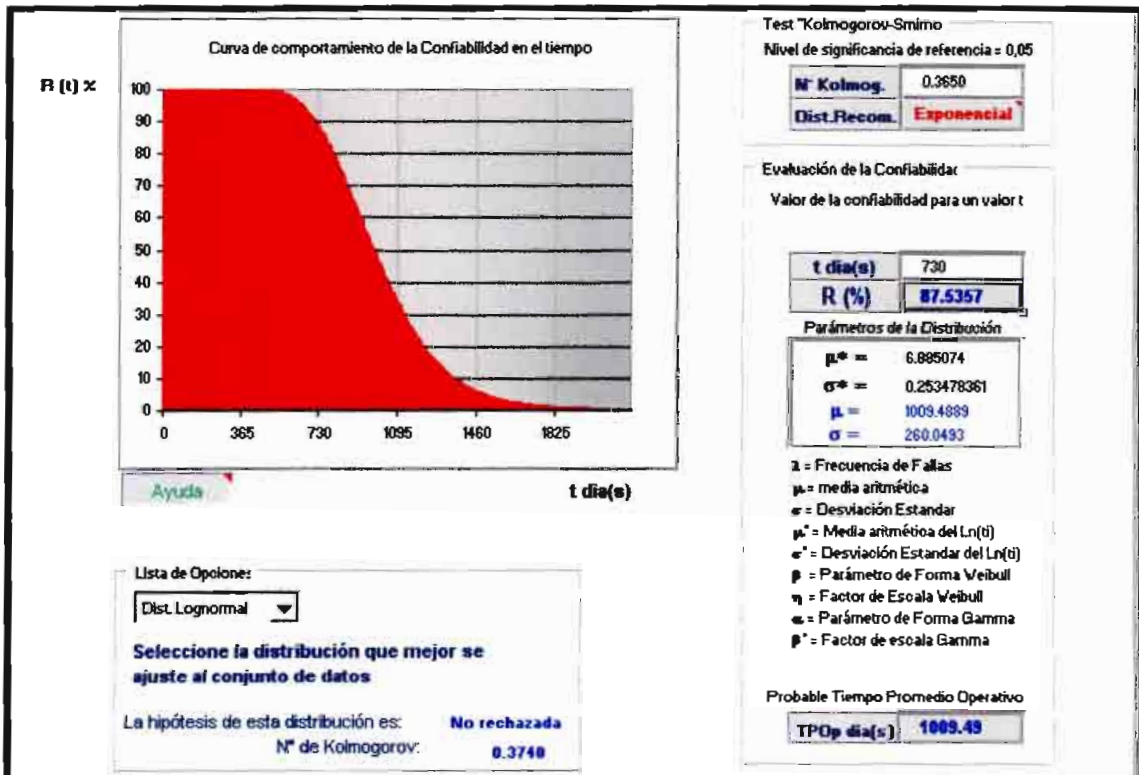
Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **cada 2 años**, con una probabilidad de falla de 37.61 %, lo cual se encuentra en un nivel de riesgo tolerable para el sistema.

**MODO DE FALLA 3A11**

1. Inspección detallada del sistema de barras del terciario. Pruebas de resistencia de aislamiento en los transformadores detectores de falla tierra. Reajuste y limpieza de la resistencia de puesta a tierra de barra 13.8 kV.

La simulación se realizó en base a los datos de fallas en el terciario de los transformadores del SNT. A continuación se observa los resultados obtenidos del análisis estadístico:

PERIODO OPTIMO DE INSPECCIONES BASADO EN EL TIEMPO ENTRE FALLAS		Tiempo entre fallas funcionales (días)	Tiempo para inspecciones (días)	Confiabilidad	
				Distribución probabilística	Porcentaje (%)
Promedio		1002	1002	log normal	46.12
Mas Probable	Distribución	exponencial	1002.0	log normal	46.12
	Magnitud				
Periodo actual de mantenimiento			365	log normal	99.99
Periodo propuesto por RCM			730	log normal	87.53



Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **cada 2 años**, con una probabilidad de falla de 13.67 %, lo cual se encuentra en un nivel de riesgo bajo para el sistema.



2. *Realizar pruebas de termografía del sistema de barras de terciario*

Debido a la falta de datos, esta tarea de mantenimiento será realizada conjuntamente con las pruebas de termografía del transformador. Entonces el periodo propuesto para realizar la tarea descrita es **cada 2 años**

**MODO DE FALLA 4A1**

1. *Inspección del estado de la infraestructura asociada al transformador extremo de ductos de cables, canaletas, letreros de advertencia de peligro, área de contención de agua y aceite derramado, tubería de drenaje hacia el sistema de aguas aceitosas, iluminación tomacorrientes.*

De acuerdo con las rutinas de operación para las subestaciones del SNT, el periodo propuesto para realizar esta tarea de mantenimiento descrita es **diario**.

2. *Corregir elementos dañados/deteriorados de la infraestructura asociada al transformador extremo de ductos de cables, canaletas, letreros de advertencia de peligro, área de contención de agua y aceite derramado, tubería de drenaje hacia el sistema de aguas aceitosas, iluminación tomacorrientes.*

El periodo propuesto para realizar esta tarea descrita es **a condición**

Como se observa, algunas tareas de mantenimiento deben ser realizadas con el autotransformador ATU de Pomasqui desenergizado, lo cual es un grave limitante en cuanto a su ejecución, debido a que la salida de servicio acarrearía costos adicionales a los de mantenimiento regular. Debido a esto, dichas actividades han sido agrupadas dentro del mantenimiento multianual.

El periodo de revisión o mantenimiento multianual del autotransformador debe ser establecido en base a la distribución de vida probabilística del transformador, es decir realizar este mantenimiento cuando la confiabilidad del equipo este disminuyendo y con su acción se pueda aumentar la vida útil del mismo. Pero establecer este estudio es muy complejo, debido a la cantidad de información que se debe obtener como por ejemplo:

- Régimen operativo.- condiciones de sobrecarga permanente, sobrevoltajes, variaciones de frecuencia, sobrecorrientes por fallas externas.
- Condiciones operativas.- excesivo polvo, humedad, ambiente salino, temperatura ambiental.
- Régimen de mantenimiento.- periodicidad, efectividad de las medidas, mantenimiento incorrecto.

• Todos estos parámetros influyen de uno u otra manera en la vida útil del transformador. A parte de toda la información necesaria, también está el aspecto de la metodología a aplicar, la cual en este momento no es muy difundida y todavía está en proceso de investigación.

Entonces lo que se plantea es realizar una distribución probabilística de la vida útil del autotransformador por medio de los tiempos operativos de los transformadores del SNT con una edad mayor a los 25 años, este valor es seleccionado debido a que la vida útil para los mismos, determinada por los fabricantes está entre los 25 y 30 años.

### 5.8.1 PERIODO DEL MANTENIMIENTO MULTIANUAL

En el mantenimiento multianual se incluyen tareas de mantenimiento que necesariamente para poder realizarlas, se necesita la salida de servicio del autotransformador, es por eso la importancia de saber optimizar este tipo de mantenimiento que ayudan a mejorar la confiabilidad del sistema pero que también ocasionan importantes costos económicos a las empresas cuando su periodicidad es muy corta.

Para resolver este problema se va utilizar la ecuación del mínimo costo para el mantenimiento, esta se base principalmente en hallar la función costo de falla y la función costo del mantenimiento, la suma de las dos funciones determina la función costo total para la empresa cuyo valor mínimo establece el punto óptimo para realizar el mantenimiento multianual en base a un criterio técnico-económico. Entonces el costo total se halla mediante la siguiente ecuación:

$$CT_{(t)} = CF_{(t)} + CM_{(t)} \quad (5.8)$$

Donde

- $CT(t)$ : Función costo total  
 $CF(t)$ : Función costo de falla  
 $CM(t)$ : Función costo de mantenimiento

Si lo que buscamos es describir la relación entre confiabilidad y tiempo de muchos modos de falla, la función de distribución Weibull es uno de los modelos que más se ha trabajado. A diferencia de otro tipo de distribuciones probabilística, la Weibull tiene una ventaja de proporcionar un análisis de falla y predicción de riesgo muy precisos, sin importar el número de datos recolectados, generalmente los resultados son satisfactorios con muy pocos datos. La distribución probabilística Weibull determina claramente tres periodos de vida para los transformadores de potencia:

- *Mortalidad Infantil.*- este periodo se inicia desde el momento de la energización hasta los primeros 5 años donde la probabilidad de falla al principio es alta para luego decrecer rápidamente durante los cinco años, las fallas en este periodo le son asignas a factores como: defectos en el diseño, defecto en el montaje, poco conocimiento en la operación y en el mantenimiento.
- *Vida útil.*- este periodo se inicia desde los 5 años hasta los 25 años, donde la probabilidad de falla es constante y la generación de fallas es totalmente aleatoria.
- *Vejez.*- este periodo se inicia desde los 25 años hasta que el transformador sufra un modo de falla severo que ocasione la salida o sea retirado de servicio por baja confiabilidad, la probabilidad de falla se incrementa rápidamente con el tiempo, las fallas en este periodo le son asignados a factores como; deterioro natural del aislamiento interno sólido del transformador (papel aislante, barniz, etc.) que no puede ser solucionado con mantenimiento.

Entonces en el Sistema Nacional de Transmisión existen 10 transformadores que superan los 25 años, también se considero al autotransformador ATR Ohio de S/E Pascuales que se encuentra fuera de servicio, cuya energización se da en el año 1964 y posteriormente su reparación se da en el año 1998. A partir de esto se obtuvieron los siguientes parámetros de la distribución Weibull:

Parámetros de la distribución Weibull	
$\beta$	9.253989
$g(\beta)$	2.09801E-07
$\theta$	354.8731
$\mu$	337.09
$\sigma$	26.53847978

Donde

- $\theta$ : parámetro de escala
- $\beta$ : parámetro de envejecimiento en meses.
- $\mu$ : media aritmética.
- $\sigma$ : desviación estándar.

Al probar con el Test "Kolmogorov-Smirno", obtenemos que efectivamente se comporta como distribución Weibull.

Test "Kolmogorov-Smirno"	
Nivel de significancia de referencia = 0.05	
Nº Kolmog.	0.3773
Dist.Recom.	Weibull

La hipótesis de esta distribución no es rechazada, debido a que es la mejor que se ajusta al conjunto de datos.

Utilizando los parámetros Weibull, y las ecuaciones presentadas en el capítulo 3 se obtiene la siguiente función para calcular la probabilidad de falla, la confiabilidad y la tasa de falla, permitiéndonos estimar el futuro comportamiento del transformador.

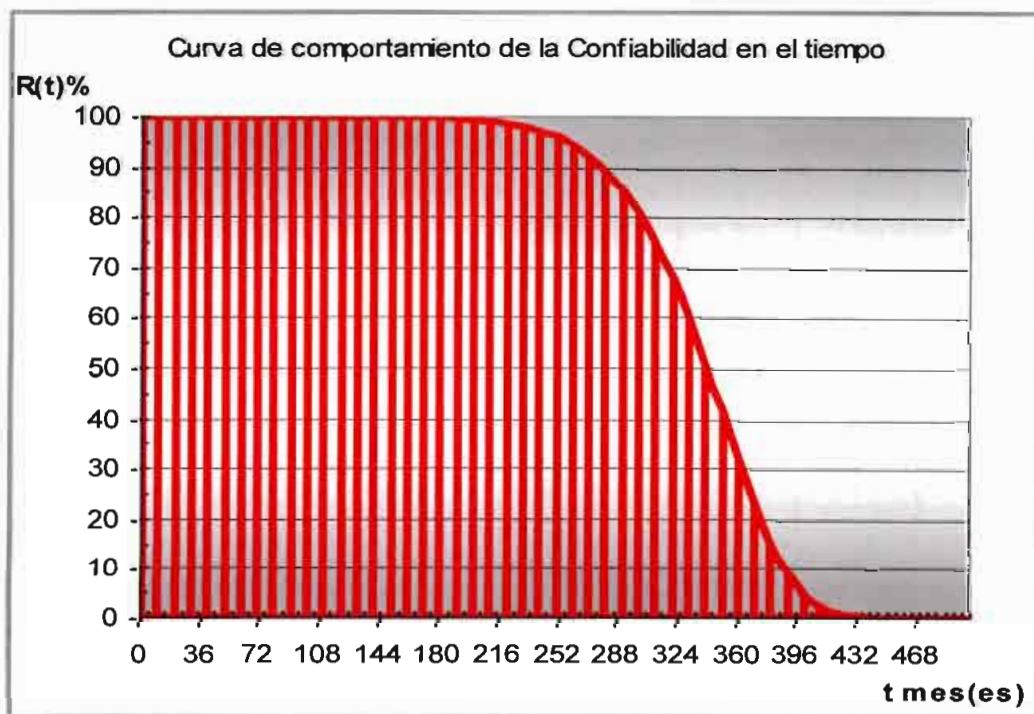


Fig. 24 Función confiabilidad del autotransformador ATU de la S/E Pomasqui

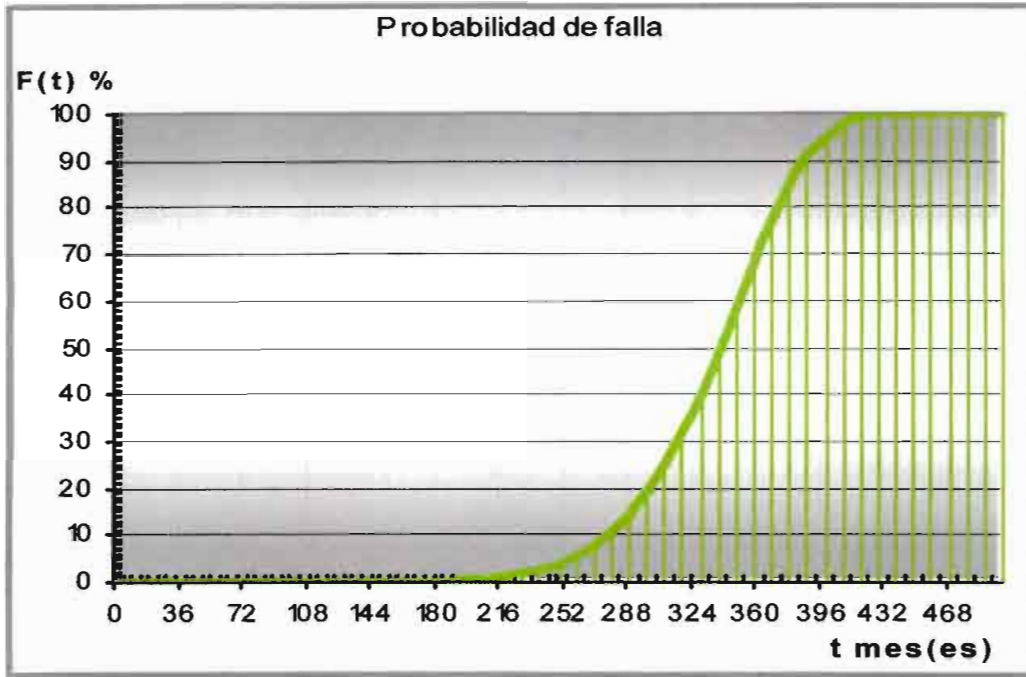


Fig. 25 Función probabilidad de falla del autotransformador ATU de la S/E Pomasqui

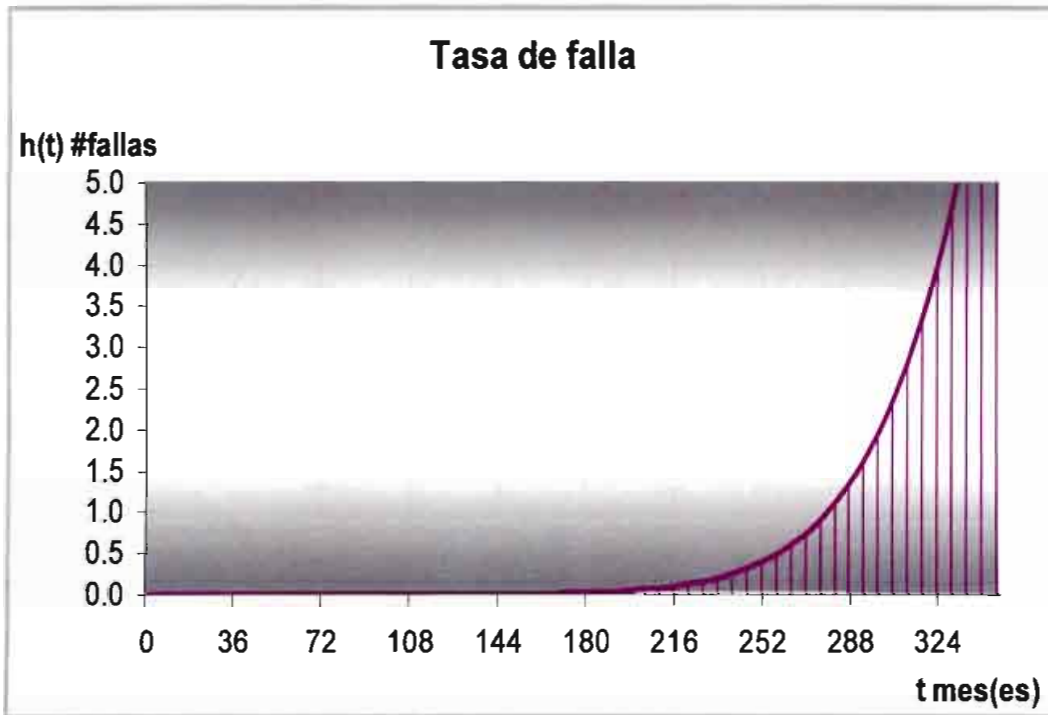


Fig. 26 Función tasa de fallas del autotransformador ATU de la S/E Pomasqui

Al utilizar la función tasa de fallas anteriormente encontrada, se obtiene la frecuencia de fallas severas que el autotransformador ATU de la S/E Pomasqui va a tener durante los próximos 25 años. Este aspecto es fundamental para hallar el costo de falla en función del tiempo, como se ilustra en la siguiente ecuación:

$$CF_{(t)} = CFS \times h_{(t)} \quad (5.9)$$

Donde

$CF_{(t)}$ : Costo de falla en función del tiempo

CFS: Costo de falla severa

$h_{(t)}$ : Función tasa de fallas

El costo para de una falla severa ya se lo estableció cuando se determinan las consecuencias al recurso financiero de una falla interna del transformador, por lo tanto, el costo de una falla severa es:

$$CFS = 1'222,955.0 \text{ USD } \$$$

Para encontrar la función  $CM_{(t)}$  se necesita conocer el costo promedio del mantenimiento multianual. Entonces para obtener la función costo del mantenimiento se debe utilizar la siguiente ecuación:

$$CM_{(t)} = CMm \times \frac{1}{Tp} \quad (5.10)$$

Donde

$CM(t)$ : Costo del mantenimiento en función del tiempo.

CMm: Costo medio del mantenimiento multianual.

$Tp$ : Periodo del mantenimiento multianual.

El costo del mantenimiento multianual se lo determino en base al costo por restricción del sistema, año a año durante la vida útil del transformador, reevaluados con la tasa de inflación (1.6% anual), llevados a valor presente con la tasa de descuento determinado por el CONELEC para el transmisor (7.5%) y así obtener un valor promedio; esto resultados se los puede observar en el anexo 4.

Además se consideró el costo por mano de obra, materiales, transporte y herramientas de una cuadrilla de trabajo conformada por:

- 1 ingeniero
- 2 tecnólogos
- 2 electromecánicos
- 2 ayudantes

La evaluación del costo del mantenimiento multianual se realizara para dos días de trabajo debido al número de tareas que deben ser ejecutadas en este mantenimiento.

Descripción	Valor USD \$
Valor Presente Total	2,846,589.3
Anualidad	191,608.5
Costo por mano de obra	369.0
Costo por transporte	45.0
Costo administrativos	41.4
Costo total del mantenimiento multianual ( por día)	192,063.9
Costo promedio del mantenimiento multianual	384,127.8

Por lo tanto

$$Cm_{multianual} = 384,127.8 \text{ USD \$}$$

La suma de estas dos funciones determina una tercera curva denominada costo total, una vez definida la función costos, hallamos el tiempo para el que  $CT(t)$  es mínimo, para el cual se emplean métodos numéricos:

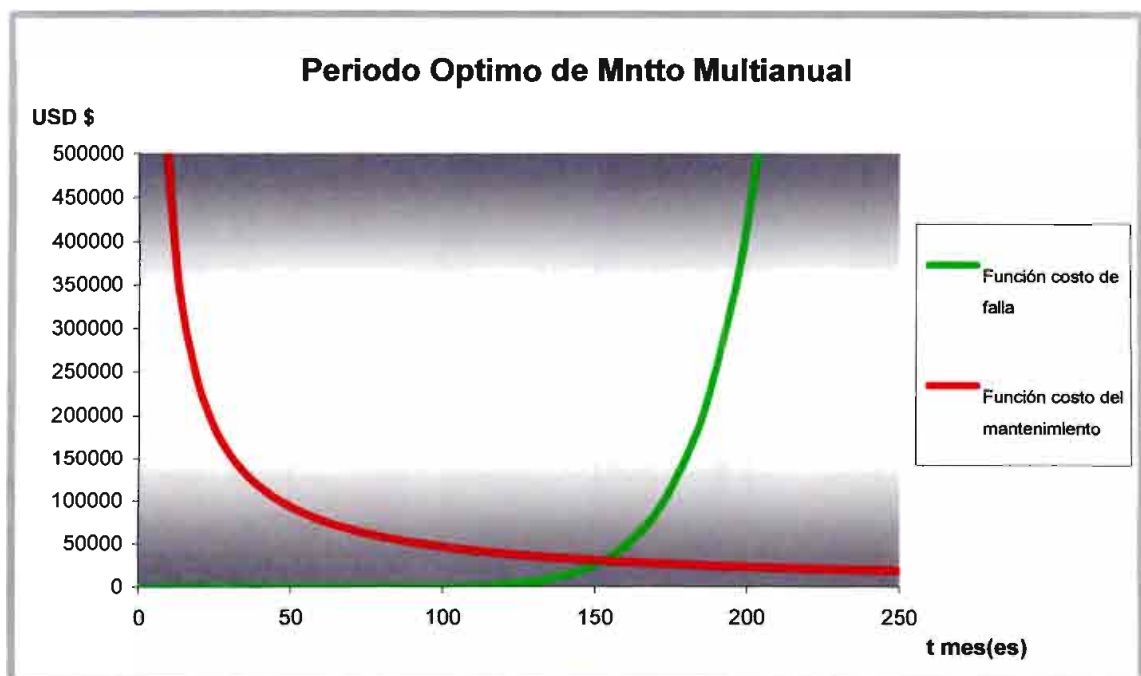


Fig. 27 Periodo optimo del mantenimiento multianual



## 5.9 PLAN DE MANTENIMIENTO

### PLAN DE MANTENIMIENTO PARA EL AUTOTRANSFORMADOR ATU 230/138 kV DE LA S/E POMASQUI

	Nº	Descripción
<b>RUTINAS DE MANTENIMIENTO DIARIO</b>	1	Registrar temperatura máxima de los 3 devanados, aceite y la temperatura ambiental. Verificar que la temperatura observada corresponda a la corriente o potencia registrada.
	2	Inspección del estado de la infraestructura asociada al transformador extremo de ductos de cables, canaletas, letreros de advertencia de peligro, área de contención de agua y aceite derramado, tubería de drenaje hacia el sistema de aguas aceitosas, iluminación tomacorrientes.
<b>RUTINAS DE MANTENIMIENTO SEMESTRAL</b>	1	Inspeccionar que las válvulas de los radiadores estén en posición abierto
	2	Inspeccionar detallada de la superficie de los radiadores
	3	Inspeccionar las alarmas de bajo voltaje del sistema de refrigeración
	4	Inspeccionar visualmente los componentes accesibles de los pararrayos, así como registrar el número de descargas y notificar cualquier anomalía.
<b>RUTINAS DE MANTENIMIENTO ANUAL</b>	1	Recalibración de los ajustes del Monitor de Temperatura/chequeo de software, sondas de temperatura, TC's de imagen térmica.
	2	Chequeo, ajustes y pruebas funcionales del sistema de refrigeración. (Incluye: Pruebas de resistencia de aislamiento de los motores, medición de corriente y voltaje de los motores, corrección de fallas de pintura y galvanizado)
	3	Medir voltaje, corriente y velocidad de los motores durante pruebas funcionales y analizar resultados.
	4	Medir la corriente residual de neutro a tierra y analizar resultados
	5	Realizar pruebas físico químicas al aceite dieléctrico al contenga índices de color, rigidez dieléctrica, tensión interfacial, índice de neutralización, descargas parciales, factor de potencia, contenido de humedad, punto de inflamación.
	6	Reajustar y limpiar la conexión a tierra del núcleo y el tanque.
	7	Realizar pruebas de cromatografía al aceite dieléctrico (Incluye realizar pruebas del aislamiento sólido como: análisis de furanos, emisiones acústicas)
	8	Inspeccionar los disyuntores y seccionadores asociados (Incluye: chequeo, limpieza, nivel de SF6 de los disyuntores, corrección de galvanizado y pintura, inspección de puesta a tierra de disyuntor).



	Nº
<b>RUTINAS DE MANTENIMIENTO MULTIANUAL (10 AÑOS)</b>	1
	2
	3
	4
	5
	6
	7
	8
<b>RUTINAS DE MANTENIMIENTO A CONDICIÓN</b>	1
	2
	3
	4

	Nº	Descripción
<b>RUTINAS DE MANTENIMIENTO BIANUAL</b>	1	Realizar pruebas de termografía a los radiadores. Verificar que no existan diferencias de temperatura mayores a los 10° C entre cada radiador
	2	Realizar pruebas de termografía al gabinete, conexiones, juntas, grapas del conexionado de alta del transformador. Verificar que no existan puntos calientes o diferencias de temperatura mayores a los 10°C entre componentes con funciones idénticas.
	3	Inspeccionar el indicador de nivel de aceite ubicado en el tanque conservador así como verificar hermeticidad del tanque, rele buchholtz, conservador, juntas de tuberías, radiadores.
	4	Inspeccionar detalladamente todos los dispositivos de protección, borneras, contactos y accesorios. Limpiar contactos y borneras. Verificar hermeticidad. Apretar conexiones de cables de control. Efectuar pruebas funcionales de todos los circuitos de protección (alarmas y disparos).
	5	Inspeccionar detalladamente los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios. Reajuste de conexionado de puesta a tierra. Verificar hermeticidad y calefacción de los gabinetes de PCM. Apretar conexiones de cables de control.
	6	Realizar inspección detallada de los TC's (gabinetes, conexionado de AT, superficie) así como registrar la corriente en el secundario.
	7	Realizar pruebas de termografía en el conexionado de alta de los TC's
	8	Realizar estudios periódicos de ajustes de protecciones asociadas a las líneas y chequeo del sistema de control.
	9	Inspección detallada del sistema de barras del terciario. Pruebas de resistencia de aislamiento en los transformadores detectores de falla tierra. Reajuste y limpieza de la resistencia de puesta a tierra de barra 13.8 kV.
	10	Realizar pruebas de termografía del sistema de barras de terciario
<b>RUTINAS DE MANTENIMIENTO TRIANUAL</b>	1	Inspeccionar detalladamente los bushings (nivel de aceite, porcelana, terminales de alta)
	2	Calibrar y realizar pruebas funcionales de las protecciones eléctricas como: relé diferencial, rele de sobrecorriente, rele de falla tierra. Efectuar pruebas de recomisionamiento de todos los circuitos de protección (alarmas y disparos).
	3	Auditoria de procesos y revisión de procedimientos
	4	Prueba de resistencia de contactos, tiempos de cierre y apertura, termografía de los gabinetes y conexionado de AT en los disyuntores, pruebas funcionales en los seccionadores.
	5	Medición periódica de resistencia y estado de contactos, mecanismo de accionamiento de los interruptores de la línea Col 1, Sta. Rosa 1, Quito 1 de la S/E Pomasqui.

## Capítulo VI

# 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 6.1 CONCLUSIONES

Se ha constatado que el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) es una metodología muy compleja y poderosa utilizada en la determinación de planes de mantenimiento. Compleja debido a que se necesita tener un profundo conocimiento del sistema o ítem a analizar; poderosa porque bien manejada y aplicada con las correctas herramientas, los resultados son muy satisfactorios, principalmente cuando una empresa quiere optimizar los recursos empleados para el mantenimiento. Su aplicación debe estar destinada a los equipos más críticos del SNT.

Se ha verificado que para optimizar los recursos de mantenimiento a parte de la aplicación de un plan de mantenimiento efectivo y eficiente, es necesario que la estructura del mantenimiento este claramente definido dentro de un proceso organizativo. Este proceso debe enfocarse en el procesamiento de las novedades presentadas en el Sistema Nacional de Transmisión, mediante un análisis de criticidad y riesgos para el sistema, esto ayudara a la futura aplicación del RCM en los demás transformadores del SNT; seguido por la programación de las actividades de mantenimiento dependiendo del tipo de novedad que surja. El proceso debe ser auditado y normado de acuerdo ha estándares internacionales de calidad como por ejemplo la ISO 9001 u otras alternativas.

Se ha visto que el plan de mantenimiento propuesto en este trabajo tiene su principal enfoque en que el sistema *Suministro de Energía por medio del autotransformador de Pomasqui* siga cumpliendo con las funciones o estándares de ejecución encontradas, esto es una gran ventaja debido a que con esto, se esta garantizando una alta confiabilidad simplemente previniendo las posibles fallas que se puedan presentar. Es decir obtener las funciones, fallas funcionales, modos de falla del sistema descrito, no es más que un análisis de confiabilidad cualitativo, el cual es cuantificado mediante la obtención de las consecuencias de falla.

Cuando se realizó la simulación de la contingencia del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pomasquí, se observó que la topología de la red de la Empresa Eléctrica Quito tiene una gran influencia en los resultados finales. El impacto de la salida de servicio del autotransformador ATU de Pomasquí, sobre la configuración en anillo de la EEQ S.A. no necesariamente trae consigo la interrupción del servicio para los usuarios finales, lo más importante es poder observar que las consecuencias de esta falla se ven atenuadas debido a esta configuración, y puede ser sobre llevada bajo ciertas circunstancias. Esto demuestra que a parte de las tareas mantenimiento necesarias con su respectiva frecuencia de realización, también se necesita implementar instalaciones o configuraciones que ayuden a mantener una alta confiabilidad y disponibilidad del sistema, ante situaciones de emergencia o mantenimiento que ocasionen una indisponibilidad.

El cálculo del precio de la energía no suministrada se basó en modelos econométricos, que como se ve presentó buenos resultados, y refleja aproximadamente todos los costos económicos asociados a la desconexión del servicio eléctrico a una población específica. El valor obtenido específicamente para la ciudad de Quito se asemeja a valores establecidos en Chile y Costa Rica donde existen estudios más profundos acerca de la energía dejada de suministrar y sus impactos en la economía de una determinada región.

La aplicación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad al autotransformador ATU de la S/E Pomasquí, nos permitió establecer un plan de mantenimiento que optimice los recursos y los costos empleados para realizar estas actividades. Esto se debe principalmente a la ampliación del periodo de ejecución de algunas tareas de mantenimiento, sin que este aspecto afecte a la confiabilidad del autotransformador mencionado.

Revisando el plan de mantenimiento actual con respecto al plan de mantenimiento propuesto en este trabajo, se observa claramente que el autotransformador ATU de la S/E Pomasquí tiene un sobre mantenimiento. Este aspecto no necesariamente significa que se esté mejorando la confiabilidad del transformador. Este plan de mantenimiento riguroso para el transformador produce la utilización de recursos humanos, técnicos y logísticos, sin que esto signifique una mejora en la calidad de servicio que brinda TRANSELECTRIC.

Debido al incremento anual de la demanda eléctrica en el país, especialmente en la ciudad de Quito y sus alrededores, una falla o un mantenimiento multianual que ocasione salida de servicio de los transformadores de potencia de la S/E Santa Rosa o de la S/E Pomasqui, será cada vez más crítico para el sistema con el pasar de los años. El plan de expansión de TRANSELECTRIC prevé la instalación de un nuevo transformador en la S/E Santa Rosa para el año 2006, esto se debe principalmente al final de la vida útil del actual transformador de potencia y no a una mejora de la confiabilidad. Del análisis de las consecuencias y el mantenimiento multianual se concluye que para el año 2010 la salida de servicio por cualquier motivo del transformador sea de Pomasqui o de Santa Rosa ocasionara casi de forma segura la salida del otro, por la actuación del relé de sobrecorriente, provocando el colapso de la zona norte y la inestabilidad del Sistema Nacional Interconectado.

El lucro cesante generado por la contingencia del autotransformador de Pomasqui es nulo. Esto se debe a la estructura marginalista del mercado eléctrico ecuatoriano, la cual establece que para la liquidación al transmisor de cada empresa de distribución, se lo realice mediante los factores de nodo, la contradicción se da cuando ocurre una falla en el SNT donde las pérdidas de potencia aumentan lo que produce que el costo variable de transmisión se incremente. De lo que se concluye que cuando existe una contingencia, el transmisor recibe más por el cargo del costo variable de transmisión es decir se esta premiando en ves de sancionado la ineficiencia del agente que ha producido dicha contingencia.

De la experiencia acumulada en este trabajo se puede establecer un modelo de mantenimiento centrado en la confiabilidad que aplique a los transformadores del Sistema Nacional de Transmisión según su tipología es decir transformadores con condiciones operativas, régimen operativo y de mantenimiento semejantes. El agrupamiento de los transformadores ayudaría en el manejo de una base de datos mucho más amplia, con lo cual el análisis estadístico se facilita.

La falta de estadística para establecer la frecuencia de las inspecciones en base al intervalo P-F, tuvo que ser sustituido por la metodología del nivel de confiabilidad exigido como criterio de optimización. La inspección se realiza en un periodo menor al tiempo en el cual la probabilidad de que se presente el modo de falla es 50%, lo que representa que el nivel de riesgo para el sistema debido a cada modo de falla sea menor que tolerable.

Comparando el plan de mantenimiento del fabricante, de TRANSELECTRIC y el propuesto en este trabajo; las tareas de mantenimiento son similares no desconociendo que se ha incluido nuevas tareas como por ejemplo: termografía, revisión periódica de los procedimientos e instructivos de trabajo, etc., de lo que se concluye que las tareas de mantenimiento ya están enfocadas en mantener en servicio al transformador el tiempo que más sea posible. La única forma de optimizar el mantenimiento es por medio de la frecuencia de realización.

Las tareas de mantenimiento que necesitan ser ejecutadas con el transformador fuera de servicio fueron agrupadas dentro del mantenimiento multianual. La obtención del periodo del mantenimiento multianual cada 10 años optimiza el costo total que afecta a la empresa de transmisión, donde se incluye los costos por fallas y los costos por mantenimiento. Este periodo determina cuando la ejecución del mantenimiento multianual causa el menor impacto económico a la empresa, la información para esta evaluación debe ser realimentada constantemente debido a que la implementación de nuevas instalaciones afecta a la evaluación económica de la confiabilidad.

El intervalo actual del mantenimiento multianual es de 8 años, lo que quiere decir que para una vida útil del transformador aproximadamente de 30 años, este saldría en promedio 3 veces de fuera de servicio, con el plan de mantenimiento propuesto para el autotransformador de Pomasqui se tendría en promedio 2 salidas de servicio, lo que significaría un ahorro económico para TRANSELECTRIC producido generalmente por la optimización de los recursos de mantenimiento, dicha ahorro estaría aproximadamente en un 33%.

La diferencia principal del RCM con otras filosofías de mantenimiento es la importancia que esta política de mantenimiento le da a los aspectos de seguridad y de conservación del medio ambiente, priorizando estos factores antes que las consecuencias económicas. Esto debe ser complementado con normas de seguridad y políticas ambientalistas establecidas por TRANSELECTRIC en la ejecución de las actividades de mantenimiento.

## 6.1 RECOMENDACIONES

Realizar un análisis estadístico y de tipología de los transformadores del Sistema Nacional de Transmisión, que permita agruparlos de acuerdo a características similares, con el objeto de encontrar modelos de RCM que se puedan aplicar a los grupos de transformadores.

Establecer claramente los procesos de mantenimiento con sus respectivos procedimientos e instructivos de trabajo permite de una u otra manera distribuir mejor los recursos y optimizar los costos de mantenimiento para las empresas, esto abarca todos los entes encargados del mantenimiento tanto los dueños de las instalaciones TRANSELECTRIC, como las empresas de mantenimiento (outsourcing).

El CONELEC debe establecer un estudio o metodología de cálculo sobre el precio de la energía dejada de suministrar, aunque su implantación como un cargo a los agentes del MEM que ocasionen dicha interrupción, todavía no es viable por la fragilidad del Mercado eléctrico y de sus agentes. Este criterio puede ser utilizado para que los futuros análisis de confiabilidad y de consecuencias de fallas puedan ser más realistas y estén bajo una norma determinada.

Mejorar el procedimiento para el análisis de novedades, basado principalmente en el enfoque presentado por el RCM. Además de presentar indicadores de la gestión del mantenimiento que nos vayan presentando una evaluación del proceso, se realice un análisis de criticidad de las novedades desde un punto de vista de cómo afectaría al sistema. Clasificar las novedades de acuerdo a su importancia desde novedades que representen un peligro para las personas, medio ambiente o disponibilidad para el sistema, hasta novedades que pueden ser solucionadas por el mismo operador de la subestación.

El plan de mantenimiento propuesto debe seguir siendo realimentado con nueva información generada en el proceso de análisis de novedades del SNT, con lo cual se podrían modificar parámetros como el tipo de tareas de mantenimiento a realizar así como la frecuencia para la realización de las mismas.

Se debe realizar un análisis del costo beneficio sobre la inclusión de un nuevo transformador en la subestación Pomasquí, que ayude a mejorar la confiabilidad del sistema ante una falla o mantenimiento que ocasiona la salida de servicio del transformador. El estudio costo-beneficio debe estar basado en las consecuencias de las salidas de servicio del autotransformador durante toda su vida útil ,con respecto al costo total de un nuevo transformador incluyendo los costos por adquisición del mismo, equipo primario, costos por montaje, gastos de operación y mantenimiento, gastos administrativos.

## BIBLIOGRAFIA

1. SAE-JA1011, "EVALUATION CRITERIA FOR REALIABILITY-CENTERED MAINTENANCE PROCESSES", AGOSTO 1999.
2. PARRA, CARLOS, "INDICES TÉCNICOS DE LA GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO", presentación pdvsa, 2003.
3. JOHNSTON, DONALD, "PLAUSIBLE REASONING THEORY IN RELIABILITY-CENTERED MAINTENANCE ANALYSIS", SIMPOSIO ANUAL DE CONFIABILIDAD Y MANTENIBILIDAD, 2002.
4. COMISION DE INTEGRACIÓN ENERGETICA REGIONAL (CIER), "MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN", módulos 1-2-3-4, 2004.
5. UNIVERSIDAD AUSTRAL, "PLANIFICACIÓN Y CONTROL DEL MANTENIMIENTO", módulo 6-clase 1, 2005.
6. CENACE, "NORMALIZACIÓN PARA EL REGISTRO DE FALLAS Y MANTENIMIENTOS E IMPLANTACIÓN DE INDICADORES DE CONFIABILIDAD EN GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN", DICIEMBRE 2002.
7. PATRIOTA DE SIQUEIRA, IONY, "LA FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD", SEMINARIO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y SERVICIOS ASOCIADOS EN SISTEMAS ELECTRICOS, AGOSTO 2003.
8. HENRY BERNAL-ANDRES CASTRO, "MODELO OPTIMO DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA", SEMINARIO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y SERVICIOS ASOCIADOS EN SISTEMAS ELECTRICOS, AGOSTO 2003.
9. TRANSELECTRIC, "PROCESO GES- CODIFICACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO", 2005.
10. SIEMENS, "MANUAL DEL AUTOTRANSFORMADOR ATU 230/138 kV DE LA S/E POMASQUI", 2003.
11. GAUDINO, GABRIEL, "ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO APLICADA AL EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIONES", SEMINARIO INTERNACIONAL DE



MANTENIMIENTO Y SERVICIOS ASOCIADOS EN SISTEMAS ELECTRICOS, AGOSTO 2003.

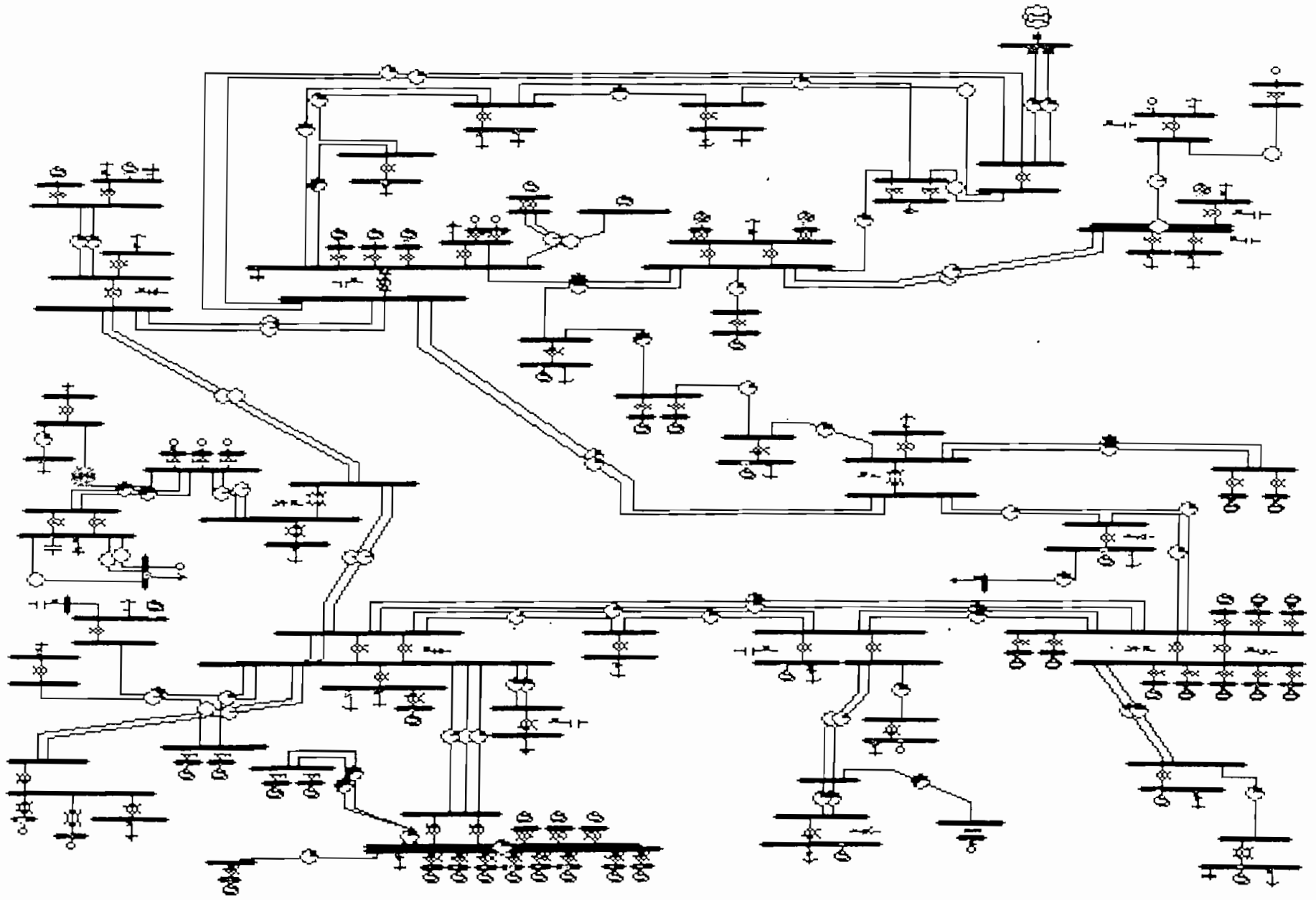
12. WANG, ZHENYUAN, "ARTIFICIAL INTELLEAGENT APPLICATIONS IN THE DIAGNOSIS OF POWER TRANSFORMER INCIPIENT FAULTS", 2000.
13. NACHLAS, JOEL A., "CONFIABILIDAD-MANTENIMIENTO-MANTENIBILIDAD", monografias, 1995.
14. BARTLEY, WILIAM H., "ANALYSIS OF TRANSFORMER FAILURES", PROCCEDINGS OF THE SIXTY NINTH ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE OF DOBLE CLIENTS, ABRIL 2000.
15. CONELEC, "PROCEDIMIENTOS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, VERSIÓN 2.0, 2003.
16. WOODCOCK, DAVIS J., "DEVELOPING RISK-BASED STRATEGIES AND DECISION MODELS FOR IMPROVED SYSTEMS RELIABILITY", WEIDMANN -ACTI 3<sup>RD</sup> ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE, 2004.
17. ERSP, "REGLAMENTO DE OPERACIÓN", PANAMA, AGOSTO 1998.
18. OSAKA TRANSFORMER CO., "INSTRUCTIONS FOR MAINTENANCE AND INSPECTION OF TRANSFORMER", 1998.

## ANEXOS

### CONTENIDO

1. PLANOS DEL AUTOTRANSFORMADOR ATU DE LA S/E POMASQUI
2. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SNI UTILIZADO PARA LA SIMULACIÓN
3. RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN DE LA CONTINGENCIA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATU DE LA S/E POMASQUI.
4. CALCULO DEL PRECIO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA
5. RESULTADOS OBTENIDOS DEL CÁLCULO DEL COSTO DEL MANTENIMIENTO MULTIANUAL.

Diagrama unifilar del SNI utilizado para la simulación



## ANEXOS

Resultados de la simulación de la contingencia del autotransformador de  
Pomasqui

Nombre	Nombre de área	PU Volt	Volt (kV)	Angulo (Deg)
PAUTE-AB	S.N.I.	1.04	14.352	0
PAUTE138	S.N.I.	1.05303	145.318	1.78
PAUTE230	S.N.I.	1.05028	241.564	0.5
CUENC138	S.N.I.	1.01592	140.197	-3.51
CUENCA	EECSUR-C	1.03075	71.122	-6.37
PAUTE-C	S.N.I.	1.05	14.49	5.67
DOS-CERR	S.N.I.	0.98195	225.849	-9.66
DOS-CERR	S.N.I.	1.00837	69.577	-11.2
LOJA-138	S.N.I.	1.01572	140.169	-10.73
LOJA	EESUR-L	1.0783	74.403	-12.51
MILAG230	S.N.I.	0.99701	229.312	-7.75
MILAG138	EEMILAGR	1.01454	140.007	-7.92
MILAG69	S.N.I.	0.99818	68.875	-9.65
BABAH138	S.N.I.	0.979	135.102	-10.68
BABAHOYO	EMELRIOS	0.99045	68.341	-13.28
MACHA138	S.N.I.	1.0074	139.021	-5.51
MACHALA1	EMELORO	0.99511	68.663	-8.56
EDC	111	1.03285	237.555	-2.5
PASCU230	S.N.I.	0.98086	225.598	-9.82
PASCU138	S.N.I.	1.02034	140.807	-11.06
S.ELE138	S.N.I.	1.00437	138.603	-16.38
PASCUALS	EMELEC	1.00997	69.688	-14.09
S.ELENA	EESELE-E	1.05933	73.094	-18.45
POSOR138	S.N.I.	1.01947	140.686	-11.06
POSORJA9	EESELE-P	1.01831	70.264	-12.9
SALITR69	S.N.I.	1.03022	71.085	-8.43
TRINI138	S.N.I.	0.99887	137.844	-11.52
TRINI230	S.N.I.	0.97931	225.242	-10.16
SALIT138	S.N.I.	1.01028	139.419	-10.35
V-INEC-2	S.N.I.	1.03	14.214	-2.86
V-INEC-3	S.N.I.	1.03	14.214	-2.86
G-INEC-4	S.N.I.	1.00509	13.87	-8.43
TRINIT69	EMELEC	1.01002	69.692	-15.32
EQUIL-69	S.N.I.	1.04608	72.18	-5.34
POLIC138	S.N.I.	1.00897	139.237	-12.27
POLICENT	EMELEC	1.02092	70.443	-18.62
QUEVE230	S.N.I.	0.98066	225.553	-11.72
QUEVE138	S.N.I.	1.02644	141.648	-12.98
QUEVEDO	EMLGUR-Q	1.0244	70.684	-13.36
PORTO138	S.N.I.	0.94781	130.798	-19.88
PORTOVIE	EEMANABI	1.0011	69.076	-23.63
S.DGO230	S.N.I.	0.96957	223.001	-11.51
S.DGO138	S.N.I.	1.01224	139.689	-11.26
S.DOMING	EESDOMIN	1.00235	69.162	-13.4
ESMER138	S.N.I.	1.03614	142.987	-3.58
C.T.ESME	S.N.I.	1.02	14.076	1.21
ESMERALD	EMELESA	0.99057	68.35	-7.51
S/E19-AL	EEQUIT-Q	0.9325	128.685	-21.24

## ANEXOS

S/E19-BA	EEQUIT-Q	0.9346	42.9916	-29.16
S.ROS230	S.N.I.	0.94281	216.845	-12.39
S.ROS138	S.N.I.	0.95868	132.298	-17.06
S.ROS-BA	EEQUIT-Q	0.93965	43.224	-25.15
S.ALE138	EEQUIT-Q	0.9307	128.4366	-20.16
S.ALE-BA	EEQUIT-Q	0.95511	43.935	-22.48
G-S.ROSA	S.N.I.	1.01437	13.998	-16.48
CARME138	EEQUIT-Q	0.96584	133.287	-16.68
ELCARMEN	EEQUIT-Q	0.99863	13.781	-12.35
ESPEJ138	S.N.I.	0.93827	129.482	-18.59
ESPEJ-23	S.N.I.	0.93007	21.39161	-36.96
VICEN-BA	EEQUIT-Q	0.94734	43.578	-24.41
VICEN138	S.N.I.	0.9397	129.6786	-19.59
GUANG138	S.N.I.	0.9331	128.768	-19.26
GUANGOPO	S.N.I.	0.98615	6.509	-11.04
LATAC138	S.N.I.	0.97009	133.872	-11.72
MULALO69	ELEPCO	0.96872	66.842	-13.49
IBARR-BA	EENORT-I	0.95396	65.823	-27.21
IBARR138	S.N.I.	0.92921	128.23098	-23.82
IBARRABA	EENORT-I	0.94575	32.628	-25.28
PUCAR138	S.N.I.	1.0074	139.021	-6.9
PUCARA	S.N.I.	0.99247	13.696	-1.35
AMBAT138	S.N.I.	1.00839	139.158	-5.92
TOTOR-BA	EEAMBA-A	0.99931	68.952	-8.59
TOTOR138	S.N.I.	1.01086	139.499	-5.45
TOTOR230	S.N.I.	0.98835	227.32	-7.47
RIOBA230	S.N.I.	0.99955	229.896	-6.45
RIOBA-69	EERIOBAM	0.99979	68.986	-10.72
AGOYA138	S.N.I.	1.03014	142.159	-1.99
AGOYAN	S.N.I.	1	13.8	4.6
AMBAT-BA	EEAMBA-A	1.02747	70.896	-7.77
TULCAN13	S.N.I.	0.92829	128.10402	-25.09
TULCAN69	EMEL-TUL	0.93576	64.568	-26.63
D-PERIPA	S.N.I.	1.025	14.145	-8.69
D-PE-138	S.N.I.	1.02518	141.474	-13.06
CHONE138	EEMANABI	0.97033	133.906	-17.3
CHONE69	EEMANABI	1.00414	69.286	-20.44
SEVER138	EEMANABI	0.96291	132.882	-17.84
CALDE138	EEQUIT-Q	0.9328	128.7264	-21.17
CALDE-23	EEQUIT-Q	0.93154	21.425	-27.8
POMAS230	S.N.I.	0.95434	219.499	-10
POMAS138	EEQUIT-Q	0.9321	128.6298	-21.18
GUARA-BA	EMELBO	0.96979	66.916	-12.5
EMELG-DD	EMLGUR-P	1.00997	69.688	-14.09
EMELG-MI	EMLGUR-P	0.99818	68.875	-9.65
PAPA-ALT	EEQUIT-Q	0.96704	133.451	-16.7
SECCIONA	111	1.02305	141.18	-4.41
CEDEG138	EMLGUR-P	1.02042	140.818	-11.06
EMEL-SAL	EMELEC	1.03018	71.083	-8.43
SALIT-EQ	S.N.I.	1.03021	71.084	-8.42
MONTE-69	EESELE-E	1.00222	69.153	-23.66
FICTICIA	EESUR-L	1.07832	74.404	-12.51
VAP-GUAY	EMELEC	1.03632	71.506	-7.53
IBARRA69	EENORT-I	0.94662	65.317	-26.84

## ANEXOS

IBAR138F	S.N.I.	0.92921	128.23098	-23.82
IPIA138	COLOMBIA	0.93857	129.52266	-25.1
IPIA138	COLOMBIA	0.94637	108.832	-25.1
G-EQIL-2	S.N.I.	1.05	14.49	-0.13
PAUTE-AB	S.N.I.	1.04	14.352	7.54
PAUTE-C	S.N.I.	1.05	14.49	5.67
MEXICO	S.N.I.	0.99511	13.733	-8.56
GENERA	COLOMBIA	1.04	14.352	-0.35
G-PASCUA	S.N.I.	0.98534	13.598	-14.09
ECUAP-SE	S.N.I.	1.05934	14.619	-18.45
V-EMEL-1	EMELEC	1.04	14.352	-4.4
V-TRIN-1	S.N.I.	0.99887	13.784	-11.52
ECUAP-SD	S.N.I.	1.00299	13.841	-9
G-S.ROSA	S.N.I.	0.9303	12.83814	-17.06
CUMBA13.	EEQUIT-Q	0.94734	43.578	-24.41
PUCARA	S.N.I.	0.99247	13.696	-1.35
AGOYAN	S.N.I.	1	13.8	4.6
D-PERIPA	S.N.I.	1.025	14.145	-8.69
G-EQIL-2	S.N.I.	1.04	14.352	-3.11
PAUTE-AB	S.N.I.	1.04	14.352	7.54
PAUTE-C	S.N.I.	1.02467	14.14	0.5
EQUIL138	S.N.I.	1.02934	142.049	-9.65
G-EMEL-1	EMELEC	1.03018	14.217	-8.43
G-S.ROSA	S.N.I.	0.9303	12.83814	-17.06
VPVG-EME	EMELEC	1.05	14.49	-0.33
NAYON13.	EEQUIT-Q	0.94734	43.578	-24.41
D-PERIPA	S.N.I.	1.025	14.145	-8.69
PAUTE-AB	S.N.I.	1.04	14.352	7.54
PAUTE-C	S.N.I.	1.05	14.49	5.67
G-EQIL-3	S.N.I.	1.02934	14.205	-9.65
G-EMEL-2	EMELEC	1.03018	14.217	-8.43
GUAN+CHI	EEQUIT-Q	0.93965	43.224	-25.15
PAUTE-AB	S.N.I.	1.04	14.352	7.54
PAUTE-C	S.N.I.	1.05	14.49	5.67
G-EQIL-3	S.N.I.	1.03	14.214	-2.38
G-EMEL-3	EMELEC	1.03018	14.217	-8.43
GUAL-HER	EEQUIT-Q	0.93965	43.224	-25.15
G-EMEL-5	EMELEC	1.03018	14.217	-8.43
G-EMEL-6	EMELEC	1.03018	14.217	-8.43
G-ALTI-1	EMELEC	1.03018	14.217	-8.43
G-ALTI-2	EMELEC	1.03018	14.217	-8.43
COLOMBIA	S.N.I.	1.02	234.6	0.5

### Cálculo del precio de la energía no suministrada

El valor del costo por energía no suministrada aún no se encuentra cuantificado y está en proceso de estudios por el ente regulador que es el CONELEC.

El valor de esta tarifa relaciona aspectos económicos y sociales, por lo que el determinar su valor a nivel nacional es un poco complejo, resulta poco más apropiado el obtener el valor del costo por energía no suministrada por región, zona, provincia o tipo de consumidor.

Para cuantificar el daño que produciría el dejar desabastecida la ciudad de Quito, se necesita determinar el costo de energía no suministrada, para lo cual se consideró parámetros como PIB (Producto Interno Bruto) y la energía consumida en esta ciudad, ya que el PIB es el valor monetario de los bienes y servicios producidos por una economía en un período determinado.

Además se consideró una constante de elasticidad de la energía eléctrica determinada por la OLADE para Ecuador.

$$CENS = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB_{Quito}}{CONSUMO ENERGIA_{Quito}} \quad [\$ / kWh] \quad (3)$$

Donde:

$\varepsilon$ : 3.4 que es la constante elástica de la energía dada por la OLADE [4]

PIB: \$ 5'000'000,000.00 para el año 2002

Consumo de Energía: 2 462 GWh año 2002

Entonces

$$CENS = 0.60 \$ / kWh$$

## ANEXOS

## Resultados obtenidos del cálculo del costo del Mantenimiento Multianual

Año	Costo por restricción debido a mantenimiento multianual	Reevaluado por la inflación	Valor presente
2004	0	0	0
2005	0	0	0
2006	0	0	0
2007	788.00	826.431662	665.244901
2008	4,674.64	4981.07687	3729.833
2009	12,825.87	13885.302	9671.92698
2010	32,364.49	35598.4451	23066.4225
2011	72,254.12	80745.5416	48669.7709
2012	131,533.68	149343.601	83737.2907
2013	199,836.34	230524.899	120237.977
2014	283,039.72	331729.78	160953.275
2015	371,913.20	442866.042	199884.572
2016	371,913.20	449951.899	188914.163
2017	371,913.20	457151.129	178545.85
2018	371,913.20	464465.547	168746.59
2019	371,913.20	471896.996	159485.149
2020	371,913.20	479447.348	150732.011
2021	371,913.20	487118.505	142459.277
2022	371,913.20	494912.401	134640.582
2023	371,913.20	502831	127251.006
2024	371,913.20	510876.296	120266.997
2025	371,913.20	519050.316	113666.297
2026	371,913.20	527355.121	107427.867
2027	371,913.20	535792.803	101531.826
2028	371,913.20	544365.488	95959.3819
2029	371,913.20	553075.336	90692.774
2030	371,913.20	561924.541	85715.2171
2031	371,913.20	570915.334	81010.847
2032	371,913.20	580049.979	76564.6703
2033	371,913.20	589330.779	72362.5163