

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**MANTENIMIENTO CENTRADO A LA CONFIABILIDAD
PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

PEDRO JAVIER VILLALOBOS LINARES

**PROMOCIÓN
2001 - II**

**LIMA – PERÚ
2006**

**MANTENIMIENTO CENTRADO A LA CONFIABILIDAD PARA
TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

*Dedico este trabajo a:
Mis padres y hermano, que siempre me han apoyado*

SUMARIO

El presente trabajo pretende describir la filosofía del MANTENIMIENTO CENTRADO A LA CONFIABILIDAD aplicado a transformadores de potencia, basado en tres técnicas generales del mantenimiento correctivo, preventivo y basado en la condición del equipo. Dar el fundamento teórico a las diversas técnicas de mantenimiento y utilizarlo como una estrategia para la elección de la técnica de mantenimiento más adecuada. Además se compara económicamente su impacto en los programas de mantenimiento de los transformadores.

ÍNDICE

PRÓLOGO	01
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1. Los desafíos que enfrenta el mantenimiento	02
1.2. El mantenimiento y el RCM	03
1.3. Preguntas para el mantenimiento clásico	04
CAPÍTULO II	
EL MANTENIMIENTO	
2.1. Definiciones	06
2.2. Técnicas de mantenimiento	09
2.2.1. Mantenimiento correctivo (reactivo)	09
2.2.2. Mantenimiento programado (pro activo - preventivo)	09
2.2.3. Mantenimiento basado en la condición (predictivo)	10
2.3. Relación mantenimiento Reactivo vs Pro Activo	10
2.3.1. Mantenimiento basado en calendario y el mantenimiento correctivo	10
2.3.2. Mantenimiento basado en la condición	10
CAPÍTULO III	
ELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE MANTENIMIENTO	
3.1. Características	13
3.2. Generalidades del RCM	14
3.3. RCM: las siete preguntas básicas	14
3.4. Características del RCM	15
3.5. Aspectos intuitivos de la confiabilidad	16
3.6. Metodología general	18
3.7. Tareas pro activas	20
3.8. Proceso de selección de tareas RCM	21

CAPÍTULO IV**ENSAYOS Y PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

4.1.	Análisis físico-químicos al aceite	25
4.2.	Cromatografía de gases disueltos en el aceite	26
4.3.	Análisis de contenido de PCB's	27
4.4.	Proceso de filtrado y desgasificado al alto vacío de transformadores en aceite.	28
4.5.	Prueba de relación de transformación	30
4.6.	Prueba de resistencia de aislamiento	32
4.7.	Prueba de factor de potencia a los aislamientos.	35
4.8.	Prueba de resistencia de óhmica.	37
4.9.	Revisión de cambiadores de tap's	38
4.10.	Inspección y pruebas de accesorios y equipos propios	39
4.11.	Tratamiento al aceite mineral de transformadores	41
4.12.	Prueba de rigidez dieléctrica al aceite	43
	CONCLUSIONES	44
	ANEXOS	44
	BIBLIOGRAFÍA	58

PRÓLOGO

Desde hace varios años se practican estudios y pruebas con el objeto de minimizar todas las funciones de mantenimiento industrial, como el tiempo dedicado al mantenimiento planificado, los tiempos de parada , la cantidad de reparaciones o repuestos, la falta de conocimientos y habilidades del personal que interviene en la maquina (instalación, operación y conservación) y, en fin, todo aquello que de una u otra forma, tienen que hacerse para permitir que los recursos sujetos a mantenimiento continúen operando satisfactoria y económicamente durante todo su ciclo de vida dentro de la calidad esperada. Esto produce como consecuencia, que los fabricante y diseñadores de equipos formen sus criterios de especificación y diseño utilizando un conjunto de ciencia, cuya aplicación trata de llevar al máximo dos de los mas importantes atributos que deben tener los activo fijos de una empresa: “Mantenibilidad y Confiabilidad”

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, el mantenimiento ha cambiado, quizás más que cualquier otra disciplina de gestión. Los cambios son debidos a un aumento grande en el número y variedad de recursos físicos (planta, equipo y edificios) que debe mantenerse en todo el mundo, planes mucho más complejos, nuevas técnicas de mantenimiento, cambios de vista en la organización y responsabilidades de mantenimiento.

Ante este alud de cambios, los gerentes están buscando por todas partes un nuevo enfoque al mantenimiento. Ellos quieren evitar partidas falsas y finales fatales que siempre acompañan desordenes mayores. En cambio buscan una estructura estratégica que sintetice los nuevos desarrollos en un modelo coherente, para que puedan avaluarlos sensiblemente y pueden aplicarlos probablemente para que sean el mayor valor de ellos y de sus compañías.

Si se aplica correctamente, el RCM transforma las relaciones entre las tareas que lo usan, sus recursos físicos existentes y a las personas que operan y mantienen esos recursos. También permite poner a los nuevos recursos en un servicio eficaz con gran velocidad, confianza y precisión.

1.1. Los desafíos que enfrenta el mantenimiento

A grandes rasgos, los desafíos importantes que enfrentan los ingenieros de mantenimiento moderno pueden resumirse como sigue:

- a) Seleccionar las técnicas más apropiadas.
- b) Tratar con cada tipo de proceso de falla.
- c) Colmar todas las expectativas de los dueños de los recursos, los usuarios de los recursos y de sociedad en su conjunto
- d) Del modo más rentable y durable
- e) Con el apoyo activo y cooperación de todas las personas involucradas.

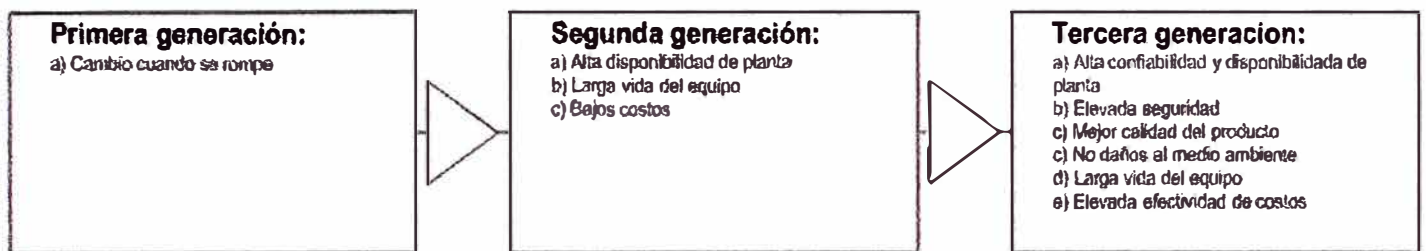


Figura N° 1.1: CRECIMIENTO DE LAS EXPECTATIVAS DEL MANTENIMIENTO

1.2. El mantenimiento y el RCM

Cuando partimos por mantener algo, ¿Qué es lo deseamos causar para que continúe? ¿Cuál es el estado existente que deseamos conservar? La respuesta a estas preguntas puede encontrarse en el hecho que cada recurso físico se pone en servicio porque alguien lo quiere para hacer algo. En otras palabras, ellos esperan completar una función específica. Así que cuando mantenemos un recurso, el estado que deseamos conservar debe ser uno en el que continúa haciendo cualquier cosa que sus usuarios desean hacer.

Mantenimiento:

Asegura que los recursos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que ellos hagan.

Lo que los usuarios quieren dependerá exactamente de dónde y cómo se está usando el recurso (el contexto operativo). Esto lleva a la siguiente definición formal del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad:

Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad:

Es un proceso empleado para determinar los requisitos de mantenimiento de cualquier recurso físico en su contexto operativo.

A la luz de la antigua definición de mantenimiento, una definición más completa de RCM podría ser: "El RCM es un proceso empleado para determinar lo que debe hacerse para asegurar que cualquier recurso físico continúe haciendo cualquier cosa que sus usuarios deseen hacer en su contexto operativo presente".

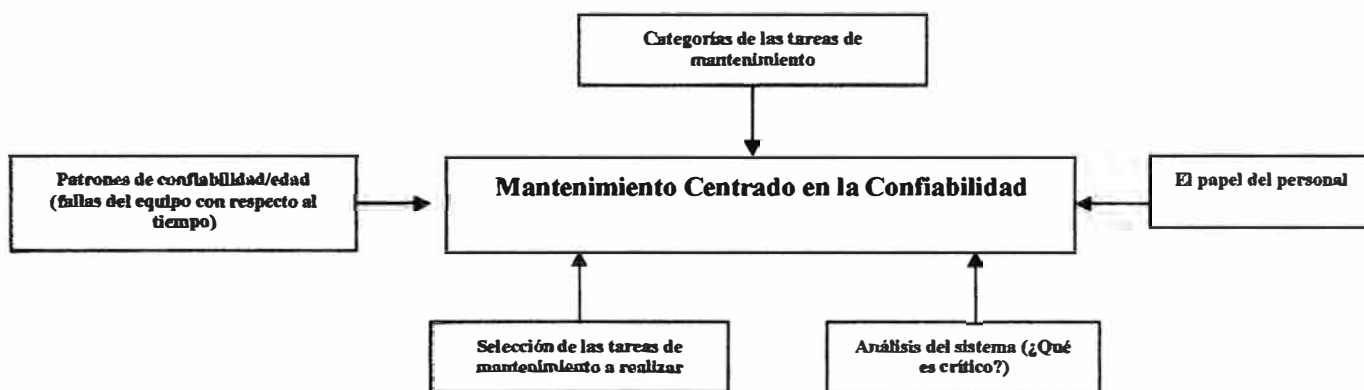


Figura Nº 1.2: Recursos del Mantenimiento Centrado a la Confiabilidad

1.3 Preguntas para el mantenimiento clásico

A) ¿Por qué se ejecuta esta técnica de mantenimiento?

Si no se está seguro de la técnica, se debe determinar si es práctica o no. Una respuesta como "porque esta técnica siempre se hace" no es necesariamente buena. La técnica de mantenimiento que no tiene valor o significado no debería ser hecha, pues serán un desperdicio de dinero y tiempo.

B) ¿Qué se hará con los resultados?

La tarea de mantenimiento ejecutada en transformadores es una cosa, pero lo más importante es registrar datos precisos. Monitoreando estos datos, el técnico puede determinar si un equipo necesita menor o mayor reparación, o si debe ser devuelto al taller lo antes posible. Los datos son importantes pues sirven como referencia sobre el estado físico del equipo y puede servir como una guía para llevar a cabo las tareas de mantenimiento.

C) ¿Qué se debe hacer con los resultados?

Los resultados deben ser almacenados en una manera práctica, ya sea digitalmente o en papel. Deben ser accesibles a todos los interesados, y si se detecta información con la cual se puede ver una tendencia, esta información debe ser compartida con el supervisor inmediato, para que él dé una indicación de los pasos a seguir para corregir los problemas o mejorar situaciones.

D) ¿Cuál es el costo (monetario, confiabilidad, seguridad, etc.) de aplicar cualquier técnica de mantenimiento?

A veces los transformadores tienen un problema inherente por mal diseño, lo cual es notado solamente más tarde durante la vida y envejecimiento del equipo. Es importante en este caso, monitorear el defecto para asegurarse que el servicio no será interrumpido. Sin embargo, puede presentarse el problema de que el costo de monitorear es más grande que el costo del defecto. Así que a veces es mejor dejar que el Equipo/Componente falle para luego reemplazarlo, dependiendo de que tan crítico sea el Equipo/Componente para todo el sistema.

CAPITULO II EL MANTENIMIENTO

2.1 Definiciones

A) Confiabilidad:

Es la probabilidad de estar funcionando sin fallas durante un determinado tiempo en unas condiciones de operación dadas.

B) Soportabilidad:

Es la probabilidad de poder atender una determinada solicitud de mantenimiento en el tiempo de espera prefijado y bajo las condiciones planeadas.

C) Reliability Centered Maintenance RCM (Mantenimiento Centrado a la Confiabilidad):

Es un procedimiento sistemático y estructurado para determinar los requerimientos de mantenimiento de los activos en su contexto de operación. Consiste en analizar las funciones de los activos, ver cuales son sus posibles fallas, luego preguntarse por los modos o causas de fallas, estudiar sus efectos y analizar sus consecuencias. A partir de la evaluación de las consecuencias es que se determinan las estrategias mas adecuadas al contexto de operación, siendo exigido que no solo sean técnicamente factibles, sino económicamente viables.



Figura Nº 2.1: Criterio de la elección de las tareas

D) Análisis funcional

Propósitos:

- a) **Identificación de una jerarquía funcional** en la planta de energía a ser analizada. Funciones y Sub-Funciones son identificadas en una jerarquía funcional, los equipos están conectados al nivel funcional más bajo.
- b) **Identificación de la falla funcional** en el nivel más bajo definido en la jerarquía funcional. Determinar si una función es escondida o no.

Retos:

- a) Definición de un conveniente límite del sistema y sub-sistema.
- b) Determinación de un conveniente nivel final.
- c) Descripción de funciones descriptivas y no ambiguas.

E) Falla

Cualquier cambio en una parte o componente de la maquinaria que causa la incapacidad para realizar satisfactoriamente su función intencional o misión. Una manera general para medir las fallas experimentadas de partes, ensamble o componentes o los sistemas de la maquinaria es determinar una tasa de falla.

$$\text{Tasa de falla} = \frac{\text{Numero de fallas experimentadas}}{\text{lapso de tiempo}} \quad (2.1)$$

F) Modo de falla

Es cualquier evento que causa una falla funcional en cualquier componente del transformador. No debe confundirse con la causa raíz de la falla, ya que lo anterior esta entre el efecto y la causa raíz de la falla.

G) Vida de servicio

Designa el espacio tiempo durante el cual pueden esperarse que un transformador opere seguramente y dentro de los estándares de operación especificados, mantenido de acuerdo con las instrucciones del fabricante y no sujeto a las tensiones medio ambientales u operacionales mas allá de los límites especificados. La vida de servicio es claramente un término probabilístico sujeto a un límite de confianza.

H) Inspeccionabilidad

Se relaciona estrechamente con la mantenibilidad y recibirá la misma atención dentro de la actividad de estimación de la confiabilidad global. Por ejemplo, el proceso de mantenimiento del transformador **podría** perfeccionarse practicando el mantenimiento basado en condición o mantenimiento predictivo, de ello la inspeccionabilidad es la clave.

En general cuantitativamente inspeccionabilidad es:

- a) La accesibilidad para la inspección
- b) La operatividad si es requerida
- c) La habilidad para monitorear el deterioro de un componente de la maquinaria
- d) La provisión de indicadores y dispositivos de alarma

I) Disponibilidad

La mantenibilidad junto con la confiabilidad determina la disponibilidad de un sistema del transformador. La disponibilidad se influencia por la demanda echa por las medidas de mantenimiento preventivas y correctivas. Las actividades de mantenimiento que se realizan durante tiempos fuera de servicio planeados por asistencias en línea sin interrumpir la operación no tienen impacto en la disponibilidad.

En general cuantitativamente disponibilidad es:

$$Disponibilidad = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (2.2)$$

Donde:

MTBF: Tiempo promedio entre fallas

MTTR: Tiempo promedio para reparar o el tiempo promedio de reparación

Es resumen, es de mayor prioridad incrementar el MTBF que disminuir el MTTR. Nos interesa que nuestro equipos trabajen lo mas posible entre la falla y falla, si esta ocurrieran.

2.2 Técnicas de mantenimiento

2.2.1. Mantenimiento correctivo (reactivo)

Consiste en el re acondicionamiento o sustitución de partes en un equipo una vez que han fallado, es la reparación de la falla (falla funcional), la tarea de mantenimiento se realiza en situación de emergencia.

2.2.2. Mantenimiento programado (pro activo - preventivo)

Consiste en reacondicionar o sustituir a intervalos regulares un equipo o sus componentes, independientemente de su estado en ese momento. Este es el tipo de mantenimiento el cual muchas empresas han utilizado por los últimos veinticinco años.

La frecuencia y tipos de mantenimientos fueron creados muchos años atrás y raramente fueron cambiados ó analizados (debido a falta de comprensión ó de información). Esto hace que el costo de este mantenimiento sea alto con relación al beneficio obtenido, y estos costos normalmente son difíciles de justificar.

2.2.3. Mantenimiento basado en la condición (predictivo)

Este mantenimiento es un desarrollo avanzado del preventivo. La idea principal es pronosticar cuándo, cómo y dónde cierta pieza de equipo o componente fallará y cómo usar las técnicas de medición para monitorear los puntos clave del equipo. Estos puntos clave determinan cuando efectuar mantenimiento. El énfasis del mantenimiento predictivo es la adquisición e interpretación de datos de prueba.

2.3. Relación mantenimiento Reactivo vs Pro Activo

2.3.1 Mantenimiento basado en calendario y el mantenimiento correctivo

El mantenimiento basado en calendario trae consigo la reconstrucción de un componente o la reparación de un ensamble antes de un límite de edad especificado, sin tener en cuenta su condición en ese momento

Similarmente el mantenimiento correctivo, trae consigo el desechado de un componente antes de un límite de vida especificado, sin tener en cuenta la condición en ese momento.

Colectivamente, estos dos tipos de mantenimientos se conocen ahora generalmente como MANTENIMIENTO PREVENTIVO. Era por mucho tiempo la forma ampliamente usada de mantenimiento PRO ACTIVO.

2.3.2. Mantenimiento basado en la condición

La necesidad continua para prevenir ciertos tipos de falla y la incapacidad creciente de las técnicas clásicas para hacerlo, esta detrás del crecimiento de nuevos tipos de gestión de falla. La mayoría de estas técnicas confía en el hecho de que la mayoría de las fallas dan algún advertencia en el hecho que están a punto de ocurrir. Estas advertencias son conocidas como FALLAS POTENCIALES y se define como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional esta a punto de ocurrir o esta en el proceso de ocurrir.

Las nuevas técnicas se usan para descubrir fallas potenciales para que puedan tomarse acción y evitar las consecuencias que podrían ocurrir si se degeneran en fallas

funcionales. Se llama MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN porque los componentes quedan en servicio a condición que continúe encontrándose normas de rendimiento deseadas (el MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN incluye el MANTENIMIENTO PREDICTIVO y el MONITOREO DE LA CONDICIÓN).

Usada apropiadamente el mantenimiento basado en la condición son una manera muy buena de gestionar las fallas, pero también pueden ser pérdidas de tiempo caras. El RCM habilita decisiones en esta área para hacer hecha con una confianza particular

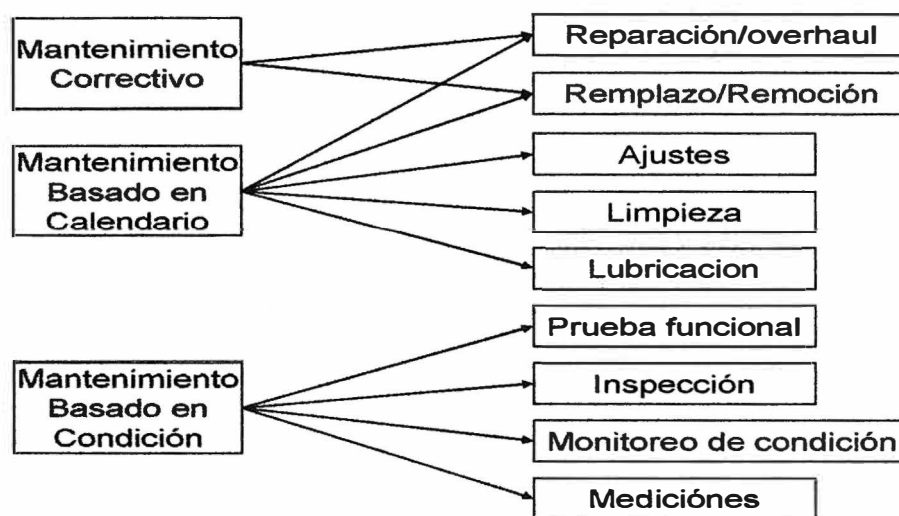


Figura N° 2.2: Interacción de los tipos de mantenimiento

Acciones predefinidas

El RCM reconoce tres categorías principales de acciones predefinidas:

- a) **Búsqueda de Fallas:** Las tareas de BÚSQUEDA DE FALLAS trae consigo el chequeo periódico de funciones ocultas para determinar si han fallado (considerando que las tareas basadas en la condición verifican si algo está fallando)
- b) **Rediseños:** Vinculan las acciones que hacen cualquier cambio al definir la capacidad de un sistema. Esto incluye modificaciones al hardware y también cubre los cambios a los procedimientos

- c) **Ningún mantenimiento programado.** Como el nombre lo indica, este valor por defecto trae consigo no hacer ningún esfuerzo por anticiparse o prevenir modos de falla a los que se aplica y así simplemente esas fallas se permiten que ocurran y luego se reparan. Este valor por defecto también se llama **OPERAR HASTA LA FALLA**

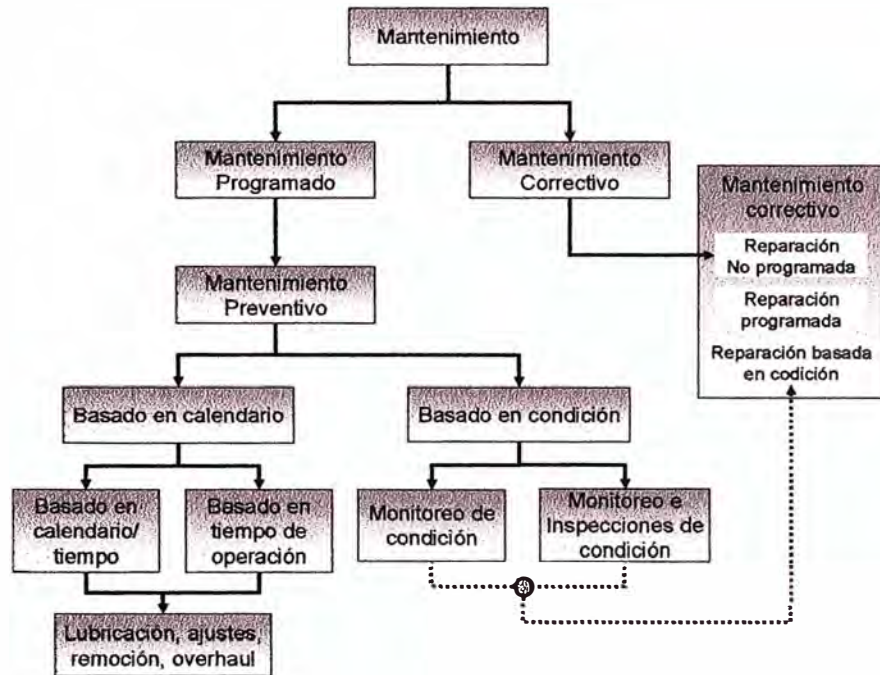


Figura N° 2.3: Estructura de los tipos de mantenimiento

CAPITULO III ELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE MANTENIMIENTO

3.1. Características

- a) Asegurar la realización de seguridad y niveles de confiabilidad inherentes a los equipos.
- b) Restaurar la seguridad y confiabilidad a sus niveles inherentes cuando han ocurrido deterioros
- c) Obtener la información necesaria para diseñar mejoras cuya confiabilidad inherente ha probado inadecuado.
- d) Llevar a cabo estas metas al mínimo costo total, incluyendo los costos de mantenimiento y fallas remanentes.

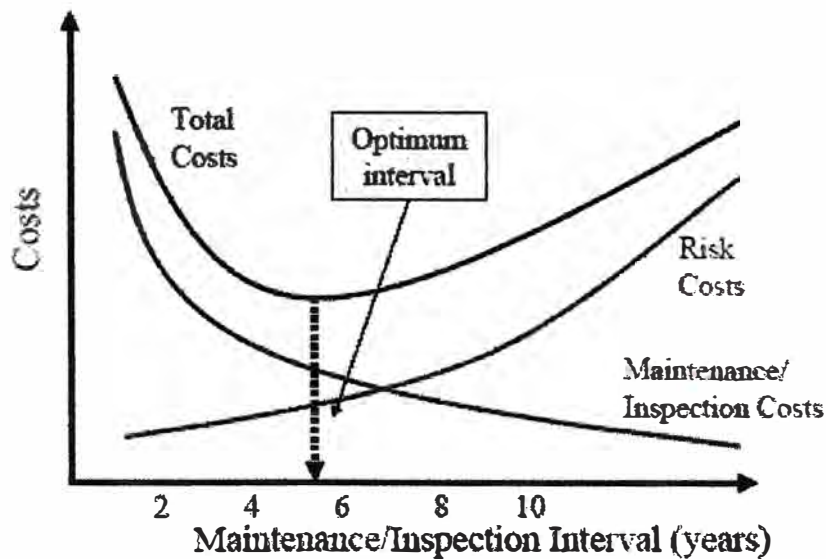


Figura N° 3.1: Intervalo óptimo para la elección del tipo de mantenimiento

3.2. Generalidades del RCM

- a) Es una filosofía de mantenimiento, cuya metodología está dirigida a ejecutar el mantenimiento en el tiempo apropiado por la causa correcta.

- b) Es una metodología estructurada que establece los requerimientos para el mantenimiento basándose en las consecuencias de la falla del equipo durante la operación del sistema. Para cada una de las técnicas de mantenimiento que se ejecutan, existen algunas preguntas que deben plantearse y que ayudarán a determinar la necesidad y la frecuencia.

3.3. RCM: Las siete preguntas básicas

Los procesos RCM vinculan siete preguntas acerca del recurso o sistema bajo revisión:

1. ¿Cuáles son las funciones y los rendimientos estándares asociados al recurso en su actual contexto operativo?
2. ¿De qué manera falla para completar sus funciones?
3. ¿Qué causa cada falla funcional?
4. ¿Qué pasa cuando ocurre cada falla?
5. ¿De qué manera ocurre cada falla?
6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir cada falla?
7. ¿Qué debe hacerse si una tarea PRO ACTIVA conveniente no puede ser encontrada?

3.4. Características del RCM

Características I:

La característica más importante es quizás la más difícil de aceptar y que parece ser contraria a la noción común de que el mantenimiento se ejecuta para preservar la operación del equipo. El objetivo primario es el preservar la función del sistema. No se asume que todas las piezas del equipo son de igual importancia

Características II:

Ya que el objetivo principal es preservar el funcionamiento del sistema, esta estrategia de mantenimiento identifica los tipos de fallas específicas que podrían deteriorar el funcionamiento del sistema. Los tipos de fallas son descripciones de cómo un equipo o piezas del equipo pueden fallar. Los tipos de falla son una descripción genérica de alto nivel de la forma en que equipo puede fallar en su funcionamiento. Los tipos de falla no se refieren a la causa de la falla ó partes específicas del Equipo/Componente que causan que el Equipo/Componente falle ó en las cuales se origina la falla.

Características III:

Esta estrategia de mantenimiento prioriza la importancia del tipo de falla. Esto se logra al pasar cada tipo de falla a través de un árbol de decisión de tres uniones, la cual pone cada falla en una de cuatro categorías que luego puede ser usado para asignar prioridades

Características IV:

Finalmente se asigna tareas de mantenimiento a considerar. El propósito de esta estrategia es: prevenir fallas, detectar el comienzo de la falla descubrir fallas ocultas (componentes que pueden experimentar fallas, los cuales son difícil de detectar cuando el equipo esta en funcionamiento).

Es por ello que se debe realizar una nueva estrategia de mantenimiento siguiendo la filosofía RCM.

3.5 Aspectos intuitivos de la confiabilidad

Los aspectos intuitivos de la confiabilidad son ilustrados por la confusión semántica que rodea los términos “Disponibilidad”, “Mantenibilidad” y “Confiabilidad”.

¿Cuándo debemos evaluar la confiabilidad del transformador?

La respuesta es a lo largo del **CICLO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR**. Las fases del ciclo de vida de la maquinaria son típicamente:



Figura N° 3.2: Ciclo de vida del Transformador

Sin embargo debemos entender que las alternativas disponibles para mejorar la confiabilidad disminuyen conforme el transformador atraviesa su ciclo de vida, es decir, de la fase de diseño a la fase operacional.

A menudo la decisión más difícil en el contexto de la estimación de la confiabilidad de la maquinaria relaciona a la magnitud y la situación del **esfuerzo de estimación**

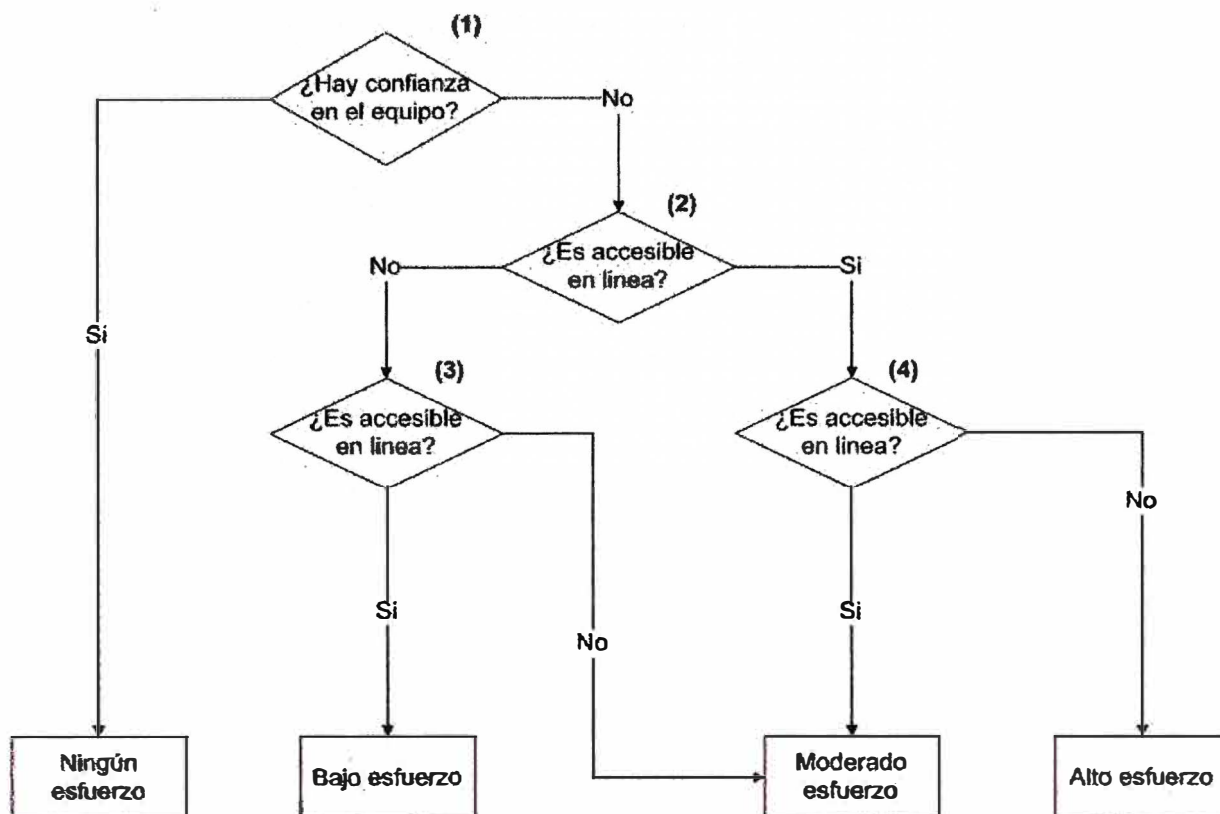


Figura N° 3.3:
Diagrama lógico del esfuerzo de estimación de la confiabilidad de la maquinaria

Del diagrama anterior:

Pregunta (1): ¿Se reconoce que la experiencia es la mejor prueba de actuación?

Puede tenerse una respuesta afirmativa si la experiencia es favorable y pertinente. La experiencia solo es pertinente si viene de un transformador similar, en servicio similar y con los parámetros de operación. Los cambios en las condiciones de operación o partes y componentes pueden parecer a menudo pequeño e insignificante para quien no esta familiarizado.

Pregunta (2) ¿La producción es afectada?

Hace la diferencia entre el transformador esencial para la producción, que proporciona utilidades y aquellos cuyas funciones pueden interrumpirse sin una inmediata perdida de la producción. La respuesta "SI" (desventajosa para la producción) indica un

requisito para la alta confiabilidad. Otra pregunta sería naturalmente ¿Cuánto cuesta realmente el paro forzado de un transformador?

Pregunta (3): ¿Es posible el acceso del transformador en la línea de producción?

Esto dirige la atención hacia un parámetro vinculado a la confiabilidad, considerando frecuentemente como el más importante a saber: **La mantenibilidad**. Sin el acceso en línea, ninguna reparación en línea es posible y se requiere alta confiabilidad del transformador.

3.6 Metodología general

Después que se ha determinado el grado de esfuerzo de estimación de la confiabilidad en un punto dado en el ciclo de vida de una transformador, debemos preguntarnos: **¿Cuál de las técnicas de estimación es probablemente la más eficaz?**. La respuesta depende considerablemente de las circunstancias.

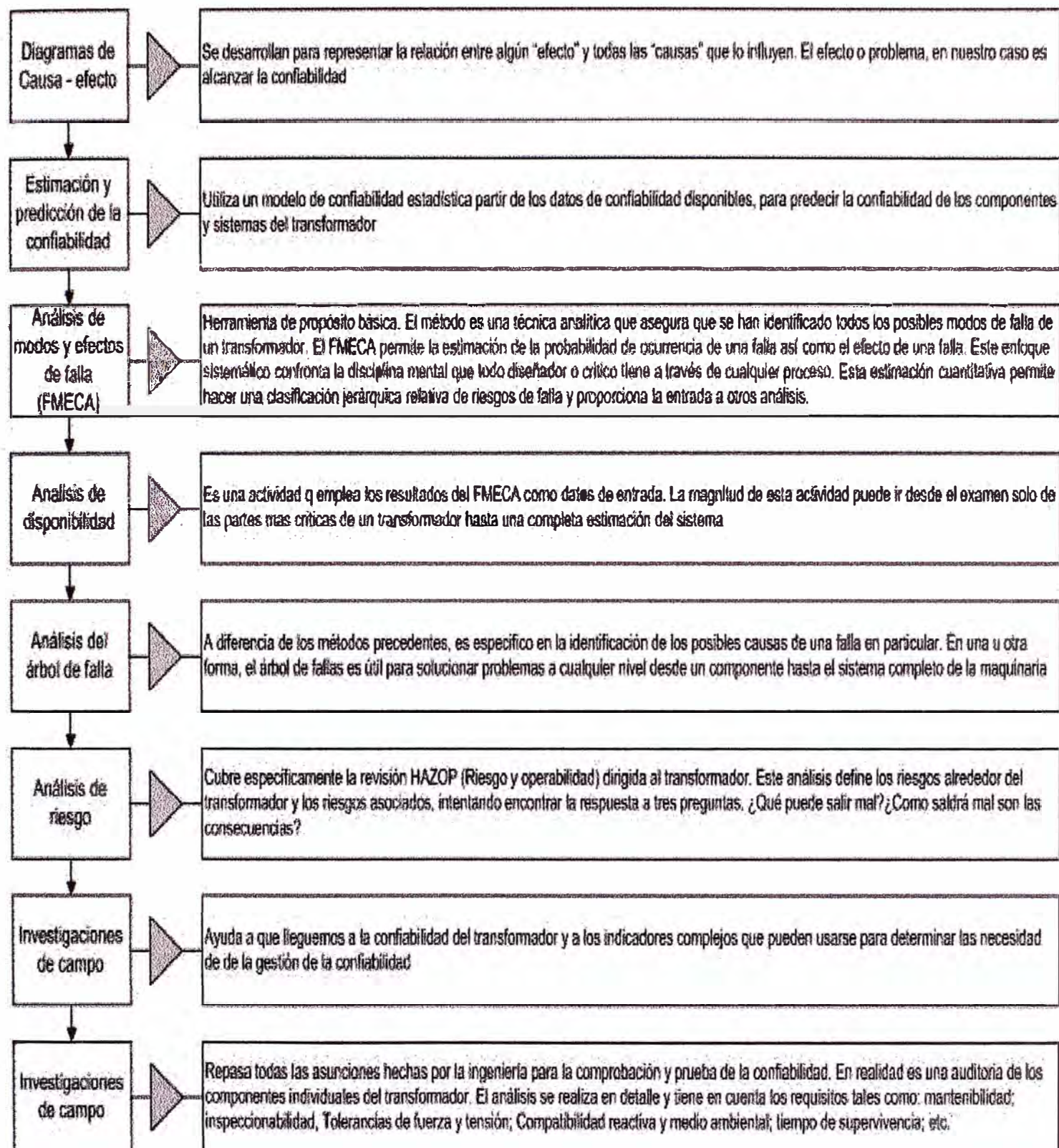


Figura N° 3.4:
METODOLOGÍA DE LA TÉCNICA DE ESTIMACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE UN EQUIPO EN GENERAL.

3.7 Tareas Pro Activas

Muchas personas creen que la mejor manera de optimizar la disponibilidad del transformador es hacer algún tipo de mantenimiento PRO ACTIVO sobre una base rutinaria. Por ejemplo los Overhauls o reemplazos del componente a intervalos fijos.

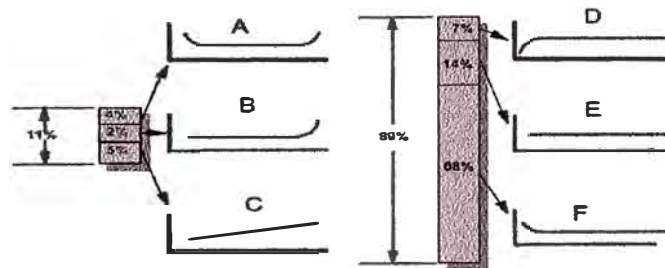


Figura N° 3.5: INTERVALO FIJO DE FALLA

Del diagrama anterior:

En la **CURVA (A)**, es la famosa **curva de la bañera**. Empieza con una incidencia alta de fallas (conocida como **mortalidad infantil**) seguido por una probabilidad condicional de falla constante o gradualmente creciente y luego por una zona de desgaste

En la **CURVA (B)**, en la presunción en que las mayorías de componentes operan confiablemente en un periodo y luego se desgastan. El pensamiento clásico sugiere que los registros extensos sobre la falla nos permitirán que determinemos la vida útil y así se hace planes para tomar acción preventiva brevemente antes que del componente falle en el futuro. Este modelo es en verdad para ciertos tipos de equipos simples y para algunos componentes complejos con modos de falla dominantes. En particular las características del desgaste se encuentran a menudo donde el equipo está en contacto directo con el producto. También a menudo la falla relacionada con la edad se asocia con la fatiga, corrosión, abrasión y evaporación.

En la **CURVA (C)**, muestra un aumento lento de la probabilidad condicional de falla, pero no hay ningún desgaste identificable por la edad.

En la **CURVA (D)**, muestra una baja probabilidad condicional de falla cuando el componente es nuevo o justamente al salir de la tienda y luego hay un aumento rápido a un nivel constante.

En la **CURVA (E)**, muestra una probabilidad condicional constante de falla en todas las edades (fallas del azar).

En la **CURVA (F)**, empieza con una mortalidad infantil alta que cae en el futuro a una probabilidad condicional de falla constante o con aumento muy lento.

Un conocimiento de estos hechos ha llevado a algunas organizaciones a abandonar totalmente la idea de mantenimiento **PRO ACTIVO**. De hecho esto puede ser correcto para fallas con consecuencias menores. Pero cuando las consecuencias de las fallas son significativas, debe hacerse algo para prevenir o predecir las fallas o por lo menos para reducir las consecuencias.

De lo anterior para el RCM existen las siguientes tareas preactivas:

- a) Tareas de restauración programadas (mantenimiento basado en calendario)
- b) Tareas de desechos programadas (mantenimiento correctivo)
- c) Tareas de condición programadas (mantenimiento basado en la condición)

3.8 Proceso de selección de tareas RCM

La gran fuerza del RCM es la manera como proporciona un criterio simple, preciso y de fácil entendimiento para decidir cual (si la hay) de las Tareas **PRO ACTIVAS** es técnicamente factibles en cualquier contexto y en ese caso decidir con que frecuencia deben hacerse y quien debe hacerlo. Si es o no una tarea preactiva técnicamente factible, es determinada por las características técnicas de la tarea y por la falla que ha de prevenir. Si esto agrega valor es determinado por lo bien que trata las consecuencias de la falla. Si una TAREA **PRO ACTIVA** no puede determinarse si es técnicamente factible y que agrega valor, entonces debe tomarse la acción predefinida convenientemente. La esencia del proceso de selección de tareas es como sigue:

- a) **Para las fallas ocultas**, merece la pena una tarea pro activa si reduce el riesgo de fallas múltiples asociado con esa función a un nivel aceptablemente bajo. Si no puede determinarse tal tarea entonces la tarea que se debe realizar es una búsqueda de fallas programada. Si no puede encontrarse una tarea de búsqueda de falla conveniente, entonces la decisión secundaria por defecto es que el componente puede tener que ser rediseñado (dependiendo de las consecuencias de falla múltiple)

- b) **Para las fallas con consecuencia sobre la seguridad o la conservación medio ambiental**, merece la pena una tarea pro activa si reduce el riesgo de esa falla en si mismo de hecho a un nivel muy bajo, si no lo elimina totalmente. Si no puede encontrarse una tarea que reduzca el riesgo de la falla a un nivel aceptablemente bajo, el componente debe rediseñarse o debe cambiarse el proceso.

- c) **Si la falla tiene consecuencias operacionales**, merece la pena una tarea preactiva si el costo total de hacerlo en un periodo de tiempo es menor que el costo de las consecuencias operacionales y el costo de reparación en el mismo periodo. En otras palabras, la tarea debe justificarse en el campo económico. Si no se justifica, la decisión inicial por defecto es ningún mantenimiento programado. (si esto ocurre y las consecuencias operacionales son todavía inaceptables, la dedición por defecto secundaria es de nuevo el rediseño)

- d) **Si una falla tiene consecuencias no-operacionales**, merece la pena una tarea pro activa si el costo de la tarea en un periodo de tiempo es menor que el costo de reparación en el mismo periodo. Así que estas tareas también deben justificarse en el campo económico. Si no se justifica, la decisión por defecto inicial de nuevo es ningún mantenimiento programado y si los costos de reparación son demasiados altos, la dedición por defecto secundaria es una vez más el rediseño.

Parámetro		Consecuencia		
		A (Pequeño / Insignificante)	B (Medio / Serio)	C (Grande / Catastrófico)
S	Seguridad	Ningún efecto / ni daño en la salud	Daño / efecto en la salud	Desastre / deshabilitado
O	Requerimiento oficial	Ninguna violación	Ninguna afectación	Violaciones
	Inundación	Filtración para el medio ambiente de la zona	Utilización reducida de la propiedad	Derrames en propiedades / infraestructuras
	Fuga / contaminación de aceite	Aceite recuperado antes de alcanzar el agua, ninguna contaminación	Contaminación; las fugas no alcanzan el sistema agua	Contaminación; las fugas alcanzan el sistema agua
	Regulación de concesión	Ninguna violación	Ninguna afectación	Violaciones
C	Costo	C < 10, 000U\$; DT > 24hrs	10,000 U\$ < C < 30,000 U\$; 24hrs < DT < 72hrs	C > 30, 000U\$; DT > 72hrs
E	Eficiencia	Consecuencia menor en la eficiencia	Consecuencia media en la eficiencia	Consecuencia grande en la eficiencia

Figura N° 3.6: Matriz de nivel de consecuencia

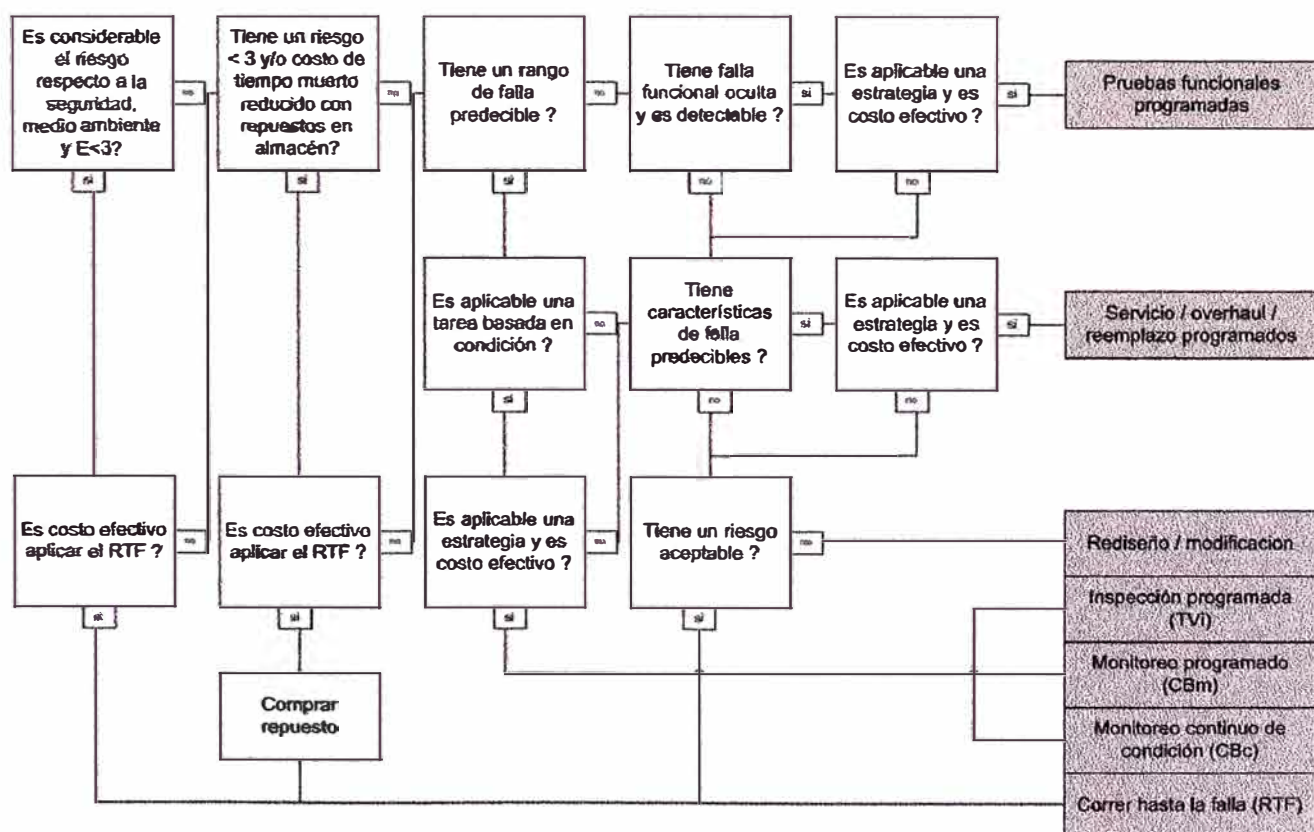


Figura N° 3.7: Factores básicos para la elección del tipo de mantenimiento

Este enfoque significa que solo se especifican tareas preactivas para fallas que realmente los necesitan, que a su vez lleva a las reducciones sustanciales en sobrecargas de trabajo rutinarias. Menor trabajo rutinario también significa que las tareas restantes serán probablemente hechas apropiadamente. Esto junto con la eliminación de tareas de corte de producción nos guía hacia un mantenimiento más eficaz.

CAPITULO IV ENSAYOS Y PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

4.1. Análisis físico-químicos al aceite

Los análisis Físico - Químicos proporcionan la información relativa a la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, así como una proyección de los efectos que la condición del aceite puedan aportar al sistema de aislamiento.

Los análisis Físico-Químicos se componen de un grupo de pruebas o estaciones de prueba predeterminadas y procesadas bajo estándares y métodos reconocidos internacionalmente (ANSI, DOBLE, ASTM, ICE, CIGRE, etc.). que en conjunto proporcionan la información óptima (técnica y económica) necesaria para determinar la calidad del aceite y sus efectos en el sistema de aislamiento.

Las pruebas que componen a los Análisis Físico-Químicos, son las siguientes:

- ✓ Color
- ✓ Rigidez Dieléctrica
- ✓ Tensión Interfacial
- ✓ No. de Acidez.
- ✓ Gravedad Específica.
- ✓ Aspecto Visual
- ✓ Sedimentos
- ✓ Factor de Potencia @ 25° C y 100° C.
- ✓ Contenido de Humedad y
- ✓ determinación de % Humedad Base Seca.

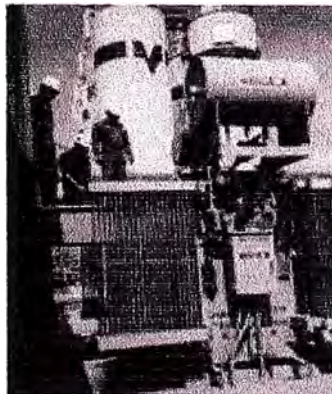


Figura N°. 4.1: Transformador típico de potencia

Cada prueba tiene su importancia individual, así como la combinación de los resultados de las mismas y la calidad en el desarrollo de cada prueba es determinante para el diagnóstico.

4.2. Cromatografía de gases disueltos en el aceite

La descomposición química del aceite no solo se debe a la presencia de oxígeno y agua y los efectos de la temperatura, los fenómenos electromagnéticos; que son resultantes del diseño y operación del transformador, también nos dan información.

Haciendo una analogía del transformador con el cuerpo humano, la Cromatografía de Gases Combustibles Disueltos, sería comparable a una Prueba Cardíaca de Esfuerzo, es decir EN LINEA. Los campos eléctricos producidos por la corriente eléctrica y las corrientes magnetizantes, generan descomposición del aceite, la cual es detectada mediante el proceso de cromatografía de gases.

La experiencia a conducido a concentrar este análisis en un grupo de gases que permiten obtener la información suficiente para diagnosticar las condiciones de operación del transformador. Hidrógeno, Oxígeno, Nitrógeno, Metano, Monóxido de Carbono, Bióxido de Carbono, Etano; y Acetileno.

Como en los análisis Físico-Químicos, la calidad de la muestra es determinante para un preciso análisis y confiable diagnóstico. Este análisis tiene la característica de detectar a corto plazo, y de una forma mucho más sensible los cambios inmediatos en las condiciones operativas del transformador o de las redes de suministros o de carga, por lo que resulta ser muy valiosa herramienta para el usuario. Su análisis debe de ser recomendado con las siguientes frecuencias básicas considerando que las frecuencias podrán ser más cortas cuando se detecten condiciones anormales.

TABLA N° 4.1. Frecuencias básicas

Distribución en M. T. (300 a 3000 KVA)	Anual
Potencia > 5 MVA o Alta Tensión > 34.5KV	Semestral
Hornos de Arco Eléctrico	Trimestral
Extra Alta Tensión	Trimestral o menor
Puesta en Marcha	Antes y Después de Energizar

La vigilancia de la tendencia del comportamiento de los gases combustibles, permitirá anticipar condiciones de falla que podrían afectar el suministro de energía eléctrica, con sus consecuentes efectos en la producción o prestación de servicios.

4.3. Análisis de contenido de PCB's

Un PCB es un hidrocarburo sintético, con contenido de cloro, fue desarrollado en la década de transformadores en áreas cerradas o peligrosas debido a su alto punto de inflamación y estabilidad química, conocido comúnmente como ASKAREL o PCB.

Durante los años 70's, se determinó que los Bifenilos Policlorados tenían características tóxicas nocivas para el hombre, por lo que quedó prohibida su fabricación internacionalmente y se comenzó a establecer la normatividad necesaria para su control, manejo y disposición.

A pesar de que el BPC no se reproduce, su presencia solamente es detectada mediante análisis de laboratorio "Cromatografía de Gases", por lo que es fácil contaminar equipos con este compuesto cuando no se toman las precauciones conducentes. El manejo y disposición de BPC a solamente puede ser realizado por empresas que cuenten con la Autorización.

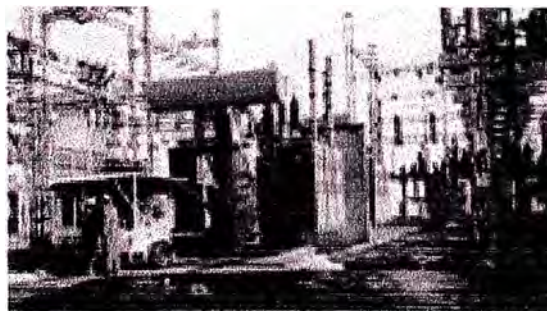


Figura N° 4.2: Laboratorio en campo para análisis

4.4. Proceso de filtrado y desgasificado al alto vacío de transformadores en aceite

El transformador es el equipo eléctrico con el cual el usuario comete mayores abusos, lo trabajan a sobrecargas continuas, se le protege inadecuadamente y si se le dedica un período de mantenimiento, éste por lo general es pobre. Por supuesto que estos abusos se comenten a título de que el transformador es un aparato estático y que construido correctamente, sus posibilidades de fallas son mínimas. Sin embargo, tales abusos se reflejan en una disminución considerable de la vida útil del aparato. Entrando en materia, la humedad presente en el aceite, se puede originar por el aire que inhala el transformador durante su proceso de trabajo, por fallas en sus juntas y fugas en general.

El contenido de agua en el aceite, se define en partes por millón, 1,000 partes por millón (ppm)= 1% humedad. Se dice que un aceite está en equilibrio, cuando su contenido de humedad es igual a 40 ppm, (0.04% de humedad),. Bajo esta condición, ni el aceite cede su humedad a los aislamientos, ni éstos la ceden al aceite. Al romperse la condición de equilibrio, es decir aumentarse el valor de contenido de humedad en el aceite, se obtienen los siguientes resultados:

- ✓ El aceite cede su humedad a los aislamientos, lo cual da por resultado que se incremente su valor de factor de potencia y sus pérdidas, lo que se traduce en envejecimiento y destrucción.
- ✓ El incremento de humedad de aceite, da por resultado una disminución en su valor de voltaje de ruptura o rigidez dieléctrica. Con valores de contenido de agua de 60 ppm., el valor de rigidez dieléctrica se disminuye en un 13%.

El aceite se satura, cuando su contenido de humedad es de 100 ppm, (0.1%). Bajo esta situación, cualquier adición en humedad será absorbida por los materiales fibrosos del transformador, como son: cartones, papeles aislantes y maderas.

De lo antes expuesto, concluimos que la inspección de un aceite aislante, debe abarcar al menos:

- ✓ Contenido de humedad.
- ✓ Acidez.

- ✓ Rigidez dieléctrica.
- ✓ Presencia de lodos.

Si al realizar las **pruebas Físico - Químicas y Cromatografía de Gases al aceite**, estas nos arrojan valores no favorables, entonces se procederá a realizar el **Filtrado y Desgasificado** al alto vacío del mismo, que tiene por objetivo mantener al aceite aislante del transformador en condiciones adecuadas de acuerdo a las especificaciones establecidas.

El proceso del filtrado desgasificado se hace a todo tipo de transformadores que contengan aceite aislante ya sea parafínico o nafténico. Es decir, transformadores de pequeña, mediana y alta capacidad que podrán ser cualquier marca y de cualquier tensión.

CALENTAMIENTO AL ACEITE.- Eliminándose humedad contenida, así mismo provocando su dilatación.

PURIFICACIÓN MECANICA.- A base de fuerza centrífuga, en este se efectuará la separación de sólido-líquido (partículas de suspensión sedimentos etc.) y la más importante líquido-líquido.

PROCESO DE FILTRACIÓN.- A base de cartuchos de asbesto de celulosa en este se eliminan y / o se retienen partículas mayores de 5 micras (separación líquido-sólido).

PROCESO DE ALTO VACIO.- Con capacidad de 575 mm de Hg. En este se almacenan gases, burbujas, des aeración, rompimiento de tensión superficial y deshidratación del aceite.

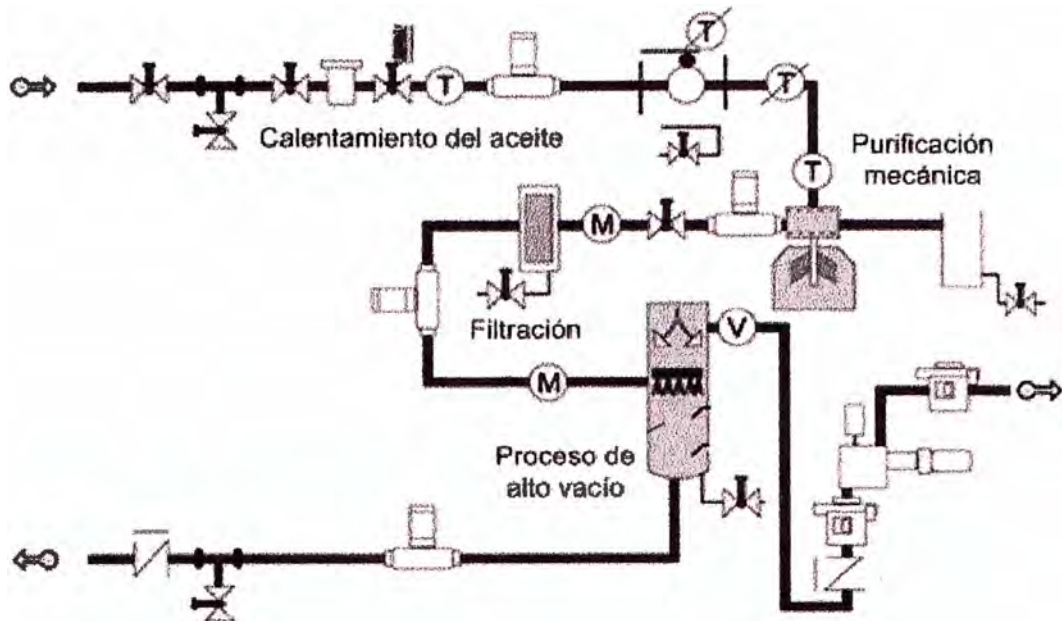


Figura N° 4.3: DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL PROCESO DE FILTRADO Y DESGACIFICADO DEL ACEITE

Mejora las propiedades dieléctricas del aceite como su rigidez dieléctrica, tensión interfacial, disminuir el contenido de ppm. de agua, mejorar su factor de potencia y reducir sólidos.

Se recomienda que el tratamiento de aceite se efectúe por lo menos una vez al año, y si el medio ambiente es muy contaminado dos veces al año. Así mismo se recomienda que haga un análisis completo al aceite.

4.5. Prueba de relación de transformación

El objetivo es verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap de un transformador están dentro de la tolerancia de medición.

Existen 3 métodos de prueba para la determinación de la relación de transformación:

- ✓ El método del voltímetro.
- ✓ El método de comparación.
- ✓ El método del puente.

El método del puente, es el método más preciso de los 3 y no se requiere de un segundo transformador de condiciones idénticas al de prueba, por lo que esta prueba se aplica fácilmente en el campo.

Procedimiento:

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o % de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los tap's y para todo el devanado.

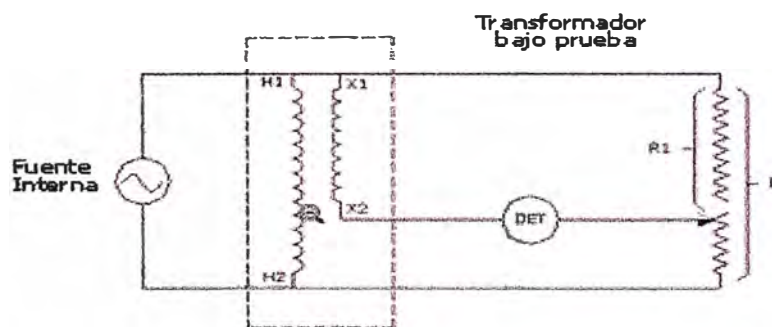


Figura N° 4.4: Conexión típico

Para la medición con el TTR se debe seguir el circuito básico de la figura anterior, cuando el detector DET está en balance, la relación de transformación es igual a $R / R1$.

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas sus derivaciones.

El reporte de presentación de resultados de la prueba de relación de transformación está elaborado en base a los datos del reporte del cual se compone la "hoja de campo de pruebas a transformadores".

4.6. Prueba de resistencia de aislamiento

El objetivo es verificar que los aislamientos del transformador, bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar la no inadecuada conexión entre sus devanados y tierra para avalar un buen diseño del producto y que no exista defectos en el mismo.

Los instrumentos de medición que se emplean en esta prueba dependen del grado de exactitud de la lectura de la resistencia de aislamiento que se quiera conocer.

Las normas IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid - immersed distribución, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers", y IEEE 43-1974; son las que típicamente se emplean.

Método:

El método de prueba de la resistencia de aislamiento de un transformador es el de medición directa con el instrumento de medición (Megger).

El significado de la resistencia de aislamiento generalmente requiere de cierta interpretación y depende básicamente del diseño, sequedad y limpieza de los aislantes que envuelven al transformador. El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma IEEE C57.12.90

Norma IEEE C57.12.90

- a) La temperatura de los devanados y del líquido aislante deben estar cercanos a 20° C.
- b) Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.
- c) Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.
- d) Todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar.
- e) Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.
- f) Deben seguirse las indicaciones de cada instrumento de medición

Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre sí y los circuitos de diferente voltaje deberán ser probados por separado, por ejemplo:

- ✓ Alta tensión vs. Baja tensión
- ✓ Alta tensión vs. Tierra
- ✓ Baja tensión vs. Tierra
- ✓ Neutro vs. Tierra (En el caso de que el neutro no esté conectado directamente a tierra)

Esta prueba se realiza con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos de un transformador, y en el caso de que no sea suficiente con la prueba de resistencia de aislamiento, se recomienda la **Prueba de Índice de Polarización y Prueba de Índice de Absorción.**

A) Prueba de índice de polarización

El método de prueba es el de medición directa con el instrumento de medición (Megger) y cálculos con lecturas obtenidas.

La relación de índice de polarización es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 10 y 1 minuto según se ve a continuación:

$RAD = \text{Resistencia de aislamiento a 10 min.} / \text{Resistencia de aislamiento a 60 seg.}$

En general una relación de índice de polarización de 1.5 a 2 o mejor es considerada como buena, pero una relación por debajo de este valor indica que el equipo probablemente requiera de inspección mas detallada o en su caso reparación.

B) Prueba de índice de absorción

El objetivo de de esta prueba es verificar con mayor precisión y exactitud que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplen con la resistencia

mínima bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar su deterioro gradual.

Los instrumentos de medición que se emplearán en esta prueba dependen del grado de exactitud de la lectura del índice de absorción que se quiera conocer.

La Norma EEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short-circuit testing of distribution and power transformers"; IEEE 43-1974 ; son las normas típicamente utilizadas.

El método de prueba del índice de polarización de un transformador es el de medición directa con el instrumento de medición (Megger) y cálculos con lecturas obtenidas. Se deberá aterrizar por un periodo de tiempo suficiente para liberar cualquier carga que haya quedado atrapada después de cada prueba.

La relación de índice de polarización es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 60 y 30 segundos según se ve a continuación:

$$RAD = \text{Resistencia de aislamiento a 1 min.} / \text{Resistencia de aislamiento a 30 seg.}$$

En general una relación de 1.25 a 2 o mejor es considerada como buena, pero una relación por debajo de este valor indica que el equipo probablemente requiera de inspección mas detallada o en su caso reparación.

La prueba debe ser interrumpida inmediatamente si la lectura de la corriente comienza a incrementarse sin estabilizarse.

Podrían presentarse descargas parciales durante las pruebas de resistencia de aislamiento que puedan causar al transformador bajo prueba y también arrojar resultados erróneos en los valores de las lecturas de medición, para este caso se deberá hacer una pausa y continuar posteriormente con la prueba.

No hay una buena cifra para determinar si una lectura de una resistencia de aislamiento es buena o mala, pero una buena guía es la de considerar 1 MW por cada 1000 Volts de prueba aplicados como una cifra mínima. Esto es aplicable a motores y transformadores

4.7. Prueba de factor de potencia a los aislamientos

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en por ciento, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de un voltaje determinado, es en si, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva, siempre los atravesara una corriente que está en fase con el voltaje aplicado, a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas, en estas condiciones el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el siguiente diagrama vectorial.

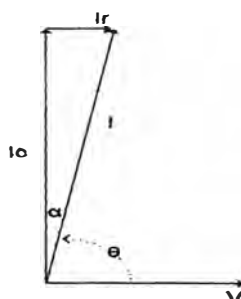


Figura N° 4.5: Diagrama Vectorial del comportamiento de un aislamiento

Del diagrama se tiene:

- Ir: Corriente de perdidas
- Ic: Corriente de carga
- I: Corriente resultante de Ic mas Ir
- V: Voltaje aplicado

Para aislamientos con bajo Factor de Potencia, (Ic) e (I) son substancialmente de la misma magnitud y la corriente de pérdidas (Ir) muy pequeña, en estas condiciones el ángulo α es muy pequeño y el fdp estará dado entonces por:

$$fdp = \frac{Ir}{I} = \frac{Ir}{Ic} = \text{Tan}\alpha \quad (4.1)$$

De lo anterior se desprende que el fdp siempre será la relación de los Watts de pérdidas (Ir), entre la carga en Volts - Amperes del dieléctrico bajo prueba.

El método de medida del equipo de prueba, se fundamenta, en un circuito puente de resistencias y Capacitores. Con el conocimiento de los valores de la corriente de carga, el voltaje de prueba y la frecuencia, la capacitancia del aislamiento puede ser determinada de la siguiente manera.

$$C = \frac{Ic}{V} = \frac{I}{V} \quad (4.2)$$

La capacitancia de aislamientos secos no es afectada apreciablemente por la temperatura; sin embargo en los casos de aislamientos húmedos o contaminados, esta tiende a incrementarse con la temperatura.

Tomando en consideración que la reactancia de los aislamientos es predominantemente capacitiva y las pérdidas eléctricas reducidas, la magnitud de la corriente de carga puede calcularse por:

$$I = Ic = \frac{V}{\omega C} \rightarrow S = VI = \frac{V^2}{\omega C} \quad (4.3)$$

De las fórmulas anteriores puede determinarse la máxima capacitancia que un equipo de prueba puede aceptar para obtener mediciones confiables

Las boquillas para Transformadores, Interruptores, etc., usualmente tienen capacitancias considerablemente menores que los valores calculados anteriormente.

Los cables de potencia de gran longitud, pueden tener una capacitancia que excedan a los 26,500 picofaradios del medidor, se recomienda hacer el cálculo previo del valor de la capacitancia del cable de que se trate, para poder efectuar la prueba de factor potencia.

En equipos con capacitancias mayores que los valores límites calculados para el medidor de 10 KV., deben ser probados a voltajes menores.

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a aumentar el valor de factor de potencia de los aislamientos de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética.

Método:

La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y medir la carga del mismo en Volts - Amperes. El Factor de Potencia se calcula dividiendo los Watts entre los Volts - Amperes y el resultado se multiplica por 100.

Consideraciones.:

Para la interpretación de resultados de prueba, es necesario el conocimiento de valores básicos de Factor de Potencia de materiales aislantes. Como referencia, se presentan valores de Factor de Potencia y constantes dieléctricas de algunos materiales.

El principio fundamental de las pruebas es la detección de algunos cambios de la característica del aislamiento, producidos por envejecimiento y contaminación del mismo, como resultado del tiempo y condiciones de operación del equipo y los producidos por el efecto corona.

4.8. Prueba de resistencia de ohmica

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.; ésta prueba nos detecta esos puntos.

En general, ésta se utiliza en todo circuito eléctrico en el que existen puntos de contacto a presión deslizables, tales circuitos se encuentran en interruptores, restauradores, dedos de contacto de reguladores, o de cambiadores de derivaciones y cuchillas seccionadoras.

Resistencia Ohmica de Devanados: Esta prueba tiene la finalidad de verificar la Resistencia Ohmica de los Devanados. Con su aplicación se detectan los falsos contactos y espiras en corto circuito al compararse con los datos anteriores en caso de no tenerlos considerarlos como iniciales.

Recomendación: Para el análisis de los resultados del conjunto de pruebas, se integra el expediente de cada equipo, para vigilar su tendencia durante su vida en operación, haciendo uso de los formatos establecidos.

4.9. Revisión de cambiadores de TAP'S

REPARACIONES MENORES.

Son aquellas comunes y factibles de realizarse en campo a los componentes de un transformador y equipo afín.

Las fallas se pueden presentar en los elementos siguientes del transformador:

- a) Cambiador de derivaciones.
 - Bajo carga
 - Sin carga (desenergizado).
- b) Transformadores de corriente.
 - Núcleo y bobinas.
 - Boquillas y guías.
- c) Tanque principal.
- d) Termómetro de aceite
- e) Indicador de temperatura del punto más caliente (Hot - Spot).
- f) Tanque conservador.
- g) Indicador de temperatura de devanado.
- h) Termómetro de aceite
- i) Indicador de temperatura del punto más caliente (Hot - Spot).
- j) Indicador de temperatura de devanado.
- k) Medidor de relación sobrecarga temperatura o relé de imagen térmica.
- l) Relé Buchholz.

- m) Relé de sobrepresión.
- n) Relé de presión súbita.
- o) Dispositivos y / o equipos de preservación de aceite.
- p) Radiadores.
- q) Ventiladores.
- r) Bombas de recirculación de aceite.
- s) Indicadores de flujo.
- t) Gabinetes de control.
- u) Válvulas.
- v) Purgas de aire (Boquillas, tanques y radiadores).

CAMBIADOR DE DERIVACIONES (DE TAP'S).

Los problemas más frecuentes se presentan en el Diversor (Diverter Switch) y se recomienda:

Bajo Carga:

Revisar mecanismos de mando comprobando su sincronismo.

Revisar el diagrama de alambrado de control

Inspección, limpieza y cambio de aceite.

Sin Carga (desenergizado):

Revisar mecanismos de mando sobre todo cuando se trata de operación en grupo.

Revisión de contactos y articulaciones internas.

4.10. Inspección y pruebas de accesorios y equipos propios

El transformador es el equipo eléctrico con el cual el usuario comete mayores abusos, lo trabajan a sobrecargas continuas, se le protege inadecuadamente y si se le dedica un período de mantenimiento, éste por lo general es pobre, aquí se presentan algunas fallas y sus correcciones:

Fallas en el equipo auxiliar: Se debe tener la certeza que el equipo auxiliar de protección y medición funcione correctamente, por lo que se debe reapretarse la tomillería. Los aisladores o bushings deben estar limpios y al menor signo de deterioro, deben reponerse.

RESULTADOS

Del análisis de fallas en transformadores, podemos determinar que salvo en el caso de sobre tensiones ocasionados por rayos, todas las demás fallas se pueden prever con un buen mantenimiento de nuestro transformador y si la falla está en proceso, un buen registro de mantenimiento y estudio del mismo podrá detectarla a tiempo.

Lo eficiente del servicio dependerá de la periodicidad del mismo. Si bien es reconocido que un mantenimiento preventivo realizado en plazo de cada año, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que éste será mejor si disminuimos el tiempo transcurrido entre uno y otro, y el o del mismo dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados.

En mantenimiento, debemos verificar lo siguiente:

- a) Pruebas Eléctricas a Transformador.
- b) Revisar termómetro.
- c) Verificar nivel del aceite.
- d) Limpiar tanque y bushings.
- e) Verificar que no hay fugas.
- f) Verificar que las juntas sellan bien y estén en buen estado.
- g) Aprieta general de tornillería y conexiones:
- h) Verificar que sigue bien ventilando el cuarto en el, que se aloja el transformador.
- i) Verificar que no hay trazos de carbón, ni desprendimiento de gases o humos.
- j) Tomar una muestra adecuada de aceite para verificar sus características.

Por supuesto que nuestra labor de mantenimiento preventivo, basada en una periodicidad adecuada y del análisis de sus resultados, contribuirá a lograr que nuestro transformador obtenga su vida útil, y a prevenir fallas en éste. Esto último es muy

importante, pues el tener un transformador fuera de servicio se traduce al menos en una paralización parcial de operaciones y por lo tanto en pérdidas de producción.

En vista de que los transformadores son los eslabones vitales para la operación de las grandes empresas industriales y comerciales, es necesario que para su funcionamiento continuo y se logra solamente a través de un programa regular de inspecciones, pruebas y mantenimiento de rutina.

4.11. Tratamiento al aceite mineral de transformadores

Por supuesto que nuestra labor de mantenimiento preventivo, basada en una periodicidad adecuada y del análisis de sus resultados, contribuirá a lograr que nuestro transformador obtenga su vida útil, y a prevenir fallas en éste. Esto último es muy importante, pues el tener un transformador fuera de servicio se traduce al menos en una paralización parcial de operaciones y por lo tanto en pérdidas de producción.

En vista de que los transformadores son los eslabones vitales para la operación de las grandes empresas industriales y comerciales, es necesario que para su funcionamiento continuo y se logra solamente a través de un programa regular de inspecciones, pruebas y mantenimiento de rutina.

En este tema revisaremos los tipos de fallas más comunes, su manifestación general, y la secuela de operaciones, que permiten al hombre de mantenimiento el evitar o detectar las fallas. Y el mantenimiento preventivo adecuado para evitarlas

Tipo de fallas en el devanado

A) Falsos contactos:

De no detectarse a tiempo, este tipo de falla deteriora el aislamiento y contamina el aceite produciendo gasificación, carbono y "abombamiento" del transformador. Esta falla se manifiesta por presencia de carbón en las terminales o por terminales carcomidas o de una coloración intensa en aislamientos y

conductor. Como los falsos contactos se originan por terminales sueltas, es recomendable apretar periódicamente las terminales externas e internas del transformador.

B) Corto circuito externo:

Esta falla, como su nombre lo indica es producida por un corto externo al transformador. El daño que produzca al Transformador dependerá de su intensidad y del tiempo de duración. La alta corriente que circula durante el corto, se traduce en esfuerzos mecánicos que distorsionan los devanados y hasta los ponen fuera de su lugar. Si el corto es intenso y prolongado, su efecto se reflejará en una degradación de aceite, sobre presión, arqueos y "abombamiento" del tanque. Después de una falla de este tipo y antes de poner en servicio el transformador, se debe tener la certeza de que se ha eliminado el corto y revisar exhaustivamente el transformador para determinar si está o no dañado.

C) Corto circuito entre espiras:

Este tipo de fallas, son el resultado de aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, por sobre calentamientos continuados, por exceso de voltaje, etc. Estas fallas tardan tiempo en poner fuera de servicio al transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. Su ionización degrada al aceite y debe haber rastros de carbón en el tanque y posiblemente "abombamientos".

D) Sobre tensiones por descargas atmosféricas:

Se recomienda el uso de Apartarrayos lo mas cercanos al transformador. Si la subestación es convencional y de instalación exterior, se disminuye la incidencia de descargas atmosféricas con el uso de hilo de guarda. En caso de la sobre tensión resultante de la descarga atmosférica rebase los límites de nivel de impulso del transformador, el devanado sujeto a este esfuerzo fallará. La manifestación de este tipo de fallas, son bobinas deterioradas en la parte más cercana al transformador, o sea, a los herrajes. Como el tiempo de duración de la falla es mucho muy corto, no se produce deterioro en el aceite, ni gasificación del mismo y por lo tanto no se observan por regla general, fallas o "abombamientos" en el tanque.

E) Sobre tensiones por transitorios:

Son producidas por falsas operaciones de switcheo, por puesta de servicio y desconexión de bancos Capacitores, etc. Los sobre voltajes que producen son del orden de hasta dos veces el voltaje de operación, su resultado de daño es a largo plazo y se define en algunas ocasiones como un corto circuito entre espiras.

F) Sobre cargas:

Si no han sido tomadas en cuenta durante el diseño del aparato, éste se sujetará a un envejecimiento acelerado que destruirá sus aislamientos y su falla se definirá por un corto circuito entre espiras.

Lo eficiente del servicio dependerá de la rapidez con se detecte el problema. Si bien es reconocido que un mantenimiento correctivo realizado en un plazo no muy prolongado, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que ésta reparación será mejor si le damos la aplicación correcta y realizar sus pruebas e inspecciones en un tiempo no mayor a un año, y de el cliente dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados.

4.12 Prueba de rigidez dieléctrica al aceite

El objetivo de esta prueba es comprobar que el aceite usado como líquido aislante de un transformador cumpla con las especificaciones eléctricas necesarias para ser usado. Y prevenir la contaminación con humedad del aceite e impurezas.

El aceite de un transformador cumple con 2 funciones elementales como lo son el enfriado y aislamiento de los devanados eléctricos para mejor su eficiencia y correcto funcionamiento. Como el aislante estará sometido a grandes tensiones de operación es necesario que cumpla con una prueba de tensión disruptiva mínima que se pudiera presentar y de este modo prevenir percances que pudieran ser más costosos.

CONCLUSIONES

1. El proceso RCM considera los requisitos de mantenimiento de cada recurso antes de preguntar si es necesario revisar el plan.
2. Se especifican tareas PRO ACTIVAS para fallas que realmente lo necesitan, que a su vez lleva a las reducciones sustanciales en sobre carga de trabajos rutinarias
3. La confiabilidad de los equipos no es algo que se maneje aisladamente por el contrario esta relacionada con otros indicadores tales como la mantenibilidad, disponibilidad, etc.
4. El RCM es un proceso empleado para determinar lo que debe hacerse para asegurar que cualquier recurso físico continúe haciendo cualquier cosas que sus usuarios deseen hacer en su contexto operativo presente
5. A diferencia de sistemas de mantenimiento de transformadores tradicionales, el RCM propone definir los objetivos de mantenimiento en términos de los requisitos del usuario, por ello debemos llevar una comprensión clara de las funciones de cada recurso.

ANEXOS

ANEXO A: Gastos de operación y mantenimiento

PRESUPUESTO CAHUA S.A.

Gastos de Operación & Mantenimiento
(Extracto Julio - Diciembre)

DETALLE

Sistema Agua

Sistema RCM	Cahua			Gallito Ciego			Arcata			Pariac			Pacasmayo			CAHUA SA		
	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P
Julio	43,080	2,016	98,574	-	127,073	-	-	42	3,750	18,000	-	2,481	-	-	-	61,080	129,131	104,805
Agosto	53,670	547	80,403	-	126,700	100,000	-	-	800	36,000	-	1,424	-	-	-	89,670	127,247	162,627
Septiembre	49,100	325	38,738	8,000	134,018	-	5,000	-	17,200	35,000	-	1,495	-	-	-	97,100	134,341	57,433
Octubre	58,670	11,512	10,403	-	126,700	-	5,000	-	3,000	-	85,232	-	-	-	-	63,670	233,444	13,403
Noviembre	13,400	1,788	25,403	-	127,218	-	-	-	-	-	42,120	-	-	-	-	13,400	171,123	25,403
Diciembre	17,000	7,568	403	-	132,288	-	-	8	800	-	97,527	-	-	-	-	17,000	237,388	1,203
	234,920	23,752	233,924	8,000	773,995	100,000	10,000	50	25,550	89,000	234,879	5,400	-	-	-	341,920	1,032,675	364,874

Conjuntos

Sistema RCM	Cahua			Gallito Ciego			Arcata			Pariac			Pacasmayo			CAHUA SA		
	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P
Julio	101,570	10,335	52,377	31,000	-	6,500	25,000	648	10,000	4,000	27,650	5,000	492,000	855,647	672,312	653,570	994,281	746,189
Agosto	47,890	1,383	82,410	-	-	41,500	17,000	2,598	22,750	1,000	54,648	2,000	444,000	1,218,440	1,423,091	509,890	1,275,049	1,581,751
Septiembre	89,950	981	82,705	-	-	1,500	68,000	-	35,200	15,000	28,635	-	459,000	1,951,898	1,232,058	609,950	1,981,714	1,331,463
Octubre	42,520	5,430	42,945	10,000	-	16,500	39,000	2,455	25,750	5,000	3,500	15,000	182,000	640,373	177,028	278,520	851,758	277,223
Noviembre	32,380	2,891	11,500	-	810	1,500	25,000	-	19,350	1,000	16,097	-	83,000	204,224	102,541	141,360	225,622	134,891
Diciembre	35,000	1,811	26,500	-	-	6,500	-	1,085	3,100	8,000	31,111	-	118,000	247,788	58,814	157,000	281,593	94,914
	329,290	22,412	288,437	41,000	610	74,000	172,000	6,787	116,150	32,000	163,841	22,000	1,776,000	5,216,368	3,665,844	2,350,290	5,410,019	4,166,431

Sistema Primario

Sistema RCM	Cahua			Gallito Ciego			Arcata			Pariac			Pacasmayo			CAHUA SA		
	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P
Julio	8,620	-	30,600	11,000	-	-	22,000	-	-	10,000	312	-	-	-	-	51,620	312	30,600
Agosto	-	2,780	4,600	-	-	-	-	-	-	-	664	-	-	-	-	-	3,424	4,600
Septiembre	-	-	2,600	-	-	-	17,000	-	4,750	-	-	-	-	-	-	17,000	-	7,350
Octubre	-	-	11,100	-	2,183	-	-	-	-	10,000	-	-	-	-	-	10,000	2,183	11,100
Noviembre	-	1,850	3,770	-	93	-	-	-	-	-	398	-	-	-	-	-	2,139	3,770
Diciembre	8,760	-	11,600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,760	-	11,600
	17,580	4,410	64,270	11,000	2,276	-	39,000	-	4,750	20,000	1,372	-	-	-	-	87,580	8,058	69,020

Sistema de Control

Sistema RCM	Cahua			Gallito Ciego			Arcata			Pariac			Pacasmayo			CAHUA SA		
	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P
Julio	67,100	-	11,849	1,000	2,884	3,000	-	-	-	-	-	-	5,000	-	-	73,100	2,984	14,949
Agosto	18,400	872	18,309	11,000	-	-	-	-	-	-	-	-	6,000	-	2,000	35,400	972	20,309
Septiembre	4,600	157	1,849	1,000	-	4,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,600	157	5,949
Octubre	4,600	200	1,614	1,000	-	-	5,000	8,256	-	-	-	-	-	-	2,000	10,600	8,455	3,614
Noviembre	4,600	575	1,849	1,000	-	-	-	10,368	-	-	-	-	-	-	-	5,600	10,934	1,949
Diciembre	4,600	-	1,614	1,000	2,500	-	-	-	-	-	409	-	-	8,895	2,000	5,600	11,804	3,614
	103,900	1,904	37,384	16,000	5,484	7,000	5,000	18,614	-	-	409	-	11,000	8,895	6,000	135,900	35,306	50,384

Transmision

Sistema RCM	Cahua			Gallito Ciego			Arcata			Pariac			Pacasmayo			CAHUA SA		
	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P
Julio	32,800	11,216	31,226	-	-	-	-	-	1,000	-	-	-	-	-	-	32,800	11,216	32,226
Agosto	12,000	115,107	-	-	-	-	38,000	-	7,000	-	-	-	-	-	-	50,000	115,107	7,000
Septiembre	50,000	3,690	45,500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50,000	3,690	45,500
Octubre	-	14,005	55,650	-	-	-	-	-	1,000	-	-	-	-	-	-	-	14,005	56,650
Noviembre	37,490	49,032	9,800	-	-	-	-	-	1,260	-	-	-	-	-	-	37,490	49,032	11,050
Diciembre	-	10,954	11,820	-	-	-	-	8,450	-	-	6,634	-	-	-	-	-	24,037	11,820
	132,290	204,004	153,986	-	-	-	38,000	6,450	10,250	-	6,634	-	-	-	-	170,290	217,087	164,246

Sistema de Comunicación & Telemédida

Sistema RCM	Cahua			Gallito Ciego			Arcata			Pariac			Pacasmayo			CAHUA SA		
	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P
Julio	17,000	25,056	-	10,000	16,407	-	5,000	-	-	5,000	-	-	-	-	-	37,000	41,463	-
Agosto	19,000	24,634	13,770	14,000	20,840	-	5,000	8,501	-	5,000	6,501	-	-	-	-	43,000	58,276	13,770
Septiembre	17,000	(1,905)	-	10,000	8,180	-	5,000	11,270	-	5,000	8,838	-	-	-	-	37,000	26,383	-
Octubre	17,000	6,328	-	10,000	13,270	3,000	5,000	3,732	-	5,000	3,732	-	-	-	-	37,000	27,060	3,000
Noviembre	17,000	8,038	-	10,000	14,886	1,000	5,000	8,288	-	5,000	8,288	-	-	-	-	37,000	35,598	1,000
Diciembre	19,000	6,616	-	10,000	8,034	-	5,000	8,288	-	5,000	8,288	-	-	-	-	39,000	27,225	-
	106,000	68,765	13,770	64,000	81,516	4,000	30,000	34,078	-	30,000	31,646	-	-	-	-	230,000	216,004	17,770

Estructura Civil

Sistema RCM	Cahua			Gallito Ciego			Arcata			Pariac			Pacasmayo			CAHUA SA		
	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P
Julio	-	278	13,000	7,000	240	-	2,000	1,480	3,150	-	-	1,000	1,000	886	-	10,000	2,684	17,150
Agosto	40,400	580	2,000	-	246	-	53,000	1,131	22,900	-	-	5,715	21,000	678	-	114,400	2,633	30,615
Septiembre	-	257	-	-	-	-	36,000	320	17,450	1,000	-	5,113	1,000	674	-	38,000	1,251	22,563
Octubre	-	307	-	-	2,565	1,000	38,000	802	13,050	-	8,204	-	1,000	888	-	39,000	12,345	14,050
Noviembre	-	5,320	-	-	-	-	-	241	500	-	441	-	1,000	862	-	1,000	6,664	500
Diciembre	-	14,509	-	-	-	-	-	13,584	-	1,000	680	1,000	1,000	683	-	2,000	29,656	1,000
	40,400	21,252	15,000	7,000	3,051	1,000	129,000	17,358	57,050	2,000	9,325	12,828	26,000	4,247	-	204,400	55,233	85,878

Sistema Auxiliar

Sistema RCM	Cahua			Gallito Ciego			Arcata			Pariac			Pacasmayo			CAHUA SA		
	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P
Julio	7,250	995	32,930	2,000	3,095	1,000	6,000	-	-	-	-	8,000	22,000	152,842	58,200	37,250	157,032	98,130
Agosto	54,960	8,056	7,000	89,000	28,102	8,000	13,000	659	-	-	-	-	44,000	46,482	96,200	200,960	83,499	109,200
Septiembre	37,250	9,852	13,640	2,000	17,498	-	4,000	-	-	-	5,852	-	38,000	99,648	84,200	78,250	132,661	97,840
Octubre	12,860	7,433	24,500	9,000	2,831	5,000	17,000	18,839	-	-	-	-	31,000	184,043	17,000	68,960	213,347	46,500
Noviembre	19,250	34,849	-	5,000	1,471	1,000	-	1,181	-	-	-	-	15,000	110,041	14,700	39,250	147,622	15,700
Diciembre	7,250	91,555	-	8,000	(300)	-	-	579	-	-	-	-	13,000	113,346	13,200	26,250	205,180	13,200
	138,920	152,651	78,070	113,000	52,797	13,000	40,000	21,539	-	-	5,852	8,000	161,000	706,503	281,500	452,920	939,341	380,570

Equipos de transporte

Sistema RCM	Cahua			Gallito Ciego			Arcata			Pariac			Pacasmayo			CAHUA SA		
	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P
Julio	18,800	10,855	25,100	4,000	128	3,500	3,000	4,436	5,000	1,000	512	2,000	-	-	-	24,800	15,929	35,600
Agosto	6,550	6,380	-	2,000	449	-	5,000	931	3,980	1,000	118	1,000	-	-	-	14,550	7,857	4,950
Septiembre	9,800	41,110	14,800	4,000	698	-	3,000	3,020	5,000	1,000	1,558	1,000	-	-	-	17,800	46,583	20,600
Octubre	15,800	6,418	8,300	2,000	-	-	2,000	1,990	2,000	1,000	416	1,000	-	-	-	20,800	8,725	11,300
Noviembre	19,300	8,852	3,500	4,000	300	-	3,000	395	5,000	1,000	4,179	1,000	-	-	-	27,300	11,727	9,500
Diciembre	16,800	9,398	-	2,000	-	-	2,000	6,378	2,000	1,000	698	2,000	-	-	-	21,800	16,774	4,000
	85,050	80,993	51,500	18,000	1,773	3,500	18,000	17,050	22,950	6,000	7,779	8,000	-	-	-	127,050	107,595	85,950

RESUMEN

Sistema RCM	Cahua			Gallito Ciego			Arcata			Pariac			Pacasmayo			CAHUA SA		
	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P	2004 P	2004 E	2005 P
Agua	234,920	23,752	233,924	8,000	773,965	100,000	10,000	50	25,550	69,000	234,879	5,400	-	-	-	341,920	1,032,675	364,874
Conjuntos	329,290	22,412	288,437	41,000	610	74,000	172,000	6,787	116,150	32,000	163,841	22,000	1,776,000	5,216,368	3,685,844	2,350,290	5,410,019	4,166,431
Primario	17,540	3,310	64,270	31,000	2,276	-	29,000	-	4,760	20,000	1,672	-	-	-	-	37,540	5,055	69,000
Control	103,900	1,904	37,384	18,000	5,484	7,000	5,000	18,614	-	-	409	-	11,000	8,895	6,000	135,900	35,306	50,384
Transmision	132,290	204,004	153,998	-	-	-	38,000	6,450	10,250	-	6,634	-	-	-	-	170,290	217,087	164,246
Telematica	106,000	68,765	13,770	64,000	81,518	4,000	30,000	34,078	-	30,000	31,648	-	-	-	-	230,000	216,004	17,770
Civil	40,400	21,252	15,000	7,000	3,051	1,000	129,000	17,358	57,050	2,000	9,325	12,628	28,000	4,247	-	204,400	55,233	85,878
Auxiliar	138,920	152,951	78,070	113,000	52,797	13,000	40,000	21,539	-	-	5,852	8,000	161,000	708,503	281,500	452,920	939,341	380,570
Transporte	85,050	80,993	51,500	18,000	1,773	3,500	18,000	17,050	22,950	8,000	7,779	8,000	-	-	-	127,050	107,595	85,950
	1,188,350	580,142	936,351	278,000	921,502	202,500	481,000	121,926	236,700	179,000	461,737	56,228	1,974,000	5,936,012	3,953,344	4,100,350	8,021,319	5,385,123

**EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA
CAHUA S.A.**

Año: 2004 100.00% S/ 8,021,319
 2005 100.00% S/ 5,385,123

Centro de Produccion Cahua			Centro de Produccion Gallito Ciego			Centro de Produccion Arcata			Centro de Produccion Pariac			Centro de Produccion Pacasmayo		
Sistema	2004 E	2005 P	Sistema	2004 E	2005 P	Sistema	2004 E	2005 P	Sistema	2004 E	2005 P	Sistema	2004 E	2005 P
Agua	0.30%	4.34%	Agua	9.65%	1.88%	Agua	0.00%	0.47%	Agua	2.93%	0.10%	Agua	0.00%	0.00%
Conjuntos	0.28%	5.36%	Conjuntos	0.01%	1.37%	Conjuntos	0.08%	2.16%	Conjuntos	2.04%	0.41%	Conjuntos	65.03%	68.07%
Primario	0.05%	1.19%	Primario	0.03%	0.00%	Primario	0.00%	0.09%	Primario	0.02%	0.00%	Primario	0.00%	0.00%
Control	0.02%	0.69%	Control	0.07%	0.13%	Control	0.23%	0.00%	Control	0.01%	0.00%	Control	0.11%	0.11%
Transmision	2.54%	2.86%	Transmision	0.00%	0.00%	Transmision	0.08%	0.19%	Transmision	0.08%	0.00%	Transmision	0.00%	0.00%
Telematica	0.86%	0.26%	Telematica	1.02%	0.07%	Telematica	0.42%	0.00%	Telematica	0.39%	0.00%	Telematica	0.00%	0.00%
Civil	0.26%	0.28%	Civil	0.04%	0.02%	Civil	0.22%	1.06%	Civil	0.12%	0.24%	Civil	0.05%	0.00%
Auxiliar	1.90%	1.45%	Auxiliar	0.66%	0.24%	Auxiliar	0.27%	0.00%	Auxiliar	0.07%	0.15%	Auxiliar	8.81%	5.23%
Transporte	1.01%	0.96%	Transporte	0.02%	0.06%	Transporte	0.21%	0.43%	Transporte	0.10%	0.15%	Transporte	0.00%	0.00%
Total	7.23%	17.39%	Total	11.49%	3.76%	Total	1.52%	4.40%	Total	5.76%	1.04%	Total	74.00%	73.41%

ANEXO B: Datos técnicos de transformadores

TRANSFORMADORES CH GALLITO CIEGO

LEVANTAMIENTO DE INFORMACION TECNICA CENTRO PRODUCCION GALLITO CIEGO

Equipo: GC 321001 Transformador de potencia T1

Fabricante: SIEMENS
 Serie: 305059
 Tipo: TLUN 7448
 Frecuencia: 60 Hz
 Normas: IEC 76
 No de fases: 3
 Instalacion: Exterior
 Afix: 1896

Desviados	S _{NOM}		V _{NOM}	I _{NOM}	
	ONAN	ONAF		ONAN	ONAF
Alta Tension	20,000	25,000	60,000	162,5	240,5
Baja Tension	20,000	25,000	10,500	1089,7	1374,5

Impedancia de Corto - Circuito		Z (%)	
Base	Relacion	T1	T2
20000 Kva	63000/10500	9.58	9.58
60 Hz	60000/10500	9.80	9.80
75° C	57000/10500	10.31	10.27

V _i (Kv Cresta)		V _i (Kv Efect)	
LINEA	NEUTRO	APLICADA	INDUCIDA
325	95	38	140
75		28	22.8

Leyenda: V_i: Tension Soportable Impulso atmosf. onda plena
 V_i: Tension Soportable Frec. Industrial

Corriente Max. Cortocircuito (Kg)		Simetria	Asimetrica
Terminales	Duracion		
AT	3 (s)	2.0	5.2
BT	3(s)	11.5	30.2

Corriente de Excitación a Tension Normal (Base 20000 Kva): 0.10%
 Masa Total: 33390 Kg
 Masa del tanque y Accesorios : 10130 Kg.
 Masa de la Parte Activa: 15420 Kg
 Masa del Aceite: 7840 Kg.
 Tipo de Aceite: Mineral Aislante
 Circuito de Equipo Auxiliar: T4040143
 Circuito de Control de Enfriamiento Forzado: T4040144

Cambiador de Derivacion sin Tension de la AT (Transf. Desconectados de la Linea Al cambiar derivacion)				
Tension (V)	Corriente		Cambiador de Derivacion sin Extension	
	ONAN	ONAF	POS	Conexiones
63000	183	229.1	1	10 - 13 / 18 - 14 / 12 - 15
61500	188	234.7	2	7 - 13 / 8 - 14 / 9 - 15
60000	193	240.6	3	7 - 16 / 8 - 17 / 9 - 18
58500	197	246.7	4	4 - 16 / 5 - 17 / 6 - 18
57000	202	253.2	5	4 - 19 / 5 - 20 / 6 - 21

Transformador de Corriente Tipo Boquilla			
Rof	Boquilla	Presicion	Relacion (A) Terminales
T11 / T14	H1	SP10 - 30 VA	250 - 1 S1 - S2
T12 / T15	H2		
T13 / T16	H3		
T21	H1	Clase 0.5	250 - 1 S1 - S2
T22	H2		
T23	H3		
T31/T34	X1	SP10 - 30 VA	1600 - 1 S1 - S2
T32/T35	X2		
T33/T36	X3		
T42	X2	Clase 3 - 45 VA	3000 - 5 S1 - S2
T50	H0	SP10 - 10 VA	160 - 1 S1 - S2

**LEVANTAMIENTO DE INFORMACION TECNICA
CENTRO PRODUCCION GALLITO CIEGO**

Equipo: GC 321002 Transformador de potencia T2

Fabricante: SIEMENS

Serie: 305060
Tipo: TLUN 7448
Frecuencia: 60 Hz
Normas: IEC 78
No de fases: 3
Instalacion: Exterior
Año: 1995

Dimensiones	S _{NOM}		V _{FCM}	I _{NOM}	
	ONAN	ONAF		ONAN	ONAF
Alta Tension	20,000	25,000	60,000	182.5	240.5
Baja Tension	20,000	25,000	10,500	1059.7	1374.5

Impedancia de Corto - Circuito

Base	Relacion	Z (%)	
		T1	T2
20000 Kva	63000/10500	9.58	9.58
60 Hz	60000/10500	9.80	9.80
25° C	57000/10500	10.31	10.27

Corriente Max. Cortocircuito (Ka)

Terminales	Duracion	Simetrica	Asimetrica
AT	3 (s)	2.0	5.2
BT	3(s)	11.5	30.2

Corriente de Excitación a Tension Normal (Base 20000 Kva): 0.10%
Masa Total: 33390 Kg
Masa del tanque y Accesorios : 10130 Kg
Masa de la Parte Activa: 15420 Kg
Masa del Aceite: 7840 Kg
Tipo de Aceite: Mineral Aislante
Codigo de Equipo Auxiliar: T4040143
Codigo de Control de Enfriamiento Forzado: T4040144

**Cambiador de Derivacion sin Tension de la AT
(Transf. Desconectados de la Linea Al cambiar derivacion)**

Tension (V)	Corriente		POS	Conexiones
	ONAN	ONAF		
63000	183	229.1	1	10 - 13/ 18 - 14 / 12 - 15
61500	188	234.7	2	7 - 13 / 8 - 14 / 9 - 15
60000	193	240.6	3	7 - 16 / 8 - 17 / 9 - 18
58500	197	246.7	4	4 - 16 / 5 - 17 / 6 - 18
57000	202	253.2	5	4 - 19 / 5 - 20 / 6 - 21

LINEA	V _i (Kv Cresta)		V _i (Kv Eficaz)	
	NEUTRO	APLICADA	INDUCIDA	
325	85	38	140	
75		28	22.8	

Leyenda: V_i: Tension Soportable Impulso atmosf. onda plena
V_i: Tension Soportable Frec. Industrial

Transformador de Corriente Tipo Boquilla

Ref	Boquilla	Presicion	Relacion (A) Terminales
T11 / T14	H1	SP10 - 30 VA	250 - 1 S1 - S2
T12 / T15	H2		
T13 / T16	H3		
T21	H1	Clase 0.5	250 - 1 S1 - S2
T22	H2		
T23	H3		
T31/T34	X1	SP10 - 30 VA	1500 - 1 S1 - S2
T32/T35	X2		
T33/T36	X3		
T42	X2	Clase 3 - 45 VA	3000 - 5 S1 - S2
T50	H0	SP10 - 10 VA	150 - 1 S1 - S2

TRANSFORMADORES CCHH PARIAC

Relacion de Transformadores Principales

Especificaciones Técnicas

Item	Código RCM	Nombre	Tipo	S _{KVA}	V _{LV}	I _{AmP}	Grupo	V _{cc} (%)	Marca	Modelo	Serie	Año	Peso	Ubicación ¹
1	PAR321001	Transformador Principal CH1	Elevador		13.8 / 0.44	658 / 20.4	Dyn5		Electrica Optimizacion S.A.	RR 2528 A	88013-302	1983	1,550 Kg	PAR73000
2	PAR321002	Transformador Principal CH2	Elevador	500		23.8 / 715	Ynd5	4.22	Schorch	RR 2528 A	8420111401	1981	1,820 Kg	PAR73000
3	PAR321003	Transformador Principal CH3A	Elevador	545	(13.280; 13.220; 12.540) / 0.44	56.5 / 1,895	Ynd5	5.08	Schorch	RR 2532 A	8420111301	1983	3,800 Kg	PAR73000
4	PAR321004	Transformador Principal CH3N	Elevador	1,282	(13.880; 13.200; 12.540) / 0.44	98 / 2,941	Ynd5	6.16	Schorch	RR 2534 A	8420111502	1981	5,320 Kg	PAR73000
5	PAR321005	Transformador Principal CH4-I	Elevador	2,241	(13.880; 13.200; 12.540) / 0.44	98 / 2,941	Ynd5	6.16	Schorch	RR 2534 A	8420111501	1981	5,320 Kg	PAR73000
6	PAR321006	Transformador Principal CH4-II	Elevador	2,241	(13.880; 13.200; 12.540) / 0.44				Schorch	RR 2534 A	8420111501	1981	5,320 Kg	PAR73000
7	PAR321007	Transformador Principal SE Pariac	Elevador	9,200	(88.112 / 13.2); (80.016 / 13.2); 53.920 / 13.2	(80.3, 88.5, 98.5) / 402.4	Ynd5	8.25, 8.0, 7.55	Schorch	RS-27460A	8420111101	1983	22,900 Kg	PAR73000

Nota:

- (1) PAR730001 Casa de Máquinas CH1
- PAR730002 Casa de Máquinas CH2
- PAR730003 Casa de Máquinas CH3A
- PAR730004 Casa de Máquinas CH3N
- PAR730005 Casa de Máquinas CH4

Qualitas s.a.

CONTROL DE CALIDAD
ANALISIS DE ACEITE DIELECTRICO
PRUEBAS DE APARATOS ELECTRICOS DE MT Y AT
SERVICIOS DE MANTENIMIENTO

Psje. Casapalca 1673 (Alt. Coliseo Amauta) Lima 1 - Telefax: 337-0024 - 425-7273 E-mail: qualita@terra.com.pe

Q-0630-2002

Lima, 19 de Junio del 2,002

Señores:

EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CAHUA S.A.

Presente.-

Atención: **ING. RODOLFO ZAMALLOA**
Gerente General

Asunto: **PRUEBAS ELECTRICAS DEL TRANFORMADOR DE POTENCIA
SCHORCH, 9.2 MVA, 60/13.2 KV, 1981, SERIE N° 6420111101,
S.E. PARIAC - HUARAZ**

Ref.: **O.C. 020-02**

De nuestra consideración:

Mediante el presente es grato saludarlo e informar sobre las pruebas eléctricas realizadas al Transformador de la referencia:

1.0 LUGAR Y FECHA DE PRUEBAS

- S.E. Pariac - Huaraz
- 29-Mayo-2002

2.0 DATOS DE PLACA

- Fabricante SCHORCH
- Tipo RS 274 OA
- N° Serie 6420111101
- Potencia 9.2 MVA
- Relación 60.016/13.2 KV
- Grupo Conexión YNd5
- Frecuencia : 60 Hz
- Peso del Aceite
- Año de Fabricación : 1981

Qualitas s.a.

CONTROL DE CALIDAD
ANALISIS DE ACEITE DIELECTRICO
PRUEBAS DE APARATOS ELECTRICOS DE MT Y AT
SERVICIOS DE MANTENIMIENTO

Psje. Casapalca 1673 (All. Coliseo Amauta) Lima 1 - Telefax: 337-0024 - 425-7273 E-mail: qualita@terra.com.pe

3.0 EQUIPO UTILIZADO

3.1. ANALIZADOR DE AISLAMIENTO M4000-DOBLE

	INSTRUMENTO	CONTROLADOR
Modelo	: M4100	M4200
N° Serie	: 129300091	069500519
Voltaje	: 230 V.	115-230 V.
Corriente	: 10 Amp.	2-1 A
Voltaje Salida	: 0-12 Kv.	-----
Frecuencia	: 60 Hz.	60 Hz.
Corriente de Salida	: 300 Ma	-----

3.2. MEGOMETRO

- Marca: ABB Metrawatt
- Tipo: METRISO 5000
- Rango: 500 – 1,000 - 2,500 – 5,000 VDC

4.0 PRUEBAS REALIZADAS

- Medición del Factor de Potencia del Aislamiento.
- Medición de la Capacitancia de los devanados.
- Medición de la Corriente de Excitación.
- Medición de Resistencia de Aislamiento

5.0 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

5.1. MEDICION DEL FACTOR DE POTENCIA

Aislamiento	FP(%)	CAP(pF)	Resultado
CH	0.19	2212.6	Conforme
CHL	0.24	4462.6	Conforme
CL	0.30	6337.0	Conforme

Nota : Valor Limite Recomendado del Factor de Potencia (FP): < 1.0 %

5.2 MEDICION DE LA CORRIENTE DE EXITACION

Fase	mA	Resultado
U – O	39.79	Valores indican que no existe problema de aislamiento entre espiras.
V – O	30.96	
W – O	40.23	

Qualitas s.a.

CONTROL DE CALIDAD
ANALISIS DE ACEITE DIELECTRICO
PRUEBAS DE APARATOS ELECTRICOS DE MT Y AT
SERVICIOS DE MANTENIMIENTO

Psje. Casapalca 1673 (Alt. Coliseo Amauta) Lima 1 - Telefax: 337-0024 - 425-7273 E-mail: qualita@terra.com.pe

5.3 MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Valores en nivel aceptable.

<u>Fase</u>	<u>Valor (MΩ)</u>	<u>Resultado</u>
AT/M	3000	Conforme
AT/BT	4000	Conforme
BT/M	2000	Conforme

6.0 RECOMENDACIÓN

- Condición Operativa : Normal
- Nueva Medición en doce (12) meses.

7.0 ANEXOS

- Protocolo de prueba del Factor de Potencia, Capacitancia y Corriente de Excitación de los devanados. Anexo N° 1.
- Protocolo de la Resistencia de Aislamiento. Anexo N° 2.

Atentamente,

QUALITAS S. A.

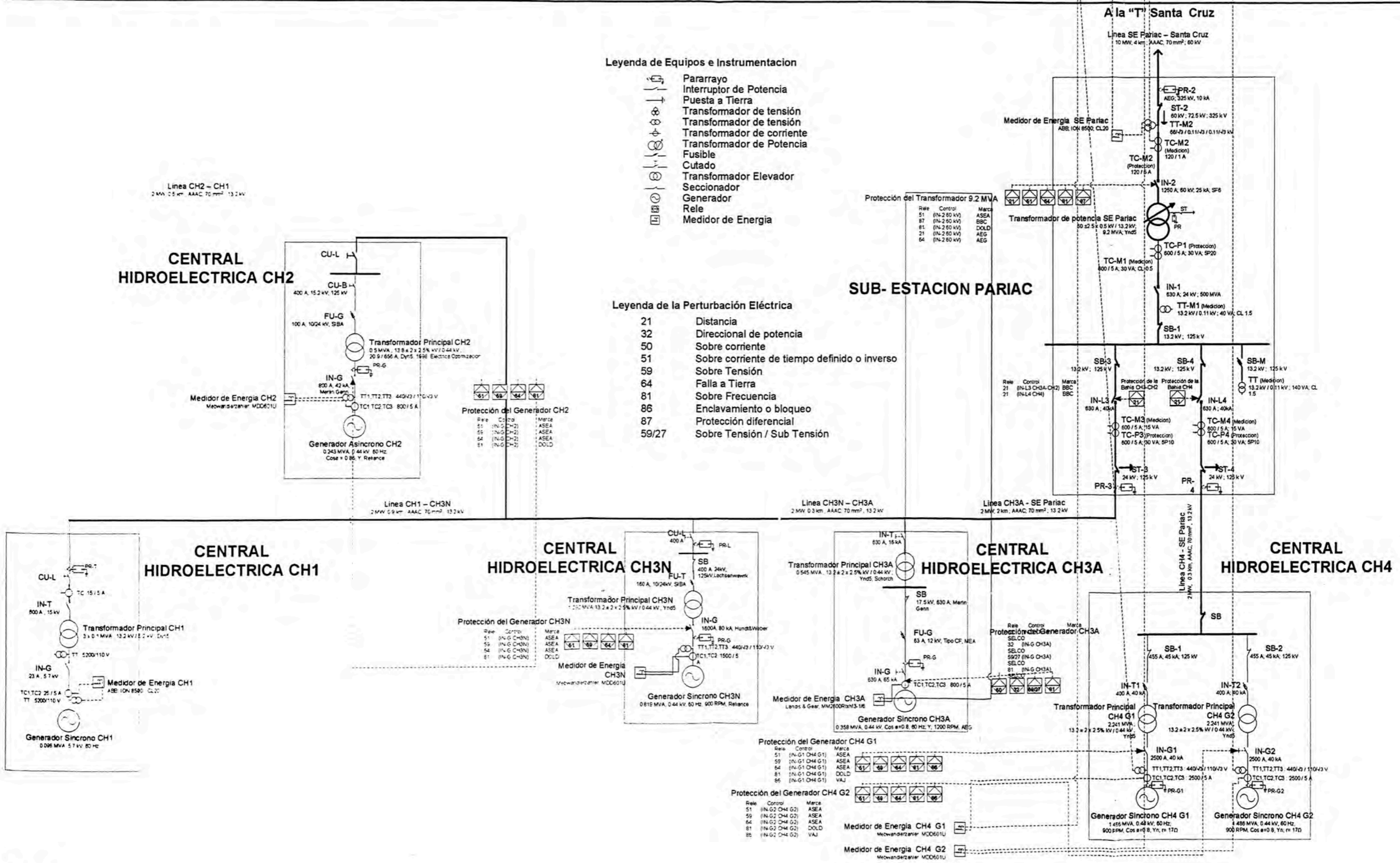
Ing JULIO CASTILLO S.
DIRECTOR GERENTE

BIBLIOGRAFÍA

1. R. Farquharson. "Substation Equipment Monitoring and Diagnostic".
Distribu TECH – USA. 1999
2. VEPRO, "Reliability Centered Maintenance Program".
SN Power – Noruega. 2005
3. TECSUP, "El RCM, alcances y limitaciones".
TECSUP / BID – Perú. 2003
4. N. Containa, "Study of existing RCM approaches used in different industries"
UPM – España. 2000

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL: SISTEMA PRIMARIO, MEDICION, PROTECCION Y TRANSPORTE

CENTRO DE PRODUCCION PARIAC



Legenda de Equipos e Instrumentacion

- Pararrayo
- Interruptor de Potencia
- Puesta a Tierra
- Transformador de tensión
- Transformador de corriente
- Transformador de Potencia
- Fusible
- Cutado
- Transformador Elevador
- Seccionador
- Generador
- Rele
- Medidor de Energia

Legenda de la Perturbación Eléctrica

- 21 Distancia
- 32 Direccional de potencia
- 50 Sobre corriente
- 51 Sobre corriente de tiempo definido o inverso
- 59 Sobre Tensión
- 64 Falla a Tierra
- 81 Sobre Frecuencia
- 86 Enclavamiento o bloqueo
- 87 Protección diferencial
- 59/27 Sobre Tensión / Sub Tensión

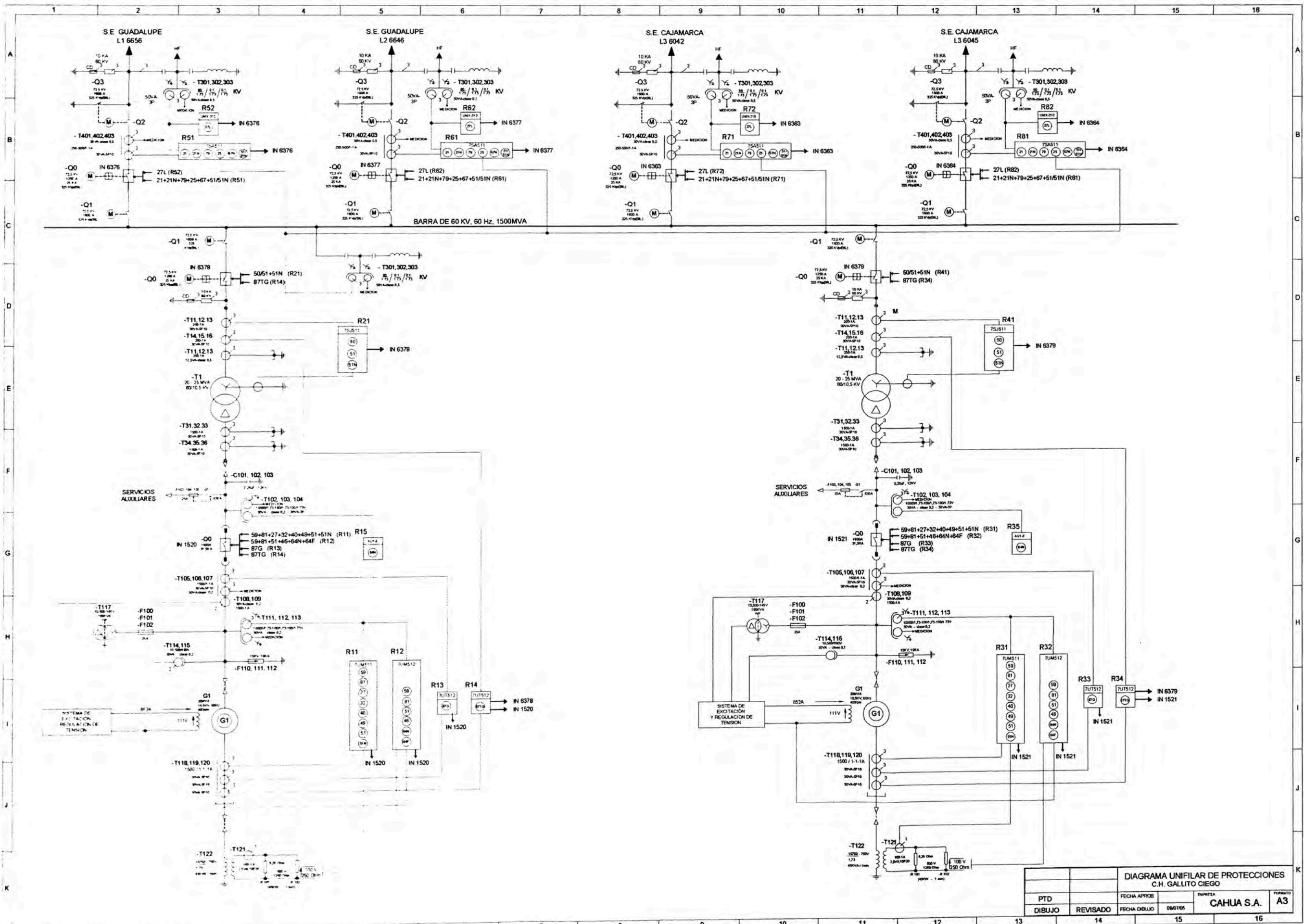


DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES C.H. GALLITO CIEGO			
PTD	FECHA APROB.	EMPRESA	FORMATO
DIBUJO	REVISADO	FECHA DIBUJO	09/07/05
		CAHUA S.A.	A3