

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“GESTION DE ACTIVOS PARA EL MEJORAMIENTO
CONTINUO DEL MANTENIMIENTO DE LA TRANSMISION
DE ENERGIA ELECTRICA”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

MIGUEL JOHNNY CASAS ALCALA

PROMOCION 1998-II

LIMA – PERU

2005

*A mi queridos padres, esposa, hijos y hermano,
quienes me brindaron todo su comprensión y apoyo
en la realización de este informe, y quienes me
recuerdan a diario, que lo más importante es
el amor, la salud y perseverancia en las
metas propuestas.*

CONTENIDO

PROLOGO	1
CAPITULO I	3
INTRODUCCIÓN	3
1.1 Generalidades	3
1.2 Objetivos	4
1.3 Alcances	4
1.4 Normas	4
CAPITULO II	6
EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL	6
2.1 Paradigmas del Mantenimiento	6
2.2 Evolución del Mantenimiento	6
2.2.1 Nuevas Expectativas	8
2.2.2 Nueva Investigación	9
2.2.3 Nuevas Técnicas	10
2.3 Tipos de Mantenimiento	11
2.3.1 Mantenimiento Correctivo	11
2.3.1.1 Correctivo Contingente	11
2.3.1.2 Correctivo Programable	12
2.3.1.3 Desventajas del Mantenimiento	
Correctivo	12
2.3.2 Mantenimiento Preventivo	13

2.3.2.1	Desventajas del Mantenimiento Preventivo	15
2.3.3	Mantenimiento Predictivo	15
2.3.3.1	Ventajas del Mantenimiento Predictivo	17
2.3.3.2	Objetivos del Mantenimiento según Condición	19
CAPITULO III		21
FUNDAMENTOS DE LA GESTION DE ACTIVOS		21
3.1	Definición según PAS 55	21
3.2	Modelo de Gestión de Activos	21
3.3	Objetivos	22
3.3.1	Optimización del Mantenimiento	22
3.3.2	Evaluación de Proyectos de Inversión	22
3.3.3	Planes de Contingencia	23
3.4	Etapas	23
3.4.1	Diagnóstico	23
3.4.2	Control	24
3.4.2.1	Análisis Causa Raíz	25
3.4.2.2	Priorización de Intervenciones mediante la "Comparación por Pares"	26
3.4.3	Optimización	35
CAPITULO IV		39
SITUACIÓN DEL MANTENIMIENTO TRADICIONAL		39
4.1	Mantenimiento de Líneas de Transmisión	39
4.1.1	Mantenimiento Predictivo	39

4.1.2	Mantenimiento Preventivo en Redes Aéreas	40
4.1.3	Mantenimiento Preventivo en Cables Subterráneos	41
4.2	Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión	42
4.2.1	Mantenimiento Predictivo	42
4.2.2	Mantenimiento Preventivo	44
4.3	Condiciones Subestándares que se han presentado en los Sectores de Mantenimiento Transmisión	47
4.3.1	Para el caso del Mantenimiento de Líneas de Transmisión	47
4.3.2	Para el caso del Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión	49
CAPITULO V		51
DIAGNOSTICO Y PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA		51
5.1	Herramientas de Gestión de la Calidad	51
5.1.1	Aplicación del Análisis Causa Raíz sobre situación técnica actual	51
5.1.2	Referenciamiento con otras Empresas (Benchmarking)	52
5.2	Planteamiento de la Problemática	57
5.2.1	Falta de Optimización del Mantenimiento	57
5.2.2	Falta de Priorización de Proyectos de Inversión, a nivel Empresa	58
5.2.3	Falta de relación entre los planes de contingencia, y la condición de los activos	58

CAPITULO VI	61
OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO	61
6.1 Acciones Propuestas para el Aseguramiento de la Calidad de la Información	61
6.1.1 Evaluación de la Condición de los Equipos de Pruebas	62
6.1.2 Conocimiento de los Activos Existentes	63
6.1.3 Entrenamiento en Ejecución de Pruebas	69
6.2 Priorización por Condición y Criticidad de los Activos	70
6.2.1 Evaluación de Condición de Transformadores de Potencia	70
6.2.2 Evaluación de la Criticidad de Transformadores de Potencia	101
6.2.3 Evaluación General por Condición y Criticidad	102
6.2.4 Soporte Informático (AMP)	103
6.3 Aplicación del Análisis Causa Raíz	104
6.4 Referenciamiento con Otras Empresas	105
6.5 Plan de Capacitación Especializada	105
6.6 Elaboración de Estándares Propios	106
CAPITULO VII	107
IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS: REGENERACIÓN EN CALIENTE DE ACEITE DIELECTRICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	107
7.1 Antecedentes	107

7.2	Desarrollo del Proceso de Implementación	108
CAPITULO VIII		115
PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN		115
8.1	Generalidades	115
8.2	Pasos a Seguir	115
CAPITULO IX		121
IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE CONTINGENCIA		121
9.1	En Activos de Transmisión	121
9.2	Estados de Almacenes	122
9.3	Estrategias de Compra	123
CAPITULO X		127
VENTAJAS DEL PLAN PROPUESTO		127
10.1	Análisis Comparativo entre el Sistema Tradicional y el Propuesto	127
10.2	Ventajas Administrativas	130
10.3	Ventajas Técnicas	130
10.4	Ventajas Económicas	131
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		133
BIBLIOGRAFÍA		137
APÉNDICE		138

PROLOGO

Actualmente el sector de mantenimiento en cualquier empresa juega un rol muy importante en el desarrollo de los negocios, bajo esta perspectiva se ha creído conveniente desarrollar el presente Informe de Suficiencia, aplicando la Gestión de Activos en la Transmisión de Energía Eléctrica, de una de las empresas más importantes del sector eléctrico nacional, teniendo como resultado grandes beneficios obtenidos en el corto plazo, y otros proyectados en el mediano y largo plazo.

Se destaca que este tema da a conocer nuevos conceptos de gestión para optimizar la administración sobre los activos, desde todos los puntos de vista de la calidad, es decir desde un punto de vista de ingeniería, relaciones humanas, seguridad y medio ambiente, con la finalidad de plantear alternativas de mejoramiento continuo.

En el Primer Capítulo se plantea los objetivos y alcances del trabajo.

En el Capítulo II se describe la evolución que ha tenido el mantenimiento industrial, debido a un aumento de la mecanización, mayor complejidad de la maquinaria, nuevas técnicas de mantenimiento y un nuevo enfoque de la organización.

En el Capítulo III se plantea los Fundamentos de la Gestión de Activos,

conceptos bajo los cuales se desarrolla la aplicación del presente informe, basado principalmente en separar la decisión de la acción.

En el Capítulo IV se describen las actividades que se venían desarrollando en los sectores de mantenimiento de líneas y subestaciones de transmisión.

En el Capítulo V a través de Herramientas de Calidad, tales como el Análisis de Causa Raíz y el Benchmarking, se efectúa el diagnóstico y planteamiento de la problemática existente en los sectores de mantenimiento transmisión.

En el Capítulo VI se plantean acciones para la Optimización del Mantenimiento, tales como el aseguramiento de la calidad de la información, evaluación de activos por condición y criticidad, capacitación permanente, referenciamiento con otras empresas, etc.

En el Capítulo VII se describe el proceso de implementación de la Regeneración en Caliente de Aceites Dieléctricos en transformadores de potencia.

En el Capítulo VIII se efectúa la aplicación de la metodología de Comparación por Pares, para la priorización de los proyectos de inversión planteados por diversos sectores.

En el Capítulo IX se describe los beneficios de la Gestión de Activos, en la Implementación efectiva de Planes de Contingencia.

En el Capítulo X se muestran las ventajas del plan propuesto, tanto administrativas, técnicas y económicas, y que actualmente se vienen obteniendo.

Todos los puntos son analizados tomando en cuenta la Seguridad, Salud y Medio Ambiente, equilibrados con la calidad y eficiencia económica.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

Las grandes empresas actualmente apuestan hacia la mejora continua de su desempeño. Ya esto no es cuestión de modas o discursos bonitos, sino es cuestión de supervivencia. Bien, en los últimos años se ha “descubierto” que en el mantenimiento hay una serie de oportunidades a obtener, bajo la forma de disminución del riesgo y/o costos de mantenimiento, además de una optimización del último mediante el uso de técnicas de avanzada.

En este contexto, la confiabilidad o seguridad de funcionamiento de una instalación industrial, visión integrada de los conceptos de fiabilidad (capacidad para funcionar continuamente durante un determinado período de tiempo), mantenibilidad (capacidad para ser mantenido preventiva y correctivamente), disponibilidad (capacidad para funcionar en un instante determinado) y seguridad (capacidad para operar sin producir daño), constituye el índice básico de medida del aseguramiento de su capacidad productiva.

1.2 Objetivos

- Dar a conocer nuevos conceptos de gestión para optimizar la administración sobre los activos, enfocando la eficiencia y eficacia desde todos los puntos de vista de la calidad, es decir desde un punto de vista de ingeniería, relaciones humanas, seguridad y medio ambiente (Gestión de Activos), con la finalidad de plantear alternativas de mejoramiento continuo.
- Con las herramientas planteadas, analizar el área de Transmisión de una empresa del sector eléctrico nacional, y mostrar los beneficios obtenidos.

1.3 Alcances

El presente documento plantea todos los pasos a seguir para la implementación de la Gestión de Activos en el negocio de Energía Eléctrica, y a manera de análisis particular, desde el punto de vista técnico, se evalúa la condición del activo "Transformador de Potencia".

1.4 Normas

- British Estándar Asset Mangement / PAS-55
- Guía para la Interpretación de los análisis de gases disueltos y libres / IEC 60599

- Guía para la toma de muestras de gases y de aceite en equipos eléctricos rellenos de aceite y para el análisis de los gases libres y disueltos / IEC 60567
- Guía para la Interpretación de Gases Generados en Transformadores de Potencia / IEEE Std C57.104-1991
- Guía para Pruebas de Diagnóstico de Equipos de Eléctricos de Potencia / IEEE Std 62-1995

CAPITULO II

EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL

2.1 Paradigmas del Mantenimiento

Tradicionalmente el mantenimiento poseía las siguientes características:

- Prescripción de legislación y estándares.
- Recomendaciones de los vendedores.
- Experiencias prácticas previas.
- Uso de nuevas tecnologías sólo por el hecho de ser usadas.
- Definido por juicio de experiencia.
- No existían justificaciones documentadas claras.

2.2 Evolución del Mantenimiento

Como se ha visto, la idea general del mantenimiento está cambiando. Los cambios son debidos a un aumento de mecanización, mayor complejidad de la maquinaria, nuevas técnicas de mantenimiento y un nuevo enfoque de la organización y de las responsabilidades del mismo.

El mantenimiento también está reaccionando ante nuevas expectativas. Estas incluyen una mayor importancia a los aspectos de seguridad y del medio ambiente, un conocimiento creciente de la conexión existente entre el mantenimiento y la calidad del producto, y un aumento de la presión ejercida para conseguir una alta disponibilidad de la maquinaria al mismo tiempo que se controlen los costes.

Los cambios están poniendo a prueba al límite las actitudes y conocimientos del personal en todas las ramas de la industria. El personal de mantenimiento desde el ingeniero hasta el gerente tienen que adoptar nuevas formas de pensar y actuar. Al mismo tiempo que se hacen más patente las limitaciones de los sistemas actuales de mantenimiento, a pesar del uso de computadores personales.

Frente a esta avalancha de cambios, el personal encargado del mantenimiento está buscando un nuevo camino. Quieren evitar a toda costa equivocarse cuando se toma alguna acción de mejora. En lugar de ello tratan de encontrar un marco de trabajo estratégico que sintetice los nuevos avances en un modelo coherente, de forma que puedan evaluarlos racionalmente y aplicar aquellos que sean de mayor valía para ellos y sus compañías.

Los cambios pueden clasificarse bajo los títulos de nuevas expectativas, nueva investigación y nuevas técnicas.

2.2.1 Nuevas Expectativas:

El crecimiento continuo de la mecanización significa que los periodos improductivos tienen un efecto más importante en la producción, coste total y servicio al cliente. Esto se hace más patente con el movimiento mundial hacia los sistemas de producción justo a tiempo, en el que los reducidos niveles de stock en curso hacen que pequeñas averías puedan causar el paro de toda una planta. Esta consideración está creando fuertes demandas en la función del mantenimiento.

Una automatización más extensa significa que hay una relación más estrecha entre la condición de la maquinaria y la calidad del producto. Al mismo tiempo se está elevando continuamente los estándares de calidad. Esto crea mayores demandas en la función del mantenimiento.

Otra característica en el aumento de la mecanización es que cada vez son más serias las consecuencias de los fallos de una planta para la seguridad y/o el medio ambiente. Al mismo tiempo los estándares en estos dos campos también están mejorando en respuesta a un mayor interés del personal gerente, los sindicatos, los medios de información y el gobierno. También esto ejerce influencia sobre el mantenimiento.

Finalmente el coste del mantenimiento todavía está en aumento, en términos absolutos y en proporción a los gastos

totales. En algunas industrias, es ahora el segundo gasto operativo más alto y en algunos casos el primero. Como resultado de esto, en solo treinta años lo que antes no suponía casi ningún gasto se ha convertido en la prioridad de control de coste más importante.

2.2.2 Nueva Investigación:

Mucho más allá de las mejores expectativas, la nueva investigación está cambiando nuestras creencias más básicas acerca del mantenimiento. En particular, se hace aparente ahora que hay una menor conexión entre el tiempo que lleva una máquina funcionando y sus posibilidades de fallo.

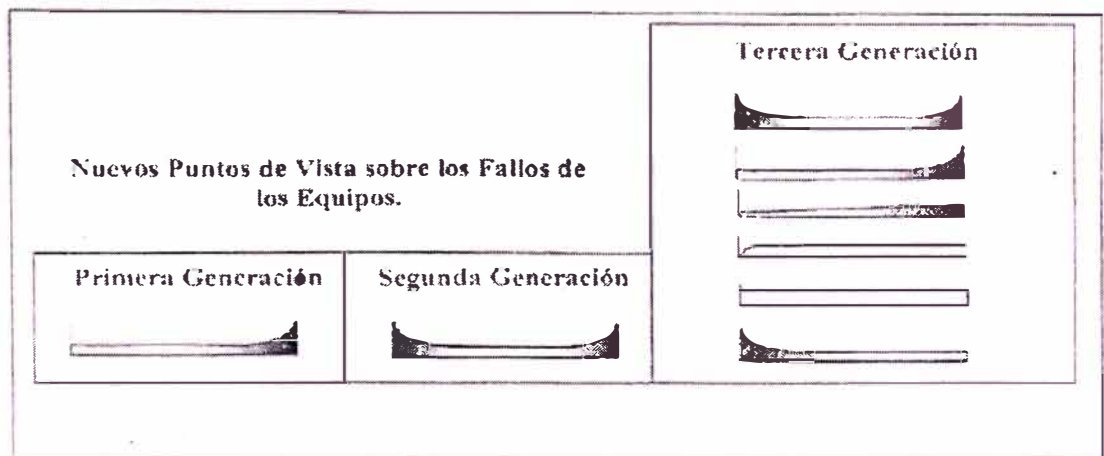


Figura N° 1 Punto de vista de los fallos de equipos

La figura muestra como el punto de vista acerca de los fallos en un principio (**Primera Generación**) era simplemente

asociado a que cuando los elementos físicos envejecen, tienen más posibilidades de fallo, mientras que un conocimiento creciente acerca del desgaste por el uso durante la **Segunda Generación** llevó a la creencia general en la Curva de la Bañera. Sin embargo la investigación hecha por la **Tercera Generación** ha revelado que en la práctica actual no sólo ocurre un modelo de fallo, sino seis diferentes.

2.2.3 Nuevas Técnicas:

Ha habido un aumento explosivo en los nuevos conceptos y técnicas de mantenimiento. Se cuentan ahora centenares de ellos y surgen cada vez.

El problema al que hace frente el personal de mantenimiento, hoy en día, no es sólo el aprender cuáles son estas nuevas técnicas, sino también el ser capaz de decidir cuáles son útiles y cuáles no lo son para sus propias compañías.

Si elegimos adecuadamente, es posible que mejoremos la práctica del mantenimiento y a la vez contengamos e incluso reduzcamos el coste del mismo. Si elegimos mal, crearemos más problemas a la vez que haremos más graves los existentes.

El presente trabajo demostrará que todas las metodologías existentes del mantenimiento en nuestro medio, son sólo

herramientas, las cuales aplicadas en forma conjunta con los objetivos del negocio y los temas humanos, a través de la Gestión de los Activos, optimizarán el Impacto Total de Costos, Desempeño y Exposición al Riesgo en la Vida del Negocio.

2.3 Tipos de Mantenimiento

2.3.1 Mantenimiento Correctivo

Se define como la actividad humana desarrollada en equipos, instalaciones o construcciones cuando, a consecuencia de alguna falla, han dejado de prestar la calidad de servicio esperada.

Este tipo de mantenimiento se divide en dos ramas:

- Correctivo Contingente
- Correctivo Programable

2.3.1.1 Correctivo Contingente

Se refiere a las actividades que se realizan en forma inmediata, debido a que algún equipo que proporciona servicio vital ha dejado de hacerlo, por cualquier causa, y tenemos que actuar en forma emergente y, en el mejor de los casos, bajo un plan contingente.

Las labores que en este caso deben de realizarse, tienen por objeto la recuperación inmediata de la calidad del servicio; es decir, que esta se coloque dentro de los límites esperados por medio de arreglos provisionales, así, el personal de mantenimiento debe de efectuar solamente trabajos indispensables, evitando arreglar otros elementos de la máquina o hacer otro trabajo adicional, que quite tiempo para volverla a poner en funcionamiento con una adecuada fiabilidad.

2.3.1.2 Correctivo Programable

Se refiere a las actividades que se desarrollan en los equipos o máquinas que están proporcionando un servicio trivial y este, aunque necesario, no es indispensable para dar una buena calidad de servicio, por lo que es mejor programar su atención, por cuestiones económicas.

2.3.1.3 Desventajas del Mantenimiento Correctivo

- Permitir un fallo en un componente de una máquina y consecuentemente los costes pueden ser muy altos.

- El fallo puede ocurrir en una hora inconveniente, o si el equipo es móvil, en un lugar inconveniente, de manera que no estará disponible ni el personal ni los repuestos necesarios para su reparación.
- Hay planta que no pueden ser paradas de un momento a otro, ya sea porque proveen un servicio esencial o manejan productos tales como alimentos o materiales fundidos, los cuales se deteriorarán o solidificarán o producirán otros efectos dañinos si la planta se detiene repentinamente.

2.3.2 Mantenimiento Preventivo

Se considera como la actividad humana desarrollada en equipos, instalaciones o construcciones con el fin de garantizar que la calidad del servicio que estos proporcionan continúe dentro de los límites establecidos. Con esta definición se concluye que toda labor de conservación que se realice con los recursos del negocio, sin que dejen de ofrecer la calidad de servicio esperada, debe catalogarse como de mantenimiento preventivo.

Este tipo de mantenimiento siempre es programable.

En un inicio, se definía como la realización de rondas de supervisión o de sustitución en periodos fijos de tiempo.

El mantenimiento preventivo realizado a intervalos de tiempo regulares es un avance comparado con el mantenimiento correctivo respecto a la prevención de fallos inesperados. Sin embargo, no es el método óptimo para obtener una máxima seguridad y confiabilidad de la planta. Fundamentalmente, porque los fallos no se producen a intervalos regulares de tiempo, sino que se producen a intervalos de tiempo de acuerdo a una distribución. De aquí que el intervalo de tiempo entre intervenciones se elija como un valor de compromiso entre un intervalo corto (sobre mantenimiento) que resulta seguro, pero muy caro, y un intervalo largo (sub mantenimiento) que es barato, pero hay riesgo de que ocurran muchos fallos durante dicho intervalo. El intervalo de tiempo entre intervenciones se determina a menudo estadísticamente como el período de tiempo durante el cual el fabricante espera que menos del 2% de máquinas nuevas o totalmente revisados fallen, es decir, una confiabilidad del 98%. Este intervalo de intervención debe ser revisado continuamente, ya que estudios demuestran que dicho valor cambia a lo largo de la vida de la máquina.

2.3.2.1 Desventajas del Mantenimiento Preventivo

Presenta tres desventajas básicas:

- Algunos fallos de todas formas ocurrirán entre los intervalos de reparación, y esto puede ser inesperado e inconveniente.
- Durante la detención muchos componentes en buenas condiciones se desmontarán se inspeccionarán, o se cambiarán innecesariamente, y si se comete algún error en el reensamble, la condición final con que queda la máquina puede ser peor que antes de realizar la intervención.
- Como en una reparación general, se requiere examinar gran número de elementos, ello puede tomar un tiempo considerable y puede resultar en una gran pérdida de producción.

Posteriormente, dentro de este tipo de mantenimiento, se desarrolla el Mantenimiento Predictivo.

2.3.3 Mantenimiento Predictivo:

Se define como un sistema permanente de diagnóstico que permite detectar con anticipación la posible pérdida de calidad de servicio que esté entregando un equipo. Esto nos da la

oportunidad de hacer con el tiempo cualquier clase mantenimiento preventivo y, si lo atendemos adecuadamente, nunca se pierde la calidad del servicio esperado.

En general, el mantenimiento predictivo, consiste en estudiar la evolución temporal de ciertos parámetros y asociarlos a la evolución de fallos, para así determinar en que periodo de tiempo, este fallo va a tomar una relevancia importante, para así poder planificar todas las intervenciones con tiempo suficiente, para que este fallo nunca tenga consecuencias graves.

Una de las características más importantes, es que no debe de alterar el funcionamiento normal de la planta mientras se está aplicando.

La inspección de los parámetros se puede realizar de forma periódica o de forma continua, dependiendo de diversos factores como son: el tipo de planta, los tipos de fallos a diagnosticar y a la inversión que se quiera realizar.

El principio del mantenimiento predictivo, es que la intervención de la máquina se realiza únicamente cuando las mediciones indican que es necesario.

Definiremos monitoreo de la condición de la máquina, como el control de su funcionamiento y el análisis de las mediciones obtenidas, tendientes a detectar fallos incipientes o deterioro

de ella; a diagnosticar estos fallos; y a predecir cuánto tiempo podría funcionar continuamente la máquina en forma segura.

2.3.3.1 Ventajas del Mantenimiento Predictivo:

- Reduce el tiempo de parada, al conocerse exactamente que órgano es el que falló.
- Permite seguir la evolución de un defecto en el tiempo.
- Optimiza la gestión del personal de mantenimiento.
- Requiere una planilla de mantenimiento más reducida.
- La verificación del estado de la maquinaria, tanto realizada de forma periódica como de forma accidental, permite perfeccionar un archivo histórico del comportamiento mecánico y operacional muy útil en estos casos.
- Conocer con exactitud el tiempo límite de actuación que no implique el desarrollo de un fallo imprevisto.
- Toma de decisiones sobre la parada de una línea de máquinas en momentos críticos.
- Confección de formas internas de funcionamiento o compra de nuevos equipos.

- Permitir el conocimiento del historial de actuaciones, para ser utilizada por el mantenimiento correctivo.
- Facilita el análisis de las averías.
- Permite el análisis estadístico del sistema.

El principio del monitoreo de la condición de una máquina es un concepto muy antiguo. El operario a cargo de una máquina lo ha usado desde siempre, con sus propios sentidos:

- La vista para detectar fugas, humos o cambios de color de superficies por recalentamiento.
- El olfato, para detectar fugas y recalentamiento.
- El oído, para detectar ruidos anormales indicativos de algún problema.
- El tacto, para detectar vibraciones o temperaturas anormales.

El uso, hoy en día, de instrumentos de medidas, elimina lo subjetivo del problema y permite comparar las mediciones actuales con las mediciones obtenidas cuando la máquina está en buenas condiciones.

La visión tradicional del monitoreo y diagnóstico industrial como una ayuda al mantenimiento está cambiando radicalmente. Hoy en día, el mantenimiento según condición

se está convirtiendo en una poderosa herramienta de productividad, clave para enfrentar la creciente competitividad de mercados en expansión. Este cambio es una parte de una transformación global que abarca toda la industria.

A medida que se extiende esta transformación, la estructura de costes de producción cambia radicalmente. En muchos sectores los costes de mano de obra empiezan a representar menos del 10% de los costes totales. La competitividad no se puede basar ya en la mano de obra barata, sino en la capacidad y velocidad de respuesta (p.e. Just in time y Mantenimiento según Condición).

2.3.3.2 . Objetivos del Mantenimiento según Condición

- Vigilancia de máquinas: Su objetivo es indicar cuándo existe un problema. Debe de distinguir entre condición buena y mala, y si es mala, indicar cuán mala es.
- Protección de máquinas: Su objetivo es evitar fallos catastróficos. Una máquina está protegida, si cuando los valores que indican su condición llegan a valores considerados peligrosos, la máquina se detiene automáticamente.

- Diagnóstico de fallos: Su objetivo es definir cuál es el problema específico.
- Pronóstico de la esperanza de vida: Su objetivo es estimar cuánto tiempo más podría funcionar la máquina sin riesgo de un fallo catastrófico.

La finalidad del monitoreo según condición, es obtener una indicación de la condición (mecánica) o estado de salud de la máquina, de manera que pueda ser operada y mantenida con seguridad y economía.

CAPITULO III

FUNDAMENTOS DE LA GESTION DE ACTIVOS

3.1 Definición según PAS 55

“Actividades sistemáticas y coordinadas con las cuales una organización maneja óptimamente sus activos físicos, su desempeño asociado, el riesgo y los gastos sobre su ciclo de vida, con el propósito de lograr su plan estratégico organizacional”

3.2 Modelo de Gestión de Activos

Con la finalidad de optimizar los activos físicos, su desempeños asociado, el riesgo y los gastos sobre el ciclo de vida, el modelo de Gerenciamiento de Activos se basa en separar la **Decisión** de la **Acción**.

Principio de la Prioridad Operativa: *“Cuando, durante un mismo periodo se deben desempeñar las funciones de administración y realizar el trabajo, el administrador tenderá a darle prioridad a la realización del trabajo”* (Ref. Administración Moderna de la Prevención de Riesgos – LDS)

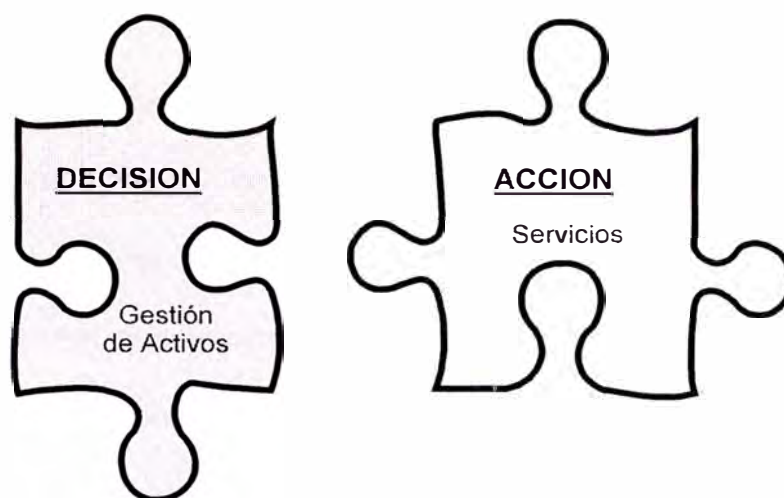


Figura N° 2: Modelo de la Gestión de Activos

3.3 Objetivos

3.3.1 Optimización del Mantenimiento

- Definición de Intervalos de mantenimiento.
- Definición de Intervalos de Inspección y monitoreo.
- Tareas de Predicción o Prevención de Fallas Funcionales.
- Proceso de Optimización de Paradas.
- Trabajos oportunos.

3.3.2 Priorización de Proyectos de Inversión

- Evaluación de Opciones de Diseño y Compras
- Evaluación del costo/riesgo y priorización de proyectos.
- Opciones de Reemplazo y Reparación
- Tiempo de reemplazo óptimo
- Proyectos de Extensión de la Vida Útil

3.3.3 Planes de Contingencia

- Definir niveles de stock que satisfacen el mantenimiento y optimicen los costos para la empresa.
- Identificar la localización óptima de los almacenes, de tal forma que garantice la atención oportuna y eficiente de los requerimientos para el transporte de la energía.
- Estrategias de Compras y Materiales

3.4 Etapas

3.4.1 Diagnóstico

Se basa en la identificación de las áreas de oportunidades de mejoras para el negocio, para adoptar las acciones correctivas que reducen los costos del ciclo de vida útil del proceso, mejora la seguridad y la confiabilidad de los activos y permite tener una óptima Gerencia Integral de los Activos. Resultado del diagnóstico permitirá establecer la ruta crítica a seguir para aplicar las óptimas acciones.

Productos a entregar del diagnóstico interactivo:

Cuantitativos:

- Jerarquía de sistemas por posibilidad de mejoramiento.
- Metodologías indicadas para mejorar cada uno de los anteriores.
- Matriz de criticidad adecuada a la empresa.

- Listado de eventos crónicos y esporádicos con su valor para el negocio.
- Estrategias para disminuir las consecuencias de los eventos anteriores.

Cualitativos:

- Fotografía de la situación actual.
- Plan de comunicaciones.
- Fortalezas y debilidades.
- Plan de trabajo tentativo para los próximos tres años
- Estrategias para fortalecer y expandir las fortalezas.
- Estrategias para fortalecer las debilidades.

3.4.2 Control

El objetivo general es comenzar a obtener de forma rápida y continua, el mejoramiento continuo en los sistemas/plantas ya identificadas en la fase anterior (Diagnóstico). La orientación hacia la fase 3 “Optimización”, es una constante en esta fase.

Metodologías a Utilizar:

3.4.2.1 Análisis Causa Raíz

- Provee la representación lógica deductiva e inductiva del porqué ocurren los eventos crónicos y esporádicos.
- Permite encontrar y eliminar de forma sistemática las causas latentes.
- Al eliminar estas causas latentes se evita que la persona genere un evento que desencadene una falla a través de un componente físico.
- Permite eliminar los problemas que están sucediendo hoy.
- En líneas generales se usará con un enfoque en el corto plazo, mediante un enfoque deductivo.

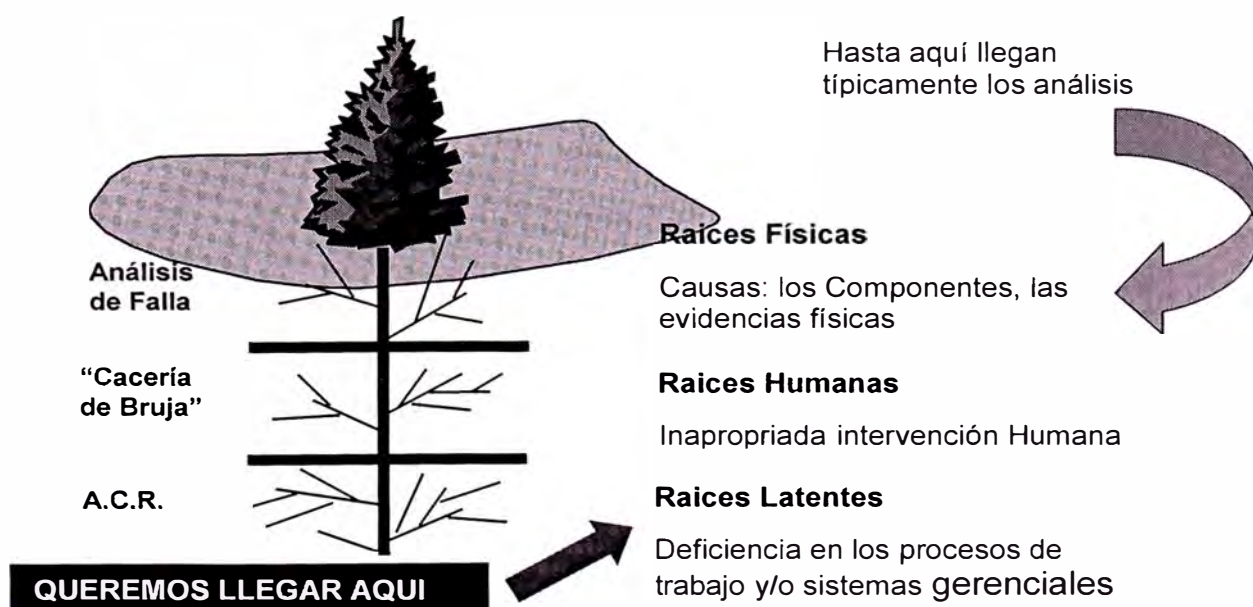


Figura N° 3: Representación del Análisis Causa Raíz

3.4.2.2 Priorización de Intervenciones mediante la “Comparación por Pares”

- Permite desarrollar un plan de mantenimiento que se adapta a las necesidades actuales del negocio y a las condiciones de los activos.
- Identifica tareas predictivas y preventivas técnicamente factibles y costo efectivas.
- Enfoca la visión del equipo hacia los sistemas, y es allí donde el mantenimiento está dirigido para preservar las funciones de los sistemas y no al equipo que los integra.
- Evaluación de la importancia relativa de las variables de un activo, utilizando el método de Comparación por Pares, para así obtener los multiplicadores o pesos de cada una de las variables.

Las ventajas de la priorización son:

- Estandarización de criterios de evaluación.
- Aplicación de una metodología para “objetivizar” variables subjetivas.

Dentro de la priorización de intervenciones mediante la comparación por pares, se hace

relevante el **Aseguramiento Básico del Riesgo**, el cual se resume en la siguiente gráfica:

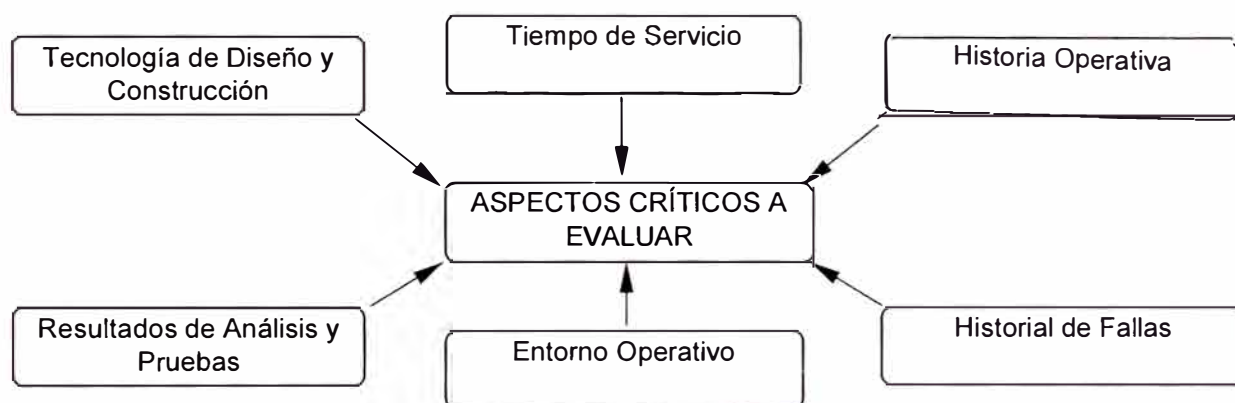


Figura N° 4 Aseguramiento Básico del Riesgo

A continuación, se dará una explicación de cada uno de los componentes del gráfico, aplicado a transformadores de potencia:

Aspectos Constructivos y de Diseño:

Diseño Computarizado apareció después de 1968: Antes de esta fecha se presentaban problemas de flujos de dispersión, puntos calientes localizados, menor esfuerzo de cortocircuito.

Diseño de Aislamientos: Grandes transformadores Shell fabricados antes de 1978 no tenían suficiente

aislamiento en la viga T, produciendo aterrizamiento del núcleo.

Materiales: No existía papel termoestabilizado antes de 1960.

Cambiadores de Tomas: Si el diseño original contempla comunicación con cuba, puede generar paso de gases combustibles, carbón y subproductos.

Tiempo de Operación:

Puede afectar capacidad de esfuerzo mecánico del aislamiento y respuesta adecuada ante cortocircuitos.

Historia Operativa:

Niveles históricos de carga y sobrecarga así como periodos largos fuera de servicio (tener en cuenta condiciones de almacenamiento), deben ser evaluados para estimar degradación térmica de materiales. Ajustes del sistema de enfriamiento.

Entorno Operativo:

Carga, mantenimiento y protección contra sobreesfuerzos e influencia de contaminación.

Nivel de exposición a fallas del sistema, descargas atmosféricas y frecuentes operaciones de maniobras.

Historial de Fallas:

Identificación de fallas menores en el pasado. Correlación de fallas similares en unidades de igual diseño y construcción pueden significar existencia de factores genéricos que predispongan a estas fallas. Información de inspecciones externas periódicas y actividades de mantenimiento realizadas.

Historial de pruebas:

Registro de pruebas y análisis realizados de acuerdo a Plan de Mantenimiento o por agravamiento de condición.

Asimismo, dentro de la Priorización de Intervenciones sobre Activos, es necesario conocer lo siguiente:

a) Condición

Está en función de una serie de variables que dependen del activo. Permite conocer el estado operativo de un activo, a través de inspecciones, mediciones, pruebas de mantenimiento predictivo y el análisis de sus parámetros.

Esto permite planificar la intervención o reposición oportuna del equipo, y optimizar los recursos disponibles, minimizando el riesgo de falla.

Las variables utilizadas para evaluar la condición del activo, pueden ser:

- Análisis de Gases Disueltos
- Rigidez Dieléctrica del Aceite
- Contenido de Furanos
- Factor de Potencia de Bushing
- Resistencia de Aislamiento
- Pérdidas Disipadas, etc.

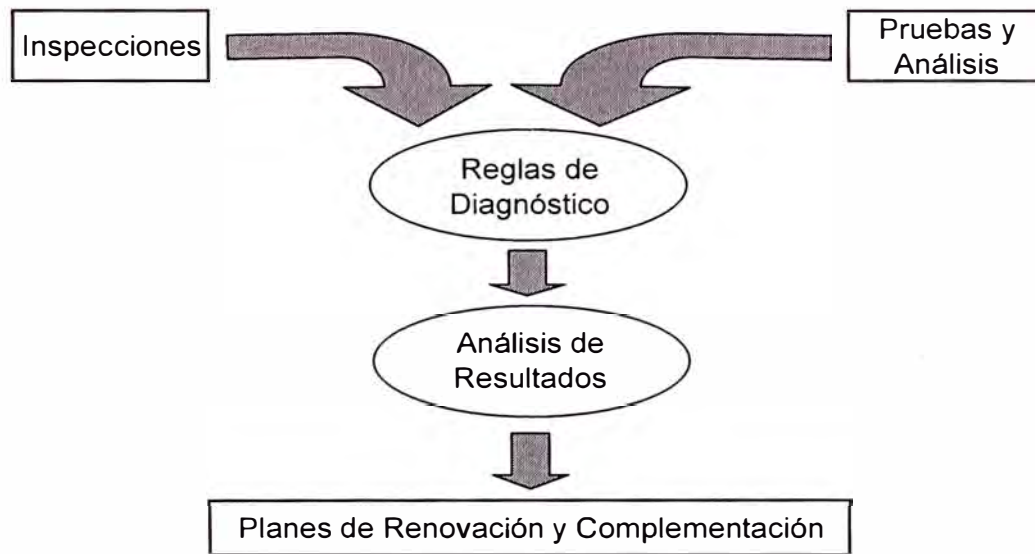


Figura N° 5: Análisis de Condición de Equipos

b) Criticidad

Permite establecer niveles jerárquicos en función del impacto global que generan en caso de falla, con el objetivo de facilitar la toma de decisiones. Está en función de una serie de variables que dependen del activo y del circuito en el que está instalado.

Los criterios utilizados para evaluar la criticidad son:

- Riesgo en Seguridad, Salud y Medio Ambiente
- Potencia Interrumpida
- Pérdida de Imagen
- Costos de Reparación

- Costo del Equipo
- Tiempo promedio para reponer el servicio

c) Variable

Característica de un activo, que ayuda a definir su condición o criticidad. Ejemplo: humedad del aceite, tangente delta, frecuencia falla, potencia interrumpida, etc.

d) Prioridad

Ranking de los activos, obtenido a través de la combinación de variables de condición y criticidad, evaluados a través de un algoritmo definido.

Como primer paso, se definen las Variables (de Condición o Criticidad), y son enfrentadas una a una, con la finalidad de determinar el Peso de las Variables (dentro de la evaluación del activo).

Los Valores con los que se evalúan se encuentran en la siguiente tabla:

Mucho más	Más	Igual	Menos	Mucho menos
10	5	1	0.2	0.1

Tabla N°1: Valores de Comparación por Pares

	AISLAMIENTO (FACTOR DE POTENCIA)	FP% BUSHINGS	TERMOVISION	DGA	RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	ANALISIS DE FURANOS	HUMEDAD	ACIDEZ DEL ACEITE	TENSION INTERFACIAL DEL ACEITE	TOTAL	MULTIPLICADORES	RANKING
AISLAMIENTO (FACTOR DE POTENCIA)	1	10	1	1	10	1	5	5	34.0	18.7%	2	
FP% BUSHINGS	1	1	10	0.2	1	10	1	5	33.2	18.3%	3	
TERMOVISION	0.1	0.1	1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	1.1	0.7%	9	
DGA	1	5	10	1	5	10	5	5	46.0	25.4%	1	
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	1	1	5	0.2	1	5	1	5	19.2	10.6%	4	
ANALISIS DE FURANOS	0.1	0.1	5	0.1	0.2	1	0.2	0.2	6.1	3.4%	8	
HUMEDAD	1	1	5	0.2	1	5	1	1	15.1	8.4%	5	
ACIDEZ DEL ACEITE	0.2	0.2	5	0.2	1	5	1	1	13.6	7.5%	6	
TENSION INTERFACIAL DEL ACEITE	0.2	0.2	5	0.2	0.2	5	1	1	12.8	7.1%	7	
									181.4	100.0%		

Tabla N° 2: Pesos de Variables de Condición Calculados

Tabla de Valores de Variables: Se asigna un puntaje de “1” al valor más óptimo de la variable y un puntaje de “10” al valor extremo más crítico.

CONDICION	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
DGA	Envejecimiento Normal	Anomalia No Identificable, Remuestrear	Descargas Parciales	Defecto Térmico < 300°C			Descargas de Baja Energía	Defecto Térmico > 300 °C y <700°C	Defecto Térmico >700°C	Descargas de Alta Energía
INCREMENTO DEL FACTOR DE POTENCIA (%)	[0 - 10>		[10 - 20>		[20 - 30>		[30 - 40>		[40 - 50>	>50
PP% BUSHINGS (%ERROR)	[0 - 0.5>	[0,5 - 1>	[1 - 1.5>	[1.5 - 2>	[2 - 2.5>	[2.5 - 3>	[3 - 3.5>	[3,5 - 4>	[4 - 4.5>	[4.5 - 100>
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE (KV)	>60	[55 - 60>		[50 - 55>		[45 - 50>		[30 - 45>		30<
HUMEDAD (PPMH2O)	[0 - 10>	[10 - 20>		[20 - 25>		[25 - 30>		[30 - 35>		>35
ACIDEZ DEL ACEITE (MGKOH/GR)	0,05<			[0,05 - 0,1>		[0,1 - 0,15>		[0,15 - 0,2>		>0,2
ANALISIS DE FURANOS (2 FAL)	500<	[500 - 1000>		[1000 - 2000>		[2000 - 3000>		[3000 - 5000>		>5000
TENSION INTERFACIAL DEL ACEITE (DINAS/CM)	>40		[35 - 40>			[30 - 35>		[25 - 30>		25<
TERMOVISION (°CDEDIFERENCIA)	1<		[1 - 4>		[4 - 15>			[15 - 30>		>30

Tabla N° 3: Valores de Variables

Determinación de la condición:

Se ingresan los parámetros de cada variable a la tabla de valores, y se obtiene el puntaje correspondiente.

Este puntaje se multiplica por el peso de la variable (obtenida por el método de comparación de pares MCP), y finalmente se suman los productos para obtener un puntaje total, el cual define la condición del equipo.

$$\text{Cond.} = a_1 * P_1 + a_2 * P_2 + a_3 * P_3 + \dots + a_n * P_n \leq 10$$

Donde:

a_1, a_2, \dots, a_n : Puntajes correspondientes a los parámetros, 1 - 10

P_1, P_2, \dots, P_n : Pesos de las variables obtenidas por MCP, suma = 1

Algoritmo General:

Es el análisis que establece un orden de prioridad de mantenimiento sobre una serie de equipos, otorgando un valor numérico, en función de la condición actual del equipo y la criticidad del circuito.

$$\text{Prioridad} = A * \text{Cond.} + B * \text{Critic.} \leq 10$$

Donde:

A y B : Factores, suma = 1

Cond. y Critic. : Condición y Criticidad

3.4.3 Optimización

Después del Control, hay que saber **cuándo** es el momento oportuno para adoptar la acción, esta es la fase de **Optimización** basándose en la relación **Costo - Riesgo**.

Las herramientas de Optimización de Costo Riesgo nos ayudan a modelar y analizar los distintos escenarios que se pueden presentar, con el fin de poder determinar el momento oportuno para realizar una actividad con la data obtenida, sin importar si es mucha o poca.

En esta etapa se busca lograr una combinación óptima entre los costos asociados al realizar una actividad, tomar decisiones y los logros (beneficios) esperados que dichos

aspectos generan considerando el riesgo que involucra la realización o no de tal actividad o inversión, incluyendo en las misma el hecho de disponer o no de los recursos para esta.

Dentro de las características generales de esta etapa, se tiene:

- Permitir evaluaciones en un corto plazo con resultados certeros.
- Optimizar frecuencias y costos de actividades.
- Permitir evaluar posibles extensiones de vida útil.

A continuación se presenta en forma gráfica el intervalo óptimo de una acción o política de mantenimiento:

Optimización Costo - Riesgo

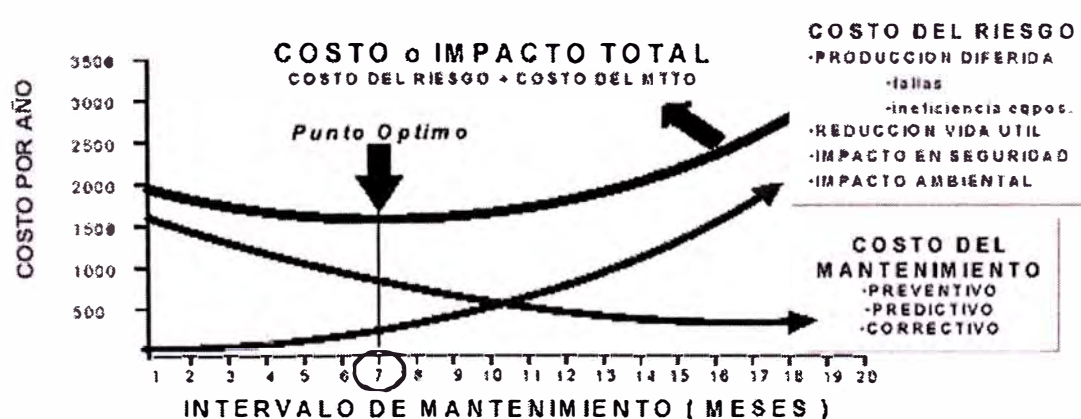


Figura N° 6: Curvas representativas de la metodología "Optimización Costo – Riesgo"

En términos generales se puede decir que, en función de los resultados obtenidos, la cantidad correcta de mantenimiento se define como el número de actividades de mantenimiento y la cantidad de veces con que se van a realizar las mismas a un menor costo, asegurando con esto, la confiabilidad de los activos evaluados, la calidad del producto, y el cumplimiento de las normas y procedimientos que lo involucran.

La aplicación de las distintas herramientas de Optimización Costo Riesgo, nos ayudarán a mejorar el proceso de toma de decisiones en actividades relacionadas con: frecuencias de mantenimiento e inspección, niveles de inventario, evaluación económica de cambios o proyectos menores (rediseños), evaluaciones de costo de ciclo de vida, y sincronización de actividades, y para ello, brevemente se presenta un esquema general que facilita el proceso de aplicación de las herramientas de Optimización Costo Riesgo:

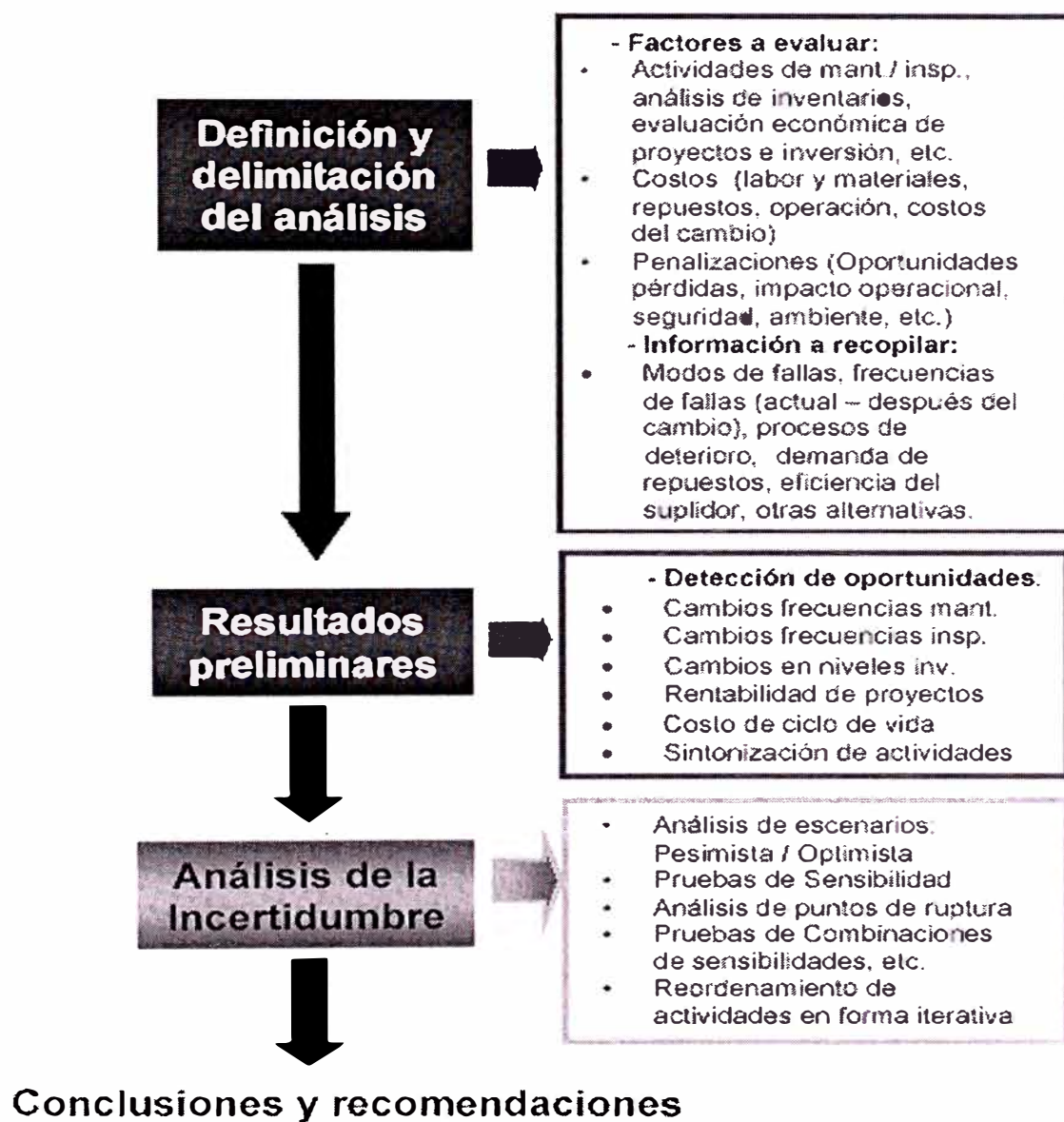


Figura N° 7: Plan de Confiabilidad Integral del Activo
(Ref.: Woodhouse Partnership Limited)

CAPITULO IV

SITUACIÓN DEL MANTENIMIENTO TRADICIONAL

4.1 Mantenimiento de Líneas de Transmisión

Las actividades efectuadas por el Departamento Mantenimiento Líneas de Transmisión, se han venido desarrollando tradicionalmente basados en la experiencia de personal operativo, dentro de las cuales tenemos:

4.1.1 Mantenimiento Predictivo

a) Programa de Termovisión

Aplicado a todas las líneas de transmisión, y especialmente a los cuellos muertos y empalmes de las líneas aéreas. Es ejecutado 4 veces al año. Las anomalías detectadas son corregidas de inmediato.

b) Análisis Estadístico

A fin de priorizar y justificar el reemplazo de los conductores, en función a la fragilidad y confiabilidad de las líneas, se está desarrollando el sistema estadístico de

las líneas de transmisión, teniendo en cuenta la antigüedad, el medio ambiente, el factor de utilización, cantidad de cortocircuitos, etc.

4.1.2 Mantenimiento Preventivo en Redes Aéreas

a) Inspecciones Visuales

Para determinar las causas visibles que pueden provocar una salida se servicio, se tiene 3 programas:

Inspección Visual con Camioneta (6/año/línea)

Inspección rápida, en camioneta, para visualizar árboles, cometas, interferencias, aves, etc.

Inspección Visual con Recorrido (5/año/línea)

Estructura por estructura, para visualizar: postes aserrados, vanos bajos, actos vandálicos, cercanía de árboles, hebras rotas visibles, materiales defectuosos, etc.

Inspecciones Especiales o Focalizadas

Revisión mensual de las zonas focalizadas, con existencia de: aves, cometas, basurales, etc.

b) Inspecciones con Escalamiento

Para determinar las causas que a simple vista no se pueden ver, mediante el escalamiento se revisan los accesorios, aisladores, retenidas, conductor, línea a tierra. Se ejecuta una vez al año por cada circuito.

c) Lavado en Caliente de Líneas de Transmisión

Para evitar interrupciones por contaminación de Subestaciones de Transmisión del tipo exterior, el lavado se efectúa mensualmente.

d) Medición de Puestas a Tierra LLTT

Anualmente se efectúa la medición de valores de los pozos de puesta a tierra de las estructuras de líneas de transmisión, con la finalidad de garantizar valores adecuados de tensiones de paso y toque.

4.1.3 Mantenimiento Preventivo en Cables Subterráneos:**a) Pruebas de Alarma y Disparo**

Para evitar las consecuencias no deseadas de posibles fallas en los cables, se efectúan las pruebas de contactos y señales al Centro de Control, cada dos semanas.

b) Control de Presiones e Inspecciones

Para evitar posibles afectaciones por terceros (picaduras), se efectúan inspecciones con recorrido físico y asimismo se hace el control de presiones del aceite de los cables, revisión de válvulas y manostatos, con una frecuencia de dos veces por semana.

c) Limpieza de Terminaciones

Cada cuatro meses se efectúa la limpieza de los terminales de los cables, con la finalidad de evitar afectaciones por contaminación o corrosión.

4.2 Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión

El Departamento Mantenimiento Subestaciones de Transmisión, ha venido desarrollando las siguientes actividades:

4.2.1 Mantenimiento Predictivo

a) Análisis Estadístico

Teniendo en cuenta la antigüedad, el medio ambiente, la carga, la cantidad de cortocircuitos, el número de maniobras y estadísticas históricas de falla; se determina la necesidad de realizar mediciones focalizadas de termovisión, inspecciones periódicas, pruebas, mediciones eléctricas, etc.

Dependiendo de las necesidades y disponibilidades de los mismos, se efectúa pruebas eléctricas a los equipos de potencia, con mediciones de aislamiento, tangente, relación de transformación, resistencia, tiempos de operación, etc.

b) Programa de Termovisión

Se efectúa a todas las Subestaciones cada 6 meses. En este programa se detectan principalmente calentamiento en las conexiones de los equipos, en los aislamientos de los mismos y en general en todos los elementos que forman parte del sistema eléctrico.

También se efectúan verificaciones con termovisión en el proceso de recepción de las obras nuevas, luego de mantenimientos correctivos, cada vez que se determina alguna anomalía en algún circuito o equipo, después de algún cambio de equipo, etc.

c) Control de Aceite de Transformadores de Potencia

Se efectúa a todos los transformadores de las Subestaciones, una vez al año. Los análisis efectuados son: Rigidez Dieléctrica, Tensión Interfacial, Acidez, Gases Totales y Humedad. Estos resultados se utilizan para la

programación de la Regeneración y/o Tratamiento del aceite de dichos Transformadores.

También se realiza anualmente pruebas cromatográficas al aceite de los transformadores para detectar fallas incipientes en los mismos.

4.2.2 Mantenimiento Preventivo

a) Mantenimiento Electromecánico

La intervención se efectúa anualmente. Consiste básicamente en limpieza externa, regulaciones de mecanismos, lubricaciones, ajustes, cambio de piezas, empaquetaduras y demás accesorios.

En los casos en los cuales las celdas tienen aisladores con aplicación de silicona, la periodicidad del mantenimiento se incrementa entre 2 y 3 años dependiendo del grado de contaminación de la zona.

b) Lavado en Caliente de Subestaciones

Para evitar interrupciones por contaminación de Subestaciones de Transmisión del tipo exterior, el lavado se efectúa mensualmente.

c) Mantenimiento y Control de Banco de Baterías

Las actividades de revisión de los bancos de baterías, se busca en una planificación anual y se efectúa 6 veces al año por cada subestación que cuenta con baterías de Níquel Cadmio y de 4 veces al año para aquellas subestaciones que cuentan con baterías de Plomo Ácido Sellado. Dichas actividades consisten en: limpieza del banco, control de carga y descarga, control de tensión por celda, medida de impedancia, revisión del circuito, etc.

d) Inspecciones Planeadas

Se efectúa en base al programa anual establecido para todas las subestaciones de 220, 60, 22.9 y 10 kV. Este programa se efectúa en la mayoría de las Subestaciones, con una frecuencia de una vez por año, pero también considera algunas inspecciones adicionales debido a la criticidad de las mismas.

Estas inspecciones son visuales y tienen como objetivo: detectar formación de nidos de aves, inicio de goteo de aceite, presencia de aves, recalentamiento, pérdida de aire, gas, grado de contaminación de los equipos, estado de conservación de los accesorios y demás condiciones anormales que se pudieran detectar. De encontrarse tal

situación se incluye dentro del programa de trabajo semanal para su normalización.

e) Fumigación Integral de Subestaciones

- Fumigación (desinfección y desinsectización) cada 06 meses.
- Desratización cada dos veces al año para todas las Subestaciones, o más según las necesidades y condiciones propias de cada Subestaciones (monitoreos periódicos)
- Limpieza y desinfección de tanques cisterna dos veces al año en las Subestaciones que cuentan con estos tanques.

f) Medición de Puestas a Tierra

Se efectúa una vez al año. Consiste en efectuar mediciones de la resistencia de las mallas a tierra de las subestaciones.

g) Control y Mantenimiento de Compresoras

Se efectúan mensualmente en las Subestaciones que tienen sistemas de aire comprimido. Consiste en la limpieza y purgado general del tanque, revisión del motocompresor, cajas de mando, estado y nivel de aceite,

limpieza de contacto de los presostatos, verificación de arranque y parada automático de los motocompresores, eliminación de residuos de agua con aceite, chequeo de la presión, manómetro, válvula reductora, vibración, ruidos, pérdidas de aceite.

4.3 Condiciones Subestándares que se han presentado en los Sectores de Mantenimiento Transmisión

Con los programas de mantenimiento tradicionales, no era posible obtener las causas básicas ni plantear las medidas de control adecuadas, generados de los eventos que se presentaban en los sistemas eléctricos. A continuación describimos algunas condiciones presentadas:

4.3.1 Para el caso del Mantenimiento de Líneas de Transmisión:

- Se presentaron problemas de descargas a tierra de los cables subterráneos O.F. (oil filled).
- Se construían estructuras en ángulo, con el uso de retenidas, con la finalidad de reducir los tiempos de ejecución y costos.
- Inspecciones periódicas con elevadas frecuencias: Pruebas de alarmas y disparo, y control de presiones se efectuaban dos (02) veces por semana.

- Ejecución de Lavado en Caliente de Líneas de Transmisión, sin contar con una Lista Previa de Verificación de Equipos.
- Limpieza de Terminaciones en forma redundante considerando que se efectúa el lavado en caliente.
- Falta de experiencia del personal operativo liniero, en las actividades de mantenimiento y construcción de redes. Migración del personal operativo a empresas extranjeras.
- Implementación de sistemas de telemedida para el registro de valores de presión en las cámaras de los cables O.F., sin pasar previamente por una etapa de pruebas.
- Uso de equipos de tratamiento de aceite, sin conocer la función específica del por qué se efectuaba tal labor.
- Falta de Capacitación en el uso de nuevas tecnologías. No se utilizaba un nuevo equipo, porque no se contó con la capacitación necesaria.
- Temor en el uso de nuevas tecnologías. Se persistía en el uso de equipos antiguos, en lugar de equipos con mejor tecnología (caso de equipos de reacondicionamiento).
- Inspección Visual de problemas de corrosión, era muy subjetivo, Dependía del operario que lo observaba.
- Falta de personal exclusivo dedicado a la investigación en el campo del mantenimiento de líneas de transmisión.

Como se puede observar, las actividades de mantenimiento que se venían aplicando hasta antes de la implementación de la Gestión de Activos, no eran muy analíticas; las decisiones se basaban en inspecciones visuales netamente.

4.3.2 Para el caso del Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión:

- Históricamente se han presentado problemas de fallas en conmutadores, sin conocer cuál es la causa que lo origina. Siempre se sabía que los Delcrosa no fallaban y los ABB sí.
- Falta de análisis e investigación sobre el procedimiento utilizado por los contratistas especialistas en mantenimiento de conmutadores. Por más que utilizaban aceite nuevo, luego de la intervención en un conmutador, la calidad de aceite final no era adecuada.
- La ejecución de pruebas eléctricas eran desarrolladas sólo por el personal técnico. No se contaba con la participación de un ingeniero.
- El control de la calidad del aceite, se efectuaba teniendo valores límites no adecuados, por lo que la degradación del aceite en varios casos afectaba al papel del transformador.

- Ejecución de Pruebas Dieléctricas, con equipo no calibrado. Siempre se obtenían valores elevados, que daban la sensación de que se estaba muy bien.
- Transformadores con pocos años de puesta en servicio, presentaban valores de calidad del aceite, no adecuados, lo cual ha originado que algunos de ellos presenten degradación de su papel, y por lo tanto reducción de su vida útil.
- Ejecución de la Regeneración del Aceite, sólo con el transformador fuera de servicio (una semana). Existía el paradigma de que la Regeneración en Caliente es contraria a la confiabilidad del sistema.
- Falta de seguimiento a la calidad de aceite de los interruptores de potencia.
- Falta de personal exclusivo dedicado a la investigación en el campo del mantenimiento de subestaciones de transmisión.

El elemento común tanto para el mantenimiento de líneas como el de subestaciones de transmisión, es que tanto las actividades de decisión del tipo de mantenimiento a ejecutar, como el de la ejecución de lo propuesto, eran manejadas por el mismo sector. Es decir, era el mismo sector operativo quien planteaba su mantenimiento y a la vez lo ejecutaba.

CAPITULO V

DIAGNOSTICO Y PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA

5.1 Herramientas de Gestión de la Calidad

5.1.1 Aplicación del Análisis Causa Raíz sobre situación técnica actual

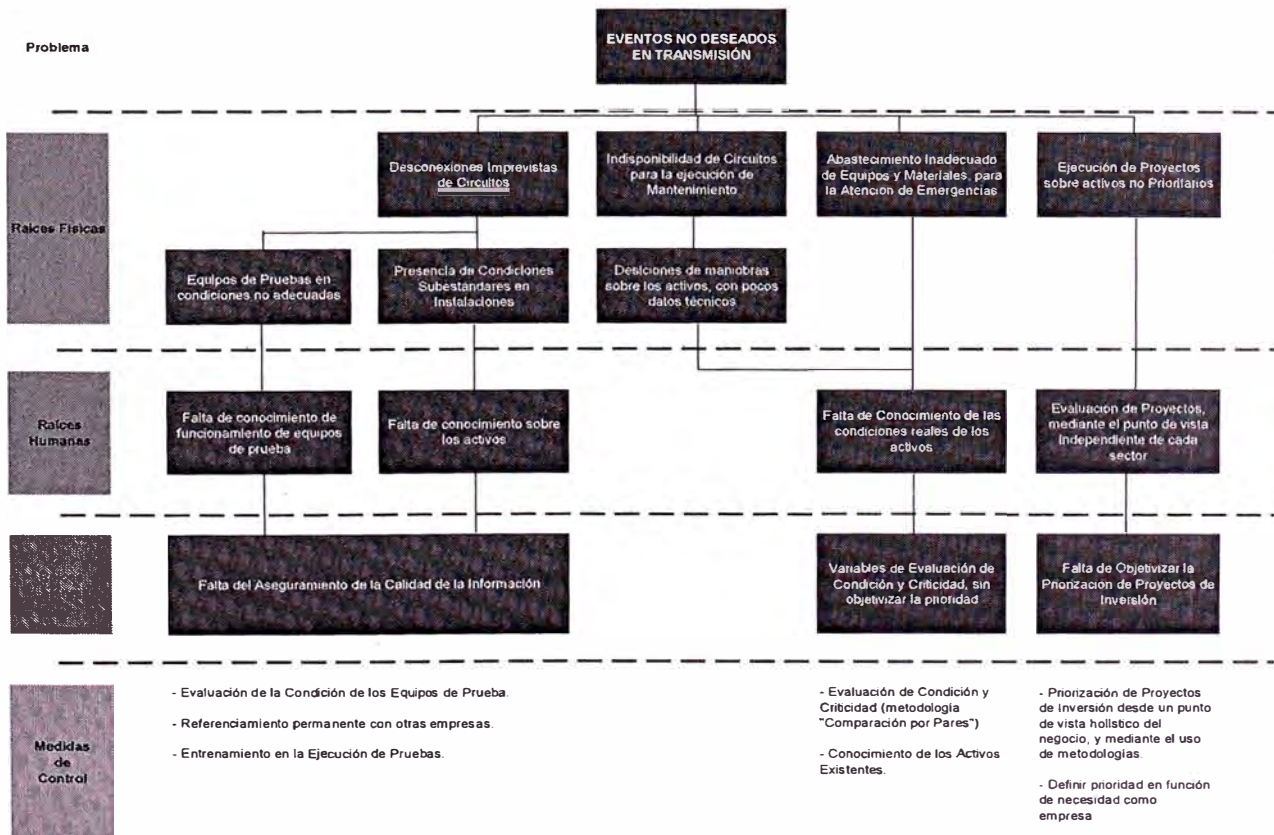


Figura N° 8: Análisis Causa Raíz sobre Eventos No Deseados

Tal y como se puede observar, las principales causas latentes son la falta de aseguramiento de la calidad de la información, la falta de priorización de intervención sobre activos en función de su condición y criticidad de los activos, y la falta de priorización de los proyectos de inversión en función de todas las variables del negocio.

5.1.2 Referenciamiento con otras Empresas (Benchmarking)

El referenciamiento debe estar orientado a proveer el entendimiento profundo de los procesos y las habilidades que generan un desempeño superior, mediante el intercambio de experiencias.

a) Objetivos de un Referenciamiento:

- Establecer un esquema de Referenciamiento y medición continua del desempeño que permita realizar análisis comparativo entre las empresas de transmisión y provea señales para su gestión interna y mejoramiento.
- Crear una base de información histórica que permita identificar el potencial de eficiencia en la prestación del servicio y evaluar las mejoras alcanzadas a través de un proceso de mejoramiento continuo.
- Configurar un grupo de trabajo permanente de las empresas de transmisión de la región, como espacio

de discusión de temas técnicos y de gestión, que posibilite el intercambio de conocimientos y experiencias, en un proceso de reracionamiento continuo.

b) Referenciamiento con Empresa Nacionales

Se intercambiaron experiencias con Jefaturas de otras empresas del medio, obteniéndose la siguiente información:

- Los procedimientos de intervención en Conmutadores Bajo Carga, no contempla el reacondicionamiento previo del aceite.

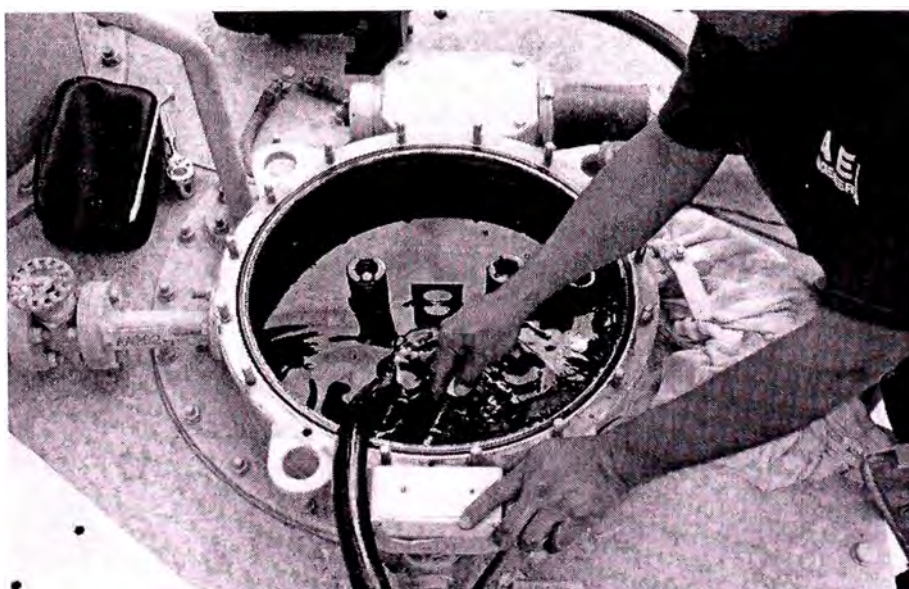


Figura N° 9: Intervención Subestándar en Conmutadores

- Existencia de Modos de Fallo similares, en otras empresas que tienen transformadores de la misma familia. Se compartieron experiencias sobre las acciones tomadas.
- Para Cables Subterráneos, la única prueba que realizan es el Megado de estos y medición de la corriente de fuga con aplicación VDC. Las pruebas de Factor de Potencia, sólo es utilizado por las centrales de generación.
- No se posee estándares de calidad del aceite, tanto como valores límites, como también valores a obtener luego de un tratamiento de este.
- Falta de estimación del contenido de humedad en el papel, a través del método indirecto.
- La evaluación de la degradación del papel, a través del contenido de furanos, no es muy usado como dato de diagnóstico.
- La aplicación del análisis de gases disueltos, en la evaluación de condición de conmutadores bajo carga, no es utilizado.
- La regeneración en Caliente del Aceite Dieléctrico, es una práctica común en varias empresas.
- En la mayoría de empresas, son sus áreas de mantenimiento las que efectúan el análisis de la

información levantada (o simplemente sólo la registran), y son ellos las que programan sus actividades.

- La información levantada por los sectores de mantenimiento, sólo es aprovechada superficialmente.
- Aplicación de técnicas de limpieza de conductores, sin el desmontaje de estos.
- Implementación de soluciones a fallas de descarga en líneas aéreas, ocasionadas por contaminación de aves.
- El mantenimiento de los activos, así como la evaluación de los proyectos de inversión, son ejecutados con la metodología tradicional.
- La gran cantidad de actividades de mantenimiento son planteadas y ejecutadas con el conocimiento subjetivo. Falta de sustentos sólidos en el planteamiento de actividades o adquisición de activos.

c) Referenciamiento con Empresas Internacionales

Se intercambiaron experiencias con Jefaturas de empresas de diversos países (Colombia, USA, Panamá, Brasil, Bolivia, Italia, Francia), obteniéndose la siguiente información:

- La gran mayoría de empresas se encuentran en el proceso de separación de sectores, las actividades

sobre los activos son ejecutadas por dos áreas: una que decide el mantenimiento, y otra que ejecuta.

- La regeneración en Caliente del Aceite Dieléctrico, es una práctica común en varias empresas.
- La gran mayoría de empresas poseen estándares de calidad del aceite, tanto como valores límites, como también valores a obtener luego de un tratamiento de este.
- Estimación por el método indirecto, del contenido de humedad en el papel.
- La evaluación de la degradación del papel, a través del contenido de furanos, es muy usado como dato de diagnóstico.
- La aplicación del análisis de gases disueltos, en la evaluación de condición de conmutadores bajo carga, es utilizado por algunas empresas, y otras se encuentran en análisis.
- Existe especialización del personal técnico, en función del cargo que desarrolle (p.e. las pruebas de aceites dieléctricos, es efectuado por tecnólogos o ingenieros químicos).
- Referenciamiento permanente con empresas nacionales e internacionales.

- Gran impulso a la implementación del Gerenciamiento de Activos.
- Atención a la investigación técnica, y aplicación del conocimiento con personal propio.
- Aseguramiento de la calidad de la información.

5.2 Planteamiento de la Problemática

Del Análisis Causa Raíz y del Referenciamiento efectuado, se desprende que las Problemáticas Principales y Comunes son:

5.2.1 Falta de Optimización del Mantenimiento:

Con la organización actual, los sectores de mantenimiento son quienes deciden y ejecutan sus actividades de mantenimiento. Es decir no dedican el tiempo necesario para el análisis del mantenimiento.

Los intervalos de mantenimiento, inspección y monitoreo han sido definidos simplemente porque siempre ha sido así, y existe el temor de efectuar alguna modificación, incluso a pesar de no haber efectuado un análisis previo.

Además, se ha detectado que la ejecución de pruebas sobre los activos, se efectúa con equipos no calibrados, debido a la falta de un programa de conservación de los activos.

Relacionado al punto anterior, también se detectó que la ejecución de las pruebas sobre los activos, se efectuaba con

procedimientos no adecuados, debido a que en su mayoría, la ejecución de pruebas y análisis de los catálogos de los equipos de prueba, estaban a carga sólo de personal técnico.

5.2.2 Falta de Priorización de Proyectos de Inversión, a nivel Empresa:

Los proyectos de inversión son analizados internamente por cada sector que lo solicita, sin considerar el impacto global que pudiese presentar a nivel empresa (holístico), además de ser evaluados con distintos puntos de vista por parte del evaluador interno del sector, quien busca siempre los mejores sustentos para lograr su aprobación. Se basan en lograr la aprobación de montos históricos asignados a cada sector.

La decisión de reemplazo y reparación, así como el tiempo de reemplazo óptimo, y proyectos de extensión de vida útil, son efectuados de manera subjetiva, debido a la falta de herramientas de evaluación de condición (indicada en 5.2.1), haciendo que el direccionamiento de los recursos no sea la más adecuada.

5.2.3 Falta de relación entre los planes de contingencia, y la condición de los activos:

Existen muchos planes de contingencia en todas las empresas, pero no existe una gran relación entre las

consecuencias de los fallos que estos mitigan, y las condiciones de los activos que los originan. En muchos casos los planes de contingencia toman acciones no adecuadas debido a que no se conoce la condición real del activo, p.e. la ejecución de maniobras en el sistema eléctrico, considerando que algunos de los activos por el simple hecho de ser antiguos no pueden trabajar a cierta carga (amperios). Esto no es correcto, ya que la condición de un activo lo determina una serie de variables, las cuales deben de ser analizadas.

Los niveles de stock existentes, no guardan relación con la condición que presentan los activos del parque de las empresas, en muchos se presenta:

- Existen materiales en grandes cantidades, y los activos que se encuentran en servicio ligados a estos materiales, representan sólo una porción pequeña del parque.
- Existen materiales que se encuentran de fácil disponibilidad, pero se trata de repuestos de activos cuya condición se encuentra como aceptable. Sin embargo los repuestos de activos observados se encuentra en almacenes geográficamente lejos de estos, o de difícil disponibilidad.
- Se efectúan compras de materiales y equipos en forma aislada por cada sector (pequeñas compras), las cuales

sólo atienden la necesidad inmediata, sin tomar en cuenta la ejecución de proyectos aprobados, y que por lo tanto, por economía de escala, se obtienen mejores precios.

CAPITULO VI

OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO

Con la finalidad de optimizar los activos físicos, sus desempeños asociados, el riesgo y los gastos sobre el ciclo de vida, se plantean las siguientes acciones a tomar:

- Aseguramiento de la Calidad de la Información.
- Priorización de Intervención sobre Activos, por Condición y Criticidad.
- Análisis Causa Raíz.
- Referenciamiento con Otras Empresas.
- Plan de Capacitación Especializada.
- Elaboración de Estándares Propios.

6.1 Acciones Propuestas para el Aseguramiento de la Calidad de la Información

Un punto importante a considerar, antes de iniciar el proceso de optimización del mantenimiento, es el aseguramiento de la información, el cual está referido a que la data con la cual se va a efectuar el análisis de la condición de los activos (sea mucha o poco),

debe de ser correcta, ya que en función a esta se tomarán las acciones correspondientes.

Asimismo, con la información existente, debe de conocerse el estado del parque existente, con la finalidad de tener una perspectiva (por lo menos general) del medio sobre el cual se va a aplicar el Gerenciamiento de Activos.

6.1.1 Evaluación de la Condición de los Equipos de Pruebas

Como primera acción se debe de efectuar la revisión de todos los catálogos de los equipos de pruebas. Se debe de verificar las recomendaciones de los fabricantes respecto a las frecuencias de calibración de estos. En muchos casos se ha detectado que los equipos de prueba no eran calibrados desde que fueron adquiridos por las empresas.

Como ejemplo, se presentan los siguientes indicios:

- Para conocer la calidad de los aceites, bajo la norma IEC 156, se obtenían valores de rigidez dieléctrica de 90 kV, cuando los valores para un aceite nuevo es de 60 kV (bajo la misma norma).
- Valores de Factor de Potencia de Aislamiento en Transformadores, son muy variados (creciente y decreciente), sin haber variado el entorno o condición del activo.

Levantada la condición de los equipos de pruebas, se debe de proceder a:

- Contactarse con los representantes de los equipos de pruebas.
- Validación de los resultados obtenidos, mediante el enfrentamiento de resultados con otros equipos de prueba.
- Evaluar qué equipos requieren ser calibrados o reemplazados por nuevas tecnologías.

6.1.2 Conocimiento de los Activos Existentes:

Se ha efectuado el levantamiento de los activos considerados más importantes para el negocio de la empresa, tales como transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de tensión y transformadores de corriente, con la finalidad de tener una perspectiva de la conformación del parque, tanto por fabricante como por años de servicio.

En forma similar pueden clasificarse por otros tipos de parámetros, con la finalidad de ampliar el panorama de la gerencia sobre las necesidades del parque eléctrico.

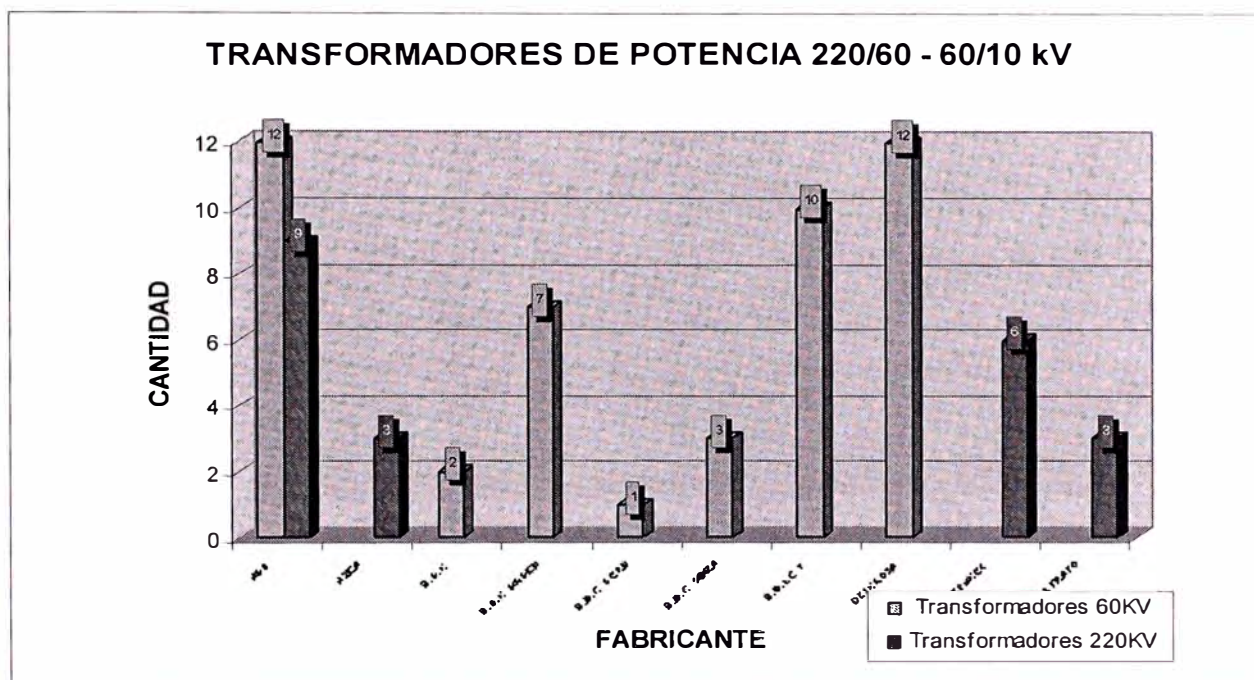


Figura N° 10: Cantidad de Transformadores por Fabricante

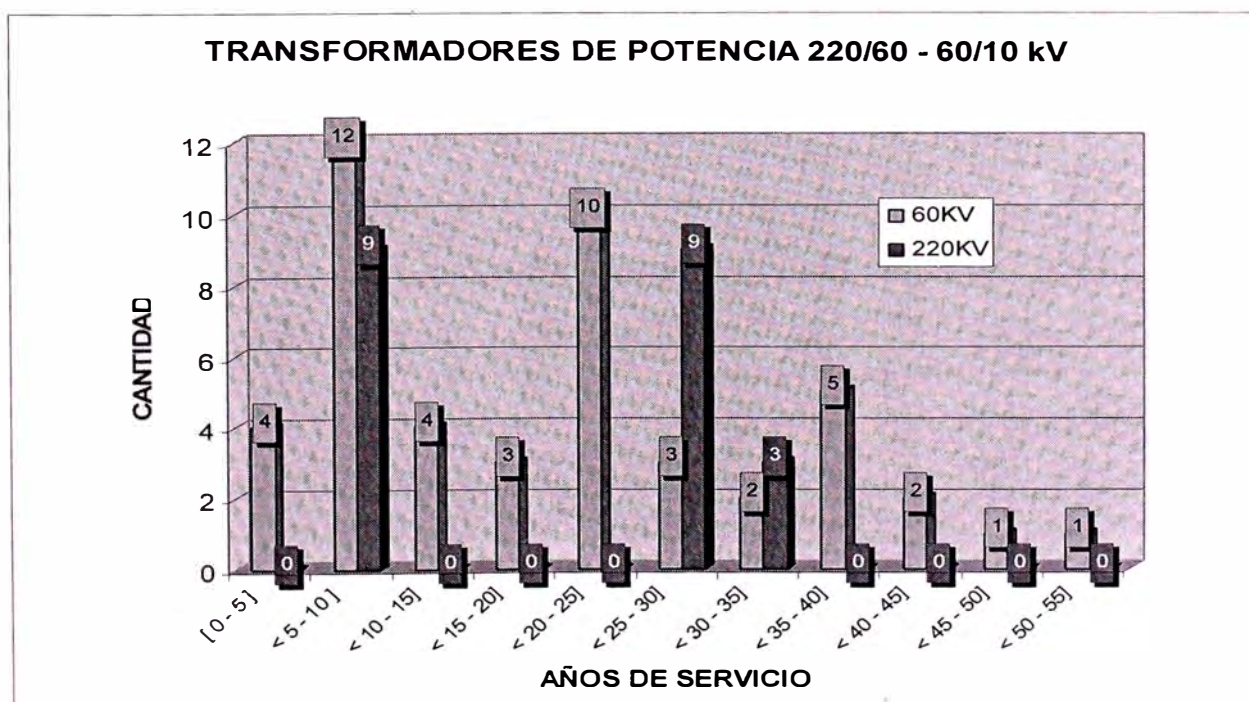


Figura N° 11: Cantidad de Transformadores por Años de Servicio

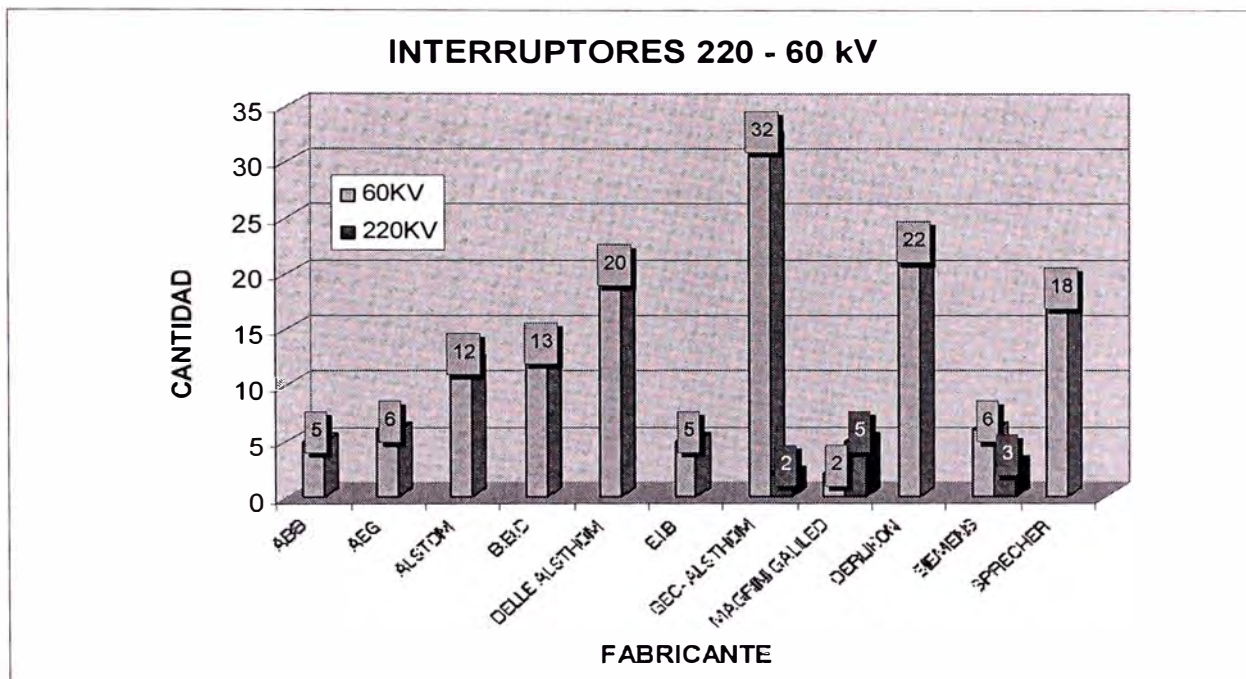


Figura N° 12: Cantidad de Interruptores por Fabricante

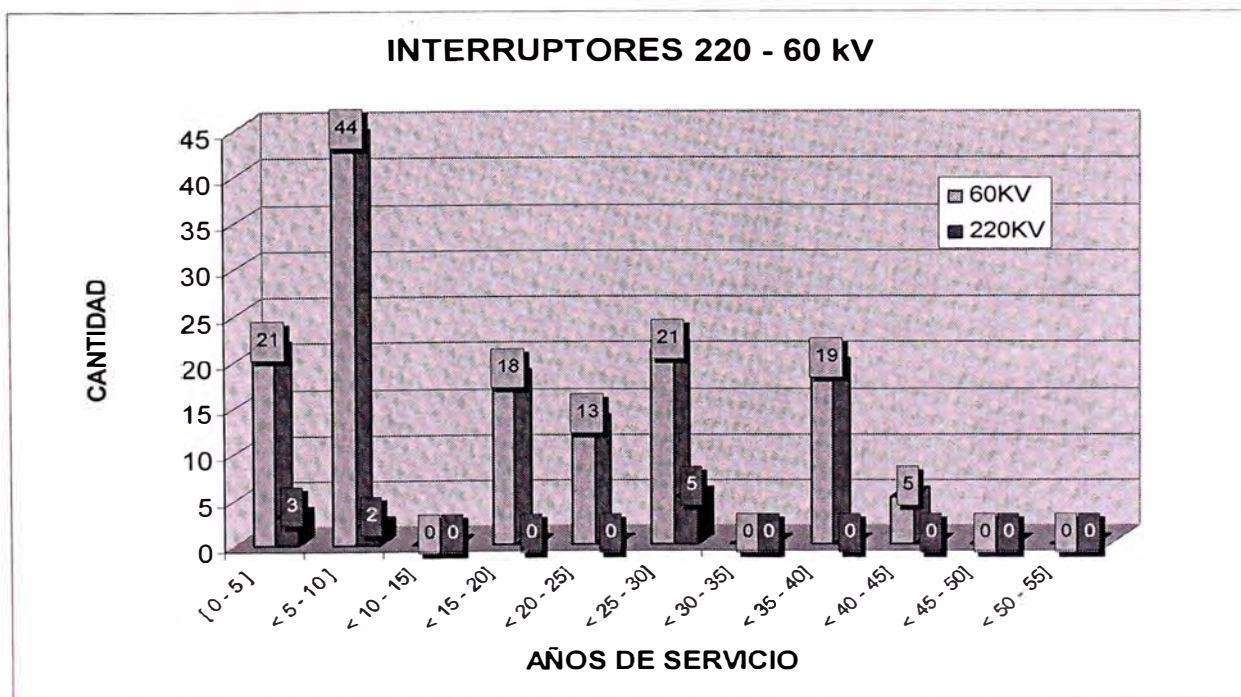


Figura N° 13: Cantidad de Interruptores por Años de Servicio

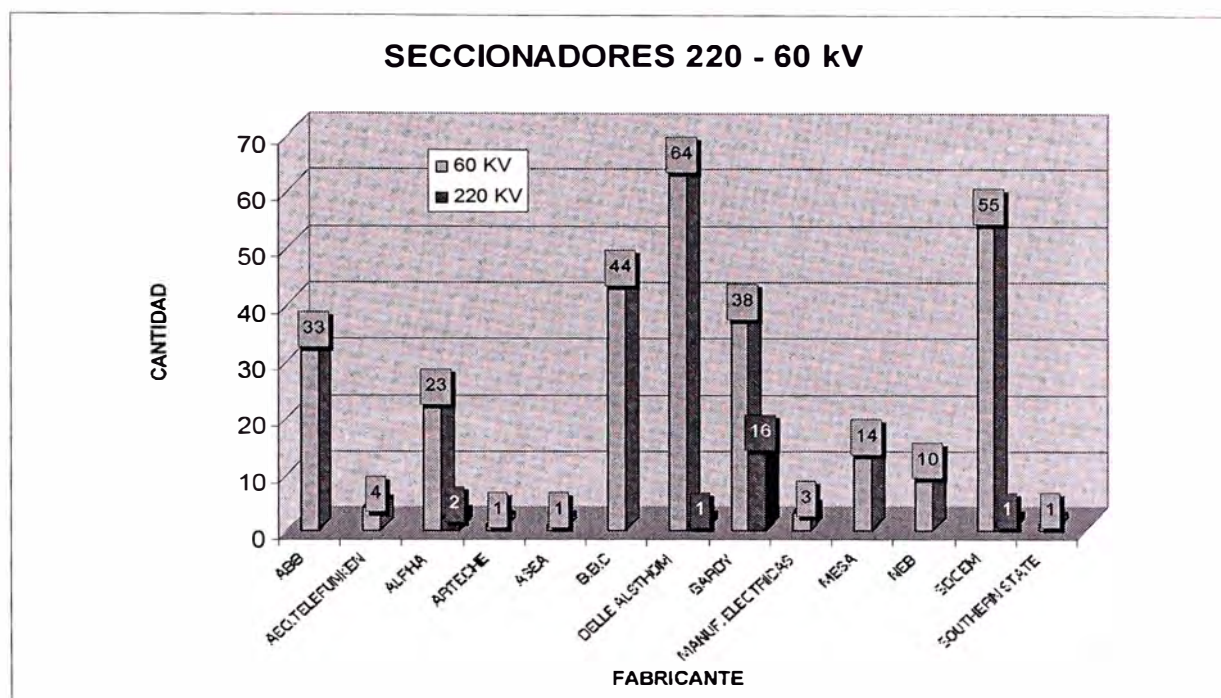


Figura N° 14: Cantidad de Seccionadores por Fabricante

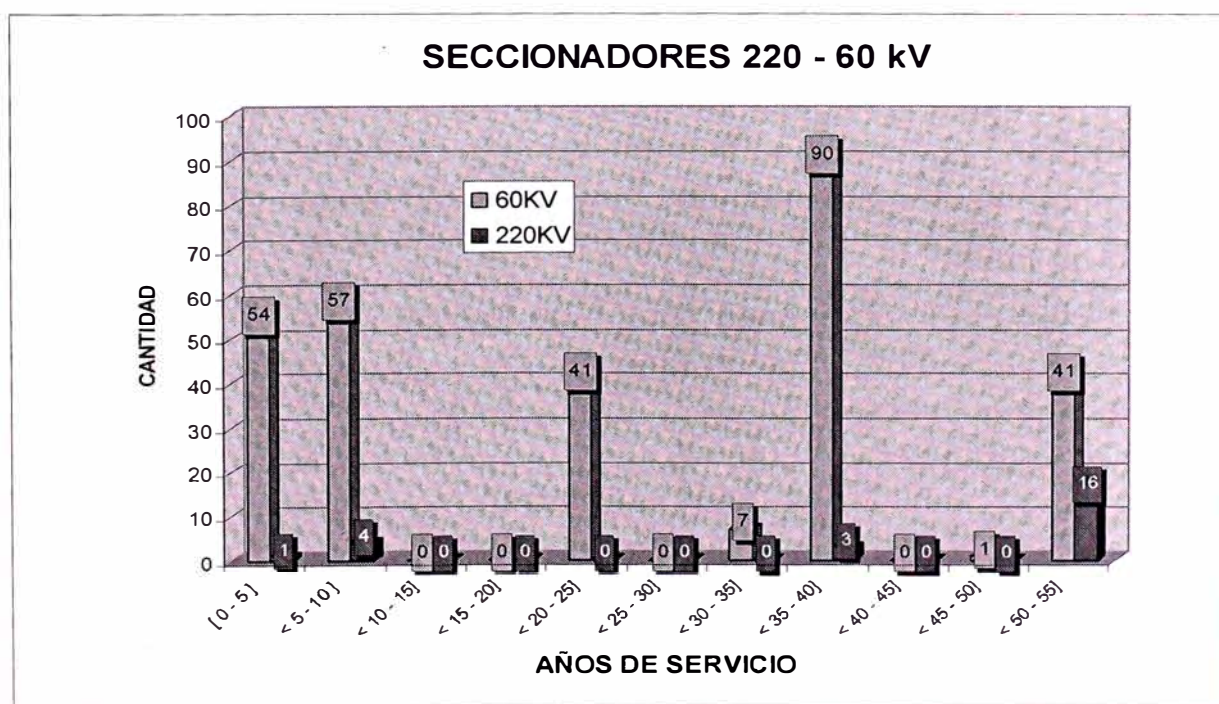


Figura N° 15: Cantidad de Seccionadores por Años de Servicio

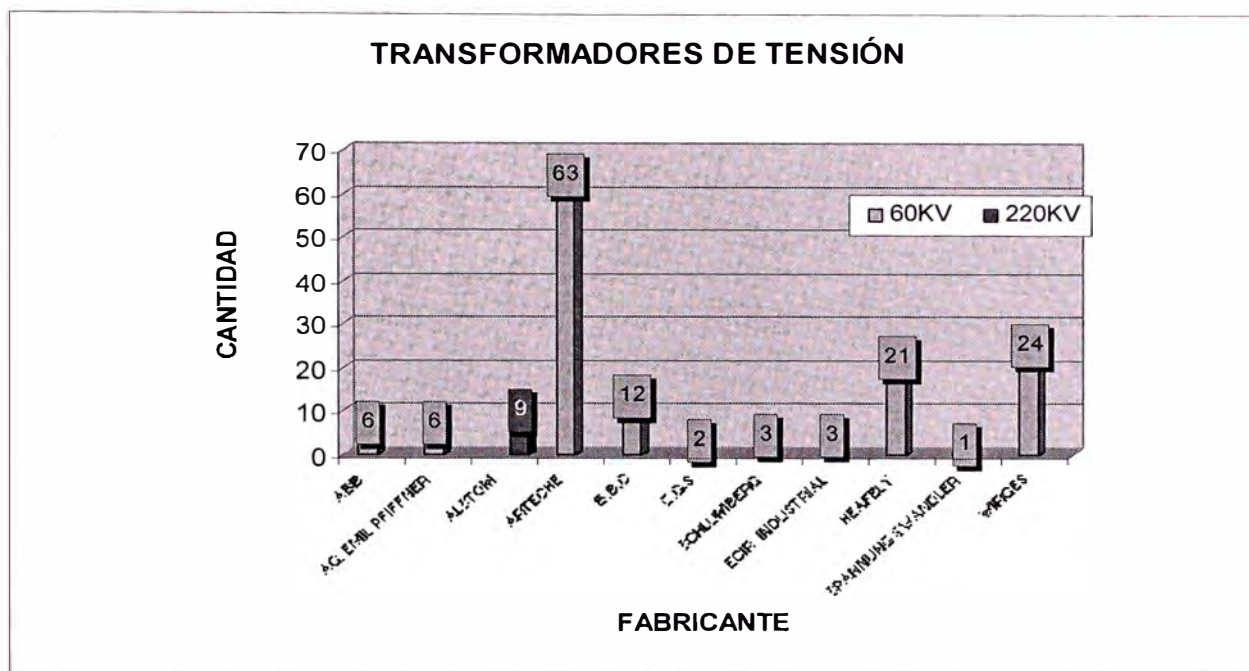


Figura N° 16: Cantidad de Transformadores de Tensión por Fabricante

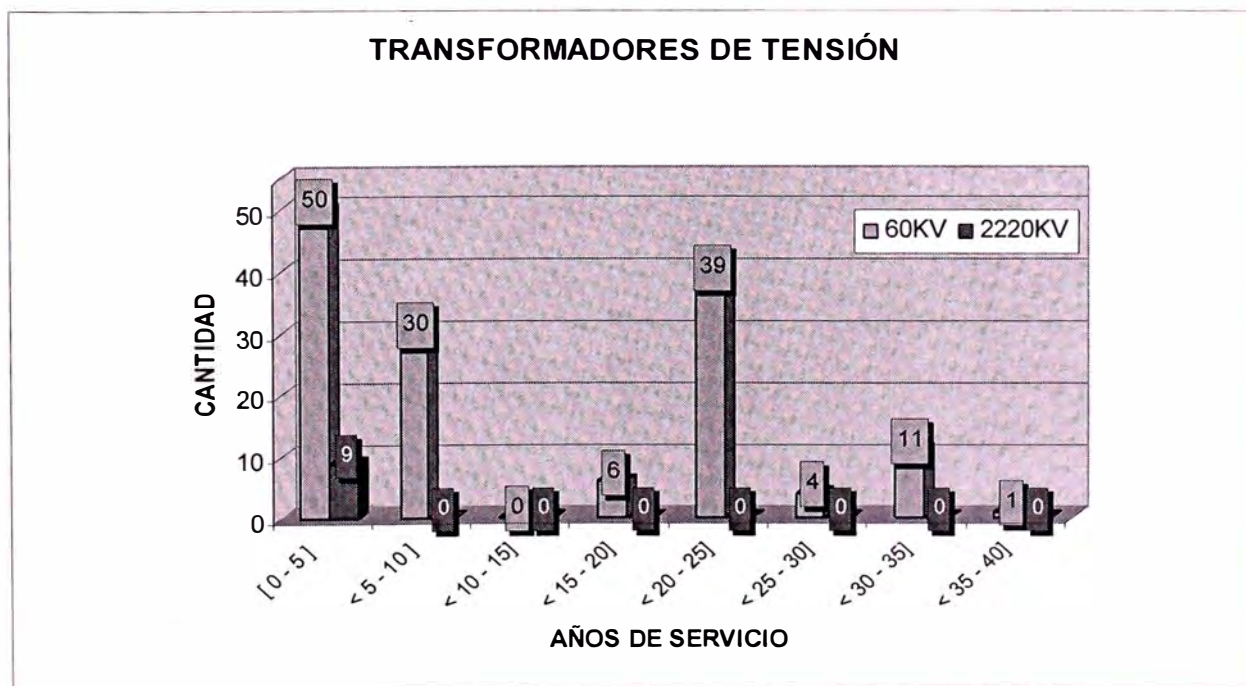


Figura N° 17: Cantidad de Transformadores de Tensión por Años de Servicio

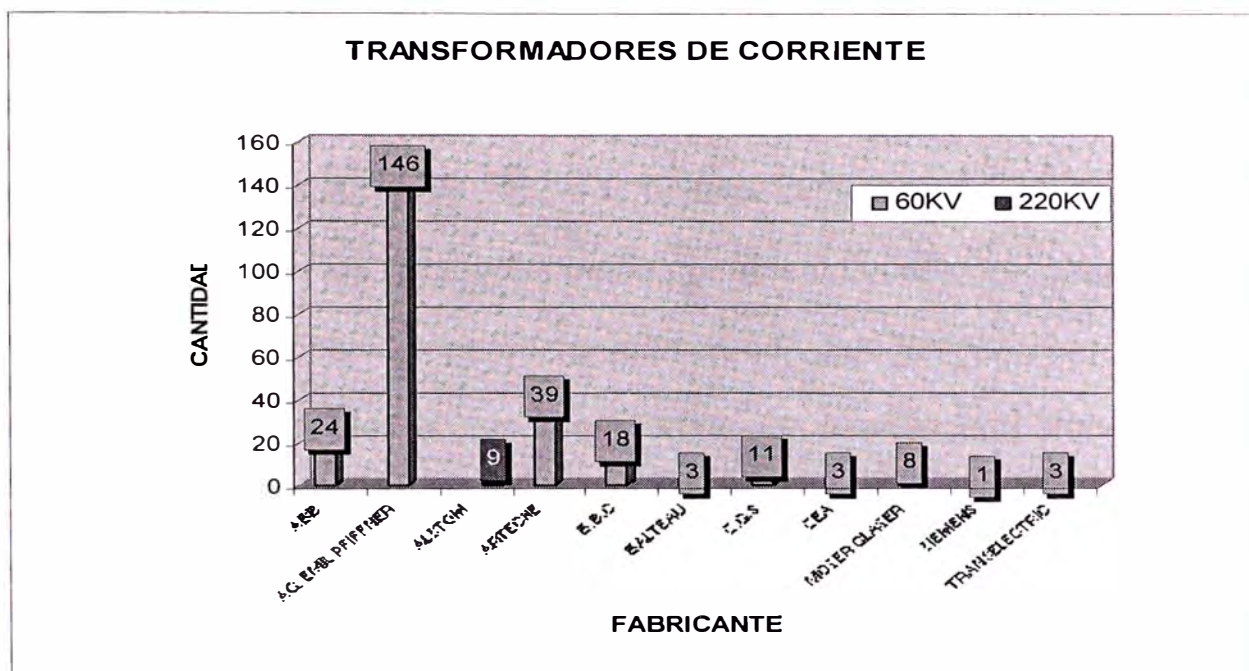


Figura N° 18: Cantidad de Transformadores de Corriente por Fabricante

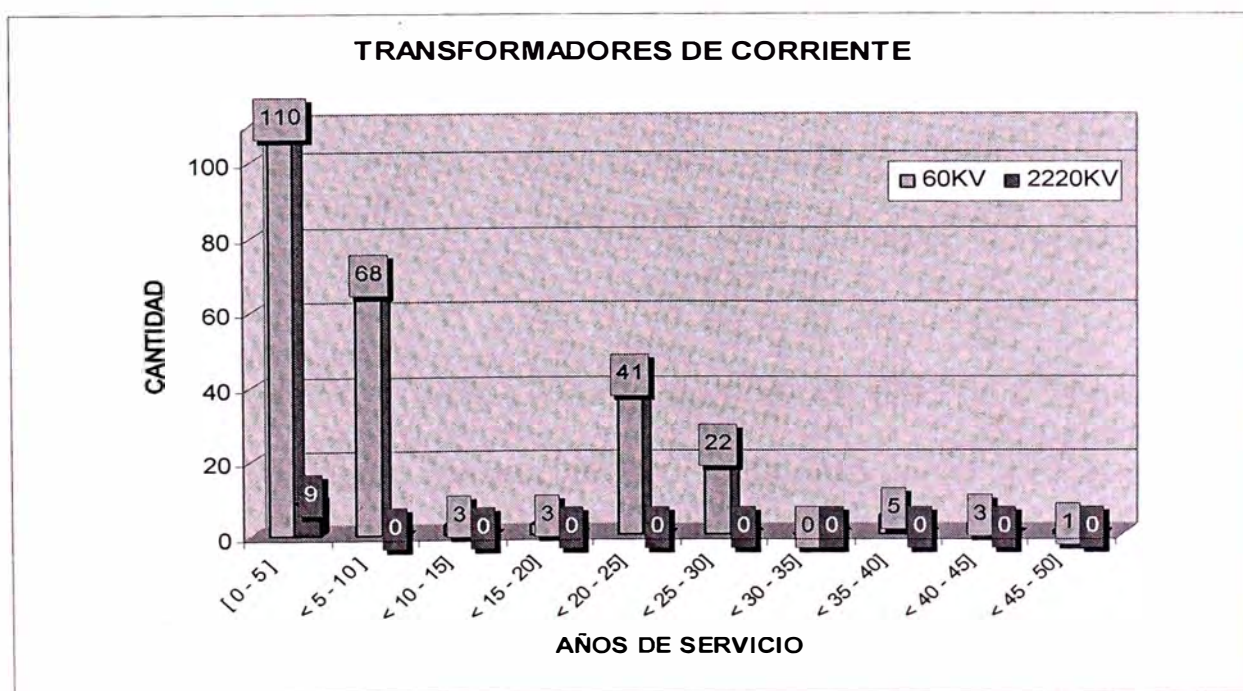


Figura N° 19: Cantidad de Transformadores de Corriente por Años de Servicio

6.1.3 Entrenamiento en Ejecución de Pruebas

Luego de conocer cuáles son los equipos que se encuentran en buenas condiciones, se debe de proceder a verificar cuáles son los procedimientos de ejecución de las pruebas. En muchos casos se ha encontrado que los valores obtenidos producto de las mediciones, se encontraron fuera de los valores normales de operación. Este análisis representa sólo dos opciones:

- La condición del activo era crítica, o
- La ejecución de la prueba no era la adecuada.

Si este tema no es evaluado, se pueden presentar casos en que la condición de los activos realmente críticos no son atendidos, porque los resultados de las mediciones aparentemente reflejan una buena condición; o causar alarma sobre activos que se encuentran en buenas condiciones.

Para definir el primer punto, se debe de proceder a efectuar la ejecución de las pruebas eléctricas bajo la supervisión de ingenieros especialistas, quienes por su formación, cuestionan toda divergencia que pudiesen encontrar durante el desarrollo de las pruebas. Otro punto importante a resaltar de esta supervisión propuesta, es que el personal técnico se sentirá respaldado, y dará a conocer todas sus inquietudes.

6.2 Priorización por Condición y Criticidad de los Activos

6.2.1 Evaluación de Condición de Transformadores de Potencia

El análisis de condición de activos, permite generar señales para la toma de estrategias de decisión que impactan en el ciclo de vida de los activos.

Incorpora la experiencia del personal analista y la traduce en criterios de fácil utilización. Identificado como una competencia clave y diferenciadora en compañías de transmisión eléctrica.

Para poder efectuarlo, es necesario conocer a detalle, el activo motivo del análisis.

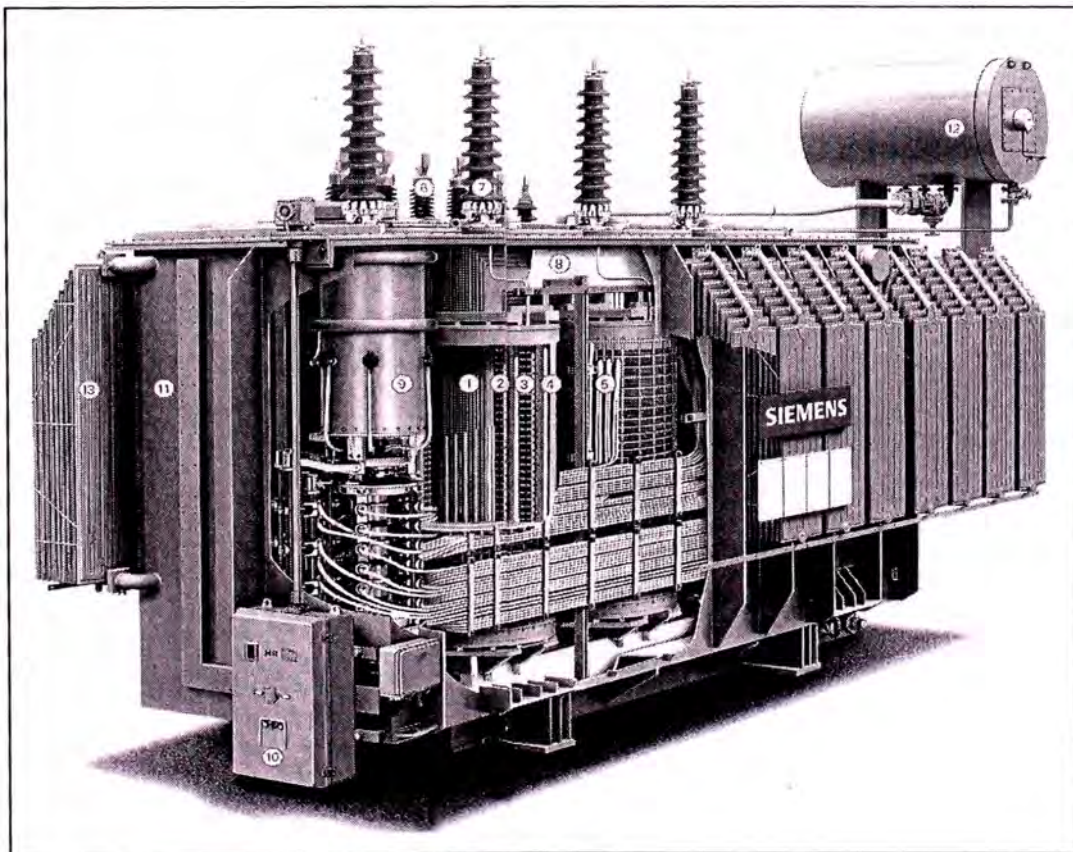


Figura N° 20: Composición de un Transformador de Potencia

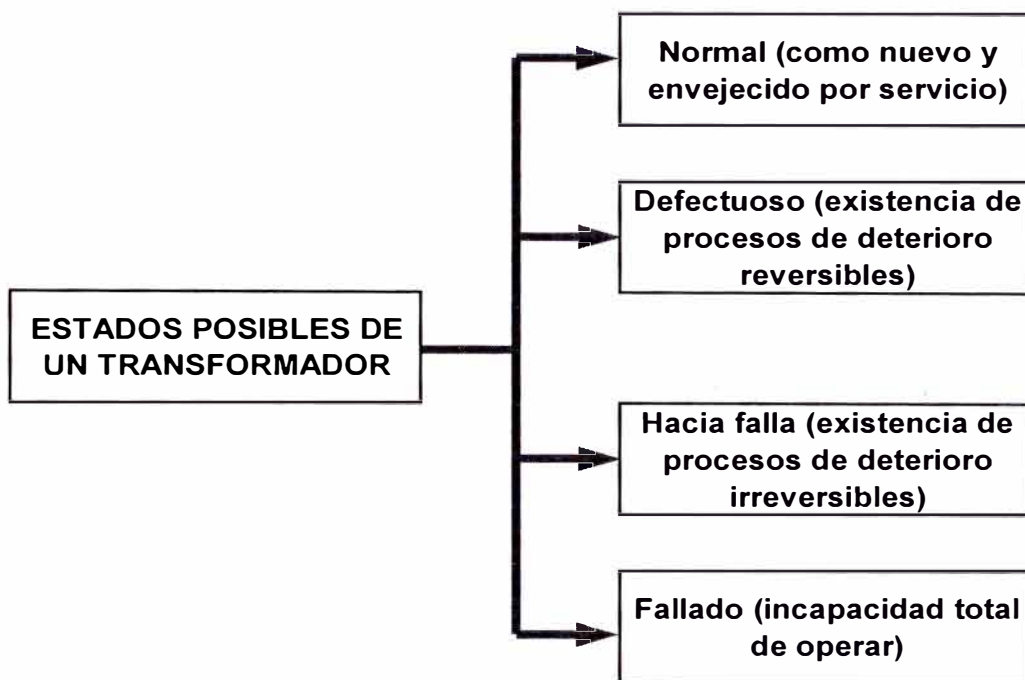


Figura N° 21: Estados posibles de Transformadores de Potencia

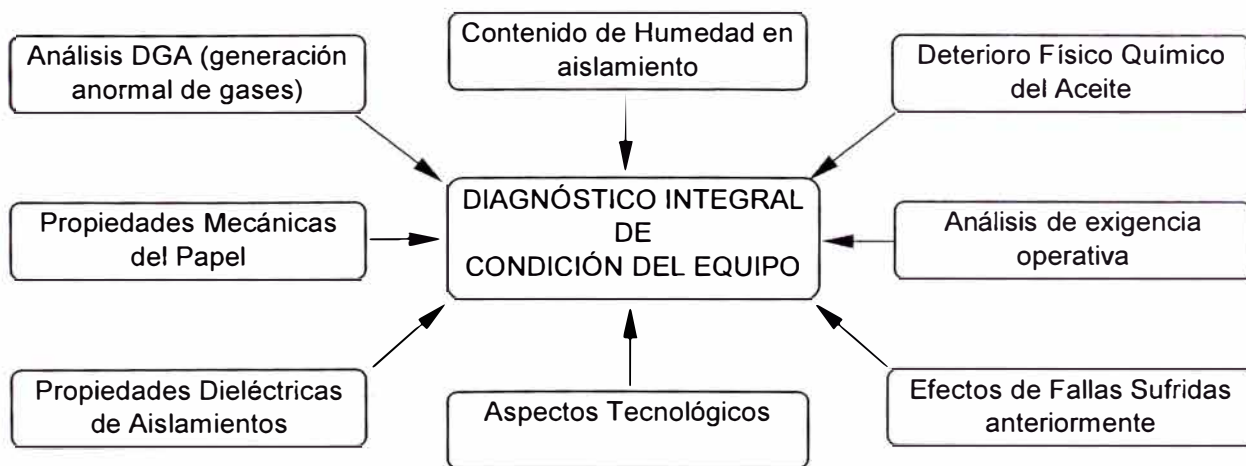


Figura N° 22: Diagnóstico Integral de Condición del Equipo

A continuación se explicará los componentes de la gráfica anterior:

a) Análisis de Gases Disueltos:

Fallas Térmicas:

- Descomposición de aceite entre 150°C y 500°C: Gases de bajo peso molecular (Hidrógeno H₂; Metano CH₄ y trazas de gases de mayor peso molecular: Etileno C₂H₄ y Etano C₂H₆).
- Entre mayor temperatura del punto de falla, mayor generación de hidrógeno (H₂) y Etileno (C₂H₄).
- El papel aislante se degrada a menores temperaturas que el aceite.
- La descomposición de la celulosa produce CO₂, CO y vapor de agua, a temperaturas menores que para el aceite y a ratas exponenciales con la temperatura.
- La relación CO₂/CO es usada algunas veces como indicador de descomposición térmica de la celulosa.

Fallas Eléctricas:

- Descargas de Baja Intensidad: Arco intermitente de bajo nivel que produce principalmente Hidrógeno (H₂), con cantidades decrecientes de metano y trazas de acetileno.

- A mayor intensidad de la descarga, mayor incremento de generación de acetileno (C₂H₂) y etileno (C₂H₄).
- Arco de Alta Intensidad: ACRO eléctrico o descarga continua con temperaturas entre 700°C y 1800 °C. La concentración de acetileno (C₂H₂) se incrementa.

Defecto Característico	C ₂ H ₂ / C ₂ H ₄	CH ₄ / H ₂	C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆
Descargas Parciales	No significantivo	<0,1	<0,2
Descargas de Baja Energía	>1	0,1 - 0,5	>1
Descargas de Alta Energía	0,6 - 2,5	0,1 - 1	>2
Defecto Térmico (T<300°C)	No significantivo	No significantivo	<1
Defecto Térmico (300°C<T<700°C)	<0,1	>1	1 - 4
Defecto Térmico (T>700°C)	<0,2	>1	>4

Tabla N° 4: Relaciones de Gases, según IEC 60599

(mililitros/día)		
Hidrógeno	H ₂	<5
Metano	CH ₄	<2
Etano	C ₂ H ₆	<2
Etileno	C ₂ H ₄	<2
Acetileno	C ₂ H ₂	<0,1
Monóxido de Carbono	CO	<50
Dióxido de Carbono	CO ₂	<200

Tabla N° 5: Velocidades Típicas de Incremento de Gases, según IEC 60599

La ecuación para calcular la velocidad de incremento de gases es:

$$\text{Velocidad} = (y_2 - y_1) \cdot m / \rho \cdot (d_2 - d_1) \quad \text{ml/día}$$

Donde:

y_1	es el análisis de referencia;
y_2	es el último análisis;
$(y_2 - y_1)$	es el incremento en mililitros por día;
m	es la masa de aceite, en Kilogramos;
ρ	es la densidad, en Kilogramos por metro cúbico;
d_1	es la fecha de y_1 ;
d_2	es la fecha de y_2 ;

Tipo Transformador	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Con OLTC sin comunicación	60 - 150	540 - 900	5100 - 13000	40 - 110	50 - 90	60 - 280	3 - 50
Con OLTC en comunicación	75 - 150	400 - 850	5300 - 12000	35 - 130	50 - 70	110 - 250	80 - 270

Tabla N° 6: Rango de Concentraciones Típicas del 90% de Transformadores de Potencia observados, según IEC 60599

Con OLTC sin Comunicación: Se refiere a transformadores que no tienen conmutador bajo carga (OLTC), o equipados con un OLTC que no está comunicado o no tiene fugas con la cuba principal.

Con OLTC con Comunicación: Significa que es posible la comunicación de parte del aceite o del gas entre el compartimiento del OLTC y la cuba principal, o entre los conservadores respectivos. Estos gases pueden contaminar el aceite de la cuba principal y afectar los valores normales de estos tipos de equipos.

Actualmente existen equipos de monitoreo en línea, los cuales nos dan una referencia de los incrementos de gases que se presentan en el interior del transformador.

Para el caso del equipo Hydran Gas de la firma GE Power System, del total de gases detectados (ppm), registra los siguientes porcentajes:

Hidrógeno (H ₂)	:	100%
Monóxido (CO)	:	18%
Acetileno (C ₂ H ₂)	:	8%
Etileno (C ₂ H ₄)	:	1,5%

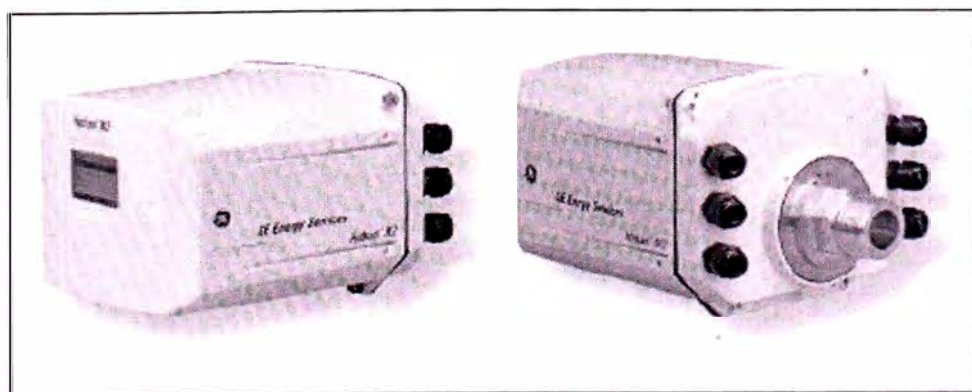


Figura N° 23: Equipo de Monitoreo de Gases en Línea

b) Estado Físico Químico del Aceite:

- Número de Neutralización (Acidez).

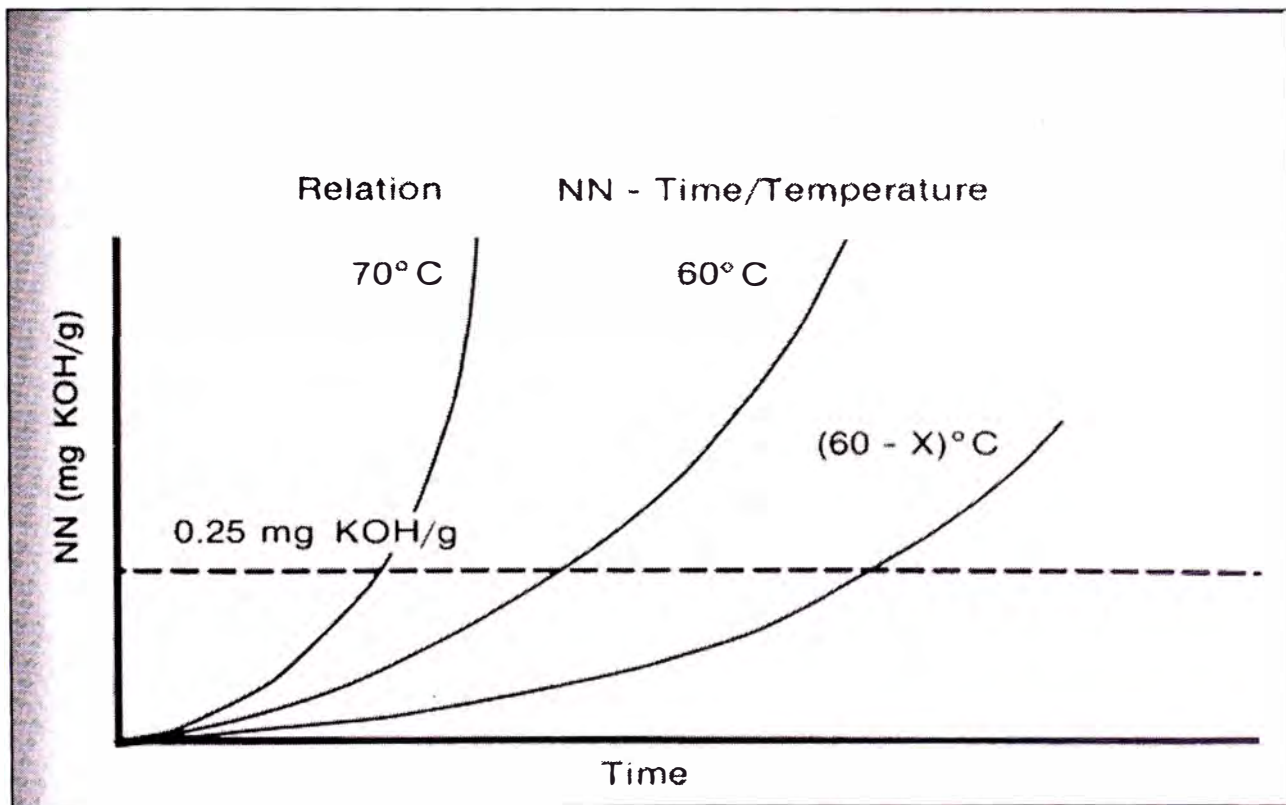
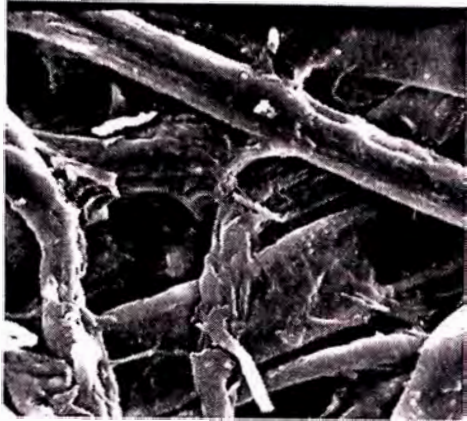


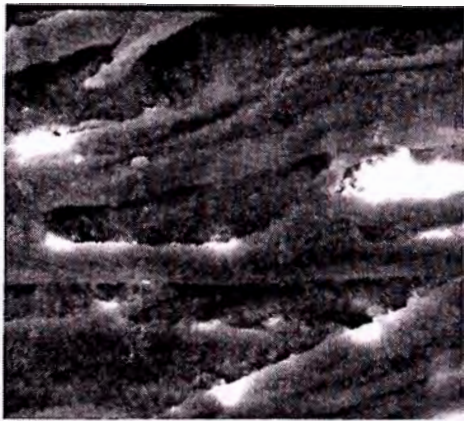
Figura N° 24: Variación de la Expectativa de Vida en función de la acidez y temperatura de operación



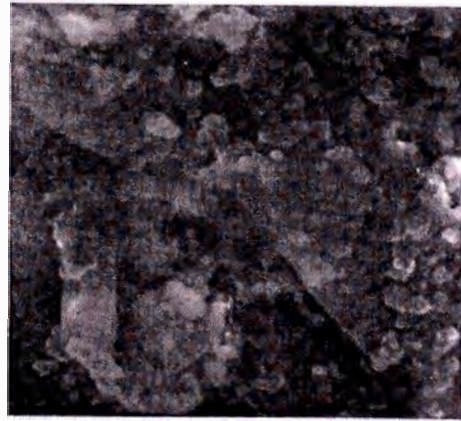
Acidez 0,05



Acidez 0,1



Acidez 0,2

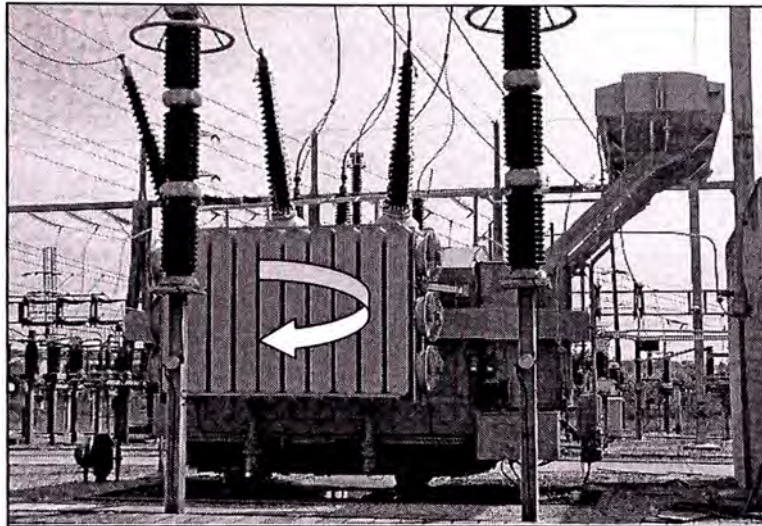


Acidez 0,3

Figura N° 25: Degradación del papel aislante de Transformadores de Potencia

- Tensión Interracial.
- Contenido de partículas.
- Contenido de Inhibidor.

c) Humedad y Contaminación en Aislamientos:



En el Aceite: 3 - 5 %

En el Papel: 95 - 97%

Figura N° 26: Contenido de Humedad en un Transformador

La humedad dentro del transformador se debe a:

- Sistema de respiración defectuoso.

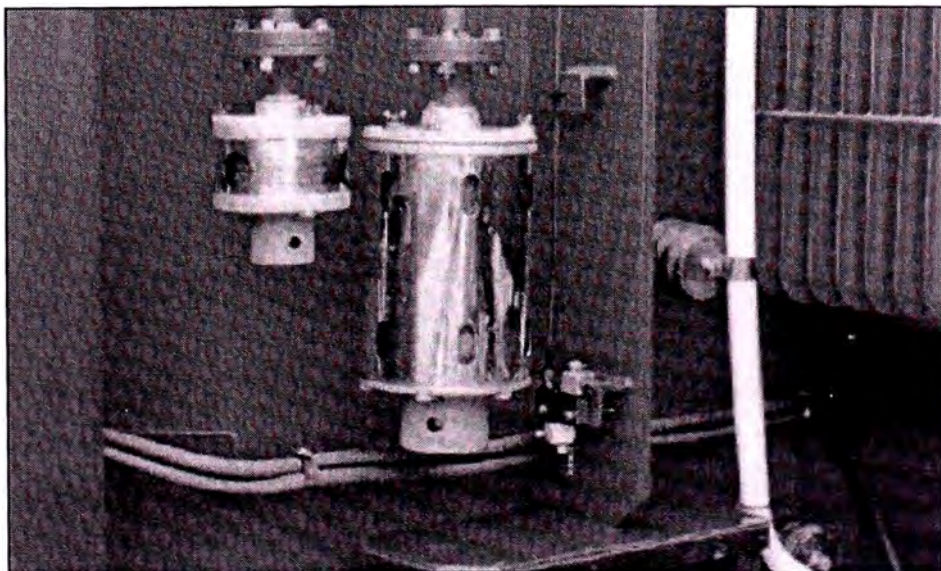


Figura N° 27: Filtros de humedad (silicagel)

- Empaquetaduras defectuosas.
- Uso de materiales con procesos de secado defectuosos.

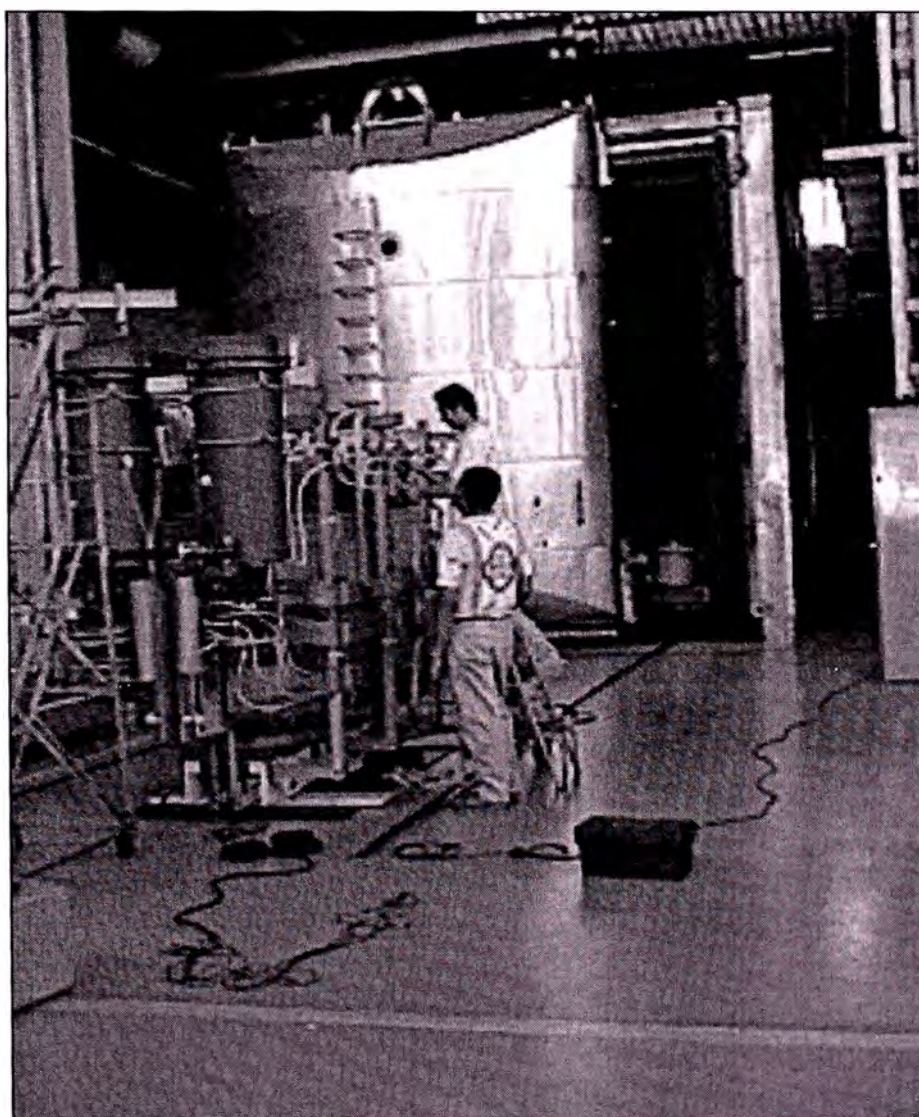


Figura N° 28: Ingreso de Transformador a Horno de Secado

Ingreso de humedad residual desde equipo de tratamiento.

Excesivo tiempo exposición parte activa al medio ambiente

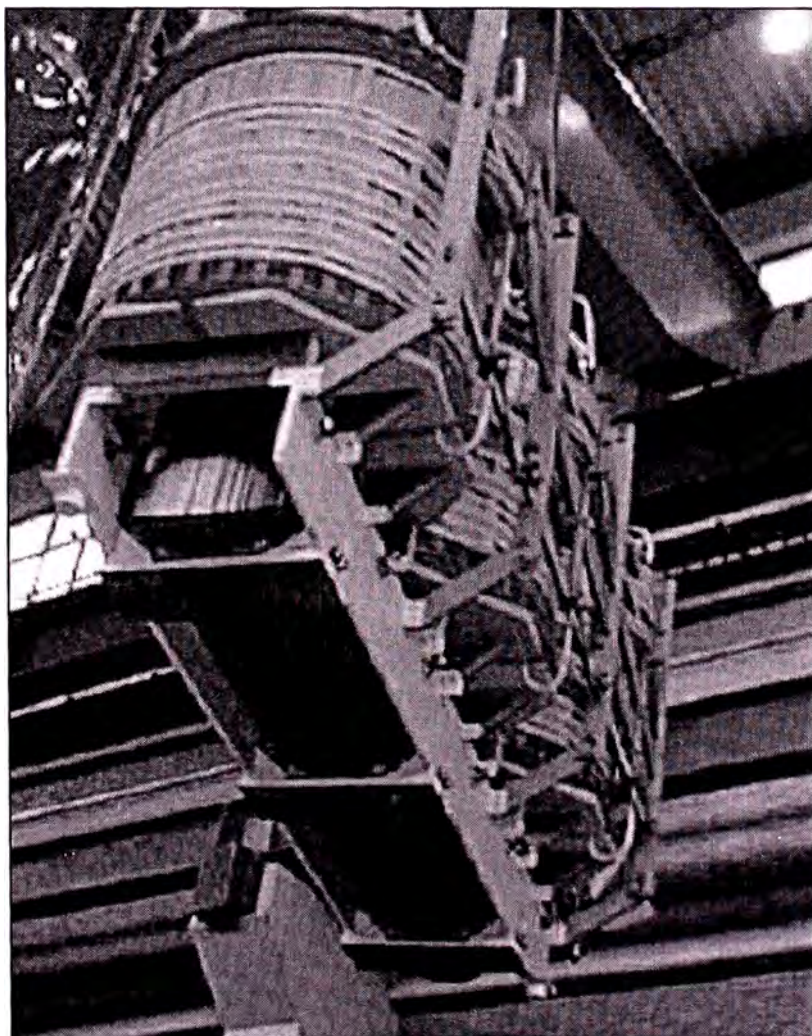


Figura N° 29: Exposición de Parte Activa al medio ambiente, debido a una intervención mayor

- Contenido de Humedad en Aceite.

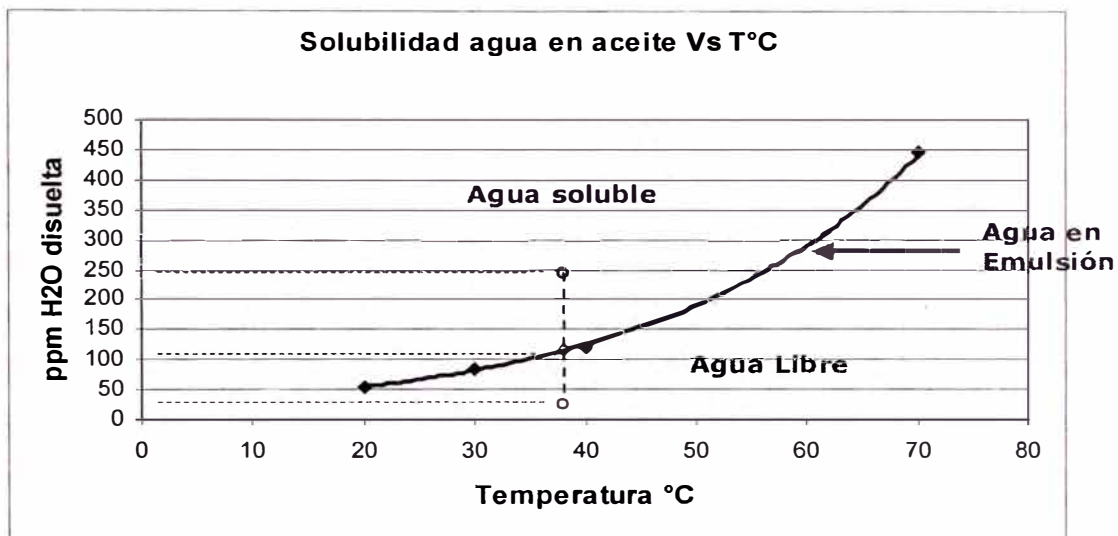


Figura N° 30: Solubilidad del Agua en el Aceite



Figura N° 31: Medición del Contenido de Humedad (Karl Fisher)

- Contenido Estimado de Humedad en Papel.

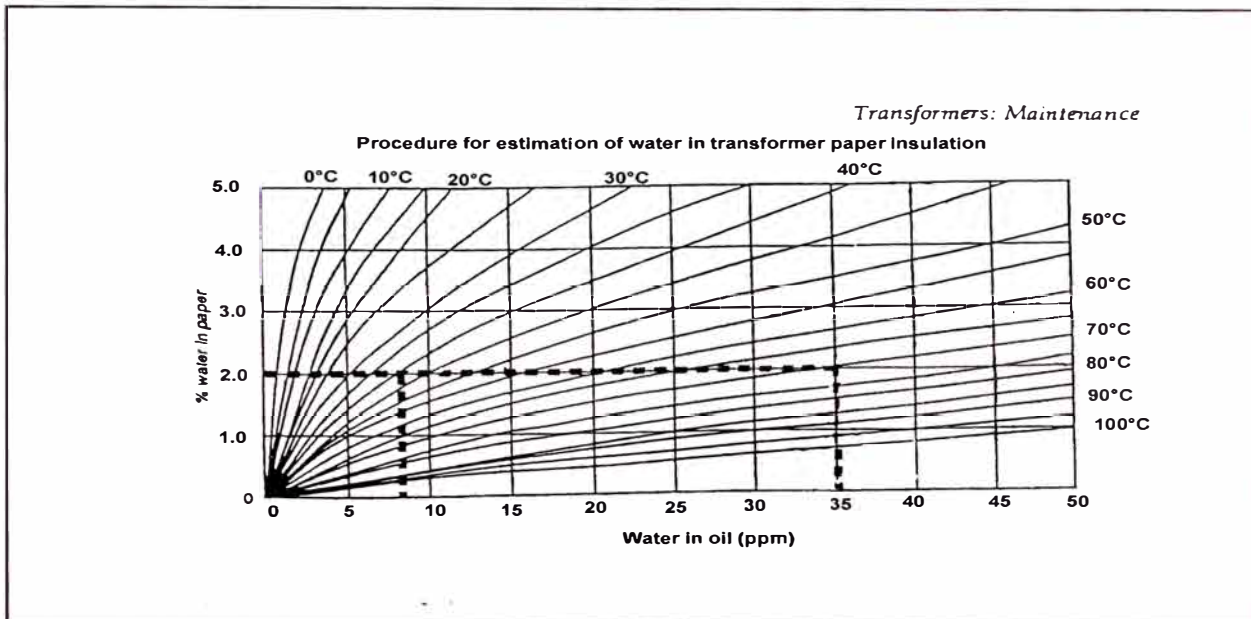


Figura N° 32: Estimación del contenido de Humedad en el Papel, a través del contenido de Humedad en el Aceite

- Rigidez Dieléctrica.



Figura N° 33: Equipo de Medición de Rigidez Dieléctrica

d) Deterioro del Papel Aislante:

- Contenido de compuestos furánicos.
- Contenido de CO₂ y CO
- Historial de Sobrecargas con carga máxima y tiempo de duración.
- Medición del Grado de Polimerización (DP).

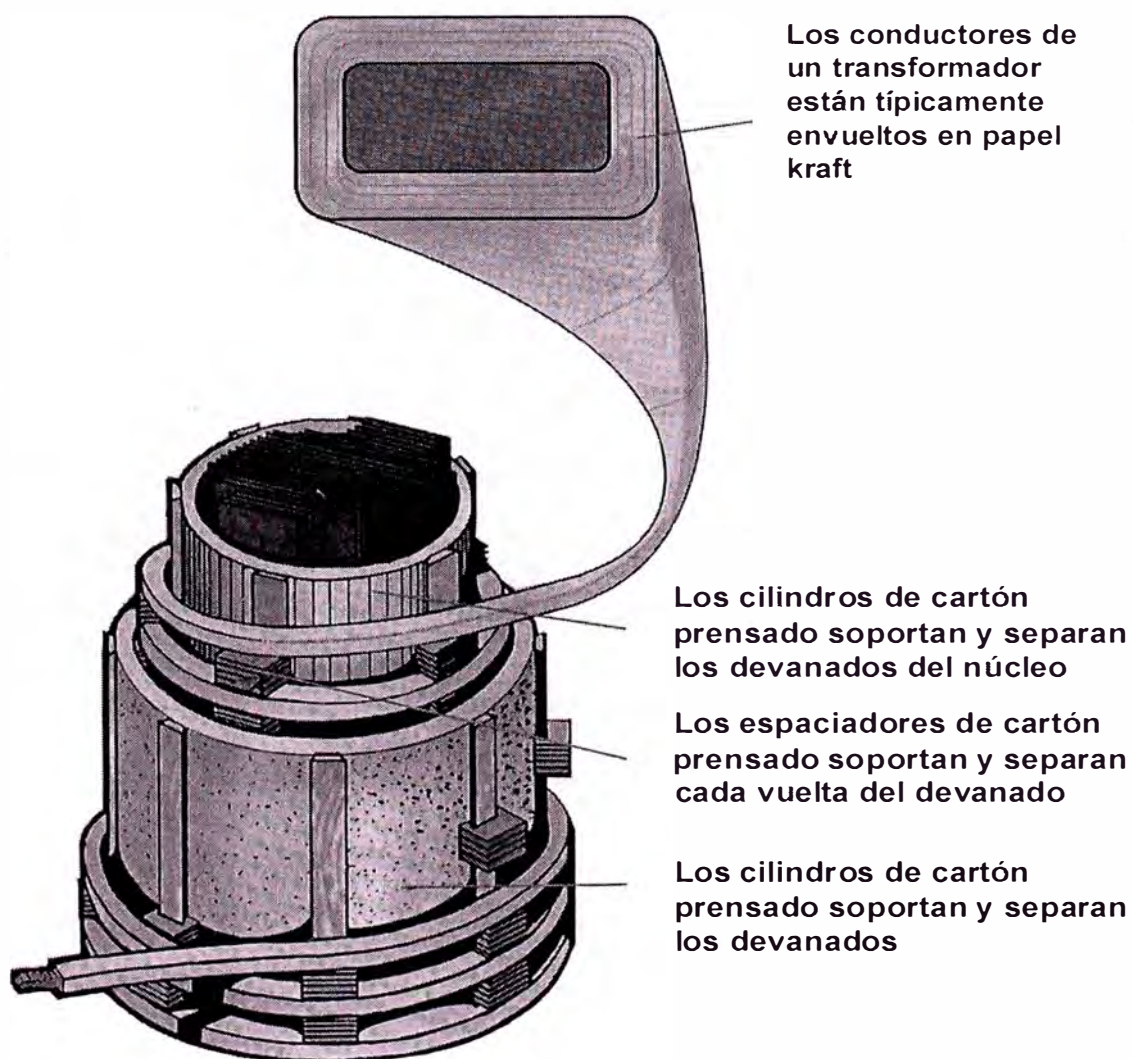


Figura N° 34: Conformación del Aislamiento

Para poder analizar el grado de polimerización, se debe de conocer lo siguiente:

- El final de la vida útil de un transformador, se presenta cuando el decrecimiento del esfuerzo a la tensión del papel de aislamiento ([H.P. Moser, V Dahinden, TRANSFORMER BOARD Weidmman AG, 1987 & DIN IEC 60216-2 1996, Litlinie zur Bestimmung thermischer Langzeiteigenschaf).
- Hay una correlación entre el esfuerzo a la tensión del papel y el grado de Polimerización. El decrecimiento del esfuerzo a la tensión a un 50% corresponde al decrecimiento del grado de Polimerización hasta un 25% del valor inicial. (D.H. Scroff, C. ... IEE).
- Se considera que cuando el papel llegar al 25% del valor inicial de DP, ante la presencia de algún cortocircuito, este no podría soportarlo.
- Para un papel nuevo luego de todos los procesos en fábrica, se considera un DP igual a 1100.

A continuación se presenta la evaluación efectuada con diversos modelos matemáticos, que estiman el grado de polimerización del papel, a partir de:

- Análisis de contenido de Furanos: Burton, Vuarchex, Chendong, DePablo
- Análisis de contenido de Furanos y Análisis de Gases Disueltos: M.K. Pradhad y T.S. Ramu

BURTON
VUARCHEX
CHENDONG
DEPABLO

$$DP = (2.5 - \text{LOG}(2FAL))/0.005$$

$$DP = (2.6 - \text{LOG}(2FAL))/0.0049$$

$$DP = (1.5 - \text{LOG}(2FAL))/0.0035$$

$$DP = 1850/(2FAL+2.3)$$

UBICACIÓN	POTENCIA (MVA)	MARCA	AÑO	DP ESTIMADO				DP PROMEDIO
				BURTON	VUARCHEX	CHENDONG	DEPABLO	
TRANSFORMADOR A	40	Fabricante 2	1998	554	585	505	547	548
TRANSFORMADOR B	25	Fabricante 1	1980	563	595	519	566	561
TRANSFORMADOR C	40	Fabricante 3	1976	568	600	526	576	568
TRANSFORMADOR D	25	Fabricante 3	1996	569	601	527	577	568
TRANSFORMADOR E	25	Fabricante 2	1982	585	618	550	607	590
TRANSFORMADOR F	40	Fabricante 1	1976	587	619	553	609	592
TRANSFORMADOR G	25	Fabricante 2	1968	589	621	555	613	594
TRANSFORMADOR H	7	Fabricante 3	1970	593	626	562	620	600

Tabla N° 7: Estimación del Grado de Polimerización, según Burton, Vuarchex, Chendong, DePablo (CIGRE 15 302)

ESTIMACIÓN DEL GRADO DE POLIMERIZACIÓN DEL PAPEL AISLANTE SEGÚN CORRELACIÓN DE MK PRADHAD Y TS RAMU:

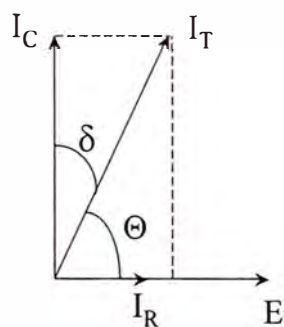
$$DP = Co + a\text{Ln}(CO) + b\text{Ln}(CO2) + c\text{Ln}(TF) + d\text{Ln}(FD) + e\text{Ln}(AF) + f\text{Ln}(M2F)$$

UBICACIÓN	POTENCIA (MVA)	MARCA	AÑO	DP Estimado
TRANSFORMADOR D	25	Fabricante 3	1996	315.4
TRANSFORMADOR F	40	Fabricante 1	1976	369.1
TRANSFORMADOR G	25	Fabricante 2	1968	394.6
TRANSFORMADOR A	40	Fabricante 2	1998	395.3
TRANSFORMADOR C	40	Fabricante 3	1976	404.1
TRANSFORMADOR B	25	Fabricante 1	1980	434.5
TRANSFORMADOR E	25	Fabricante 2	1982	452.9
TRANSFORMADOR H	7	Fabricante 3	1970	578.8

Tabla N° 8: Estimación del Grado de Polimerización, según M.K. Pradhad y T.S. Ramu (Ver Apéndice H)

e) **Condición de Aislamiento de Devanados y Núcleo:**

- Factor de Potencia de Devanados.



$$\text{Power Factor} = \cos \Theta = \frac{I_R}{I_T}$$

$$\text{Dissipation Factor} = \tan \delta = \frac{I_R}{I_C}$$

Figura N° 35: Corriente Total, Resistiva y Capacitiva

- Resistencia de Aislamiento del Núcleo.

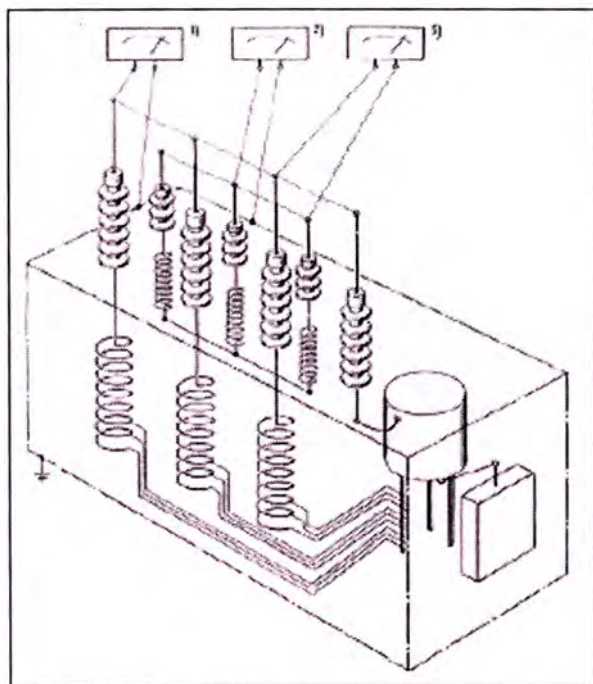


Figura N° 36: Ejecución de la Prueba de Resistencia de Aislamiento

f) **Condición Mecánica de Devanados:**

- Medición de Impedancia de Cortocircuito.
- SFRA (Medición de Respuesta al Barrido de Frecuencia).

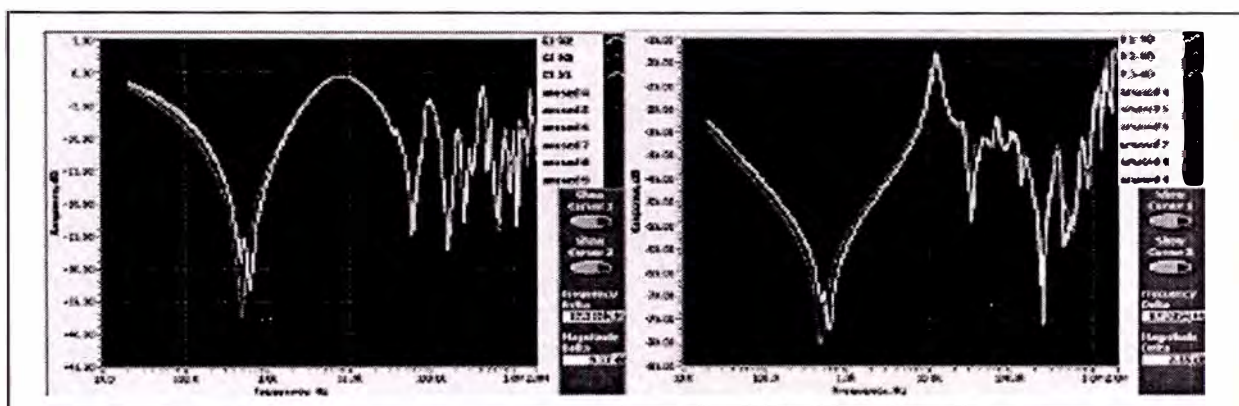


Figura N° 37: Resultados Típicos del Bobinado de Baja Delta y Alta Estrella (Ref.: Guía de Usuario del M5100 SFRA de DOBLE)

- Para el caso de traslados de transformadores, se instalan equipos registradores de impacto.

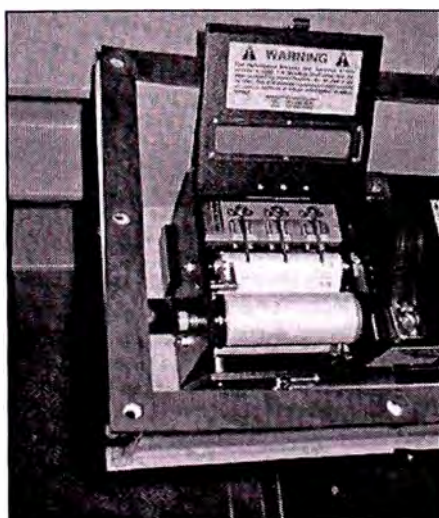


Figura N° 38: Equipo Registrador de Impacto

- Historial de Fallas con corriente de sobrecarga
≥ 75% Icc

g) Condición del Cambiador de Tomas:

- Tendencia de Incremento de Gases Combustibles
(Ver Guía para la Interpretación de los Análisis de Gases Disueltos y Libres - IEC 60599).
- Evaluación del ciclo de servicio.
- Otras técnicas: medición de vibraciones, torque y corriente motor.

Además, se presentan a continuación los Modelos de Evaluación de Condición de Transformadores de Potencia:

A) Degradación de Bujes: Defectos en el Núcleo o Cuerpo Condensador

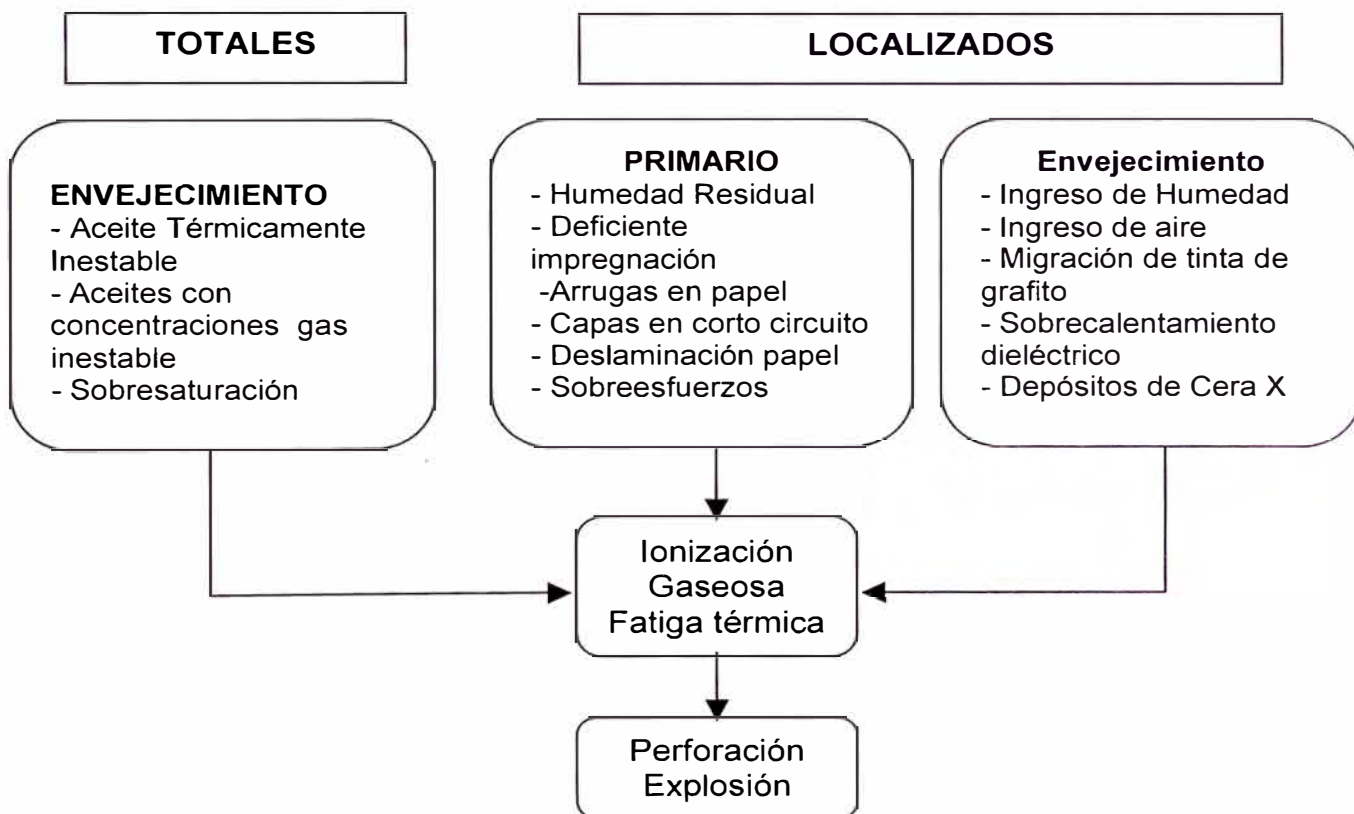


Figura N° 39: Modelo de Degradación de Bujes: Defectos en Núcleo o Cuerpo Condensador

**B) Degradación de Bujes: Defectos en la Superficie del Núcleo,
Aceite o porcelana interna, Taps**

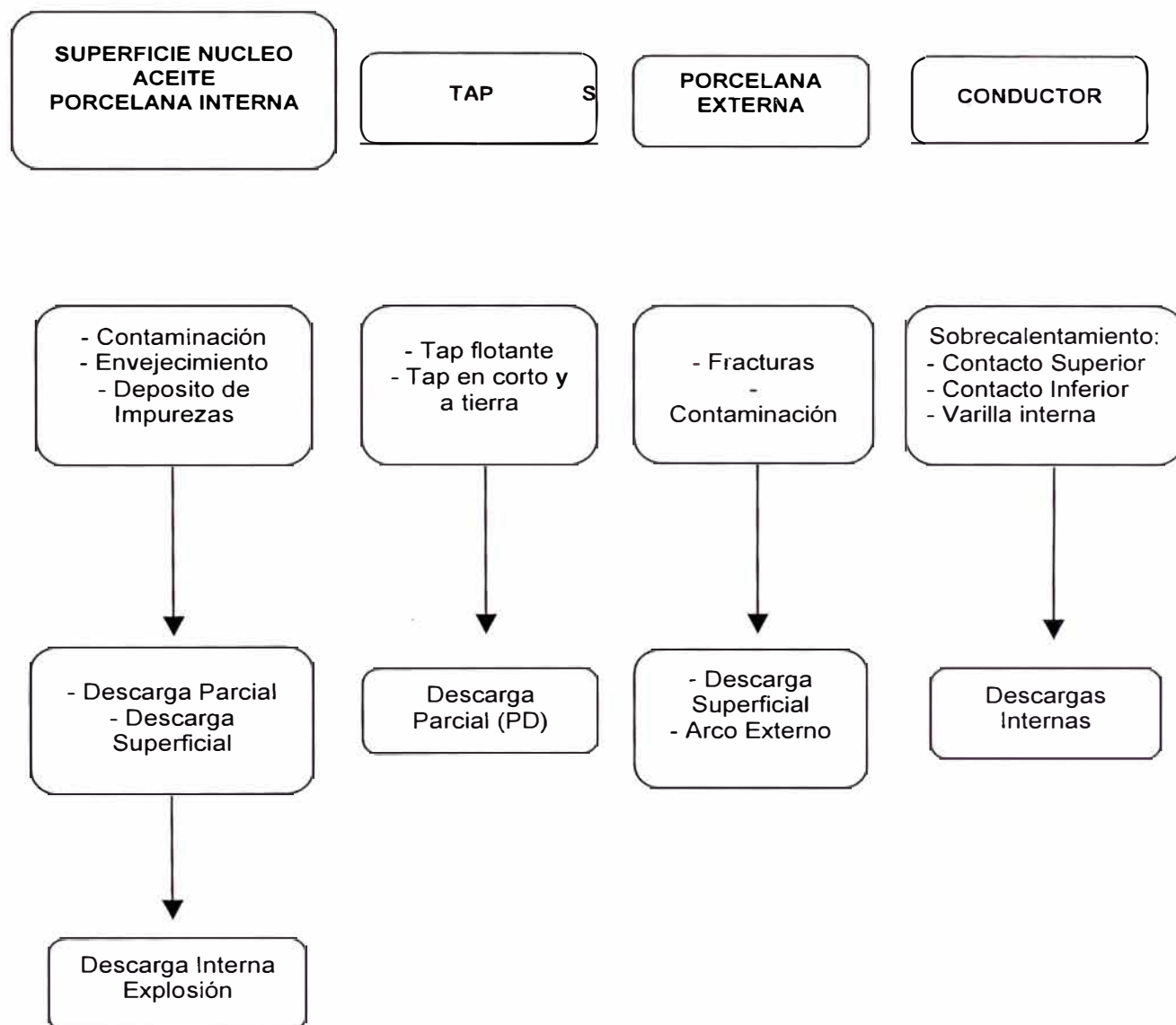


Figura N° 40: Modelo de Degradación de Bujes: Defectos en Superficie del Núcleo, Aceite y Taps

C) Componentes Dieléctricos

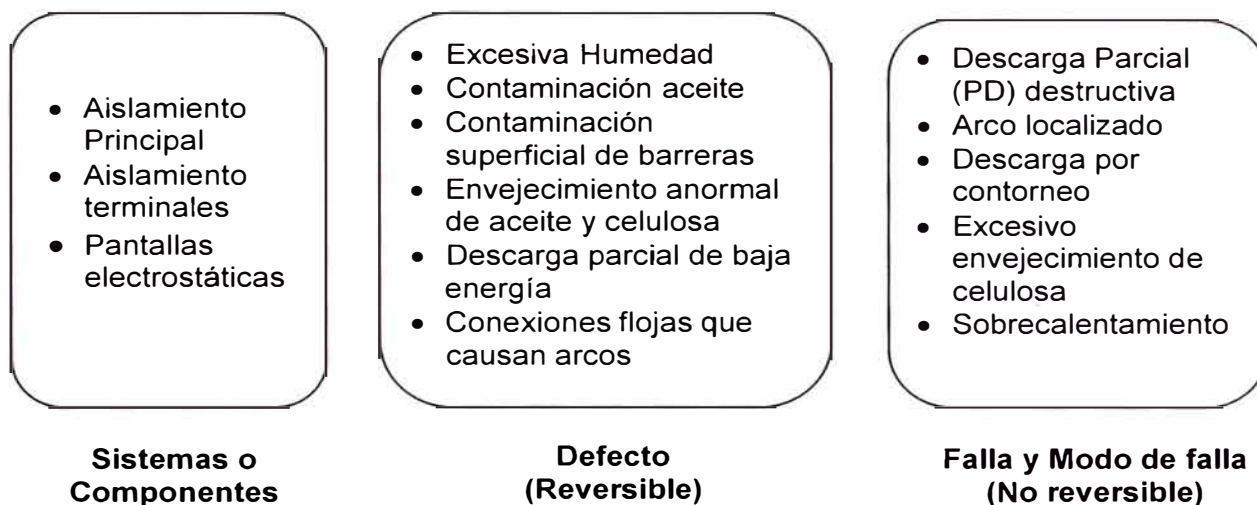


Figura N° 41: Modos de Falla en Componentes Dieléctricos

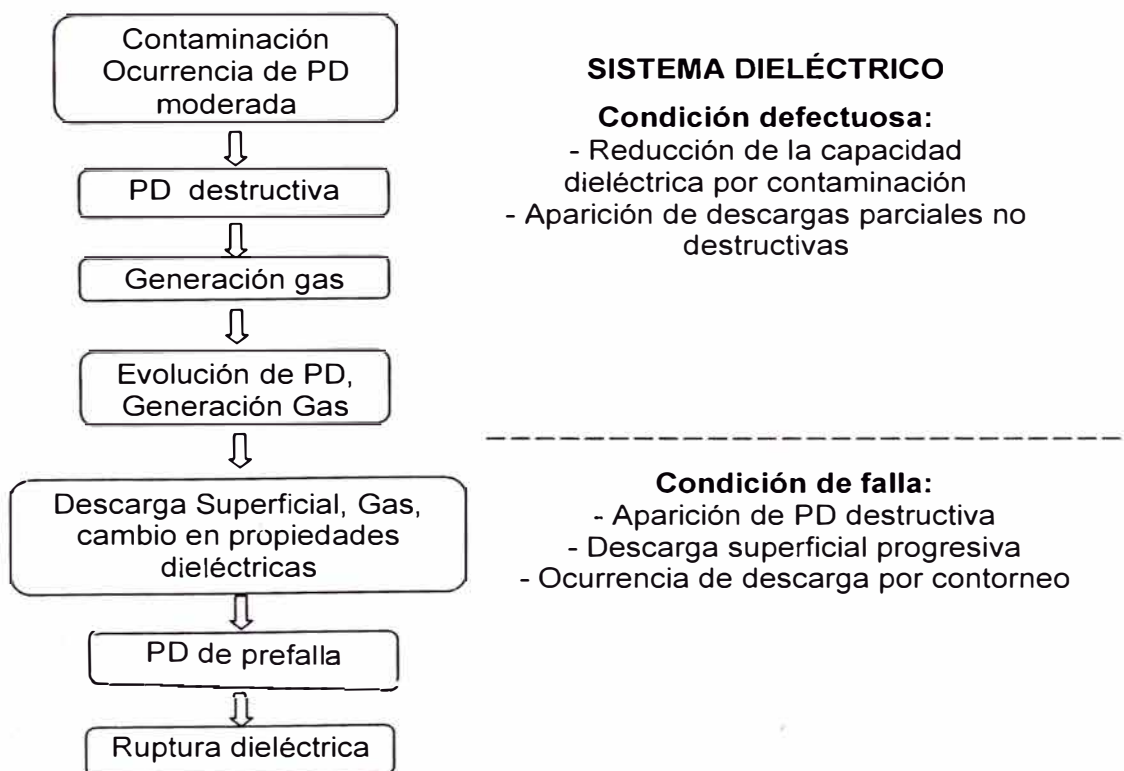


Figura N° 42: Mecanismos de Fallas Típicas en Componentes Dieléctricos

Identificación de Modos de Falla

Para detectar falla dieléctrica en devanados, aislamiento principal, bujes y OLTC's:

- Medición generación H2 durante prueba dieléctrica.
- Medición de respuesta dieléctrica (Polarización, Tangente Delta o Factor de Potencia).
- SFRA (Respuesta al Barrido de Frecuencia).
- Medición de vibración.
- Análisis DGA para detectar fallas por descargas debidas a potenciales flotantes.

D) Circuito Electromagnético

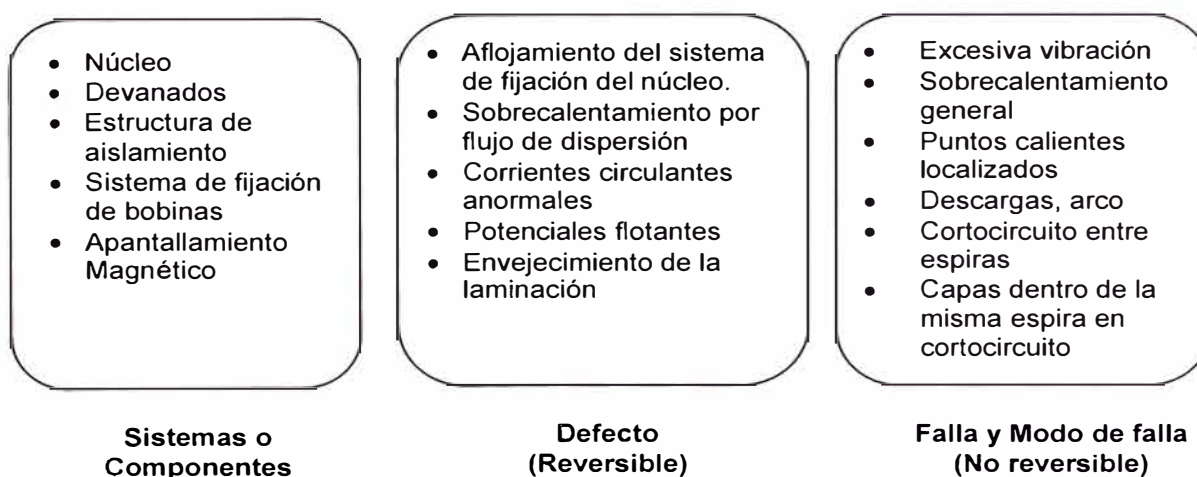


Figura N° 43: Modos de Falla en Circuitos Electromagnéticos

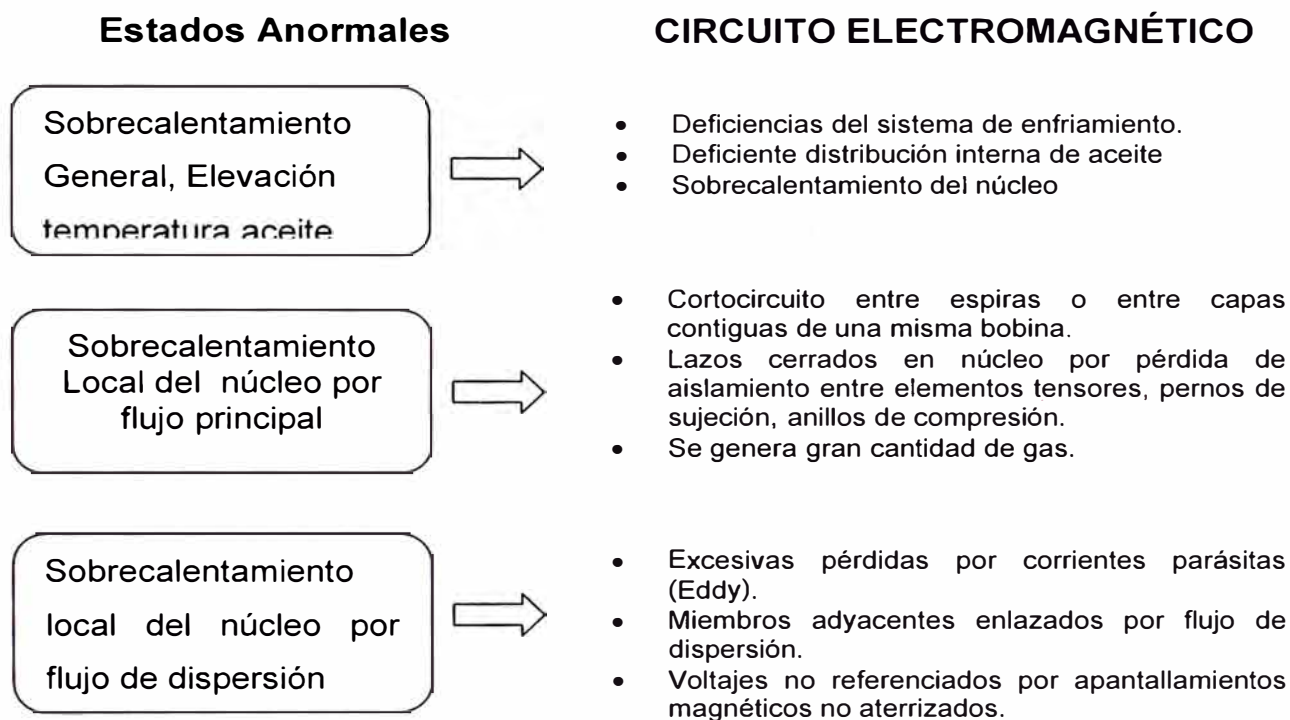


Figura N° 44: Mecanismos de Fallas Típicas en Circuitos Electromagnéticos

Identificación de Modos de Falla

Para detectar defectos en circuitos magnéticos:

- Medición de pérdidas en vacío a baja tensión
- Medición de espectro vibroacústico a voltaje nominal.
- Medición de hidrógeno.
- Resistencia de aislamiento entre núcleo y sistema de fijación.

E) Componentes Mecánicos



Figura N° 45: Modos de Falla en Componentes Mecánicos

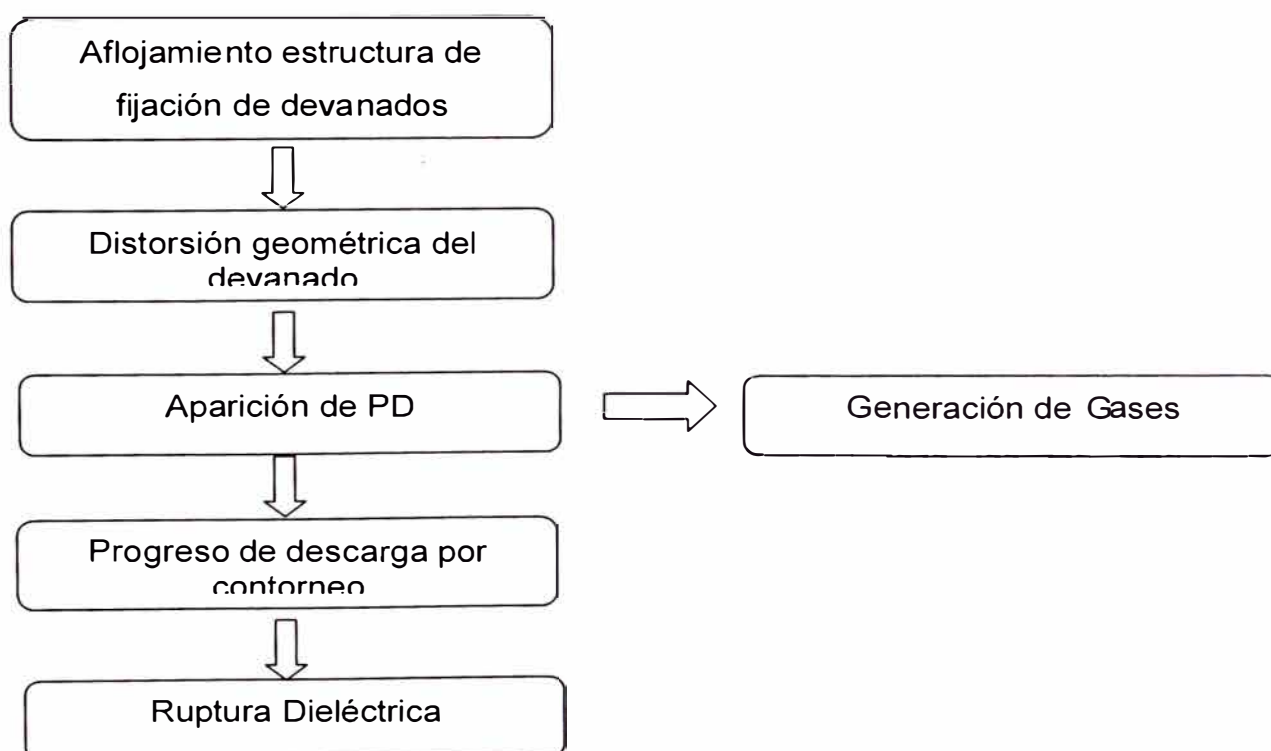


Figura N° 46: Mecanismos de Fallas Típicas en Componentes Mecánicos

Identificación de Modos de Falla

Para reconocer fallas mecánicas:

- Medición de reactancia de dispersión por fase a baja tensión (110V / 220V) en diferentes posiciones del OLTC.
- Análisis de la Respuesta al Barrido de Frecuencia (SFRA).

F) Circuito de Conducción de Corriente



Figura N° 47: Modos de Falla en Circuitos de Conducción de Corriente

Mecanismos de Fallas Típicas

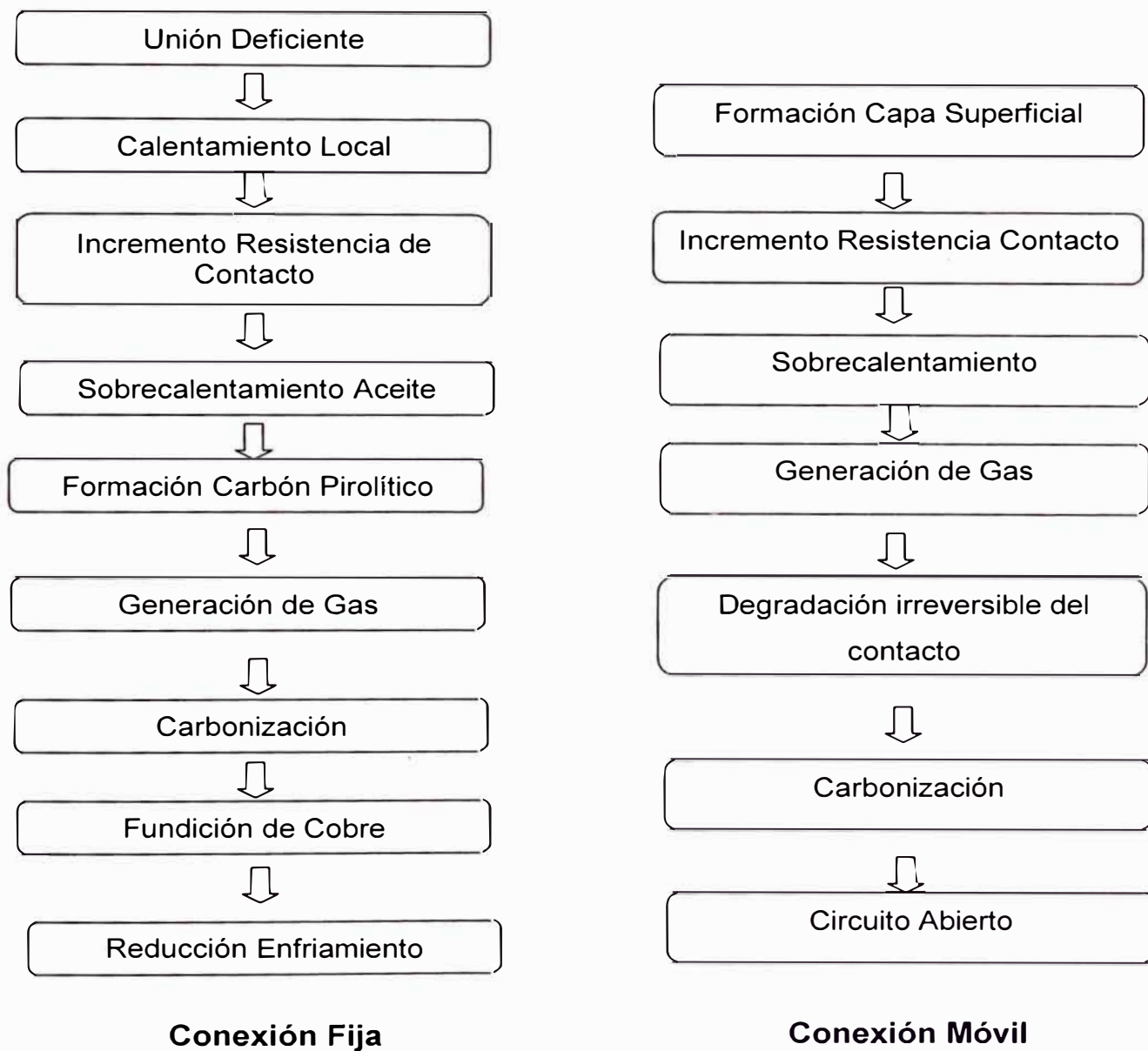


Figura N° 48: Mecanismos de Fallas Típicas Circuitos de Conducción de Corriente

G) Conmutadores Bajo Carga

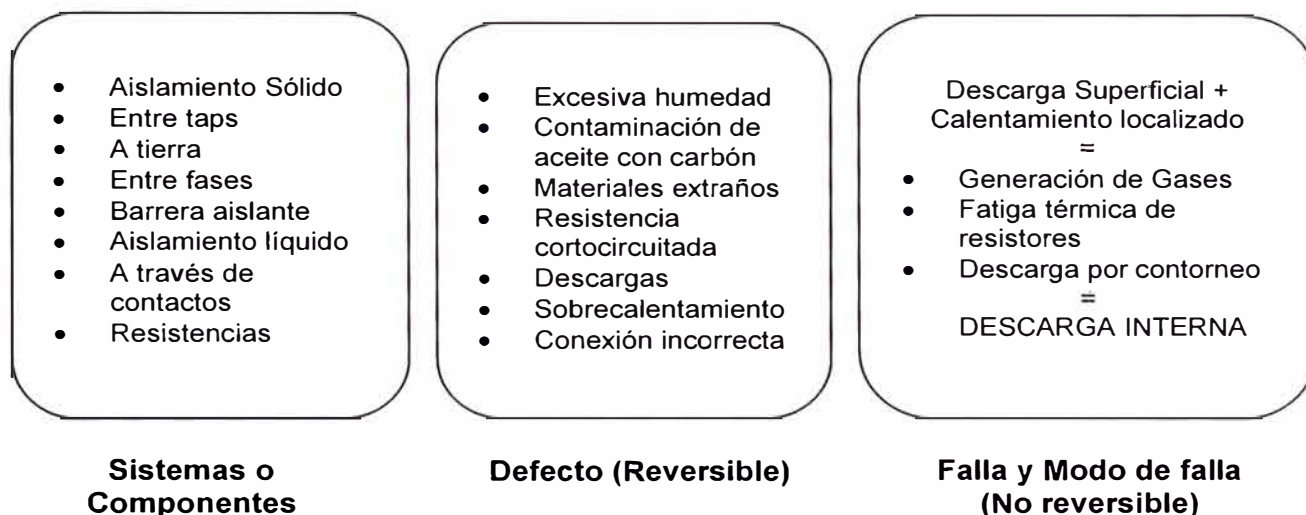


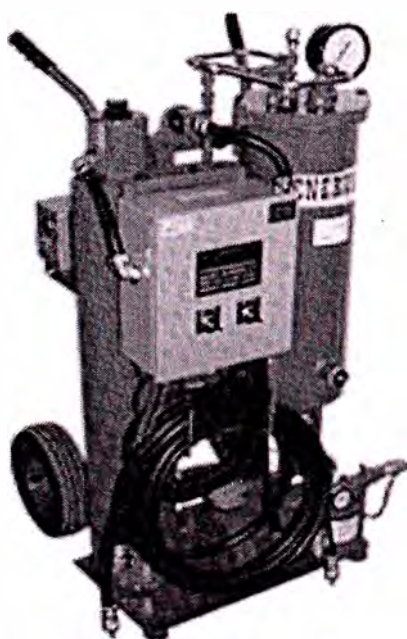
Figura N° 49: Modos de Falla en Dieléctricos de Conmutadores Bajo Carga

Respecto a la contaminación del aceite de los conmutadores bajo carga, detectada durante el proceso de intervención sobre los mismos, se ha propuesto el uso de un equipo de tratamiento de aceite portátil, de tal manera que se asegure que la calidad del aceite, luego de la intervención en el mismo, sea adecuada.

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, se ha verificado que luego de la intervención en conmutadores bajo carga, sin efectuar el tratamiento del nuevo aceite que va a entrar en servicio, la calidad de éste no cumple lo indicado por el fabricante de conmutadores.

Transformador	Aceite Antes Intervención		Aceite Nuevo en Cilindro		Aceite Después Intervención	
	Humedad	Rigidez	Humedad	Rigidez	Humedad	Rigidez
Transformador A	13	40.6	9	51.1	15	40,2
Transformador B	39	32.8	5	39.8	31	28

Tabla N° 9: Seguimiento a Intervenciones en Conmutadores, sin usar Equipo de Tratamiento



Este ligero carro mini - desgaseador usa la última tecnología de desgasificación, filtrado y deshidratado de fluidos dieléctricos.

La unidad es especialmente adecuado para transformadores de polo montado, mangos aisladores, conservadores y pequeños volúmenes de fluidos similares.

Figura 50: Equipo Minidesgasificador Portátil

Tipo de Uso	Contenido de Agua	Rigidez Dieléctrica
Uso en conexión en Estrella	<40 ppm	>30 kV/2,5 mm
Uso en conexión en Delta	<30 ppm	>40 kV/2,5 mm

Tabla 10: Valores de Orientación de la Calidad del Aceite en Conmutadores Bajo Carga (Ref.: Catálogo MR)

Con la finalidad de extender los periodos de intervención por mantenimiento de conmutadores, se ha efectuado la instalación de equipos de Filtrado en Línea, para mejorar la calidad del aceite de los estos.

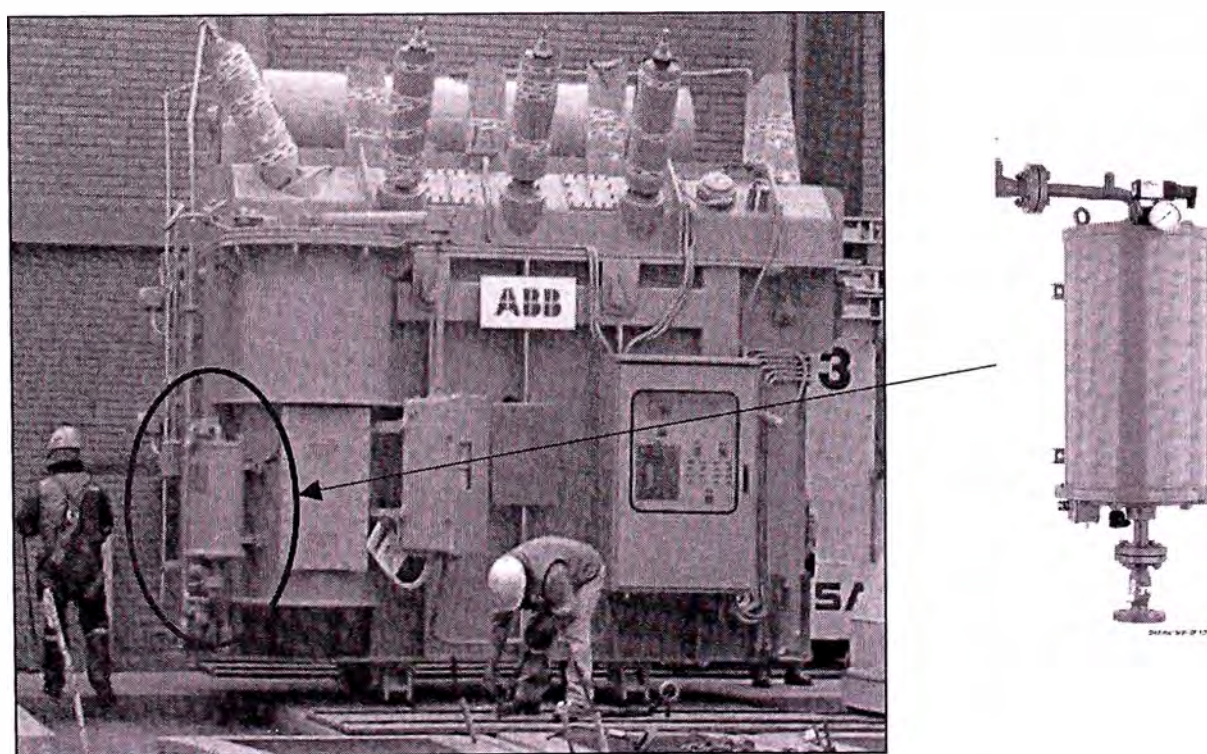


Figura 51: Equipo de Filtrado en Línea en Conmutadores Bajo Carga

Conocido los parámetros de evaluación de condición de Transformadores de Potencia, se propone las siguientes variables y pesos correspondientes, aplicados al algoritmo de comparación por pares:

	AISLAMIENTO (FACTOR DE POTENCIA)	FP% BUSHINGS	TERMOVISION	DGA	RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	ANALISIS DE FURANOS	HUMEDAD	ACIDEZ DEL ACEITE	TENSION INTERFACIAL DEL ACEITE	TOTAL	MULTIPLICADORES	RANKING
AISLAMIENTO (FACTOR DE POTENCIA)	1	10	1	1	10	1	5	5	34.0	18.7%	2	
FP% BUSHINGS	1	10	0.2	1	10	1	5	5	33.2	18.3%	3	
TERMOVISION	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	1.3	0.7%	9	
DGA	1	5	10	5	10	5	5	5	46.0	25.4%	1	
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	1	1	5	0.2	5	1	1	5	19.2	10.6%	4	
ANALISIS DE FURANOS	0.1	0.1	5	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	6.1	3.4%	8	
HUMEDAD	1	1	5	0.2	1	5	1	1	15.2	8.4%	5	
ACIDEZ DEL ACEITE	0.2	0.2	5	0.2	1	5	1	1	13.6	7.5%	6	
TENSION INTERFACIAL DEL ACEITE	0.2	0.2	5	0.2	0.2	5	1	1	12.8	7.1%	7	
									181.4	100.0%		

Tabla N° 11: Pesos de Variables de Condición Calculados

De esta evaluación, se desprende que las variables de mayor impacto en la condición de los transformadores de potencia son el Análisis de Gases Disueltos, el Aislamiento (Factor de Potencia de Bobina) y el Factor de Potencia de los Bushing.

6.2.2 Evaluación de la Criticidad de Transformadores de Potencia

Utilizando el algoritmo de la comparación por pares, se propone las siguientes variables y pesos correspondiente, aplicados al algoritmo de comparación por pares.

	TIEMPO DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO	RIESGO SSMA	COSTO M.C.	POTENCIA INTERRUMPIDA (MVA)	COSTO DEL EQUIPO	IMAGEN	TOTAL	MULTIPLICADORES	RANKING
TIEMPO DE REPOSICIÓN DEL SERVICIO	5	0.2	5	0.2	5	0.1	10.5	10.1%	4
RIESGO SSMA	5	10	10	10	10	5	40.0	38.4%	1
COSTO M.C.	0.2	0.1	1	0.1	1	0.2	1.6	1.5%	6
POTENCIA INTERRUMPIDA (MVA)	5	0.1	10	5	5	0.1	20.2	19.4%	3
COSTO DEL EQUIPO	0.2	0.1	1	0.2	5	0.2	1.7	1.6%	5
IMAGEN	10	0.2	5	10	5	5	30.2	29.0%	2
							104.2	100.0%	

Tabla N° 12: Pesos de Variables de Criticidad Calculados

De esta evaluación, se desprende que las variables de mayor impacto en la criticidad de los transformadores de potencia son el Riesgo en Seguridad, Salud y Medio Ambiente, y la Pérdida de Imagen.

6.2.3 Evaluación General por Condición y Criticidad

Transformador	Nº Circuito	Nivel Tensión	DGA	Aislamiento (Factor de Potencia)	FP% Bushing	Rigidez Dieléctrica del Aceite	Humedad	Acidez del Aceite	Análisis de Furanos	Tensión Interfacial del Aceite	Termovisión
Transformador C	2 (220/60)	220 KV	⊗	●		●	⊗	●		⊗	●
Transformador F	2 (220/60)	220 KV	●	●		●	●	●		●	●
Transformador D	3(220/60)	220 KV	●	●		⊗	●	●		⊗	●
Transformador H	1(220/60)	220 KV	⊗	●		●	●	●		⊗	●
Transformador B	3(220/60)	220 KV	●	●		●	●	●		⊗	●
Transformador J	2 (220/60)	220 KV	⊗	●		●	●	●		⊗	●
Transformador I	2 (220/60)	220 KV	●	●		●	⊗	●	●	⊗	●
Transformador A	2 (220/60)	220 KV	⊗	●		●	⊗	●		●	●
Transformador E	1 (220/60)	220 KV	⊗	●		●	●	●		●	●
Transformador G	4(220/60)	220 KV	●	●		●	●	●		⊗	●

Tabla N° 13: Semafización de Condición de Transformadores de Potencia

Transformador	Nº Circuito	Nivel Tensión	Riesgo SSMA	Pérdida de Imagen	Potencia Interrumpida (MVA)	Tiempo de Reposición del Servicio	Costo del Equipo	Costo M.C.
Transformador C	2 (220/60)	220 KV	●	●	●	●	●	
Transformador F	2 (220/60)	220 KV	●	●	●	●	●	
Transformador D	3(220/60)	220 KV	●	●	●	●	⊗	
Transformador H	1(220/60)	220 KV	●	●	●	●	●	
Transformador B	3(220/60)	220 KV	●	●	●	●	⊗	
Transformador J	2 (220/60)	220 KV	●	●	●	●	●	
Transformador I	2 (220/60)	220 KV	●	●	●	●	●	
Transformador A	2 (220/60)	220 KV	●	●	●	●	●	
Transformador E	1(220/60)	220 KV	●	●	●	●	●	
Transformador G	4(220/60)	220 KV	●	●	●	●	●	

Tabla N° 14: Semafización de Criticidad de Transformadores de Potencia

<i>Transformador</i>	<i>N° Circuito</i>	<i>Nivel Tensión</i>	<i>Ranking</i>	<i>Condición 80%</i>	<i>Criticidad 20%</i>	<i>Resultado</i>
Transformador C	2 (220/60)	220 KV	1	3.37	4.61	3.62
Transformador F	2 (220/60)	220 KV	3	3.11	5.33	3.56
Transformador D	3(220/60)	220 KV	4	3.14	5.10	3.53
Transformador H	1 (220/60)	220 KV	5	3.18	4.61	3.47
Transformador B	3(220/60)	220 KV	6	2.94	5.10	3.37
Transformador J	2 (220/60)	220 KV	7	3.02	4.61	3.34
Transformador I	2 (220/60)	220 KV	8	2.84	5.33	3.33
Transformador A	2 (220/60)	220 KV	9	2.95	4.61	3.28
Transformador E	1 (220/60)	220 KV	10	2.95	4.61	3.28
Transformador G	4(220/60)	220 KV	11	2.74	5.33	3.26

Tabla N° 15: Ranking Final de Priorización por Condición y Criticidad

Este Ranking muestra en forma objetiva, la prioridad de atención sobre los transformadores de potencia, ya que considera la condición propia de cada activo, y el impacto que representa en caso se presente alguna falla.

6.2.4 Soporte Informático (AMP)

Con la finalidad de agilizar los cálculos realizados, se encuentra en proceso de implementación un software que contendrá todos los algoritmos planteados en el presente informe.

Los modelos de análisis de condición también serán ingresados, así información de los fabricantes, tales como intervalos de intervención para mantenimiento, o calidad de parámetros a controlar durante la vida de los activos. Estos valores se ingresarán como una versión inicial, la cual será ajustada en función de la propia experiencia, tal y como se

dijo en los primeros capítulos, ya quien conoce más a los activos, es el usuario.

6.3 Aplicación del Análisis Causa Raíz

Con la finalidad de conocer y eliminar de forma sistémica las causas latentes que ocasionan los eventos no deseados, o que pudiesen ocurrir, se ha implementado esta técnica, logrando lo siguiente:

- Mejora de diseños existentes:
 - Servicios Auxiliares de subestaciones antiguas.
 - Conexión del Conmutador Bajo Carga en la Bobina AT.
- Ejecución de Capacitación Técnica al personal operativo:
 - Lectura e interpretación de Oscilografías
 - Reentrenamiento en Maniobras de Campo
 - Capacitación en Ejecución de Pruebas Eléctricas
- Mejoras en las Especificaciones Técnicas se Suministros de Transformadores:
 - Inclusión de pruebas específicas en fábrica (SFRA, Reactancia de Dispersión)
 - Habilitación de válvulas para toma de muestras de aceite de conmutadores bajo carga.
 - Sistema de aferramiento del núcleo, accesible para la ejecución de pruebas.

- Emisión de Directivas de Trabajo, logrando la reducción de horas hombre, al tener definido temas operativos y administrativos.
- Elaboración de Estándares Internos de Trabajo:
 - Valores de orientación para la vigilancia de la calidad de Aceite de Conmutadores Bajo Carga.
 - Valores Límites de las Propiedades del Aceite Aislante en Transformadores.
- Revisión de Planes de Contingencia.

6.4 Referenciamiento con Otras Empresas

Tal y como se ha mostrado en el punto 5.1.2, el referenciamiento provee una medida para los procesos referenciados, establece el margen entre las medidas de desempeño de las empresas que se comparan.

En resumen, la aplicación del Referenciamiento debe de ser continuo ya que sólo así cada empresa podrá identificar las mejores prácticas a ejecutar para mejorar los procesos.

6.5 Plan de Capacitación Especializada

Para la atención de este punto, se ha efectuado:

- Capacitación en Gerenciamiento de Activos, por parte del equipo de Gestión de Activos, quienes serán los facilitadores para la implementación de la gestión propuesta.

- Capacitación en Mantenimiento de Conmutadores Bajo Carga, en la planta de MR Brasil.
- Jornada Técnica ISA “Un Encuentro para el Aprendizaje”, en la Sede Colombia.
- Capacitación en Programación de Sistemas de Control de Subestaciones, en fábrica Siemens Alemania.
- Plan de Capacitación Especializada según necesidad de cada sector.
- Revisión de Manuales y Normas Técnicas.
- Investigación Permanente.

6.6 Elaboración de Estándares Propios

- Valores Límites de las Propiedades del Aceite Aislante en Transformadores (Ver Anexo D).
- Valores de orientación para la vigilancia de la calidad de Aceite de Conmutadores Bajo Carga (Ver Anexo E)
- Valores de Alarma de Equipos de Monitoreo en Línea (Ver Anexo F).
- Puesta en Servicio de Transformadores de Potencia (Ver Anexo G)

Todos los estándares son emitidos como una primera revisión, y serán mejorados permanentemente, en función de la experiencia propia e investigación permanente.

CAPITULO VII

IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS: REGENERACIÓN EN CALIENTE DE ACEITE DIELECTRICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

7.1 Antecedentes

Los trabajos de mantenimiento para Regeneración de Aceite Dieléctrico de transformadores de potencia en forma convencional conllevan considerables períodos de parada del transformador, sin embargo las necesidades de nuestros clientes y las disposiciones de los organismos reguladores nacionales limitan los períodos de corte de suministro por lo que se ha buscado otras alternativas para este tipo de trabajo.

Ante esta nueva necesidad se contactó con especialistas de diversos fabricantes de transformadores y equipos de regeneración de aceite, así mismo se recogió experiencias de otras empresas eléctricas y de la consultoría internacional.

La necesidad actual de las empresas eléctricas ha propiciado el desarrollo de nuevas técnicas para el filtrado y tratamiento de aceite

de transformadores en servicio, es decir sin la necesidad de provocar cortes o restricciones de suministro.

7.2 Desarrollo del Proceso de Implementación

Con la finalidad de ejecutar un trabajo con una sólida base en seguridad, y obtener experiencia técnica, se efectuó el siguiente proceso:

Etapa I: Análisis de la Actividad

Se concentró experiencia, mediante consultas técnicas a empresas eléctricas, consultas a proveedores del servicio, fabricantes de transformadores, entre otros, con la finalidad de tener conocimiento detallado del proceso.

Etapa II: Elaboración de Procedimientos

Con la información recopilada y las recomendaciones de los proveedores para la ejecución del trabajo, se prepararon los procedimientos de apoyo teniendo especial cuidado en la seguridad del personal y cuidado del medio ambiente por tratarse de un trabajo en “caliente” y con grandes volúmenes de aceite.

Etapa III: Experiencia Técnica en Campo

Se inició el proceso con una **Empresa A**, fabricante de transformadores en el Perú, quien efectuó el primer trabajo de Regeneración de Aceite en Caliente en el transformador de la

Subestación 1 (40//30/20 MVA – 60/22,9/10 kV), del 02 al 08/08/05.

- Posteriormente y en concordancia con la priorización técnica de atención de regeneración de aceites aislantes, se prosiguió con la Regeneración de Aceite en Caliente en el transformador de la **Subestación 2** (40//30/20 MVA – 60/22,9/10 kV), del 17 al 20/08/05, a cargo de la **Empresa B**, la cual es una de las empresas de servicio con gran trayectoria regional.
- Con el fin de conocer más sobre el tema, se elaboraron tablas de registros de datos, adicionales a las del proveedor, los que fueron tomados durante el proceso de regeneración; esta información ha permitido hacer más sencillo el seguimiento y verificación del trabajo.

Características de los Equipos Intervenidos (Subestación 1 y 2):

Marca	:	ABB
Año Fabricación	:	1997
Potencia	:	40/30/20 MVA
Tensión	:	60/22.9/10 kV.
Peso de Aceite	:	13,100 kg.
Tipo de Aceite	:	Shell Diala D

Etapa IV: Análisis de los Resultados Técnicos

Los procesos de regeneración fueron exitosos, se completó la regeneración en caliente sin la necesidad de provocar cortes o restricciones de suministro a los clientes ni afectar el medio ambiente; además los parámetros físico químico y de gases disueltos del aceite mejoraron considerablemente luego de la intervención disminuyendo el deterioro de la celulosa maximizando por lo tanto la vida remanente del transformador, así como los riesgos de fallas internas en los transformadores de potencia.

Etapa V: Implementación del Proceso

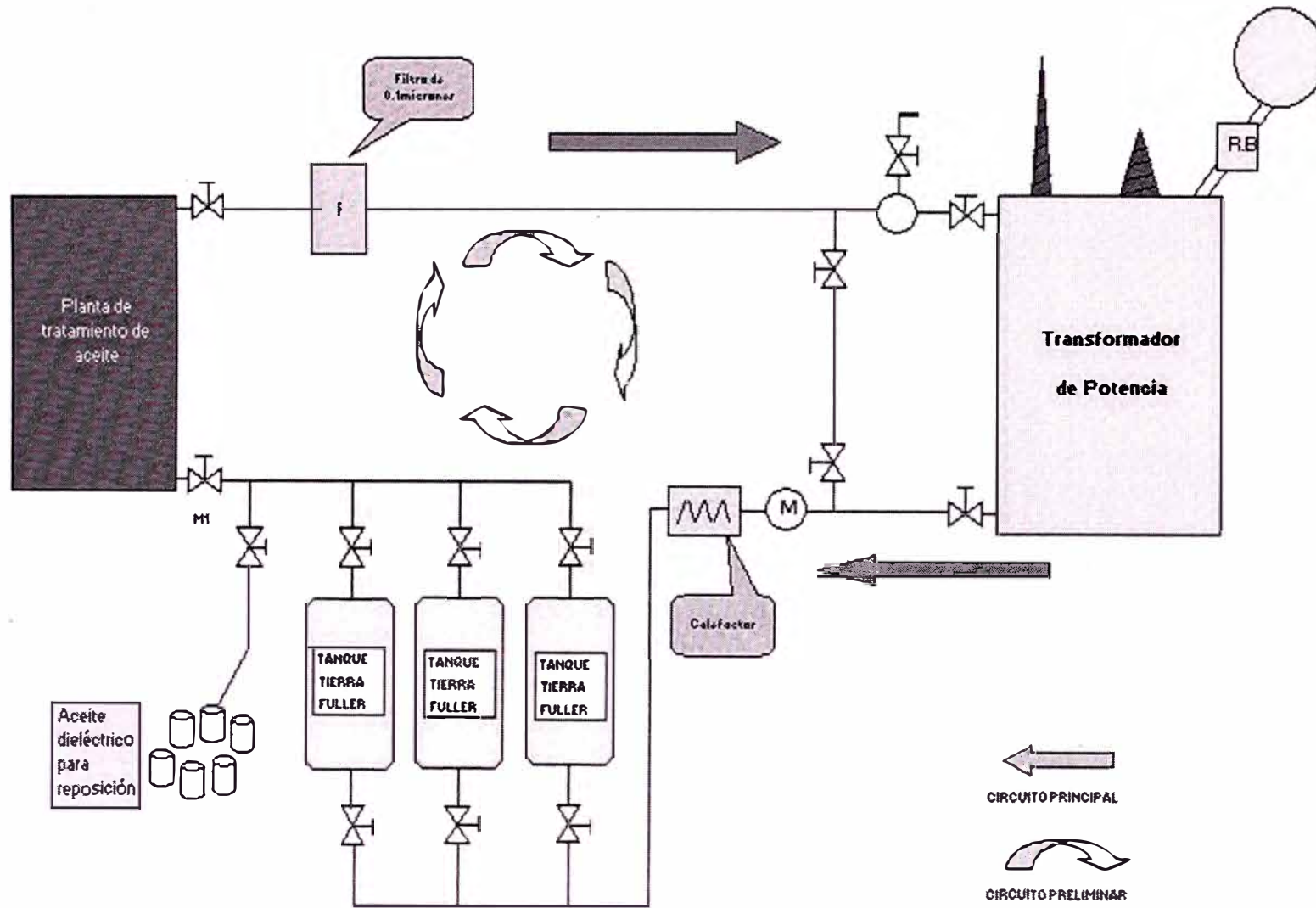
Posterior al desarrollo de las etapas indicadas, la empresa concesionaria analizó nuevamente los instructivos utilizados por ambas empresas contratistas, y cruzando esta experiencia con la obtenida a través del benchmarking con empresas eléctricas del medio, optó por efectuar la actividad de Regeneración en Caliente en forma directa, por lo que gestionó la implementación de su equipo de regeneración existente con el equipamiento adecuado asegurando una alta confiabilidad en el proceso. Con todo ello, se procedió a efectuar la regeneración en caliente del aceite del transformador de la **Subestación 3**, en concordancia con la priorización técnica de atención de regeneración de aceites aislantes.

Etapa VI: Mejora de Proceso en la Empresa Concesionaria

Una vez culminado la regeneración en caliente del transformador de la **Subestación 3**, por parte de la Empresa Concesionaria, se revisó nuevamente todos los procesos y con la experiencia obtenida se mejoraron los procedimientos iniciales.

Como resultado final del capítulo, se puede indicar que la implementación del proceso de regeneración “En Caliente” de aceites dieléctricos de transformadores de potencia, en las actividades desarrolladas por personal de la Empresa Concesionaria, se está llevando a cabo bajo estrictas medidas de control, logrando de esta manera un trabajo seguro para el personal, sin afectar el medio ambiente ni la calidad del servicio (interrupciones del suministro).

Figura N° 52: DIAGRAMA DE PROCESO PARA REGENERACION Y TERMOVACIO DEL ACEITE AISLANTE EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA



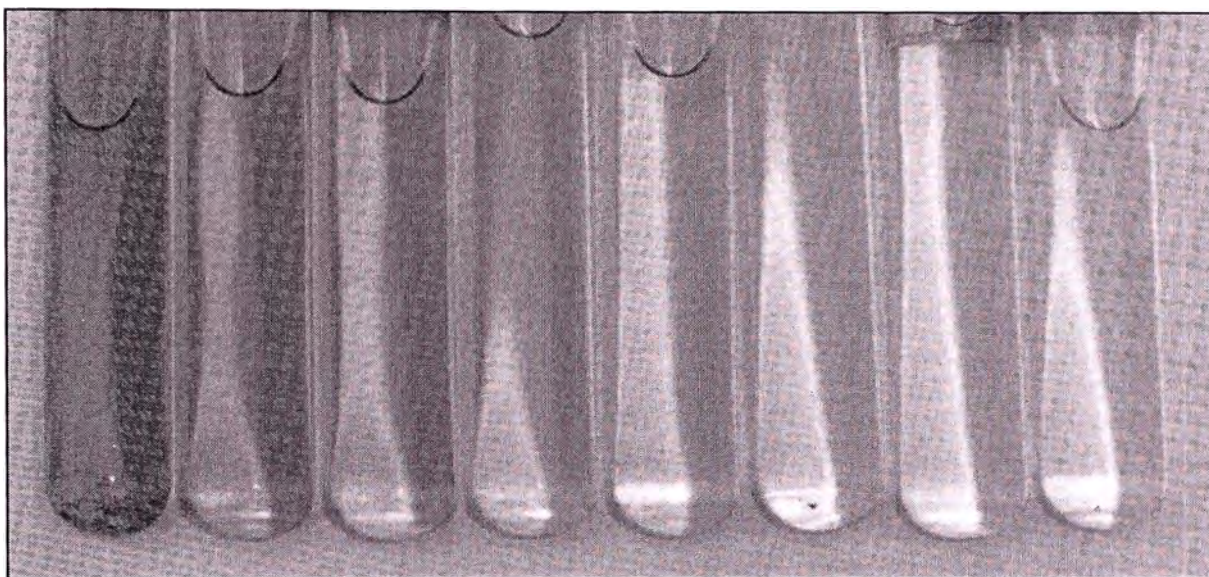


Figura N° 53: Mejora de la Calidad del Aceite durante el proceso de Regeneración

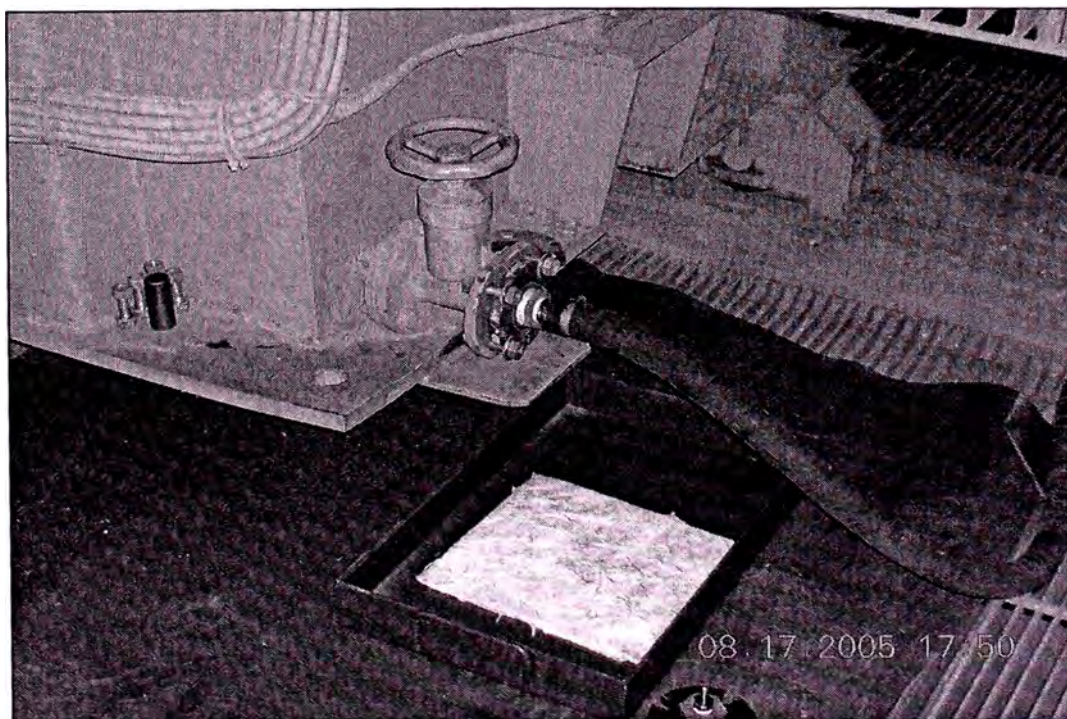


Figura N° 54: Control de la Afectación del Medio Ambiente

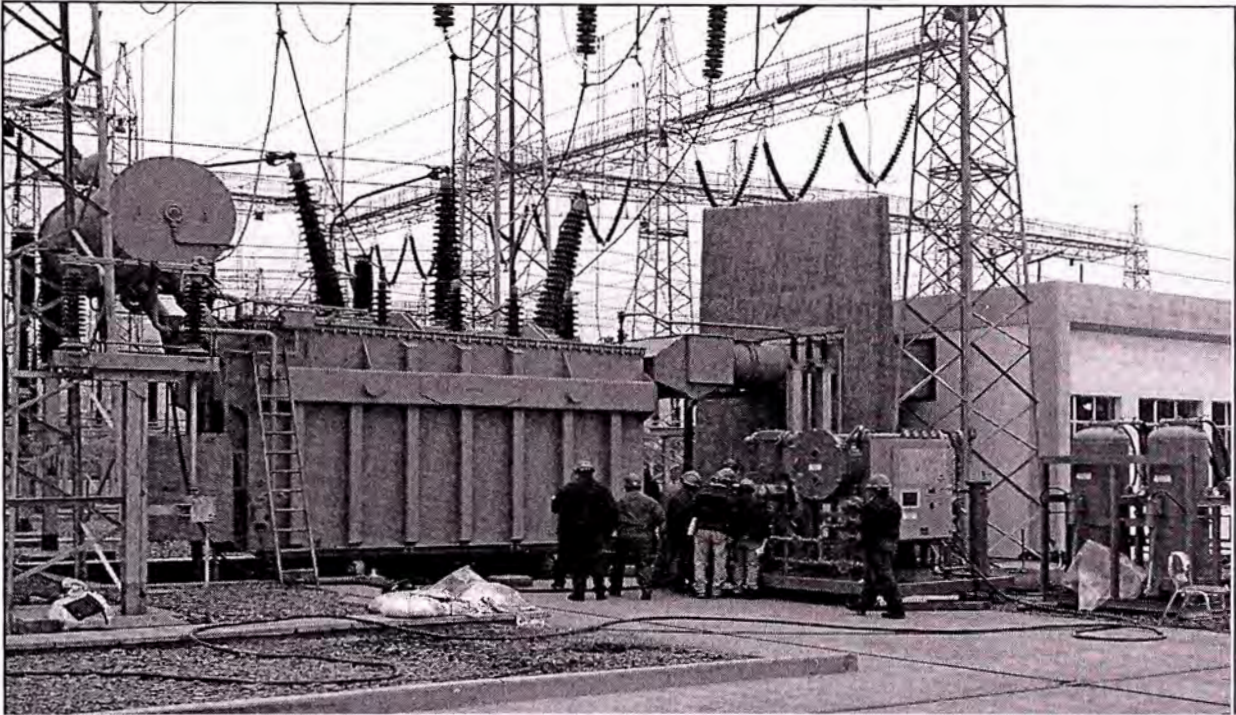


Figura N° 55: Supervisión Permanente del Proceso de Regeneración

CAPITULO VIII

PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

8.1 Generalidades:

Utilizando la misma metodología de comparación por pares, se presenta la priorización de los proyectos de inversión a nivel empresa, es decir una evaluación conjunta de proyectos de transmisión sin tener en cuenta las asignaciones históricas por sectores, sino más bien priorizados por la importancia sobre el negocio de la transmisión (visión holística).

8.2 Pasos a Seguir

a) Primer Paso: Propuesta de Proyectos

Item	Descripción	Sector	Inversión US\$
1	Instrumentos, herramientas y equipos para DGE	DGE	72,604
2	Cambio de conductor L-658	DMLT	192,436
3	Cambio de conductores de 304 a 380 mm ² enlace Balnearios - Neyra	DMLT	450,000
4	Supervisor de Bobina de Disparo (Z, SJ)	DMSET	25,000
5	Regeneración de aceite dielectrico de transformadores de potencia	DMSET	50,000
6	Instalación de 2 celdas 60 kV en SET Puente	SGIT	400,000
7	Desafectación de la Faja de Servidumbre	DMLT	100,000
8	Mejora del sistema de telecontrol SET Planicie (RTU)	DGE	32,000
9	Ampliación de capacidad de transformación 220/60 kV en SET's Z y P	SGIT	1,759,600
10	Ampliación de capacidad de transformación 60/10 kV SET Huachipa	SGIT	467,500
11	Actualización (Up date) de Conmutadores Bajo Carga	DMSET	45,000
12	Sistemas contra incendios de Balnearios 220kV	SGIT	236,900

Tabla N° 16: Propuesta de Proyectos de Inversión, por cada sector

b) Segundo Paso: Definir los Tipos de Procesos

Nuevos Negocios	Obras nuevas para expansión
Reforzamiento del Sistema	Repotenciamiento, incremento de capacidad.
Mantenimiento	Trabajos en LLTT y SETs, que NO incluyan repotenciamiento de equipos o instalaciones. (Reposiciones). Herramientas y equipos para mantenimiento
Inversiones de Planta	Infraestructura de oficinas, pc's y otros. (Support facilities)
Operaciones	Proyectos relacionados a maniobras, centro de control, operadores, scada, SCS, señales, Herramientas y equipos para la Operación
Adecuación a exigencias regulatorias	Servidumbres, Osinerg, MEM, GART
Alumbrado Público	Renovación de instalaciones existentes y Ampliación de Redes de Alumbrado
Reducción de Pérdidas Eléctricas	Estudio y optimización de sistemas existentes.

Tabla N° 17: Planteamiento de los Tipos de Procesos en el Negocio

c) Tercer Paso:

Cálculo del % de los Factores de Riesgo según el tipo de proceso.

Los valores con los que se evalúa se muestran en la siguiente tabla:

Mucho más	Más	Igual	Menos	Mucho menos
10	5	1	0.2	0.1

Tabla N°1: Valores de Comparación por Pares

A manera de ejemplo se presenta el ejercicio efectuado para el tipo de proceso “Nuevos Negocios”:

TIPO DE PROCESO:		Nuevos Negocios									%Factor de Riesgo
	SEGURIDAD	MEDIO AMBIENTE	SATISFACCION DEL EMPLEADO	IMPACTO A LA COMUNIDAD	CONFIAB.	LEALTAD DE CLIENTES	FINANC.	DIRECCION ESTRATEGICA			
SEGURIDAD	1	1	5	5	1	1	0,1	0,2	14,3	8,6%	
MEDIO AMBIENTE	1	1	5	5	1	1	0,1	0,2	14,3	8,6%	
SATISFACCION DEL EMPLEADO	0,2	0,2	1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	2,3	1,4%	
IMPACTO A LA COMUNIDAD	0,2	0,2	5	1	0,2	0,2	0,1	0,2	7,1	4,3%	
CONFIABILIDAD	1	1	5	5	1	5	0,1	0,2	18,3	11,0%	
LEALTAD DE CLIENTES	1	1	5	5	0,2	1	0,1	0,2	13,5	8,1%	
FINANCIERO	10	10	10	10	10	10	1	5	66	39,5%	
DIRECCION ESTRATEGICA	5	5	5	5	5	5	0,2	1	31,2	18,7%	
									167		

Tabla N° 18: Cálculo de los Factores de Riesgo para el Proceso “Nuevos Negocios”

Evaluando los Factores de Riesgo para todos los Tipos de Proceso, se obtiene:

PROCESOS	SEGURIDAD	MEDIO AMBIENTE	SATISFACCION DEL EMPLEADO	IMPACTO A LA COMUNIDAD	CONFIABILIDAD	LEALTAD DE CLIENTES	FINANCIERO	DIRECCION ESTRATEGICA
Nuevos Negocios	8.6%	8.6%	1.4%	4.3%	11.0%	8.1%	39.5%	18.7%
Reforzamiento del Sistema	9.3%	9.3%	2.5%	5.6%	36.4%	17.7%	7.8%	11.4%
Mantenimiento	20.8%	14.8%	1.3%	8.2%	28.7%	10.2%	4.3%	11.7%
Inversiones de Planta	12.8%	3.6%	35.7%	4.6%	10.1%	7.3%	1.8%	24.2%
Operaciones	23.5%	0.9%	11.7%	8.4%	18.6%	6.0%	11.3%	19.5%
Adecuación a exigencias regulatorias	20.7%	20.7%	1.1%	15.4%	9.1%	3.9%	19.9%	9.2%

Tabla N° 19: Factores de Riesgo para todos los Tipos de Procesos

d) Cuarto Paso:

Ingreso de valores de los Factores de Riesgo según la Tabla N° 20, para cada proyecto planteado.

Los valores de Factores de Riesgo evaluados para un proyecto, se multiplicarán con los % de los Factores de Riesgo según el Tipo de Proceso (escalarmente); con lo que se obtiene el Factor de Riesgo Total del Proyecto evaluado.

Factor de Riesgo	Ninguno (minimo)	-	0,10
	Aceptable	Bajo	0,20
		medio	0,30
		Alto	0,40
	Desconocido	Bajo	0,50
		medio	0,60
		Alto	0,70
	No aceptable	Bajo	0,80
		medio	0,90
		Alto	1,00

Tabla N° 20: Valores de Factores de Riesgo

Item	Descripción	Sector	Tipo de Proceso	Seguridad	Medio Ambiente	Satisfac. del Empleado	Impacto a la Comunidad	Confab.	Lealtad de Clientes	Financiero	Dirección Estratégica	Factor de Riesgo Total
1	Instrumentos, herramientas y equipos para DOE	SGOT	Operación	1.00	0.10	0.90	0.50	0.80	0.10	0.10	1.00	0.745
2	Cambio de conductor L-658	SGOT	Reforzamiento del Sistema	0.40	0.10	0.10	0.60	1.00	0.30	0.60	0.90	0.649
3	Cambio de conductores de 304 a 380 mm2 enlace Bahuecas - Meyra	SGIT	Reforzamiento del Sistema	0.10	0.10	0.10	0.40	0.80	0.60	0.80	0.90	0.606
4	Supervisor de Bobina de Desparo (Z. SJ)	SGAM	Operación	0.10	0.10	0.10	0.90	1.00	0.90	0.70	1.00	0.627
5	Regeneración de aceite dielectrico de transformadoras de potencia	SGOT	Mantenimiento	0.30	0.60	0.30	0.30	0.90	0.30	0.90	1.00	0.625
6	Instalación de 2 celdas 60 kV en SET Puente	SGIT	Nuevas Negocios	0.10	0.10	0.20	0.70	0.90	0.60	0.70	0.70	0.604
7	Desafectación de la Faja de Servitumbra	SGOT	Adecuación a Especificaciones Regulatorias	1.00	0.20	0.10	1.00	0.30	0.10	0.80	1.00	0.688
8	Mejora del sistema de telecontrol SET Planicie (RTU)	SGOT	Operación	0.60	0.10	0.40	0.40	0.80	0.40	0.30	0.90	0.605
9	Ampliación de capacidad de transformación 220kV kV en SET's Z y P	SGIT	Reforzamiento del Sistema	0.10	0.10	0.50	0.70	1.00	0.70	1.00	1.00	0.756
10	Ampliación de capacidad de transformación 60/10 kV SET Huachipa	SGIT	Reforzamiento del Sistema	0.50	0.10	0.10	0.50	0.80	0.40	0.80	1.00	0.625
11	Actualización (Up date) de Convertidores Bajo Carga	SGOT	Mantenimiento	0.40	0.60	0.30	0.60	0.70	0.50	0.90	1.00	0.633
12	Sistemas contra incandescencia de Bahuecas 220kV	SGIT	Operación	0.50	0.30	0.40	0.50	0.60	0.20	0.70	1.00	0.608

Tabla N° 21: Productos de Valores de Factores de Riesgo con sus % según Tipo de Proceso

e) Quinto Paso:

Con el Factor de Riesgo Total, y con el cálculo del factor financiero (en este caso la Tasa Interna de Retorno %TIR), se ingresa a la siguiente Tabla:

				Factor Financiero (TIR %)				
				<17	18 a 25	26 a 31	32 a 37	>38
Factor de Riesgo	Ninguno	-	0.00 to 0.10	5	5	5	4	3
	Aceptable	Bajo	0.11 to 0.20	5	5	4	4	3
		Medio	0.21 to 0.30					
		Alto	0.31 to 0.40					
	Desconocido	Bajo	0.41 to 0.50	4	4	3	3	2
		Medio	0.51 to 0.60	3	3	3	2	1
		Alto	0.61 to 0.70					
	Inaceptable	Bajo	0.71 to 0.80	2	1	1	1	1
		Medio	0.81 to 0.90					
		Alto	0.91 to 1.00					
				Factor Global de Priorización de Proyectos				

Tabla N° 22: Factor de Riesgo Total y Tasa Interna de Retorno (%TIR)

Una vez determinado el Factor Global de Priorización de Proyectos, se efectúa un ranking entre todos ellos.

Item	Descripción	Sector	Tipo de Proceso	Seguridad	Medio Ambiente	Satisfac. del Empleado	Impacto a la Comunidad	Confiab.	Lealtad de Clientes	Financiero	Dirección Estratégica	Factor de Riesgo Total	%TR	Factor Global de Priorización
9	Ampliación de capacidad de transformación 220/60 KV en SET's Z y P	SGIT	Reforzamiento del Sistema	0.10	0.10	0.50	0.70	1.00	0.70	1.00	1.00	0.750	43.7%	1
2	Cambio de conductor L-658	SGOT	Reforzamiento del Sistema	0.40	0.10	0.10	0.60	1.00	0.30	0.60	0.90	0.649	37.9%	1
11	Actualización (Up date) de Computadores Bajo Carga	SGOT	Mantenimiento	0.40	0.60	0.30	0.60	0.70	0.50	0.90	1.00	0.633	39.2%	1
4	Supervisor de Bohne de Disparo (Z, S.)	SGAM	Operaciones	0.10	0.10	0.10	0.90	1.00	0.90	0.70	1.00	0.627	68.4%	1
7	Desafectación de la Faja de Servidumbre	SGOT	Adecuación a Esquema Reguladora	1.00	0.20	0.10	1.00	0.30	0.10	0.80	1.00	0.696	36.9%	2
5	Regeneración de arrollado eléctrico de transformadores de potencia	SGOT	Mantenimiento	0.30	0.60	0.30	0.30	0.90	0.30	0.90	1.00	0.626	36.6%	2
8	Mejora del sistema de telecontrol SET Planicie (RTU)	SGOT	Operaciones	0.60	0.10	0.40	0.40	0.80	0.40	0.30	0.90	0.606	36.0%	2
1	Instrumentos, herramientas y equipos para DGE	SGOT	Operaciones	1.00	0.10	0.90	0.50	0.80	0.10	0.10	1.00	0.746	24.6%	3
10	Ampliación de capacidad de transformación 60/10 KV SET Huachipa	SGIT	Reforzamiento del Sistema	0.50	0.10	0.10	0.50	0.80	0.40	0.80	1.00	0.626	26.7%	3
12	Sistemas contra incendios de Balnearios 220kV	SGIT	Operaciones	0.50	0.30	0.40	0.50	0.60	0.20	0.70	1.00	0.608	26.2%	3
3	Cambio de conductores de 304 a 360 mm ² enlace Balnearios - Naya	SGIT	Reforzamiento del Sistema	0.10	0.10	0.10	0.40	0.80	0.60	0.60	0.90	0.606	30.8%	3
6	Instalación de 2 cables 60 KV en SET Puente	SGIT	Nuevos Negocios	0.10	0.10	0.20	0.70	0.90	0.60	0.70	0.70	0.604	19.4%	4

Tabla N° 23: Priorización Final de Proyectos de Inversión

Como se puede apreciar, la priorización apunta hacia los objetivos del negocio, ya que toma en cuenta todos los puntos de vista de la calidad, es decir desde un punto de vista de ingeniería, relaciones humanas, seguridad y medio ambiente (Gestión de Activos), con la finalidad de plantear alternativas de mejoramiento continuo.

CAPITULO IX

IMPLEMENTACIÓN DE PLANES DE CONTINGENCIA

9.1 En Activos de Transmisión

a) Transformadores de Potencia:

Conocida la condición y criticidad de los transformadores de potencia, se han reubicado los Transformadores de Reserva (previa evaluación), con la finalidad de poder atender a la brevedad, las posibles contingencias que se pudiesen presentar.

Por lo descrito, los transformadores de reserva se ha ubicado en subestaciones que tienen cargas importantes y cuyos transformadores en servicio tienen condiciones cuestionadas, o el impacto en caso de alguna falla oculta, es muy significativa.

Respecto a las limitaciones que se tenían para efectuar maniobras en transformadores, para su intervención, ejecución de pruebas, o intervenciones en circuitos asociados a este, debido al conocimiento superficial de su condición o al simple hecho de ser antiguo, han sido replanteadas, ya que ahora se conoce la condición real de los transformadores, y en función de ello se evalúa las nuevas condiciones de operación.

b) En Conmutadores Bajo Carga:

Para el Caso de Conmutadores Bajo Carga, se ha efectuado reuniones con los fabricantes de Conmutadores Bajo Carga (Maschinenfabrick Reinhausen - MR), quienes en función de su experiencia (incidentes ocurridos en otras empresas y desarrollo de nuevos materiales), han brindado una priorización de atención para efectuar el cambio de componentes de los equipos por otros de mayor confiabilidad. Esta información ha sido cruzada con la experiencia del área de mantenimiento, las proyecciones del uso de los transformadores de potencia y con la evaluación de condición y criticidad efectuada con la metodología descrita en los capítulos anteriores, con la finalidad de plantear un plan de mejoramiento de los mismos.

En forma similar al caso de transformadores de potencia, se ha definido qué conmutadores son los prioritarios y cuestionados, de tal manera que se ha definido un plan de adquisición de conmutadores para reserva, componentes, verificación de las condiciones de almacenamiento y acciones operativas a efectuar en caso se produzca alguna falla.

9.2 Estado de Almacenes:

Luego del análisis del parque existente, se están definiendo niveles de stock que satisfacen el mantenimiento y optimicen los costos para la empresa. Además, se ha identificado objetivamente la localización

óptima de los almacenes, de tal forma que garantice la atención oportuna y eficiente de los requerimientos para el transporte de la energía, tal es así que algunos almacenes han sido cerrados, y otros se han fusionado, y dentro de ello, los equipos y materiales han sido reubicados.

9.3 Estrategias de Compras:

Dado que se tiene una proyección estimada del ciclo de vida de los activos de transmisión, se podrán plantear Estrategias de Compras de Activos, Repuestos de los mismo y Materiales.

En las siguientes gráficas se muestran las expectativas de vidas de los principales activos de transmisión:

Activo	Total	Años de Servicio										
		[0 - 5]	< 5 - 10]	< 10 - 15]	< 15 - 20]	< 20 - 25]	< 25 - 30]	< 30 - 35]	< 35 - 40]	< 40 - 45]	< 45 - 50]	< 50 - 55]
Transf. Potencia	67	4	21	4	3	10	12	5	5	2	1	-
Interruptores	151	24	46	-	18	13	26	-	19	5	-	-
Seccionadores	315	55	61	-	-	41	-	7	93	-	1	57
Transf. Tensión	210	28	67	4	21	23	38	5	24	-	-	-
Transf. Corriente	265	119	68	3	3	41	22	0	5	3	1	-
Total	1008	230	263	11	45	128	98	17	146	10	3	57

Tabla N° 24: Distribución de Equipos en función de los Años de Servicio

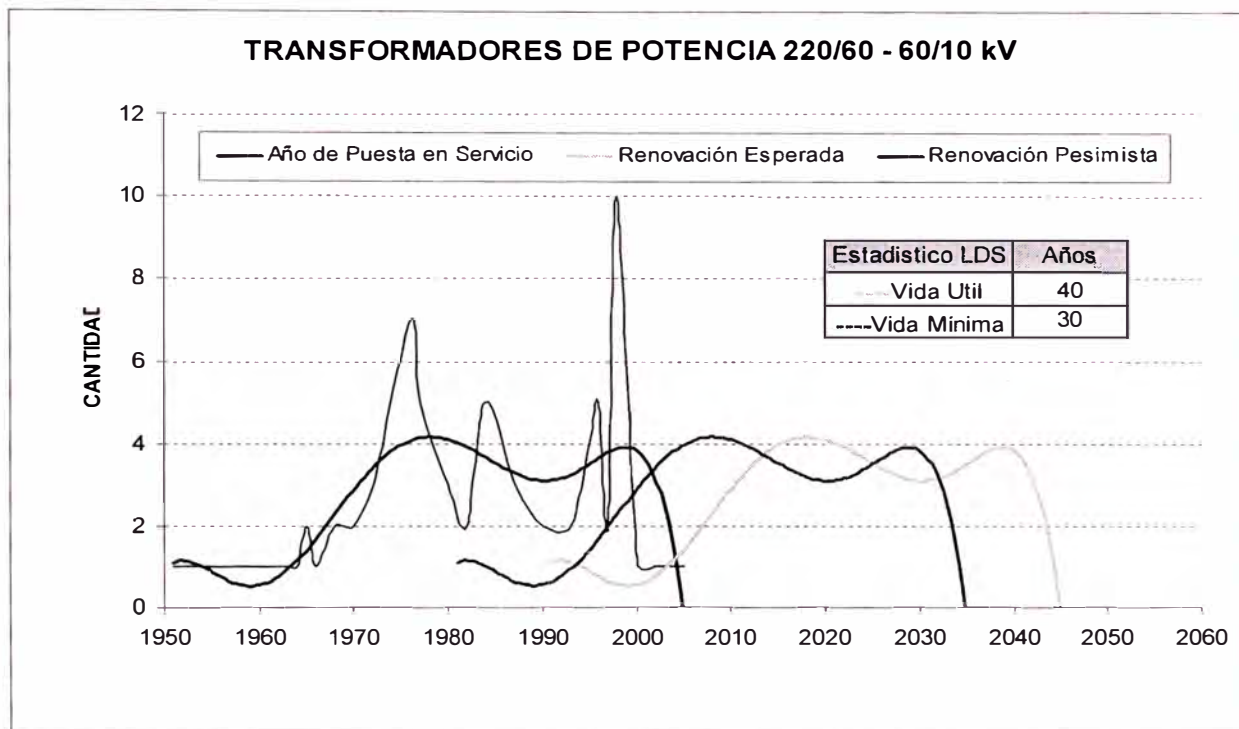


Figura N° 56: Proyecciones de Renovación de Transformadores de Potencia

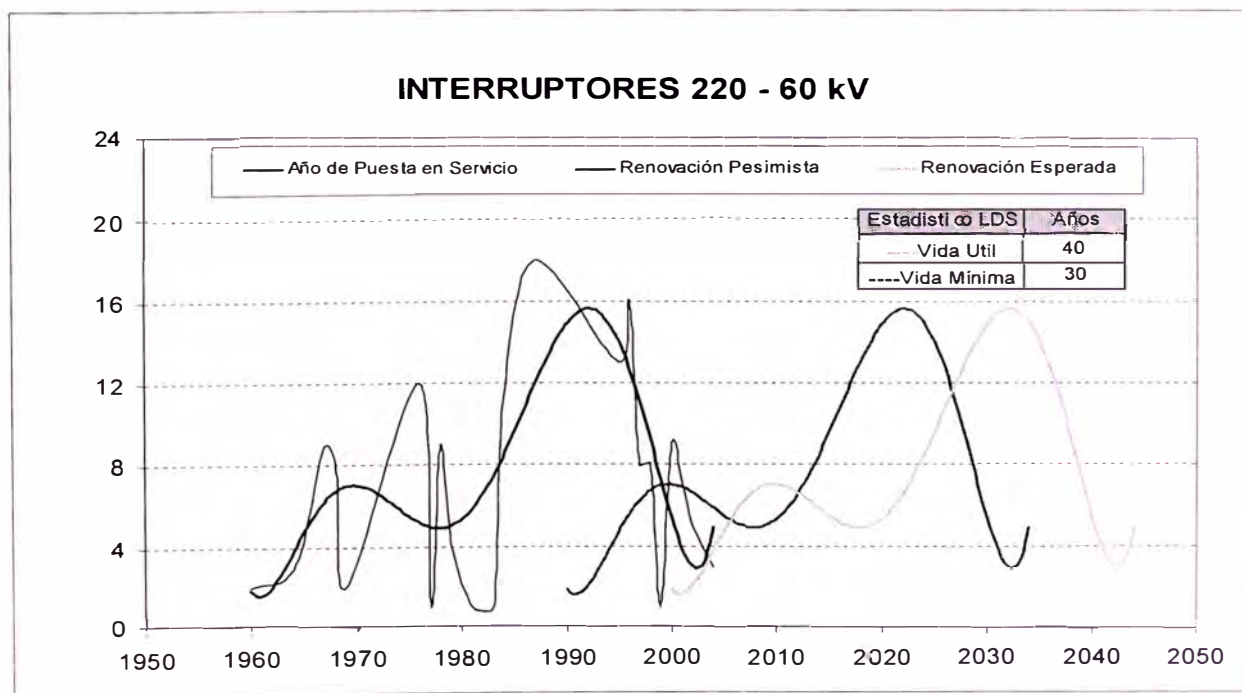


Figura N° 57: Proyecciones de Renovación de Interruptores

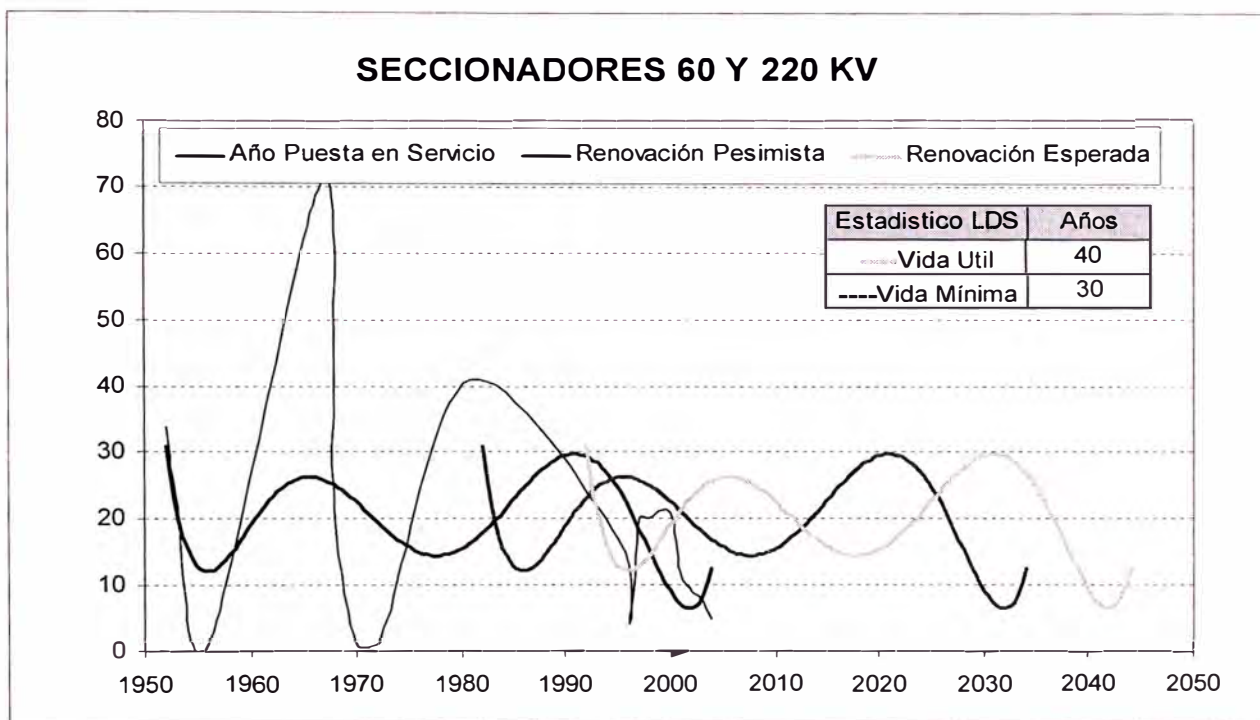


Figura N° 58: Proyecciones de Renovación de Seccionadores

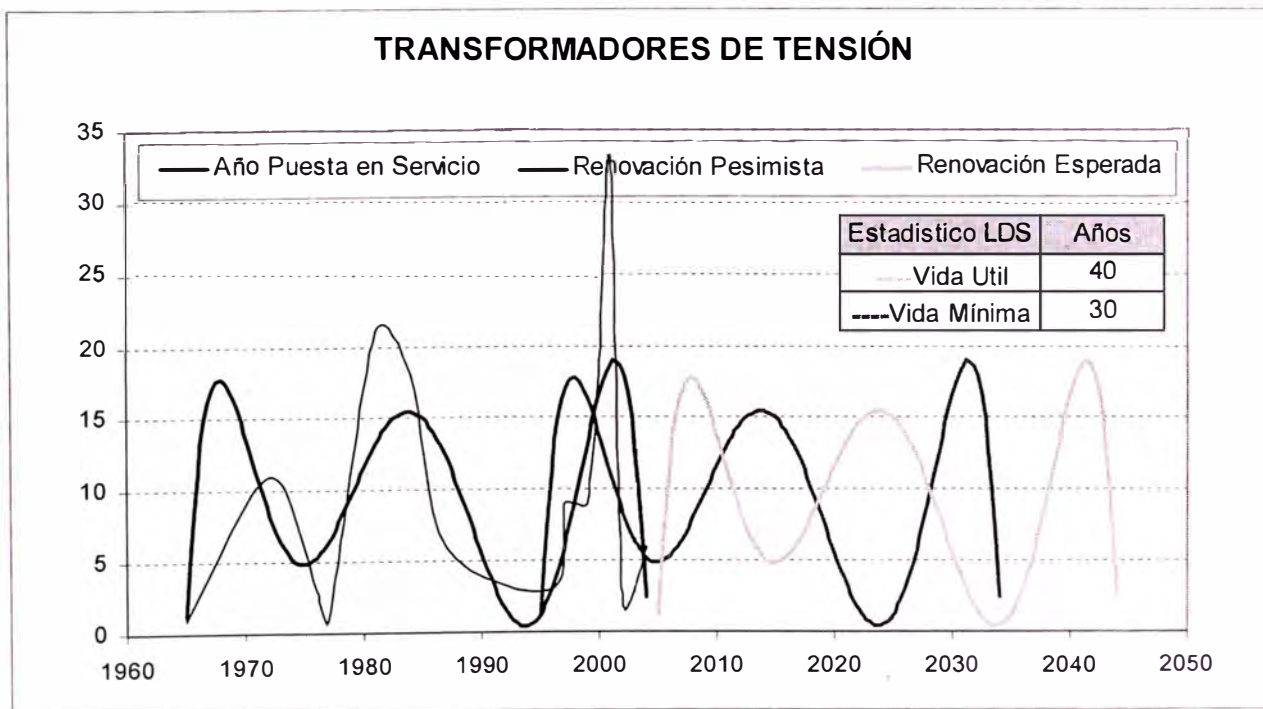


Figura N° 59: Proyecciones de Renovación de Transformadores de Tensión

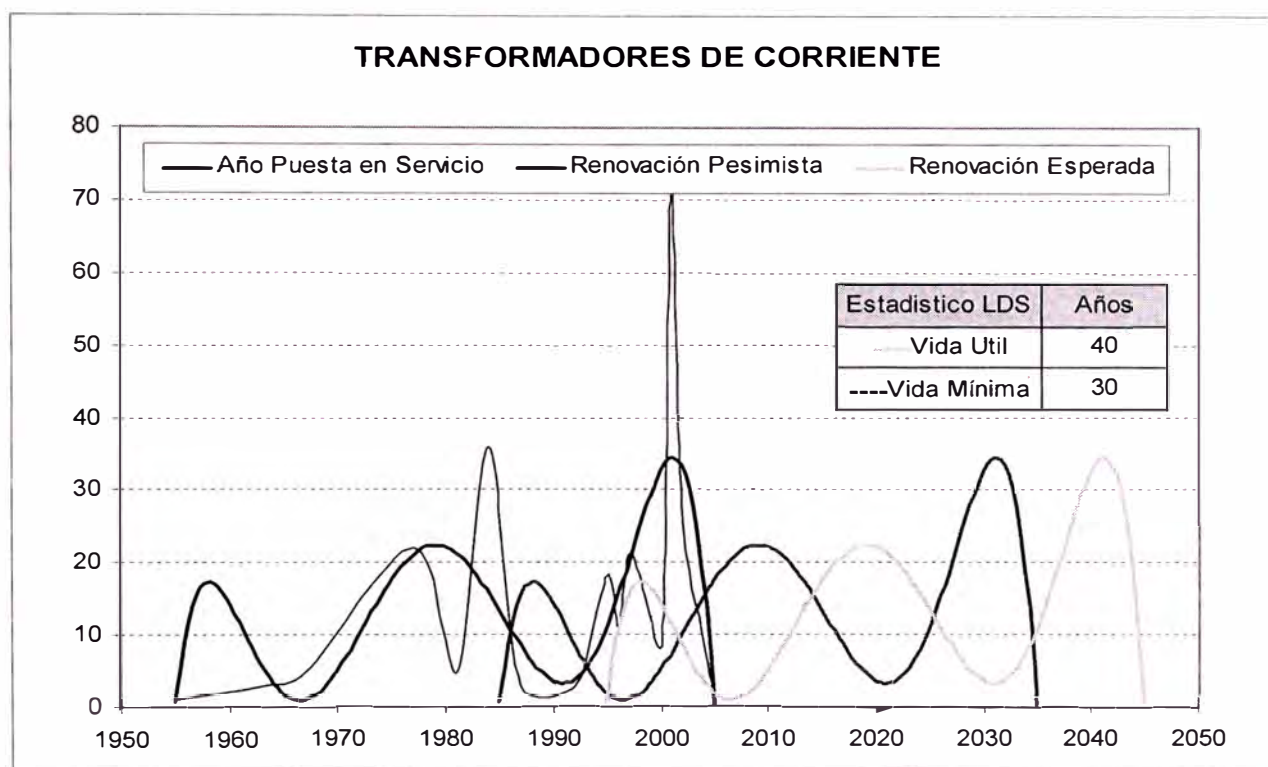


Figura N° 60: Proyecciones de Renovación de Transformadores de Corriente

Con las gráficas mostradas, se puede estimar cuáles serán los periodos en los cuales la empresa deberá de efectuar la renovación de los activos, y por lo tanto prever la gestión de recursos necesarios para ello.

Lo indicado es sólo una de las herramientas para obtener una estimación del ciclo de vida de los activos. Esto deberá de analizarse en forma conjunta con las condiciones particulares de cada activo, los avances tecnológicos, las mejoras efectuadas, etc.

CAPITULO X

VENTAJAS DEL PLAN PROPUESTO

10.1 Análisis Comparativo entre el Sistema Tradicional y el Propuesto

Con la finalidad de tener una visión más clara de la evolución de la confiabilidad de las operaciones/equipos, se presenta el enfoque que se tenía antes y que se tiene ahora:

¿Qué es Mantenimiento?

Antes	Ahora
Es para preservar el activo físico	Es para preservar la "función" de los activos
El mantenimiento rutinario es para prevenir fallos	El mantenimiento rutinario es para evitar, reducir o eliminar las consecuencias de los fallos
El objetivo primario de la función Mantenimiento, es para optimizar la disponibilidad de la planta al mínimo coste	El mantenimiento afecta todos los aspectos del negocio: riesgo, seguridad, integridad ambiental, eficiencia energética, calidad del producto y servicio al cliente. No sólo la disponibilidad y los costes.

**¿Quién y cómo se deben de formular los Programas de
Mantenimiento?**

Antes	Ahora
Los Gerentes, y los programas deben ser desarrollados por especialistas calificados, contratados o consultores externos.	Las políticas de mantenimiento deben ser formuladas por las personas más cercanas e involucradas con los activos. El rol Gerencial es proveer las herramientas.
La organización de mantenimiento por sí misma puede desarrollar un exitoso y duradero programa de mantenimiento	Un exitoso y duradero programa de mantenimiento, sólo puede ser desarrollado por mantenedores y usuarios trabajando juntos.
Los fabricantes de equipos son los que están en mejor posición de recomendar un plan de mantenimiento a nuevos activos.	Los fabricantes de equipos pueden jugar un importante pero limitado papel en el desarrollo de un programa de mantenimiento para nuevos activos.
Siempre es posible encontrar una rápida solución a todos los problemas de efectividad del mantenimiento.	Los problemas del mantenimiento son mejor resueltos en dos fases: cambio de la manera de pensar de la gente y lograr que ellos apliquen nuevos conceptos técnicos y de procesos, un paso a la vez.
Políticas genéricas de mantenimiento pueden desarrollarse para casi todos los activos físicos.	Políticas genéricas de mantenimiento pueden desarrollarse sólo para aquellos tipos de activos físicos, cuyo contexto operacional, funciones y estándares de desempeño deseado sean idénticos.
Data completa sobre rata de fallos debe estar disponible para hacer posible el desarrollo de un programa de mantenimiento exitoso.	Las decisiones sobre gerencia de los activos y su fallo casi siempre deberán ser hechas con una inadecuada data sobre rata de fallos.

¿Cómo debemos mejorar la Confiabilidad de un Equipo?

Antes	Ahora
La mayoría de los equipos aumenta su probabilidad de fallo a medida que envejece	La probabilidad de fallo de la mayoría de los equipos, no aumenta en función de su envejecimiento.
Si ambos son técnicamente posibles y apropiados, el mantenimiento mayor (overhaul/reemplazo general) será más económico y efectivo que el mantenimiento basado en el monitoreo de condiciones.	Si ambos son técnicamente posibles y apropiados, el mantenimiento basado en el monitoreo de condiciones será más económico y efectivo que el mantenimiento mayor (overhaul/reemplazo general), a lo largo de la vida del activo.
La forma más rápida y segura de mejorar el desempeño de un equipo de baja confiabilidad es actualizar el diseño.	Usualmente es más coste efectivo mejorar el desempeño de un equipo de baja confiabilidad, mejorando la forma como operado y mantenimiento, antes de modificar el diseño.

¿Son previsibles los accidentes ocasionados por fallos múltiples?

Antes	Ahora
Los incidentes serios o accidentes catastróficos que involucran fallos múltiples son usualmente producto de la mala suerte o "acto de Dios" y esto los hace no gerenciales.	Por lo general, en su gran mayoría los fallos múltiples son una variable manejable, especialmente en sistemas de protección.

10.2 Ventajas Administrativas

- Conocimiento real del estado de los activos de transmisión, con la finalidad de efectuar las inversiones necesarias, en el momento adecuado.
- Mejor utilización de los recursos.
- Gestión y Control de las actividades.
- Plantación y programación adecuada.
- Ejecución de actividades operativas con la mejor calidad, seguridad, y tomando en cuenta la normatividad vigente.
- Análisis de los parámetros de condición y criticidad, con la investigación necesaria para obtener decisiones adecuadas.
- Referenciamiento continuo a través de una red de contactos, en forma permanente.
- Aseguramiento de la información con la que se toma decisiones.
- Minimizar el impacto a la imagen de la empresa, mediante la reducción de eventos no deseados.

10.3 Ventajas Técnicas

- Personal altamente calificado y competente, tanto en el medio local como internacional.
- Investigación minuciosa de manuales, normas e información técnica.
- Plan de especialización técnica.

- Conocimientos más sólidos que brindan mayor beneficio en la recepción de equipos de transmisión.
- Aportes a las Especificaciones Técnicas de Equipos y Materiales.
- Implementación de nuevas Técnicas de Mantenimiento.

10.4 Ventajas Económicas

Considerado los beneficios obtenidos por las propuestas y acciones ejecutadas, se presentan los siguientes ahorros:

- Adquisición de equipos y materiales necesarios, en función de la condición y criticidad de los activos.
- Disminución de costos y aumento de la rentabilidad.
- Direccionamiento adecuado de los recursos (optimización de la priorización de los Proyectos de Inversión, y de los programas de mantenimiento).
- Stock de equipos y materiales, en cantidades adecuadas en función de la condición y criticidad de los activos.

La implementación de la Gestión de Activos ha logrado buenos y sostenibles éxitos. El siguiente cuadro muestra algunos de los beneficios económicos logrados:

Item	Acciones Efectuadas	Beneficio (US\$)	Potencial o Logrado
1	Implementación de la Regeneración en Caliente de Transformadores de Potencia, evitando la ENS en 3 transformadores	90000	Logrado
2	Ahorro por Ejecución Directa de la Regeneración en Caliente	18000	Logrado
3	Evitar Falla en Transformador por Mala Calidad Aceite	350000	Potencial
4	Determinación de la prioridad para Regeneración (evitar reducción de vida útil)	700000	Potencial
5	Evitar Falla en Polo de 220/60 kV, por defecto en Buje 60 kV	60000	Logrado
6	Implementación de Sistemas de Filtrado en OLTC	30000	Potencial
7	Mejoras en la Recepción de Equipos de Transmisión	35000	Potencial
8	Retiro de Servicio de Transformadores con Condiciones Subestándares	600000	Potencial
9	Nueva estrategia de mantenimiento de Conmutadores Bajo Carga	150000	Potencial
10	Nueva estrategia de mantenimiento de Transformadores de Potencia	175000	Potencial
11	Nueva estrategia de mantenimiento de Pararrayos	60000	Potencial
12	Nueva estrategia de mantenimiento de Cables OF	18000	Potencial
13	Revisión del Manual de Maniobras AT/MT	30000	Potencial
14	Estrategias de Compra de Equipos y Materiales	60000	Logrado

Tabla N° 25: Beneficios Económicos Logrados y Proyectados

Este cuadro muestra los beneficios económicos logrados productos de la implementación de nuevas tecnologías, intervenciones oportunas en casos inminentes, y estrategias de compra al tener mayor información de los activos y de las necesidades a corto, mediano y largo plazo, permitiendo mejores negociaciones con los proveedores.

Para el caso de beneficios potenciales, se ha estimado los ahorros por las posibles consecuencias que se pudieron haber presentado al no actuar en forma oportuna.

BIBLIOGRAFÍA

- Jornadas Técnicas de Operación y Mantenimiento de Sistema de Transmisión, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., Colombia, 2005
- Estrategias de Mantenimiento: Gestión de Activos, Mrcademy – Maschinenfabrik Reinhausen, España, 2005
- Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad Plus, The Woodhouse Partnership Limited, Inglaterra, 2004
- Evaluación Integral del Ciclo de Vida de Transformadores, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., Colombia, 2004
- On the Estimation of Elapsed life of Oil-Immersed Power Transformers, M.K. Pradhan y T.S. Ramu, India, 2004
- Evaluación del Impacto del Factor Fiabilidad en el Coste Total del Ciclo de Vida de un Sistema de Producción, EnginZone, Perú, 2004
- Transformer Oil Handbook, Nynas Naphthenics AB, Sweeden, 2004
- Transformer Maintenance Guide, Tercera Edición S.D. Myers Inc, USA, 2004
- La Productividad en el Mantenimiento Industrial, Quinta Edición Editorial Continental, México, 2003
- Combinando las nuevas tecnologías con las nuevas formas de trabajar para crear mejoramiento continuo en Gerencia de Activos, The Woodhouse Partnership Limited, Inglaterra, 2003
- Gerencia de Activos, The Woodhouse Partnership Limited, Inglaterra, 2000
- Manual del Ingeniero de Planta, Segunda Edición Mc Graw Hill, México, 1998
- Mantenimiento de Transformadores en Aislante Líquido, Editora Edgard Blücher Ltda., Brasil, 1990

APÉNDICE

APÉNDICE A: Valores de Referencia de Confiabilidad de Transformadores

APÉNDICE B: Relación entre la Tensión Interracial y el Número de Neutralización

APÉNDICE C: Prácticas de Mantenimiento para la Conservación del Aceite de Transformadores

APÉNDICE D: Estandart “Valores Límites de las Propiedades del Aceite Aislante en Transformadores”.

APÉNDICE E: Estandart “Valores de orientación para la vigilancia de la calidad de Aceite de Conmutadores Bajo Carga”.

APÉNDICE F: Estandart “Valores de Alarma de Equipos de Monitoreo en Línea”.

APÉNDICE G: Estandart “Puesta en Servicio de Transformadores de Potencia”.

APÉNDICE H: Artículo “On the Estimation of Elapsed life of Oil-Immersed Power Transformers” de M.K. Pradhan y T.S. Ramu, India, 2004

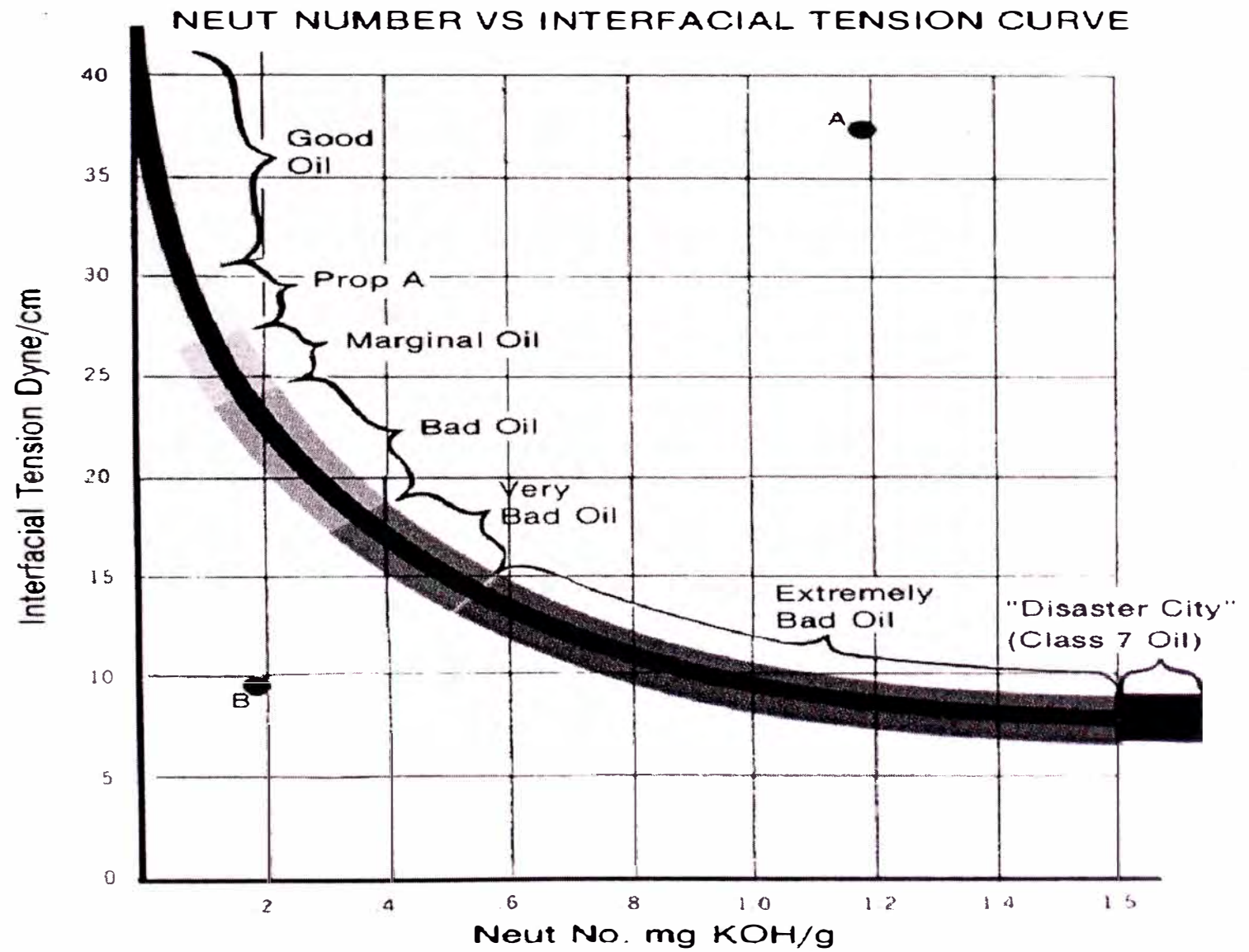
APÉNDICE A

VALORES DE REFERENCIA DE CONFIABILIDAD DE TRANSFORMADORES

Transformador de Potencia		Interpretación
Rata de Fallas Mayores para Transformadores	1,0%	Se espera que ocurra una falla por cada 100 años-transformador. Por lo tanto de una población de 100 transformadores se espera una falla por año
Duración de una Falla Mayor	2,6 meses	En promedio se requiere 2,6 meses para reparar el transformador, tiempo en el cual el equipo no se encuentra en servicio
Indisponibilidad esperada para transformadores debido a Fallas Mayores (expresada en años-transformador)	$0,01 \times 2,6 / 12 = 0,217\%$ aprox.	En promedio, cada transformador se esperaría que estuviera indisponible debido a fallas mayores por 0,217% del tiempo, es decir 19 horas en el año.

Tomado del Survey de Confiabilidad de Transformadores en Australia realizado en 1995

APÉNDICE B



(Ref. Paper de S.D. Myers Inc.)

APÉNDICE C

TABLE 6.10

**BASIC PROTECTIVE MAINTENANCE PRACTICE FOR
OIL-INSULATED TRANSFORMERS**
Authoritative transformer oil color and classification chart



TRANSFORMER OIL Color Chart			EFFECT ON TRANSFORMER
Color Classification	Acid (Neut.) No. mg KOH/g	Interfacial Tension Dynes/CM	NOTATION
GOOD	0.03 to 0.10	30-45	Providing these functions 1. Efficient Cooling 2. Preserving Insulation
PROP A	0.05 to 0.10	27-29	Polar Compounds (sludges) in solution (Products of oil oxidation) causes the drop in IFT.
MARGINAL	0.11 to 0.15	24-27	Fatty Acids coat the wind- ings. Sludges in solution ready for initial fall-out. Sludges in insulation voids highly probable.
BAD	0.16 to 0.40	18-24	In almost 100% of the transformers in this range sludges are deposited on core and coils. Sludges are first deposited in fin areas.
VERY BAD	0.41 to 0.65	14-18	Deposited sludges continue to build and harden. In- sulation breakdown is taking place. Transformer failure is also possible.
CLASS 57 OILS	0.66 to 1.50	9-14	
CLASS 57 OILS	1.50 and higher	6-9	Vast quantities of sludges may require other means than SludgPurg® proced- ures.

(Ref. Paper de S.D. Myers Inc.)

APÉNDICE D

	ESTANDAR	Código : Revisión : Aprobado : Fecha : Página : 1 de 1
VALORES LÍMITES DE LAS PROPIEDADES DEL ACEITE AISLANTE EN TRANSFORMADORES		

1. OBJETIVO

- Fijar los límites de deterioro de aceite para realizar el tratamiento de aceite aislante de los transformadores de potencia.
- Establecer los valores mínimos a alcanzar para la condición del aceite luego de efectuado el tratamiento.

2. ALCANCES

- Transformadores de potencia hasta 69 kV
- Transformadores de potencia entre 69 – 220 kV

3. VALORES LÍMITES

3.1. Para el aceite aislante

Propiedad	Norma	< 69 kV	69 – 230 kV	Acción Requerida
Rigidez dieléctrica (kV/2 mm)	ASTM D-1816	< 40	< 47	Reacondicionar
Acidez (mg KOH/ g Aceite)	ASTM D-974	> 0,10	> 0,10	Regenerar
Tensión interfacial (dinas/cm)	ASTM D-971	< 25	< 30	Regenerar
Humedad (ppm) a 60 °C	ASTM D-1533	> 30	> 25	Reacondicionar
Factor de potencia 25 °C (%)	ASTM D-924	> 0,2	> 0,2	Regenerar
Factor de potencia 100 °C (%)	ASTM D-924	> 3,5	> 3,5	Regenerar
Color	ASTM D-1500	> 3,5	> 3,5	Regenerar

3.2. Valores mínimos para el aceite aislante luego de realizar regeneración y/o reacondicionamiento.

Propiedad	Norma	< 69 kV	69 – 230 kV
Rigidez dieléctrica (kV/2 mm)	ASTM D-1816	> 55	>55
Acidez (mg KOH/ g Aceite)	ASTM D-974	< 0,05	< 0,05
Tensión interfacial (dinas/cm)	ASTM D-971	> 38	> 38
Humedad (ppm)	ASTM D-1533	< 10	< 10
Factor de potencia 25 °C (%)	ASTM D-924	< 0,1	< 0,1
Factor de potencia 100 °C (%)	ASTM D-924	< 3,0	< 3,0
Color	ASTM D-1500	≤ 2,0	≤ 2,0
Contenido de Inhibidor (%)	ASTM D-2668	0,3	0,3

APÉNDICE E

	ESTANDAR	Código : Revisión : Aprobado : Fecha : Página : 1 de 1
	VALORES DE ORIENTACION PARA LA VIGILANCIA DE LA CALIDAD DE ACEITE DE CONMUTADORES BAJO CARGA (OLTC)	

1. OBJETIVO

- Establecer el análisis físico químico del aceite conmutador como prueba estándar de supervisión para el cuidado de los conmutadores bajo carga (OLTC)
- Fijar los valores de orientación para la vigilancia de la calidad del aceite.

2. ALCANCE

Transformadores de potencia con OLTC

3. VALORES LÍMITES

Valores para el aceite a la temperatura de servicio

Conexión de Cambiador	Contenido de Agua (*)	Rigidez Dieléctrica(**)
Conexión en Y	< 40 ppm	> 30 kV/2.5 mm
Conexión en D	< 30 ppm	> 40 kV/2.5 mm

(*) Método Karl-Fisher IEC 814 (1985)

(**) Método DIN/VDE 0370 Parte 1/12.78 = **IEC 156**

APÉNDICE F

	ESTANDAR	Código : Revisión : Aprobado : Fecha : Página : 1 de 1
	Valores de alarma de los equipos de monitoreo en tiempo real	

1. OBJETIVO

- Establecer el monitoreo en línea de la Humedad y de los Gases disueltos presentes en el aceite dieléctrico de la cuba de los transformadores.
- Fijar los valores de orientación para la vigilancia de la Humedad del Aceite y de los Gases disueltos proporcionados por los equipos de monitoreo en línea, tomando como referencia la norma IEC-60599

2. ALCANCE

Transformadores de potencia

3. VALORES LÍMITES PARA EL MONITOREO DE GASES DISUELTOS

Para transformadores en el que el conmutador de tomas bajo carga (OLTC) **NO** tiene comunicación con la Cuba principal

Parámetro	Gas Level (ppm)
HI Alarm	158,3
High – high Alarm	320,2
Alarm Delay	10 minutos

Para transformadores en el que el conmutador de tomas bajo carga (OLTC) tiene comunicación con la Cuba principal

Parámetro	Gas Level (ppm)
HI Alarm	155,1
High – high Alarm	328,4
Alarm Delay	10 minutos

Gestión de activos fijara los valores de

- ✓ Hourly Trend (ppm/hora) y
- ✓ Daily Trend (ppm/día)

para cada transformador, los cuales dependen de la masa del aceite.

4. VALORES LÍMITES PARA EL MONITOREO DE HUMEDAD

Debe enviar alarma cuando el valor de **HR(%) >= 12,5%**

APÉNDICE G

	ESTANDAR	Código : Revisión : Aprobado : Fecha : Página : 1 de 2
	PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA	

1 OBJETIVO

Asegurar que la puesta en servicio de un transformador de potencia, se realice en forma confiable.

2 ALCANCE

El presente documento será aplicado a los transformadores de potencia 60 y 220 kV que ingresen al Sistema de Transmisión

3 EJECUCIÓN DE PRUEBAS

Previo a la puesta en servicio; Mantenimiento de subestaciones verificará posibles daños en el transformador durante el proceso de transporte, tanto para transformadores nuevos como para transformadores reubicados; deberá considerarse el registro de impactos.

3.1 Pruebas necesarias para la puesta Servicio:

El Departamento de Mantenimiento de Sub estaciones deberá efectuar las siguientes pruebas:

1. Relación de transformación (entre todos los devanados y en todas las posiciones del conmutador cuando es de operación bajo carga (OLTC) o en vacío (NLTC))
2. Resistencia óhmica de devanados (en todos los devanados y en todas las posiciones del conmutador cuando es de operación bajo carga (OLTC) o en vacío (NLTC))
3. Resistencia de aislamiento con mediciones cada 30 segundos hasta 10 minutos.
4. Resistencia de aislamiento del núcleo.
5. Factor de potencia del aislamiento de los devanados (a 2,5 y 10 kV)
6. Factor de potencia del aislamiento de los bushings (Aislamiento principal del bushing (C1) a 2,5 kV y 10 kV, Aislamiento del tap de pruebas (C2) a 1 y 2 kV)
7. Corriente de excitación (en todos los devanados y en todas las posiciones del conmutador cuando es de operación bajo carga (OLTC) o en vacío (NLTC))
8. SFRA (Análisis de Respuesta al Barrido de Frecuencia)
9. Análisis físico químico completo del aceite de la cuba (Normas ASTM: Rigidez Dieléctrica, Tensión Interfacial, Acidez, Humedad, Factor de Potencia (FP) a 25 y 100 ° C, Color)
10. Análisis físico químico del aceite del conmutador [Rigidez dieléctrica (Norma IEC), Humedad]. Gestión de Activos definirá la necesidad de este dato para los transformadores reubicados
11. Análisis de gases disueltos del aceite de la cuba
12. Análisis gases disueltos del aceite del OLTC. Gestión de Activos definirá la necesidad de este dato para los transformadores reubicados.
13. Entregar a Gestión de Activos una copia de los protocolos de las pruebas arriba indicadas, para su análisis. Las entregas serán conforme las pruebas se ejecuten, en caso haya necesidad de validar algún resultado. En ningún caso deberá superar las **48 horas** de culminadas las pruebas.

	ESTANDAR	Código :
	PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA	Revisión : Aprobado : Fecha : Página : 2 de 2

14. Entregar a Gestión de Activos una copia del Formato "Lista de Puesta en Servicio" (check list), con las respectivas firmas, **5 días antes** de la puesta en servicio para su análisis.

En casos especiales en que no se pueda alcanzar el "Check List" en el plazo establecido, DGA designará un Coordinador para la Puesta en Servicio de los Transformadores.

3.2 Pruebas Posteriores a la Puesta en Servicio:

1. Análisis de gases disueltos del aceite de la cuba (Luego de: 24 horas, 07 días, 01 mes, 06 meses, 01 año).
2. Análisis de gases disueltos del aceite del OLTC (Luego de: 24 horas, 07 días, 01 mes, 06 meses, 01 año), donde sea aplicable.
3. Termografía en hora punta (Dentro de las 24 horas).
4. Entregar a Gestión de Activos una copia de los protocolos de las pruebas arriba indicadas, para su análisis.

4 RESPONSABILIDADES

- 4.1 Los subgerentes son responsables de la aplicación y difusión del presente procedimiento.
- 4.2 El Jefe de Departamento de Mantenimiento Subestaciones es responsable de cumplir con lo indicado en el presente procedimiento.
- 4.3 El Jefe de Departamento de Gestión de Activos es responsables de cumplir con lo indicado en el presente procedimiento.

	LISTA DE CHEQUEO	Código :
	PUESTA EN SERVICIO TRANSFORMADORES	Revisión :
		Aprobado :
		Fecha :
		Página : 1 de 3

FECHA: _____
 SUBESTACIÓN: _____
 TRANSFORMADOR: _____
 No fabricación: _____

POTENCIA: _____
 TENSIONES: _____
 MARCA : _____

PUESTA EN SERVICIO TRANSFORMADORES		PUESTA EN SERVICIO		
PRUEBAS PREVIAS		PUESTA EN SERVICIO		
01	Purga de aire:	*Pasatapas AT, MT, BT	14 Pasatapas(Aisladores):	
		*Domas		*Fases AT: Tipo: _____
		*Rele Buchholz		Fabricante: _____
		*Conmutador bajo carga		No. Fabric: _____
		*Radiadores		*Neutro AT: Tipo: _____
		*Intercambiador de calor		Fabricante: _____
		*Bombas		No. Fabric: _____
		*Tuberías		*Fases MT: Tipo: _____
		*Tanque expansión		Fabricante: _____
		*Hydran		No.Fabric: _____
02	Anclaje Transformador:	*Aquaoil	*Neutro MT Tipo: _____	
		*Frenos	Fabricante: _____	
		*Zapatillas anclaje	No. Fabric.: _____	
		*Pernos anclaje	*Fases BT Tipo: _____	
		*Cuba horizontal	Fabricante: _____	
03	Posición de válvulas:	*Pozo dep. aceite	No. Fabrica: _____	
		*Rieles	*Neutro BT Tipo: _____	
		*Rele Buchholz	Fabricante: _____	
		*Tanque expansión	No.Fabric: _____	
		*Conmutador bajo carga	15 Cuernos de arco en pasatapas ajustados en :	
04	Placas:	*Radiador abiertas sup.	AT _____ mm	
		*Radiador abiertas inf.	AT - N _____ mm	
		*Equipo refrigeración-Bombas	MT _____ mm	
		*Equipos de monitoreo ON LINE	MT - N _____ mm	
			BT _____ mm	
05	Deshumecedores de aire:		BT - N _____ mm	
		*conmutador	16 Distancia mín. Piezas adyacentes	
		*Cuba	AT _____ mm	
06	Pintura	*Sistema de preservación de N2	MT _____ mm	
		*Cuba	BT _____ mm	
		*Radiadores	17 Pararrayos :	
07	Puesta a tierra:	*Tuberías	*AT : Fabricante: _____ Tipo : _____	
		*Tanque Expansion	No. Fabric. : _____	
		*Cuba	*MT Fabricante: _____ Tipo _____	
		*Tapa Tanque	No. Fabric. : _____	
		*Domas	*BT _____ Tipo _____	
		*Pasatapas capacitivos	Fabricante: _____	
		*Tuberías	No. Fabric. : _____	
		*Tabieros de control	18 Ventilación local existente	
		*Soporte pararrayos	19 Verificación correcto funcionamiento :	
		*Pararrayos	*Tablero de control :	
*Tanque expansion/base	Mando manual			
*Radiadores	Mando Automático			
*Equipo de refrigeración	Etapa I			
*Rieles	Etapa II			
8	Punto neutro rigidamente a tierra:	AT	Etapa III	
		MT	Mando Local	
		BT	Mando Remoto	
9	Arrollamiento DELTA puesto a tierra		Mando individual	
			Mando por grupos	
			Etapa I	
10	Prueba de hermeticidad (N2)	Presion PSI	Etapa II	
		Horas	Etapa III	
11	Rigidez dieléctrica promedio aceite:	Norma: ASTM <input type="checkbox"/> VDE <input type="checkbox"/>	*Servicios Auxiliares:	
		Electrodos mm	Toma comente	
			Iluminación	
12	Llenado de aceite:	*Estado tanque auxiliar limpio y seco	Calefacción	
		*Vacío transformador: mbar horas	Carradura con llave	
		*Recirculación aceite SI() NO() T. °C	Verificar comente guardamotor	
		*Llenado bajo vacío SI() NO() T. °C	20 Sentido de giro ventiladores:	
13	Gases disueltos en aceite <=3% en Vol	Toma de muestra de aceite para:	1() 2() 3() 4() 5() 6() 7()	
		Cromatografía de gases	8() 9() 10() 11() 12() 13() 14()	
		Análisis físico químico	15() 16() 17() 18() 19() 20() 21()	
			22() 23() 24() 25() 26() 27() 28()	

	LISTA DE CHEQUEO	Código :
	PUESTA EN SERVICIO TRANSFORMADORES	Revisión : Aprobado : Fecha : Página : 3 de 3

ENERGIZACION: Transformador conectado por AT() MT() BT()

Fecha energizacion : _____ Hora: _____ Pos. Conmutador : _____

T Minutos	°C Aceite	°C Dev.	°C Dev.	AT		BT		P KW	Q KVAR	S KVA
				A	KV	A	KV			
0										
15										
30										
60										
90										

REALIZADO POR:

Nombre

Cargo

REVISADO POR:

Nombre

Cargo

V° B°

Nombre

Cargo

APÉNDICE H

On the Estimation of Elapsed Life of Oil-Immersed Power Transformers

M. K. Pradhan T. S. Ramu,
 Department of High Voltage Engineering
 Indian Institute of Science, Bangalore (INDIA)
 E-mail: manoj@hve.iisc.ernet.in

Abstract—Inadvertent failure of power transformers has serious consequences on the system reliability, economics and the revenue accrual. An accurate estimation of transformer life can, to a very large extent, mitigate the problems, besides satisfying the conflicting requirements of optimum utilization of the equipment and safeguarding the reliability.

In this endeavour, the authors have planned long duration ageing experiments on scaled-down (pro-rated) models [1] of a transformer, incorporating all the essential features of actual equipment, under normal operating electric stress and accelerated thermal stress. In continuation to the authors' earlier experimental investigations, an elapsed life assessment study has been instituted by acquiring insulation-aging data under accelerated thermal stresses.

Keywords—Transformer insulation, carbon oxides, degree of polymerization, furfurals, elapsed life, empirical model.

NOMENCLATURE

K	Specific reaction rate
K_o	Frequency factor, defined in Eqn. (1)
a...f	Model coefficients in Eqn.(9)
A_g	Degradation parameter, defined in Eqn. (2)
AAF	Accelerated aging factor
AAF_{eq}	Equivalent accelerated aging factor
AF	2-Acetylfuran dissolved in oil, $\mu g/kg$
BDVO	Breakdown voltage of oil, kV
BDVP	Breakdown voltage of paper, kV
C_o	Constant term in Eqn.(9)
cc_i	Correlation coefficients
CO	Carbon monoxide dissolved in oil, ppm
CO ₂	Carbon dioxide dissolved in oil, ppm
COx	Carbon oxides (CO, CO ₂) dissolved in oil, ppm
DF	Dissipation Factor
DGA	Dissolved gas analysis
DP	Degree of polymerization
DTCM	Diagnostic testing and condition monitoring
E_a	Activation energy of the aging process
EOL	End of life of power transformer
FA	Furfuryle Alcohol dissolved in oil, $\mu g/kg$
FD	2-Furaldehyde dissolved in oil, $\mu g/kg$
FTIR	Fourier transform infra red detector
GG	Gas generation
HM2F	5-Hydroxymethyle-2-Furfural dissolved in oil, $\mu g/kg$
HPLC	High performance liquid chromatograph
HST	Hottest spot temperature, in °C
M2F	5-Methyle-2-Furfural dissolved in oil, $\mu g/kg$
OIP	Oil impregnated paper
particle	Micro particle count
PD	Partial discharge
ppb	Parts per billion
T	Absolute temperature in °K

TCG	Total combustion gases dissolved in oil, ppm
TF	Total Furan contents dissolved in oil, $\mu g/kg$
w_i	Normalized correlation coefficient, Eqn. (7)

I. INTRODUCTION

Failure of power transformers is among the more frequent causes of long interruptions in power supply with serious repercussions on the system reliability, besides entailing loss of revenue. It is therefore essential to closely monitor the equipment so as to be able to detect an impending failure in its formative stage. Implied in this procedure is the conduct of a series of well-planned diagnostic (non-invasive, non destructive) tests, at appropriate intervals of time, to catalogue the dynamics of degradation of electrical insulation thereof. This procedure of repetitive periodic testing of equipment insulation is called diagnostic testing and condition monitoring (DTCM).

Mineral oil impregnated paper (OIP) is the insulation of choice in transformers. However, this system suffers degradation and catastrophic failure due to thermal, electrical and to induced mechanical stresses. These stresses, singly and in combination, account for a rapid degradation of either phases of insulating structure. Of the several properties used as indices of aging, the load induced temperature of the hottest spot (HST) is believed to give information on the loss of life of an equipment. The thermal stress is generally considered as the single and perhaps the most important factor affecting the life of liquid immersed power transformers. Empirical formulae [2], [3] were proposed to estimate the elapsed life based on the maximum winding temperature.

A major revision to the work reported earlier for studying the thermal aspects of transformer has now been evolved [4]. In this revision, the condition based evaluation of the insulation system, supplemented by the CIGRE document [5] has been made, based on the thermo-chemical reaction kinetics.

A relatively recent, IEEE guide [6] prescribes standard test procedure for thermal evaluation of liquid immersed transformers. This document provides a method of estimating the maximum operating temperature (HST).

Among the more important by-products of the processes leading to thermal degradation of OIP are, Carbon oxides (COx), a class of hydrocarbons including what are called furans. However, these compounds exist in both free state as well as in a dissolved state. The extent to which the normal service life has been lost, also called the elapsed life of insulation, can, to a certain extent, be discerned by detecting, identifying, and quantifying these by-products. The physico-chemical behavior of OIP can be assessed with higher confidence by performing destruc-

tive testing viz. tensile strength, degree of polymerization. However such tests and on-site measurements on power transformers in service are precluded. So much so, one has to take recourse to laboratory controlled experiments to try and extrapolate the results to full size transformers on site.

In the recent past, thermal aging experiments have been performed to study the gas generated and their rate of evolution. However, the experiments are only material centric, in that oil impregnated paper samples are used as specimens and not a pro-rated transformer model [6](appendix), [7]-[12]. Detection and quantification of furfural compounds and other gasses in the dissolved and in the free state, based on such experiments that could be correlated with DP, are not realistic. Further, a perusal of the literature in this area [13] shows that aspects in dissolved gas analysis (DGA) and high performance liquid chromatograph (HPLC) for this purpose have been reported in great detail, but methods for estimating life of transformer using this data appear to be scanty.

Over the years, different criteria have been prescribed for the prediction of terminal or end of life (EOL) of equipment from the standpoint of its insulation. But, thus far, no straightforward and unequivocal criterion is forth coming. The formulations given by the IEEE and IEC guides for calculating probable life, use temperature rise as the only index of aging. Results of such calculation seem to introduce large errors. It is needless to say that, any conformal procedure proposed in the accurate prediction of EOL, has to be based on a technically feasible and economically viable consideration.

In view of these incongruencies, IEC, CIGRE and IEEE's special study committee on transformers have decided to revise the guides. In the back drop of this scenario, many laboratories the world over, are making concerted efforts to mitigate the situation and the authors have taken this opportunity to try and work out an empirical model for estimating the elapsed life of power transformer based on the diagnostic parameters.

II. ON THE THERMO-CHEMICAL DEGRADATION OF PAPER INSULATION

The cellulose paper insulation used in a transformer, is a polymer of glucose chains, which, when subjected to elevated temperatures in excess of about 130 °C, undergoes continuous structural changes, whereby opens up the glucose rings. The by-products of this reaction are, free glucose molecules, moisture, COx and organic acids, besides a class of hydrocarbons called Furans. This process is called Pyrolysis. Other reactions such as Oxidative and Hydrolytic processes also take place.

The oxidative reaction depends on the nature of the oxidizing agent, its structure and pH value. The hydroxyl groups present in the cellulose get oxidized to produce moisture and carbon oxides. Water and acid cleaves the glycosidic bond, eventually yields free glucose monomers, which further decomposes to a class of furans. It is believed that detection and measurement of these compounds, which are present in the oil - phase in a dissolved state, singly or in combination, gives a reasonable indication of the quantitative degradation of paper.

The first order reaction kinetics is expressed by the relation-

ship:

$$K = K_0 \exp\left(-\frac{E_a}{kT}\right) \quad (1)$$

Where, K is the specific reaction rate. The term E_a is the activation energy of the reaction (assumed to be constant), in calories/mol, or J/mol or electronvolts. k , Boltzmann gas constant is equal to 1.987 calories/mol/K or 8.314 J/mol/K, or electronvolts/K. T is the absolute temperature in °K. The term K_0 , is the frequency factor, a quantity that is assumed to be constant; it depends on the number of collisions of the molecules reacting to produce chemical deterioration of the insulation.

III. EXPERIMENTAL INVESTIGATION TO TRANSFORMER INSULATION

As has already been mentioned earlier, not all the required tests can be performed on a power transformer in service. Some of the tests are destructive in nature. Given that the results thereof are vital in arriving at a diagnostic and monitoring procedure for transformers in actual working conditions, laboratory experiments on pro-rated units are essential. Accordingly, scaled down (pro-rated) models of actual power transformers designed in the authors' laboratory and fabricated by a local transformer manufacturer have been used in a carefully planned experimental study [1], [14]. Eight, identical units rated for 5 kVA, 220/5000V, 50 Hz, 1-phase, core type, transformers incorporating all the essential features of a large transformer are fabricated.

All units are subjected to similar stress environment. Provision has been made to sample free gas as well as for oil sampling (for DGA). The pro-rated units are rendered gas-tight, by using self-sealing septum arrangement so as to avoid leakage either way. Measurement of the top, the middle and the bottom oil temperature have been made using thermo-couples. The HST was estimated using a temperature-rise models [15], [16].

Thermal loading- strategies need to be worked out carefully, keeping in view the concept that the mechanism of aging under accelerated stress conditions shall remain invariant with normal operating conditions. A typical loading cycle is shown in Fig. 1. The loading blocks, were adjusted such that, the amount of aging during each block remains nearly the same and results an experimental duration of about one year. Through out the experimental run, the electrical stress was kept at normal levels i.e. transformers were operated at rated voltage.

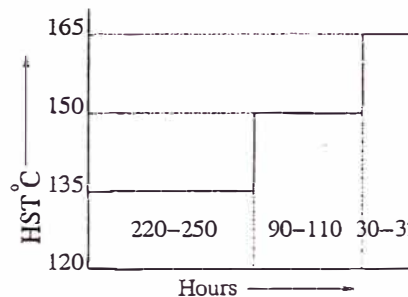


Fig. 1. A Typical Loading Cycle

In a high voltage high power transformer, a careful consideration of the two phases, winding insulation (solid part), and the insulating (and cooling) liquid medium are to be considered as separate entities. Therefore, the specimen has been monitored during the load cycle (on-line) and after the each load cycle a series of invasive and non-invasive diagnosis tests have been performed on both of the phases.

A. Monitoring liquid phase

Top oil, middle oil and bottom oil temperature of the specimen have been continuously monitored during load cycle. Tests carried out on oil phase at the end of each load cycle, include, moisture content, capacitance and dissipation factor ($\tan\delta$), dielectric breakdown voltage, micro-particle number density, detection, measurement and quantification of the dissolved gases.

The deterioration of paper (cellulose) and oil (mineral) generate hydrocarbon gases that remain dissolved in transformer oil. Gases generated are Hydrogen (H_2), Carbon monoxide (CO), Carbon dioxide (CO_2), Methane (CH_4), Ethane (C_2H_6), Ethylene (C_2H_4), Acetylene (C_2H_2), Oxygen (O_2) and Nitrogen (N_2). The analysis of the gas phase dissolved in transformer oil to detect any possible fault(s) is called dissolved gas analysis.

Some of the furfurals are relatively stable in both free and in the dissolved state as has been pointed out earlier. The ASTM designation D 5837-99, standard procedure was followed in determining the furan compounds in oil. At higher temperature the gases from nitrogen cushion of the transformer have been analyzed using Fourier transform infra red (FTIR, Gasmeter 00194) detector. In earlier stages of the aging experiments a very high amount of 5-hydroxy-methyl-2-furfural has been detected. Only a small amount of 2-furfuraldehyde was also detected in gas cushion.

B. Monitoring solid phase

The number of glucose monomers present in a cellulose molecule per unit chain length, the degree of polymerization (DP) as it is called, is a dimensionless number, is between 1100 and 1200 in new, un-aged paper. The chain scission is a natural process accompanying degradation and decreases with duration of the service. This phenomenological event has a direct correlation with mechanical strength (tensile strength) of paper and believed to be about the best and perhaps the most, reliable indication of thermal aging.

The breakdown strength on aged paper sample was monitored along with certain PD quantities after every loading cycle. Contrary to expectations, these parameters remained little affected over the duration of the experiments.

IV. RESULTS OF AGING EXPERIMENTS

A number of properties have been identified as being reasonably sensitive indices of degradation and monitored continuously. For the sake of brevity, and succinctness only the more important of them are included here. The correlation of various properties of insulation with DP have been shown in Table I.

Comparison has been made of the different properties in respect of their sensitivity to the amount of aging. In so doing, a term, ' $A_g(i)$ ' has been defined as the sum of the products of tem-

TABLE I
CORRELATION OF THE DIAGNOSTIC PROPERTIES WITH DP

SL No.	Property	No. data used	Correlation Coef.	
			cc _i	Remark
1	CO	40	0.79	Fair
2	CO ₂	40	0.74	Fair
3	TCG	40	0.39	Poor
4	DF	12	0.84	†
5	particle	8	0.97	†
6	BDVO	10	0.97	†
7	BDVP	8	0.93	†
8	FD	20	0.78	Fair
9	TF	20	0.78	Fair
10	AF	20	0.75	Fair
11	M2F	20	0.75	Fair
12	HM2F	20	0.17	Very poor
13	FA	20	0.56	Poor

†: Number of data sets are insufficient to make any comment.

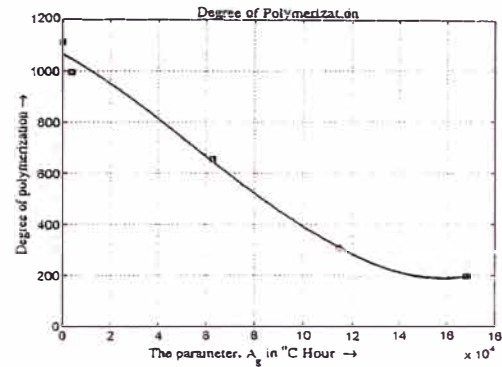


Fig. 2. Degree of polymerization vs A_g

perature (HST_i) and aging duration (t_i) up to and including the block i .

$$A_g(i) = \sum_{i=1}^i HST_i \times t_i \quad (2)$$

The term ' A_g ', represents a quantitative index of thermal degradation or aging. In some sense, the quantity $A_g(i)$ can be treated as a measure of the amount of abstract degradation of insulation, the abstraction absolves itself into a measurable quantity when a property of insulation sensitive to the degradation is identified.

To facilitate making references and comparisons to field data, as also the results of other authors, a transformation of the quantity in Eqn.(2) has been suggested, in which, A_g is expressed in terms of DP, by way of a stand alone program.

The changes in the DP vs. duration of aging with the applied load cycle is shown in Fig. 2. It may be observed that the DP (mean) shows, as expected a decreasing trend with the accumulation of degradation. In fact, towards the end, the DP can be seen to have come down to a value of about 200, which is already approaching the lower limit for acceptance.

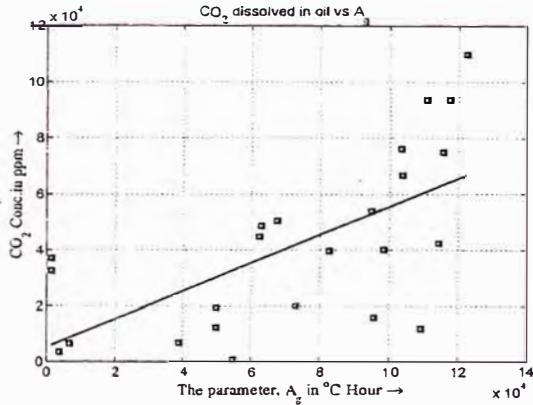


Fig. 3. Scatter in CO_2

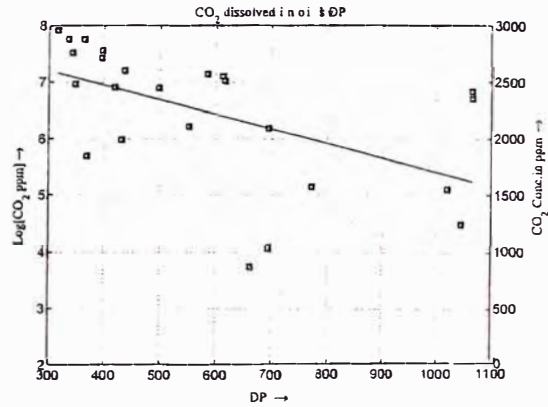


Fig. 4. CO_2 vs DP

A. Carbon oxides

Transformers in service are monitored for dissolved gas content as this has shown promise of being effective in the diagnosis of particular fault-types, such as arcing and PD but the present knowledge appears to be insufficient [17], [18] to detect and analyze faults in paper insulation especially of thermal origin.

This aspect of dissolved gas analysis has been taken up rigorously in the present work. In the following, the efficacy of the gas analysis, based on COx and a class of the furfurals which are seen to bear a fair degree of correlation with the amount of degradation are shown from Fig. 3 to Fig. 10.

It has been pointed out that the amount of generated gases and furfurals are on the higher side in the laboratory experiments [1], [8], [17] than in transformers in the field. An appropriate correction (presented later) has been given to validate the data with an actual transformer on site and corrected results have been presented.

It can be observed from the Fig. 3 that the CO_2 plot is scattered w.r.t the term ' A_9 '. It is difficult to map the relationship between degradation and CO_2 . However, it is seen that a linear curve can be fitted between the logarithm of gas generation and degradation data. Later, in this section, logarithm of gas generation (GG) has been plotted against the DP value and reference has been given to published literature wherever it is applicable. For the convenience and readability, the linear scale has been shown in the right y-axis of these plots.

It can be seen here that the logarithm of COx concentration (Fig. 4) is still scattered but a nearly linear relationship (trend) can be established between this parameter and DP. The variation of CO_2 data obtained from the present experimental studies seem to be in line with field data [19]. Similar results can be observed in case of CO from the Fig. 5.

B. Furfural analysis

Of the five furfurals (presented Table I), a few of them have been seen to bear a fair correlation with DP. In Fig. 6, the changes in total furans (TF) content w.r.t DP has been shown. It can be

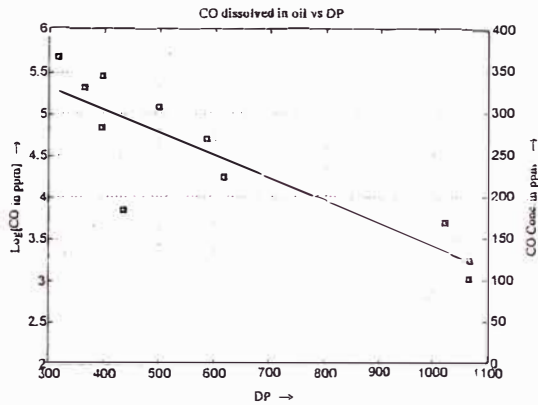


Fig. 5. CO vs DP

noted that though this parameter shows more or less monotonicity, it has been observed that [14] the data presented there have large variation from transformer to transformer.

In Fig. 7, a scatter plot of total furan content data acquired from the laboratory experiments as well as data on the power and station transformer in the field has been presented. It can be seen that the present experimental data have reasonable correlation with the actual field data.

The 2-Furadehyde, an important degradation byproduct of cellulose, is known to indicate the loss of life of paper in the power transformer in service. This by-product is the primary furfural and increases monotonically with aging. The data however, is generally scattered and has been shown in Fig. 8.

It is interesting to note that the two other furfurals, 2-Acetylfuran and 5-Methyl-2-furaldehyde show un-anticipated continuous change similar to 2-Furadehyde, in all the cases observed. The repeatability and reproducibility in the trends of these two furfurals can be seen from Fig. 9 and Fig. 10.

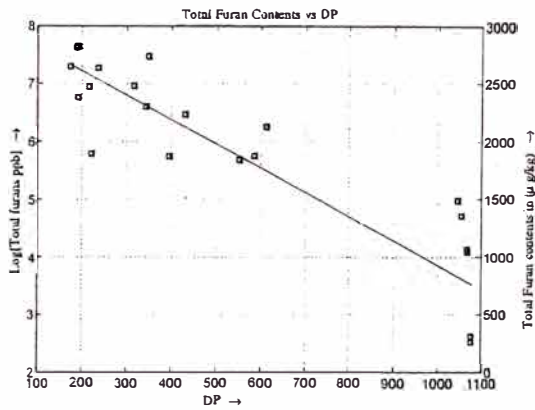


Fig. 6. Total Furans dissolved in oil vs DP

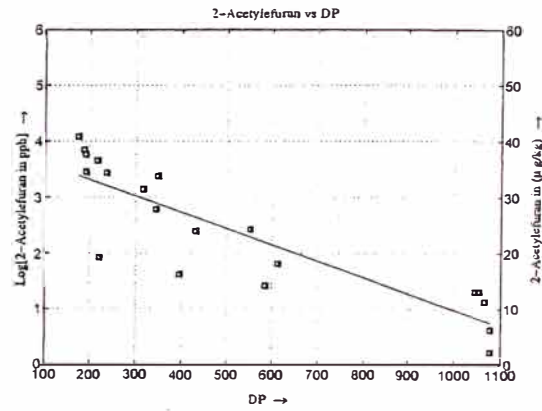


Fig. 9. 2-Acetylfuran vs DP

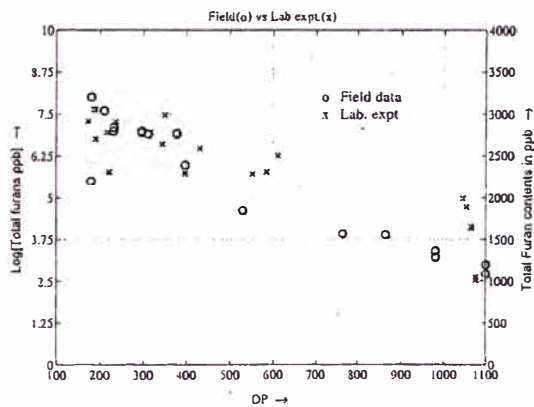


Fig. 7. Comparison with Field data

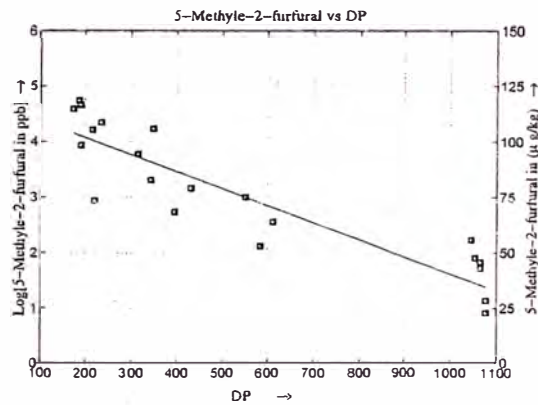


Fig. 10. 5-Methyl-2-furfuraldehyde vs DP

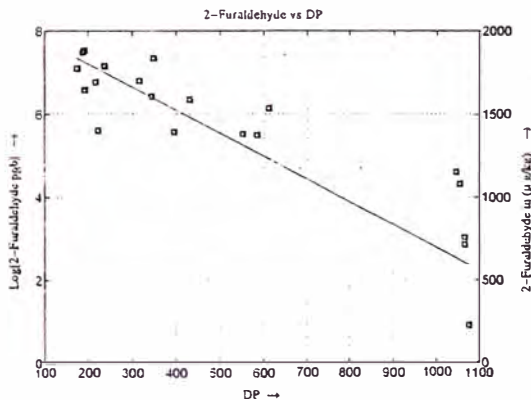


Fig. 8. 2-Furaldehyde vs DP

V. ESTIMATION OF LIFE OF OIL- FILLED TRANSFORMERS

In the recent past, expert systems for automatic monitoring of system performance with particular reference to station equipment has come into vogue. In such an endeavour, the thermal behavior of oil-impregnated cellulose and that of the oil component itself, was needed to be assessed. The long-time thermal behaviour of such systems should be understood before any prognostic schedules are to be drawn up. A failure model has been proposed by the CIGRE to study the serviceability of a power transformer and is shown in the Fig. 11. It is imperative here that the actual measurement or estimation of these parameters will enable one to predict the remaining service life and serviceability of the equipment besides predicting the failure.

A. On the accelerating factor

An aspect of great interest and relevance for power supply utilities is to try and quote the elapsed life or remaining life of a station equipment, such as a power transformer. This task is, by no

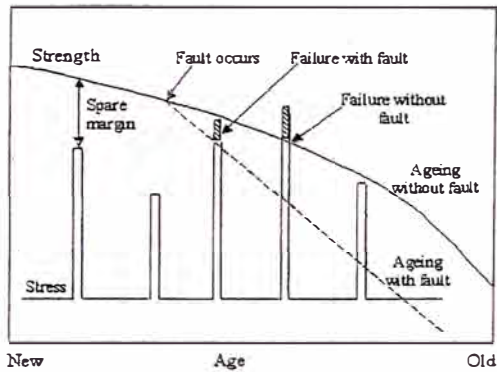


Fig. 11. An abstract of transformer failure-prepared by CIGRE

means easy as it involves conflicting requirements. Montsinger's rule [2] states that a life reduction of nearly 50% would occur for every 10°C rise in the temperature of insulation. This rule is now untenable since the quality of every component of transformer insulation is now much more superior than it was at that time. A retrograde factor is the fact that the factors of safety on the insulation and other design components are much lower. This is due to the fact that the system is stressed, thermally, electrically and mechanically to much higher levels.

The prediction of the remaining life of a transformer is based on the theory of stochastic processes (temporal random processes) and is quite outside the purview of present investigation. However, a qualitative assessment of life can be made using empirical formulae suggested by Dakin. Essentially, it incorporates the HST in what is called an accelerated aging factor, Eqn. (3), which, when used as multiplication factor with the life spent in hours gives elapsed life [4].

$$AAF = \text{Exp} \left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{HST + 273} \right] \quad (3)$$

This factor, AAF, is nearly unity at a temperature of about 110°C and above this temperature the factor accounts for a thermal acceleration. If the hottest spot temperature varies due to a dynamic load cycle, the equivalent aging time can be calculated using the equation (4):

$$t_{\text{equiv-age}} = \sum AAF_{\text{eqv}} \Delta t \quad (4)$$

A factor defined as an 'equivalent aging factor' can be worked out for relating stepped loading (Fig. 1) to continuous loading as shown below.

$$AAF_{\text{eqv}} = \frac{\sum_i^N AAF_i \Delta t_i}{\sum_i^N \Delta t_i} \quad (5)$$

B. A novel approach to estimation of life based on diagnostic properties

The procedure for life estimation based on the formulation given above, though straightforward, does not seem to give accurate estimation of life. The main reason for this is the fact that

it considers temperature as the only degrading agent and ignores all other factors. As was mentioned earlier that the survey conducted by CIGRE reported that the uncertainty involved in the computation of loss of life based on Arrhenius law is high. This is due to the fact that the reactions rates are unpredictable within a factor of 3 to 4. With this in view, the authors thought it fit to express the elapsed life, more precisely, in terms of the several chemical dissociation effects (decomposition by-products of cellulose). Also, the degradation, being a stochastic process, is very imprecise if described by a mean process such as temperature rise only.

Mean values of some of the properties monitored during the series of experiments, including the DP, have been shown in Table II. The raw data have been corrected for thermal acceleration. For example, an acceleration factor in neighbourhood of 40 seems to be a reasonable estimate (using equation (5)). While on this point, the authors wish to point out that, the correction factor would depend on the type of transformers such as hermetically sealed or free breathing type. Gas-liquid equilibrium considerations permit one to make a proper estimation of CO_x . If the diffusivity, solubility and pressure of the gas are known, it is possible to find out its temperature dependent equilibrium concentration.

TABLE II

THE MEAN VALUES OF SEVERAL DIAGNOSTIC PARAMETERS AND DP

Age Years	TF ppb	FD ppb	AF ppb	MZF ppb	CO_2 ppm	CO ppm	DP
1.27	41	13	2	4	218	34	1044
2.55	54	19	2	5	265	40	971
3.86	69	26	3	7	318	47	911
5.21	88	36	4	8	381	55	853
6.59	111	49	5	9	452	65	797
8.01	139	66	5.6	11	533	75	744
9.47	172	88	6.5	13	624	86	693
10.97	212	115	7.5	15	726	98	644
12.51	257	149	9	17	838	112	597
14.09	310	191	10	20	960	126	553
15.72	370	241	11	23	1093	142	511
17.38	438	300	12	26	1236	158	471
19.08	513	369	14	29	1388	176	433
20.83	595	448	15	32	1548	194	398
22.60	683	536	17	35	1714	212	365
24.41	778	637	18	39	1884	231	334
26.24	877	740	20	43	2058	250	306
28.09	980	844	22	46	2231	269	279
29.93	1084	950	23	50	2402	289	255
31.76	1187	1060	25	53	2569	310	234
33.55	1289	1180	26	56	2728	332	214
35.27	1386	1310	28	60	2878	355	197

It has been repeatedly established that DP bears an excellent correlation, very often greater than 0.9, with aging. From the Table I, the correlation of DP with the dissolved furan and CO_x is fair. Using this data as input, a linear, piece-wise continuous, function has been evolved to relate the DP with the results of Furan and carbon oxides as in Eqn. (9). Based on this model a user-friendly software program has been developed. The objective of the program is to work out a computational algorithm for approximate loss of the equipment life using the correlated diagnostic properties. Provision has been made in the software to estimate the DP without actually conducting this destructive experiment

and using the DGA and furfurals data. The coefficients in this equation have been adjusted to read the same volumetric unit, either ppm, or, ppb. Since the sampling of oil can be done even when transformer is in service, the formulation given below can be used for online monitoring of remaining life.

$$\begin{aligned}
 DP &= g_1(CO) = \hat{a}_0 + \hat{a}_1 \log(CO) \\
 DP &= g_2(CO_2) = \hat{b}_0 + \hat{b}_1 \log(CO_2) \\
 DP &= g_3(TF) = \hat{c}_0 + \hat{c}_1 \log(TF) \\
 DP &= g_4(FD) = \hat{d}_0 + \hat{d}_1 \log(FD) \\
 DP &= g_5(AF) = \hat{e}_0 + \hat{e}_1 \log(AF) \\
 DP &= g_6(M2F) = \hat{f}_0 + \hat{f}_1 \log(M2F)
 \end{aligned} \quad (6)$$

The empirical formulations for predicting DP from only one gas parameter is called as local model. A more general fitting is obtained by combining these individual linear relationships by introducing a weight to individual expression in (6). The weights are estimated based on the correlation of the parameters with DP and as in equation (7), the improved model (the weighted linear model as it may be called) is shown in equation (8).

$$w_i = cc_i / \sum_{i=1}^{i=6} cc_i \quad (7)$$

$$DP = \sum_{i=1}^{i=6} g_i w_i \quad (8)$$

In its fully expanded form DP can be expressed as function of all the gas and furfural concentration as shown below;

$$\begin{aligned}
 DP &= C_o + a \log(CO) + b \log(CO_2) + c \log(TF) \\
 &+ d \log(FD) + e \log(AF) + f \log(M2F) \quad (9)
 \end{aligned}$$

$$C_o = w_1 \hat{a}_0 + w_2 \hat{b}_0 + w_3 \hat{c}_0 + w_4 \hat{d}_0 + w_5 \hat{e}_0 + w_6 \hat{f}_0 \quad (10)$$

$$\begin{aligned}
 a &= w_1 \hat{a}_1 & b &= w_2 \hat{b}_1 \\
 c &= w_3 \hat{c}_1 & d &= w_4 \hat{d}_1 \\
 e &= w_5 \hat{e}_1 & f &= w_6 \hat{f}_1
 \end{aligned} \quad (11)$$

Table III incorporates the values of the coefficients and their weights.

$$Elapsed\ Life = 20.5 \times \ln \left[\frac{1100}{DP} \right] \text{ in yr.} \quad (12)$$

The empirical formula given in equation (12) is based on an initial value of mean DP of about 1100, for fresh transformer paper.

The authors wish to mention that the amount of data collected during the experimental run might not have been sufficient to

TABLE III
PARAMETERS OF THE PROPOSED MODEL, EQN. (9)

Parameter	cc_i	w_i	Normal fitting	Weighted coef.	Symbol	Range ‡ (ppm/ppb)
Const.	-	-	1897	1895	C_o	-
CO	0.792	0.172	-60.59	-62.69	a	30-400
CO ₂	0.715	0.160	-54.10	-52.02	b	218-4000
TF	0.782	0.170	-39.67	-40.53	c	40-1900
FD	0.776	0.169	-30.20	-30.61	d	10-1700
AF	0.752	0.164	-57.18	-56.17	e	2-32
M2F	0.755	0.164	-54.30	-53.56	f	4-67

‡: COx are in ppm and furfurals in ppb

undertake an intensive statistical analysis. Hence, an objective assessment of the variability in the coefficients, their confidence interval estimation and hence the bounds on the estimated life cannot be worked out at this point of time. Even so, the expressions derived above and used on a as-is-where-is basis, seems to give some interesting results, prompting the authors to believe that this could be a starting point for a more rigorous formulation of equipment life.

VI. CONCLUSION

- An improved thermal aging experimental design has been instituted so as to gather information on the status of insulation by diagnostic testing and condition monitoring.
- The results of a series of experiments performed to assess the condition of insulation as a function of time suggests that this work could, with further refinement and data, have a great potential for working out more precise DTCM schedule for power transformers in service.
- Of the several parameters monitored during aging experiments, only a few parameters whose correlation with DP have been selected and tabulated for a easy reference.
- A semi-empirical expression has been developed to estimate the loss of life of power and station transformer by analyzing gas content and furfural dissolved in oil without performing off-line and destructive tests. This is believed to be a very useful information to station engineers and utility managers.

REFERENCES

- [1] M. K. Pradhan, T. S. Ramu, "Diagnostic Testing of oil-impregnated paper Insulation in Pro-rated Power Transformers under Accelerated Stress". Conference record of IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), USA, IN, 19th-22nd Sept. 2004, pp 66-69.
- [2] V. M. Montsinger "Loading the Transformers by Temperature" AIEE Transactions, Vol-49, 1930, pp, 776-792.
- [3] T. W. Dakin "Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Reaction Rate Phenomenon" AIEE Transactions, Vol-66, 1947, pp 113-122.
- [4] IEEE loading guide for mineral oil immersed transformer, C57.91.1995, pp:1-55
- [5] Working Group 09, Study Committee 12 "Lifetime Evaluation of Transformers", Electra, No.150, Oct-1993, pp 39-51
- [6] IEEE std. C57.100.1999, "IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation Liquid-immersed Distribution and Power Transformers". (Also see normative Appendix) pp:1-10.
- [7] Wang Yue, Huan Zhixiao, J Zhang, "Expediting the Cellulose Aging Evaluation and Life Prediction through Degree of Polymerization Measurements". Proceedings of Second International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, 12-16 Sept. 1988, Vol. 1, pp: 328-331
- [8] D H Shroff, A W Stannett "A review of Paper Ageing in Power Transformer", IEE Proc. Vol. 132, Pt. C No 6, Nov 1985, pp 312-319

- [9] H Yoshida, Y Ishioka, T Suzuki, T Yanari, T Teranishi "Degradation of Insulating Materials of Transformer", *IEEE Tran. on EI*, Vol.22 No. 6, Dec 1987, pp 795-800.
- [10] J Unsworth, F Mitchell "Degradation of Electrical Insulating Paper Monitored with High Performance Liquid Chromatography", *IEEE Tran. on EI*, Vol.25 No. 4, Aug 1990, pp 737-746.
- [11] J P Percherancier, P J Vaurchex "Fourier Transform Infrared (FT-IR) Spectrometry to detect Additives and Contaminants in Insulating Oils", *IEEE, DEIS, Feature Article*, Vol. 14, No. 3. May/June 1998, pp 23-33
- [12] R.M. Morais, W.A. Mannheimer, M. Carballeira, J. C. Noualhaguet, "Furfural Analysis for Assessing Degradation of Thermally upgraded Papers in Transformer Insulation", *IEEE Trans., DEIS*, Page(s): 159-163, Vol. 6, No. 2. April 1999, pp 159-163.
- [13] A.M. Emsley, X Xiao, R. J. Heywood and M Ali "Degradation of Cellulosic Insulation In Power Transformers, part 2: Formation of Furan products in insulating oil, *IEE Proc. Sci. Meas. Technol.*, 2000, Vol. 147, No. 3, pp 110-114.
- [14] M. K. Pradhan "Conformal Thermal Models for Optimal Loading and Elapsed Life Estimation of Power Transformers", PhD thesis, Dept. of High Voltage Engineering, Indian Institute of Science, Bangalore, India, August, 2004, pp: 70-94
- [15] M. K. Pradhan, T. S. Ramu "Prediction of Hottest Spot Temperature (HST) in Power and Station Transformers", *IEEE tran. on Power Delivery*, Vo. 18 , No. 4 , Oct. 2003, pp 1275-1283.
- [16] M. K. Pradhan and T. S. Ramu "Estimation of the Hottest Spot Temperature (HST) in Power Transformers Considering Thermal Inhomogeneity of the Windings" *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol.19, No.4, Oct. 2004, pp: 1704-1712
- [17] H. Kan, T. Miyamoto, Y. Makino, S. Mamba, T. Hara, "Absorption of CO₂ and CO Gases and Furfural in Insulating Oil into Paper Insulation in Oil-Immersed Transformers", *Conference Record of the 1994 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Pittsburgh, PA USA, June 5-8, 1994, pp.41-44
- [18] H. Kan, T. Miyamoto "Proposals for Improvement in Transformer Diagnosis using Dissolved Gas Analysis (DGA)", *IEEE DEIS, feature article*, Vol.11, No.6, Nov/Dec 1995, pp.15-21
- [19] D. Allan, C. Jones, B. Sharp "Studies of the Condition of Insulation in Aged Power Transformers. part 1: Insulation Condition and Remnant Life Assessments for In- Service Units", *Proceedings of 3rd International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, July 8th-12th, 1991, Tokyo, Japan, pp.1116-1119