

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**IMPLEMENTACIÓN DEL MANTENIMIENTO CENTRADO  
EN LA CONFIABILIDAD A LOS ELEMENTOS DE  
MANIOBRA DE UNA SUBESTACIÓN DE POTENCIA**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**JIMMY MARCOS RIVERA TORPOCO**

**PROMOCIÓN  
2003 - II**

**LIMA – PERÚ  
2008**

**IMPLEMENTACIÓN DEL MANTENIMIENTO CENTRADO  
EN LA CONFIABILIDAD A LOS ELEMENTOS DE  
MANIOBRA DE UNA SUBESTACIÓN DE POTENCIA**

*Dedico este trabajo a:  
Mis padres, hermanos y sobrinos,  
que siempre me han apoyado  
y motivado en todo momento.  
Agradecer también a todas  
aquellas amistades que me  
alentaron para la culminación  
de este gran esfuerzo.  
¡Bendiciones para ellos!*

## **SUMARIO**

El presente trabajo fundamenta como base teórica los procesos necesarios para implementar la filosofía del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) a los elementos de maniobra de una subestación de potencia, aplicándose para la elección óptima de la tarea de mantenimiento.

Se realiza un práctico análisis de mantenimiento mediante el desarrollo de las “Siete Preguntas Básicas del RCM”, basándonos de los criterios del personal de operación y mantenimiento. En este caso, aplicaremos esta filosofía a los elementos de maniobra de la Subestación de Paramonga Existente (SEPAEX), para ver como es el impacto final al término de su desarrollo.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	01
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DE CASOS</b>	
1.1. Descripción de casos	03
1.2. Objetivos del informe	04
1.3. Alcances del informe	04
1.4. Limitaciones del informe	04
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>FILOSOFÍA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD</b>	
<b>RCM</b>	
2.1. Evolución del mantenimiento	05
2.1.1. La primera generación	05
2.1.2. La segunda generación	05
2.1.3. La tercera generación	06
2.2. Los patrones de falla	09
2.3. Retos que enfrenta el mantenimiento	11
2.4. El mantenimiento y el RCM	12
2.5. Preguntas para el mantenimiento	13
2.6. Generalidades del RCM	14
2.7. Características del RCM	15
2.8. RCM: Siete preguntas básicas	16
2.9. El producto del RCM	16
2.10. Definición de términos	17
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>PROCESOS BÁSICOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL RCM</b>	
3.1. Orientación de la implementación	20
3.2. Selección del personal de revisión	21
3.3. Selección de sistemas	23

3.4.	Codificación de los equipos	25
3.5.	Levantamiento de registro de los equipos	27
3.6.	Análisis RCM a los equipos	29
3.6.1.	Funciones y estándares de rendimiento del equipo	29
3.6.2.	Fallas funcionales del equipo	30
3.6.3.	Análisis de modos y efectos de fallas	31
a)	Modos de falla (Causas de falla)	31
b)	Efectos de falla	31
3.6.4.	Consecuencia de las fallas	32
a)	Consecuencias de las fallas ocultas	33
b)	Consecuencias en la seguridad, salud y el medio ambiente	33
c)	Consecuencias operacionales	34
d)	Consecuencias no-operacionales	35
3.6.5.	Tareas de mantenimiento	37
a)	Tareas proactivas	37
b)	Acciones predefinidas	40
3.6.6.	Recursos para la evaluación del costo total	43
3.6.7.	Proceso de decisión RCM	43

#### **CAPÍTULO IV**

#### **APLICACIÓN DE LA FILOSOFÍA RCM A LOS ELEMENTOS DE MANIOBRA DE UNA SUBESTACIÓN DE POTENCIA**

4.1.	Descripción del sistema - equipos	45
4.2.	Desarrollo preliminar del análisis	48
4.3.	Desarrollo cualitativo del análisis	51
4.3.1.	Hoja de información	51
4.3.2.	Análisis de costos	55
4.3.3.	Diagrama de proceso de decisión	57
4.3.4.	Hoja de decisión	57
4.4.	Aplicación de las tareas de condición	62
4.4.1.	Pruebas eléctricas a interruptores	62
a)	Prueba de resistencia de contactos	62
b)	Prueba de resistencia de aislamiento	62
c)	Prueba de tiempo de cierre y apertura y simultaneidad de contactos	63
d)	Prueba de factor de potencia del aislamiento	64

4.4.2. Análisis del aceite	64
a) Análisis fisico-químico	64
b) Análisis de gases disueltos en aceite	65
4.4.3. Inspecciones termográficas	65
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>67</b>
<b>ANEXOS</b>	
<b>BIBLIOGRAFÍAS</b>	

## INTRODUCCIÓN

Es de conocimiento general que hoy en día, la energía eléctrica es necesaria para muchos aspectos de la vida diaria, ninguna persona o empresa está exenta del uso de la energía eléctrica, de una forma u otra. Es más, la continuidad de este servicio depende en gran parte de cada uno de los elementos de las subestaciones eléctricas. Dos de ellos son los interruptores y seccionadores de potencia, comúnmente llamados Elementos de Maniobra, cada uno con funciones específicas e importantes a la vez.

Siendo la subestación, elemento importante en los sistemas eléctricos de potencia, además de ser los de mayor costo económico, necesita tener un gran interés en aplicar en ellas una adecuada Gestión del Mantenimiento.

Las empresas buscan asegurar y mejorar su competitividad por medio de acciones y decisiones con el objeto de minimizar los tiempos de mantenimiento programado, las cantidades de reparaciones, los repuestos a requerir, los tiempos de paradas de sus equipos, los riesgos laborales, los incidentes ambientales y los costos de mantenimiento.

La idea del mantenimiento está cambiando, debido 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 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 presión para conseguir una alta disponibilidad de la maquinaria al mismo tiempo que se optimizan.

Frente a esta avalancha de cambios, el personal que dirige el mantenimiento está buscando un nuevo camino, quiere evitar equivocarse cuando se toma alguna acción de



mejora, y trata 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.

Es por eso que se buscan filosofías orientadas al mantenimiento y a la confiabilidad de sus equipos. Una de ellas es implementar el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), mediante el empleo de una serie de procesos que son definidos y estudiados en forma cualitativa para la elección óptima de la tarea de mantenimiento.

Si se implementa y se aplica correctamente el RCM, se garantiza que los sistemas conserven su funcionamiento de manera normal y eficiente durante todo su ciclo de vida, logrando obtener la satisfacción de los clientes y usuarios bajo un entorno “confiable”.

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DE CASOS

### 1.1. Descripción de casos

El problema que se da en la continuidad de suministro de energía de una planta eléctrica forma parte del concepto más general de la confiabilidad del servicio. Es por eso, que la disponibilidad de sus equipos es un objetivo clave dentro de cualquier instalación.

Históricamente, las tareas del mantenimiento en diferentes subestaciones estaban basadas en acciones preventivas, con la idea de que dicha actividad laborada frecuentemente podía prevenir la mayoría de las fallas de los equipos; pero a lo largo de los años, se ha verificado que no es verdad. Dichas tareas con sus factores clave: tiempo, frecuencia y contenido de su ejecución quedan enteramente en algunos casos a juicio del responsable de mantenimiento, haciendo que su programación de tareas sea realizada mentalmente por él o incluyendo argumentos como: “Siempre fue hecho así, por lo tanto, debe ser conveniente hacerlo”, “Creo que seria bueno hacerlo”, “El fabricante dice que deberíamos hacerlo así”, “Cuánto más le hagamos mejor” o “Cuánto menos lo toquemos mejor”.

Evidentemente, estos argumentos no son ideales, pues no hay una racionalidad, ni un sistema estructurado, para la selección de las tareas de mantenimiento, y por lo tanto, no hay modo de saber efectivamente si las tareas definidas son técnicamente correctas o representan una optimización eficiente de los equipos.

Por otra parte, ha veces no se toma mucha consideración las evaluaciones de las diferentes consecuencias de las fallas que se presentan en la instalación propia y para el personal. No habiendo una coordinación directa entre la disponibilidad del equipo; costos de mantenimiento y los riesgos a la seguridad del personal y al medio ambiente.

## **1.2. Objetivos del informe**

Llevar a cabo la implementación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, mediante el estudio de los procesos asignados en su filosofía, con el fin de optimizar bajo análisis de fallas un plan de tareas estratégicas.

## **1.3. Alcances del informe**

El alcance de este informe se centra sobre todas aquellas empresas en las que necesiten optimizar la relación “costos respecto a beneficios” en sus planes de mantenimiento, dándoles mayores confiabilidades al equipo, costo mínimo en sus tareas de mantenimiento, y menores riesgos a la seguridad del personal y al medio ambiente.

## **1.4. Limitaciones del informe**

La falta de información sobre costos operacionales por pérdida de energía eléctrica, registros de fallas y registros de mantenimiento, son algunos obstáculos para el desarrollo del análisis. Es por eso, que este informe fue desarrollado bajo la metodología cualitativa de personal de operación y mantenimiento, con criterios referenciales en el desarrollo y la evaluación.

## **CAPÍTULO II**

### **FILOSOFÍA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD - RCM**

#### **2.1. Evolución del mantenimiento**

Como todo proceso en evolución, el dominio del mantenimiento ha seguido una serie de etapas cronológicas que se han caracterizado por una metodología específica.

##### **2.1.1. La primera generación**

La primera generación cubre el período hasta la II Guerra Mundial. En esos días la industria no estaba altamente mecanizada, por lo que los períodos de paradas de servicio no importaban mucho. Esto significó que la prevención de fallas de los equipos no tenía una prioridad muy alta en las mentes de la mayoría de los gerentes.

Los equipos que se empleaban eran simples y muchos de ellos estaban sobredimensionados. Esto los hizo confiables y fáciles de reparar.

Como resultado, la necesidad de personal calificado era menor que ahora, ya que no había la necesidad de un mantenimiento sistemático de cualquier clase más allá de una simple limpieza, servicios y rutinas de lubricación.

##### **2.1.2. La segunda generación**

Durante la Segunda Guerra Mundial las cosas cambiaron drásticamente. Las presiones de tiempo por la guerra aumentaron la necesidad de productos de toda clase mientras que la disponibilidad de obra industrial bajó de forma considerable. Esto llevó a la necesidad de un aumento de mecanización.

Por los años de 1950, las empresas habían comenzado a depender de numerosos equipos, cada vez más complejos y de todos los tipos.

Al aumentar esta dependencia, el tiempo fuera de servicio de un equipo se hizo más evidente. Esto condujo a la idea que las fallas se podían y debían prevenirse, lo que dio como resultado el nacimiento del concepto del mantenimiento preventivo, que consistía principalmente en reparaciones de los equipos hecho a intervalos fijos.

El costo de mantenimiento también empezó a subir sorprendentemente, relativo a otros costos operativos. Esto llevó al crecimiento de los sistemas de planificación y control del mantenimiento. Y es ahora una parte establecida de la práctica de mantenimiento.

### **2.1.3. La tercera generación**

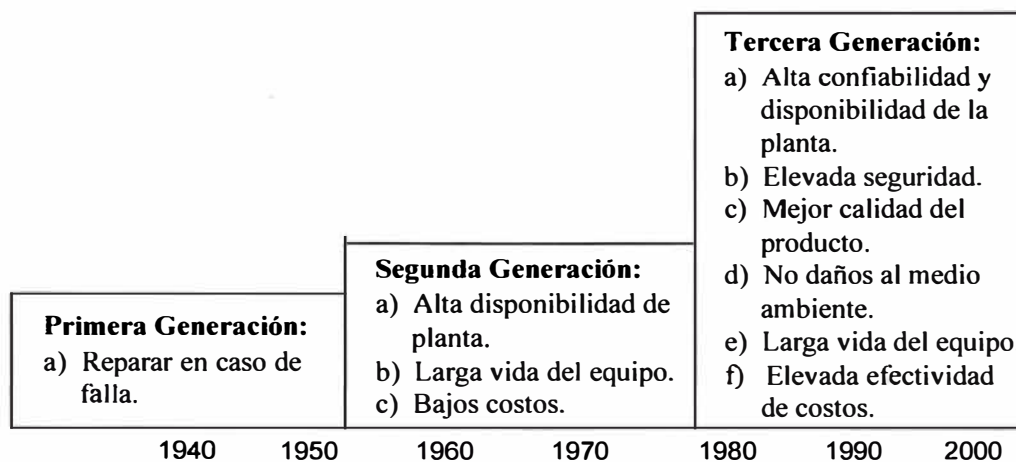
Desde mediados de los años setenta, el proceso de cambio en las empresas ha tomado incluso velocidades más altas. Los cambios pueden ser clasificados como: nuevas expectativas, nueva investigación y nuevas técnicas.

• **Nuevas expectativas:** La Fig. 2.1 muestra como han evolucionado las expectativas. El tiempo fuera de servicio siempre ha afectado la capacidad productiva de los equipos reduciendo su rendimiento, aumentando los costos operativos e interfiriendo el servicio al cliente.

En tiempos recientes, el crecimiento de la mecanización y la automatización ha significado que la confiabilidad y la disponibilidad se han vuelto ahora también problemas importantes en sectores tan diversos como el cuidado de la salud, procesamiento de datos, telecomunicaciones y gestión de la construcción.

Con este crecimiento, las fallas empiezan a tener consecuencias serias en la seguridad o en la conservación del medio ambiente, ya que las normas en estas áreas están aumentando rápidamente. En algunas partes del mundo, el punto se está acercando a que las organizaciones o satisfacen la seguridad de la sociedad y las expectativas medioambientales o dejan de operar. Esto agrega un orden de magnitud a nuestra

dependencia en la integridad de nuestros equipos, uno de los cuales va más allá del costo y qué se vuelve un asunto simple de supervivencia orgánica. Al mismo tiempo que nuestra dependencia en los equipos está creciendo, también lo es su costo para operar.



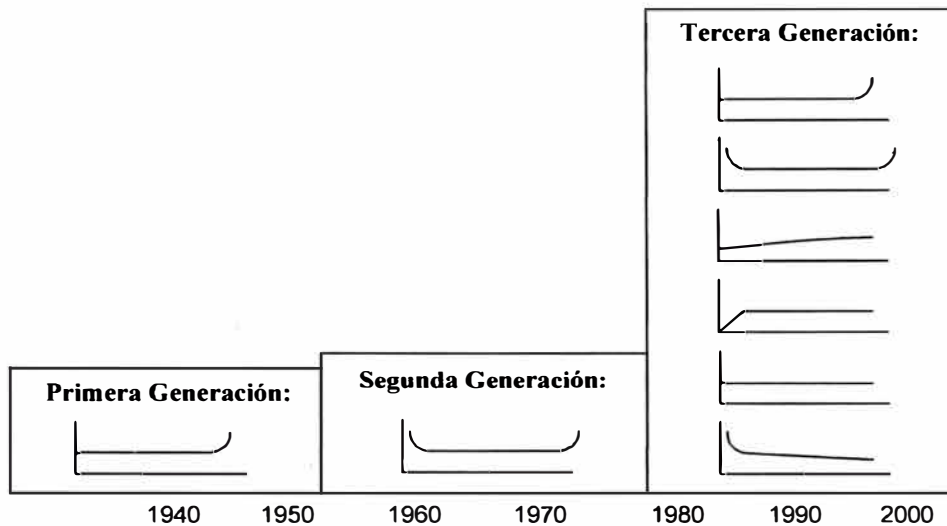
**Fig. 2.1: Crecimiento de las Expectativas del Mantenimiento**

Finalmente, el costo de mantenimiento todavía está aumentando, en términos absolutos y como una proporción del gasto total. En algunas industrias, es ahora el segundo más alto o incluso el componente más alto de los costos operativos.

Como resultado, en sólo treinta años se ha movido de casi nada a la cima de la lista de costos de alta prioridad a controlar.

• **Nueva investigación:** Mucho más allá de las mejores expectativas, la nueva investigación está cambiando las creencias básicas acerca del mantenimiento. En particular, se hace aparente ahora que hay una menor conexión entre el tiempo que lleva un equipo funcionando y sus probabilidades de falla.

La Fig. 2.2 muestra cómo el antiguo punto de vista de la falla simplemente era que cuando las cosas envejecían, más probablemente fallaban. Un conocimiento creciente de la “mortalidad infantil” llevó a la creencia extendida en la Segunda Generación sobre la curva de la “bañera”.



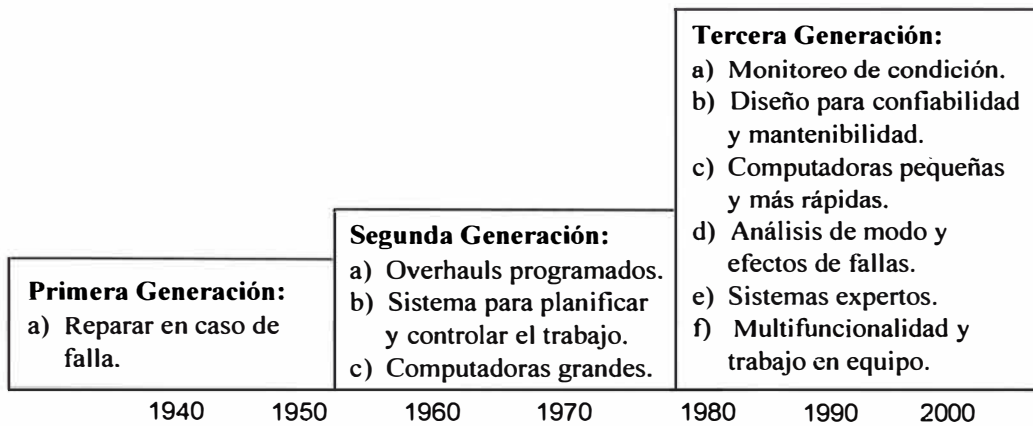
**Fig. 2.2: Evolución del Concepto sobre la Relación Fallas vs Vida útil del equipo**

Sin embargo, la investigación de la Tercera Generación ha revelado que no sólo dos, sino seis modelos de falla ocurren realmente en la práctica.

• **Nuevas técnicas:** Hubo un crecimiento explosivo en los nuevos conceptos y técnicas de mantenimiento. Se han desarrollado centenares durante los últimos quince años y están surgiendo más hasta ahora.

La Fig. 2.3 muestra cómo el énfasis clásico en los sistemas de reparación y administrativos han crecido, incluyendo muchos nuevos desarrollos en varios campos diferentes. Los nuevos desarrollos incluyen:

- Herramientas de apoyo para la toma de decisión, como estudios de riesgo, modos de falla, análisis de efectos y sistemas expertos.
- Nuevas técnicas de mantenimiento, como el monitoreo de condición.
- Diseño de equipos con un mayor énfasis en la Confiabilidad y Mantenibilidad.
- Un mayor cambio en el pensamiento orgánico hacia la participación, trabajo en equipo y flexibilidad.



**Fig. 2.3: Evolución de las Técnicas de Mantenimiento**

Un mayor desafío que enfrentan las personas de mantenimiento hoy en día, no sólo es aprender lo que son estas técnicas, sino decidir qué vale la pena y qué no, en sus propias organizaciones. Si realizamos las opciones correctas, es posible mejorar el rendimiento del recurso y al mismo tiempo mantener e incluso reducir el costos de mantenimiento. Si realizamos las opciones malas, se crean nuevos problemas mientras los problemas existentes se ponen peor.

## 2.2. Los patrones de falla

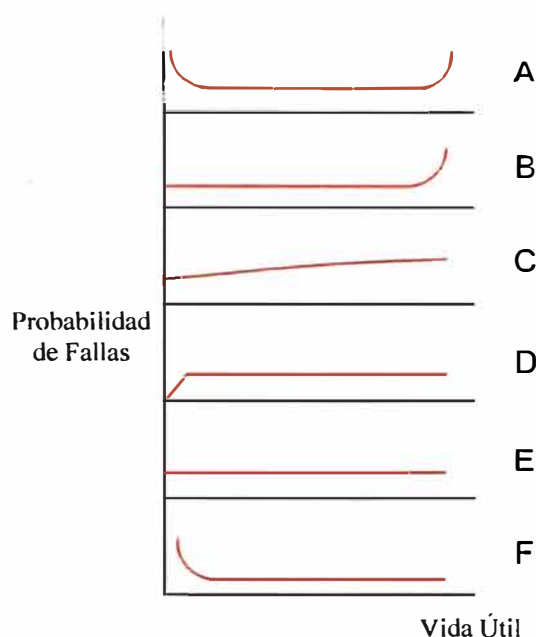
Al final de los 1950's. la aviación comercial mundial estaba sufriendo una alta tasa de accidentalidad, conectada con el auge de los viajes aéreos, significaba que la industria tenía que empezar a hacer algo para mejorar la seguridad. El hecho de que una tasa tan alta de accidente fuera causada por fallas en los equipos significaba que, al menos inicialmente, el principal enfoque tenía que hacerse en la seguridad de los equipos.

En 1978 la aviación comercial en Estados Unidos publicó un estudio de patrones de falla en los elementos de aviones, cambiando todas las costumbres que hasta el momento se tenía sobre el mantenimiento.

La Fig. 2.4 muestra cómo el punto de vista acerca de las fallas en un principio era simplemente que cuando los recursos físicos envejecen tienen más posibilidades de fallar, 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”. Se revela que en la práctica actual no sólo hay ocurrencia de un modelo de falla sino de seis diferentes.



**Fig. 2.4: Patrones de Falla (Industria Aeronáutica)**

Ahora, los equipos en general son mucho más complicados de lo que eran hace algunos años. Esto ha llevado a cambios en los modelos de las fallas de los equipos, mostrado en la Fig. 2.4. Puede observarse en el gráfico la probabilidad condicional de falla contra la vida útil para una gran variedad de elementos eléctricos y mecánicos.

- El modelo A es la conocida “curva de la bañera”. Comienza con una incidencia alta de falla (conocida como mortalidad infantil o desgaste de funcionamiento), seguida por una probabilidad condicional de falla constante o gradualmente creciente y luego por una zona de desgaste.
- El modelo B muestra una probabilidad condicional de falla constante o ligeramente ascendente, acabando en una zona de desgaste.
- El modelo C muestra una probabilidad condicional de falla ligeramente ascendente, pero no hay ningún desgaste identificable por la edad.
- El modelo D muestra una probabilidad condicional de falla baja cuando el elemento es nuevo o se acaba de comprar y luego hay un aumento rápido a un nivel constante.

- El modelo E muestra una probabilidad condicional de falla constante en todas las edades (falla aleatoria).
- El modelo F comienza con una mortalidad infantil muy alta, que desciende finalmente a una probabilidad condicional de falla constante o con un aumento muy lento.

Como ejemplo, los estudios hechos en la aviación civil mostraron que el 4% de las piezas está de acuerdo con el modelo A; el 2%, con el B; el 5%, con el C; el 7%, con el D; el 14%, con el E; y no menos del 68%, con el modelo F.

En general, los modelos de las fallas dependen de la complejidad de los recursos. Cuanto más complejos sean, es más fácil que estén de acuerdo con los modelos E y F. Pero no hay duda de que cuanto más complicados sean los equipos más veces encontraremos los modelos de falla (E y F).

Estos hallazgos contradicen la creencia que hay siempre una conexión entre la confiabilidad y la edad de operación. Fue esta creencia la que llevó a la idea de que cuanto más se repara un componente, es menos probable que este falle. Hoy en día, esto raramente es verdad, a no ser que haya un modo de falla dominante relacionado con la edad.

En efecto, las reparaciones programadas pueden aumentar la tasa de fallas en general, introduciendo la mortalidad infantil en los sistemas estables.

### **2.3. Retos que enfrenta el mantenimiento**

A grandes rasgos, los retos claves que enfrentan los ingenieros de mantenimiento para garantizar el funcionamiento continuo y el buen estado de conservación de los equipos a lo largo de sus vidas útiles, pueden resumirse en la aplicación de las siguientes labores:

- a) Seleccionar y aplicar las técnicas más apropiadas.
- b) Tratar con cada tipo de proceso de falla.

- c) Llenar todas las expectativas de los dueños de los equipos, los usuarios de los equipos y de la sociedad en su conjunto.
- d) Encontrar la forma más duradera y efectiva de costos.
- e) Contar con la activa participación y cooperación de todas las personas involucradas.

## 2.4. El mantenimiento y el RCM

Desde el punto de vista de ingeniería, hay dos elementos para la gestión de cualquier equipo que debe mantenerse o también de vez en cuando necesitar modificarse.

Algunos diccionarios definen mantener como la causa para continuar o para mantener un estado existente. Ambas definiciones ponen de manifiesto que el mantenimiento significa la conservación de algo.

Pero cuando se tiene que tomar la decisión de mantener algo, nos preguntamos: **¿Qué es lo deseamos causar para que continúe?, ¿Cuál es el estado existente que deseamos conservar?.**

La respuesta a estas preguntas puede encontrarse en el hecho de que todo equipo se pone en servicio porque alguien lo requiere para hacer algo. En otras palabras, ellos esperan que los equipos cumplan con sus funciones específicas.

**Mantenimiento: Asegurar que los recursos físicos (equipos) continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que ellos hagan.**

Claramente, para que esto sea posible, los equipos deben ser capaces de cumplir esas funciones previstas. En otras palabras, si cualquier tipo de equipo es incapaz de realizar el funcionamiento deseado en principio, el mantenimiento por sí solo no puede ser realizarlo. En tales casos, debemos modificar sus componentes de forma que pueda realizar el funcionamiento deseado, o por el contrario reducir nuestras expectativas.

La función determinada de cualquier equipo puede definirse de muchas formas, dependiendo exactamente de dónde y cómo se esté usando.

Como resultado de esto, cualquier intento de formular o revisar las políticas de mantenimiento deberían comenzar con las funciones y los estándares de funcionamiento asociados a cada equipo en su contexto operacional presente. Esto lleva a la siguiente definición formal del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM):

**Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad: Es un proceso empleado para determinar los requisitos de mantenimiento de cualquier equipo en su contexto operativo.**

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

## **2.5. Preguntas para el mantenimiento**

### **a) ¿Por qué se ejecuta esta técnica de mantenimiento?**

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

### **b) ¿Qué se hará con los resultados?**

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

**c) ¿Qué se debe hacer con los resultados?**

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

**d) ¿Cuál es el costo (monetario, confiabilidad, seguridad, etc.) de aplicar cualquier técnica o filosofía de mantenimiento?**

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

## **2.6. Generalidades del RCM**

- a) Es una filosofía de mantenimiento, cuya metodología estructurada establece los requerimientos para el mantenimiento basándose en las consecuencias de la falla del equipo durante la operación del sistema. Para cada una de las tareas de mantenimiento que se ejecutan, existen algunas preguntas que deben plantearse y que ayudarán a determinar la necesidad y la frecuencia.
- b) Es una estrategia que establece un programa óptimo de mantenimiento. Una definición general puede ser: “estrategia de mantenimiento global de un sistema utilizando métodos de análisis estructurados que permiten asegurar la fiabilidad inherente a un sistema”. Los criterios a tomar en cuenta son: Seguridad, Disponibilidad, Costo de mantenimiento y Calidad de la producción.

- c) Es una técnica de mantenimiento cuya metodología es de análisis sistemático, objetivo y documentado, que puede ser aplicado a cualquier tipo de instalación industrial; útil para el desarrollo u optimización de un plan eficiente de mantenimiento. El RCM analiza cada sistema y cómo puede fallar funcionalmente. Los efectos de cada falla son analizados y clasificados de acuerdo al impacto en la seguridad, operación y costo.

La idea central del RCM es que los esfuerzos de mantenimiento deben ser dirigidos a mantener la función que realizan los equipos, más que los equipos mismos, desde el punto de vista productivo. Esto implica que no se debe buscar tener los equipos como si fueran nuevos, sino en condiciones suficientes para realizar bien su función. También implica que se deben conocer con gran detalle las condiciones en que se realiza esta función, sobre todo, las condiciones que la interrumpen o dificultan; estas últimas son denominadas fallas.

## **2.7. Características del RCM**

- a) La característica más importante, quizás la más difícil de aceptar y que parece ser contraria a la noción común de que el mantenimiento se ejecuta para preservar la operación del equipo.
- b) En base a la función específica del equipo, la metodología nos permite identificar las diferentes fallas funcionales que podrían hacer incumplir dicha función. Y más aún, cada falla funcional puede ser causada por ciertos números de modos de fallas, comúnmente llamado eventos, las cuales, van hacer analizados.
- c) Prioriza la importancia de las consecuencias de cada falla, puesto que ellas pueden afectar a la producción o al servicio brindado, a la seguridad del personal e instalaciones, al medio ambiente y a los costos directos de reparación.
- d) Realiza toma de decisiones sobre las tareas de mantenimiento, no sólo para prevenir fallas sino también para evitar y reducir sus consecuencias. Su fruto es un plan de actividades, conteniendo un listado consolidado sobre monitoreo por

condición, las intervenciones basadas en el calendario y las labores para buscar fallas, el rediseño en algunos casos y las decisiones a tomar que funcione hasta que falle.

## **2.8. RCM: Siete preguntas básicas**

El RCM se centra en la relación entre la organización y los equipos que la componen, por eso mismo es llevado a cabo por un grupo de expertos en el tema. Antes de que se pueda explorar esta relación detalladamente, es necesario saber sobre los equipos que fueron instalados y decidir cuáles son las que deben estar sujetas al proceso de revisión del RCM. En la mayoría de los casos, esto significa que debe realizarse un registro completo de equipos, si no existe ya uno.

Los procesos del RCM vinculan siete preguntas acerca del equipo bajo revisión:

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

RCM se enfoca en identificar lo que se debe hacer para garantizar las funciones del equipo o sistema en forma segura, rentable, confiable.

## **2.9. El producto del RCM**

El RCM reconoce que todo tipo de mantenimiento es válido y da pautas para decidir cuál es el más adecuado para cada situación. Si se aplica de manera sugerida, un análisis de RCM produce los siguientes resultados tangibles, como sigue:

- Un programa de mantenimiento ha ejecutarse.
- Nuevos procedimientos de operación revisados por los operadores.
- Verificaciones operativas y frecuencia a las que deben realizarse las tareas.
- Algunas recomendaciones para modificar el equipo.

## 2.10. Definición de términos

### A. Confiabilidad:

Es la probabilidad de un equipo para realizar una función requerida, bajo condiciones específicas en un periodo de tiempo determinado.

Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$R(t) = e^{-t/MTBF} \quad (2.1)$$

Donde:

MTBF: Tiempo promedio entre fallas.

### B. Mantenibilidad:

Es la probabilidad de poder ejecutar una determinada operación de mantenimiento en el tiempo de reparación prefijado y bajo las condiciones planeadas.

Dentro de los eventos mínimos, desde que ocurre la falla hasta reestablecer las condiciones operativas está:

- Ocurrencia de fallas; ¿Se detecta inmediatamente?.
- Detección de la falla.
- Solicitud de reparación.
- Organización y salida de las cuadrillas de reparación.
- Tiempo de transporte.
- Inicio del trabajo.
- Localización de la falla.
- Fin de la reparación.



- Prueba de su funcionamiento.
- Entrega del activo.

Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$M(t) = 1 - e^{-(t/MTTR)} \quad (2.2)$$

Donde:

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

### C. Disponibilidad:

Es la capacidad del equipo o instalación para realizar una función requerida bajo condiciones específicas sobre un periodo de tiempo determinado, asumiendo que los recursos externos requeridos son suministrados.

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

La disponibilidad A está definida como:

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (2.3)$$

Es resumen, es de mayor prioridad incrementar el MTBF que disminuir el MTTR. Nos interesa que nuestros equipos trabajen lo más posible entre falla y falla, si estas ocurrieran.

### D. Inspeccionabilidad:

Se relaciona estrechamente con la mantenibilidad y recibirá la misma atención dentro de la actividad de estimación de la confiabilidad global. Se declara que el proceso de mantenimiento del equipo puede perfeccionarse practicando el mantenimiento basado en condición o mantenimiento predictivo. La inspeccionabilidad es la clave de ello.

Está definido como un parámetro cuantitativo que incluye:

- La accesibilidad para la inspección.
- La operatividad si es requerida.
- La habilidad para monitorear el deterioro de un elemento de la maquinaria.
- La provisión de indicadores y dispositivos de alarma.

**E. Tiempo promedio entre fallas (Mean Time Between Failure):**

Mide el tiempo promedio que es capaz de operar el equipo sin interrupciones, dentro del periodo considerado del estudio.

$$MTBF = \frac{\text{N}^\circ \text{ de horas de operación}}{\text{N}^\circ \text{ de fallas}} \quad (2.4)$$

**F. Tiempo promedio para reparar (Mean Time To Repair):**

Mide el tiempo promedio para reparar el equipo, una vez que está fuera de servicio por causa de una falla (\*), dentro de un tiempo considerado para el estudio.

$$MTTR = \frac{\text{N}^\circ \text{ de horas de falla}}{\text{N}^\circ \text{ de fallas}} \quad (2.5)$$

(\*) Las horas de falla se considera igual al tiempo de reparación.

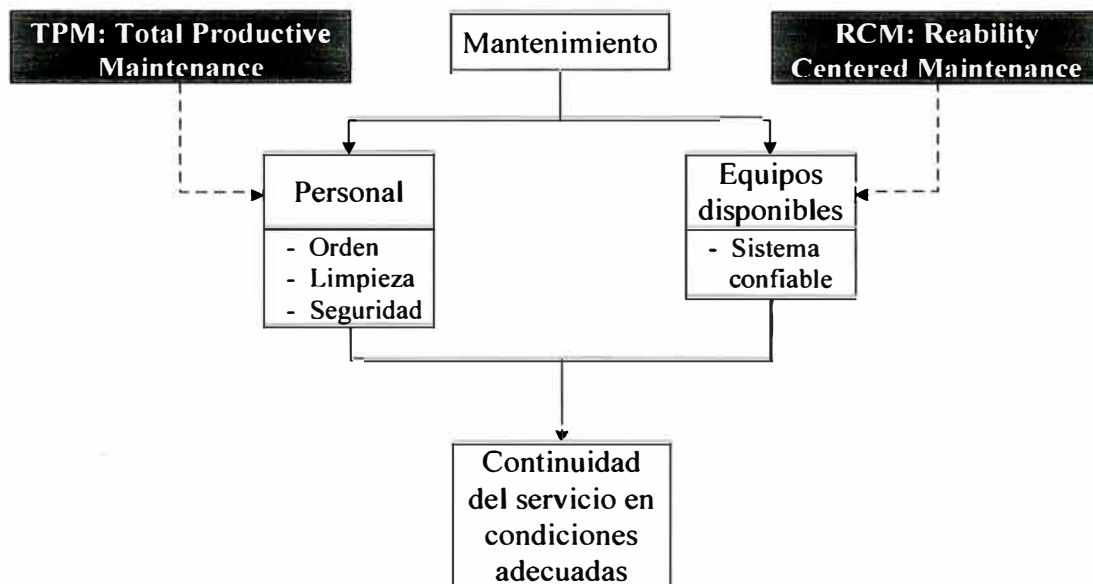
### CAPÍTULO III

## PROCESOS BÁSICOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL RCM

Para llevar a cabo la implementación y análisis RCM para cada equipo o elementos, se tiene en cuenta los siguientes fundamentos que suelen ser llamados procesos.

### 3.1. Orientación de la implementación

La implementación de metodologías sobre el mantenimiento en una subestación eléctrica tiene una orientación hacia la disponibilidad de sus propios elementos, tomando en cuenta el papel importante que juega dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia. Esta orientación debe estar basada, tal vez, en los argumentos más utilizables de la filosofía del *Mantenimiento Productivo Total (TPM)* y del *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)*, como se muestra en la Fig. 3.1.

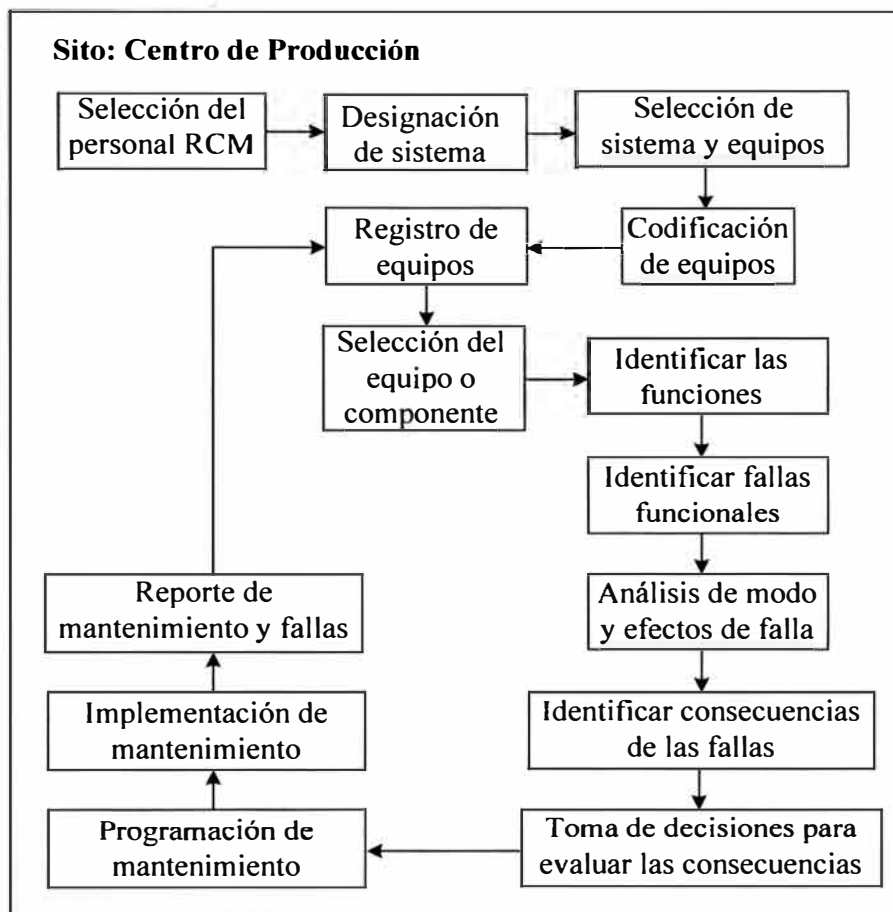


**Fig. 3.1: Orientación del Mantenimiento en subestaciones.**

El TPM exige calidad total en el trabajo de mantenimiento, es decir, se refiere más al recurso humano y su comportamiento en el desarrollo de dicha función, que al sistema

productivo en sí. En cambio el RCM se inclina más al sistema productivo y a su confiabilidad.

En la Fig. 3.2 se muestra un diagrama de flujo que resume los pasos a seguir para llevar a cabo una implementación RCM en un centro de producción cualquiera.



**Fig. 3.2: Diagrama de flujo para implementar el RCM.**

### 3.2. Selección del personal de revisión

La implementación del RCM requiere:

- Selección de un grupo de personas experimentadas ó analistas motivados.
- Capacitación en RCM:

Enseñanza a otros interesados (operadores y mantenedores), lo que el RCM puede lograr para ellos.

Extensión del proceso a otras áreas de la empresa.

El RCM no es una palabra casera del estilo “hágalo usted mismo”. En la práctica los mantenedores no pueden contestar a todas las siete preguntas básicas por sí mismo. Porque en la mayoría de los casos, las respuestas sólo pueden ser proporcionadas por los operadores. Esto se aplica especialmente a las preguntas que conciernen al funcionamiento deseado, los efectos de las fallas y las consecuencias de las mismas.

Por esta razón, una revisión de los requerimientos del mantenimiento de cualquier equipo debería hacerse por grupos reducidos de trabajo, que incluyan operadores y mantenedores.

La antigüedad de los miembros del grupo es menos importante que el hecho de tener un amplio conocimiento de los equipos que se están estudiando. Cada miembro del grupo deberá también haber sido entrenado en RCM, deberá ser multidisciplinario y tener disposición de recibir conocimiento de los especialistas en la materia, requeridos cuando sea necesario.

El uso de estos grupos no sólo permite que los directivos obtengan acceso de forma sistemática al conocimiento y experiencia de cada miembro del grupo, sino que, además, reparte de forma extraordinaria los problemas del mantenimiento y sus soluciones.

Los grupos de revisión del RCM trabajan bajo la asesoría de un especialista bien entrenado en el RCM, que se conoce como “facilitador”. Los facilitadores son el personal más importante en el proceso de revisión del RCM. Su papel es asegurar:

- Que el RCM sea aplicado correctamente (que se hagan las preguntas correctamente en el orden previsto y que todos los miembros del grupo las comprendan).
- Que el personal del grupo (operadores y mantenedores), consiga un grado razonable de consenso general acerca de cuáles son las respuestas a las preguntas formuladas.
- Que no se ignore cualquier elemento o equipo.
- Que las reuniones progresen de forma razonable.
- Que todos los documentos del RCM se llenen correctamente.

El esquema de un grupo de revisión de RCM típico se muestra en la Fig. 3.3:



**Fig. 3.3: Un Grupo de Revisión RCM Típico.**

Luego de terminar la revisión de cada elemento de los equipos importantes, el personal que tenga toda la responsabilidad de la operación, necesitará comprobar que ha sido hecha correctamente y que está de acuerdo con la evaluación de las consecuencias de las fallas y la selección de las tareas. No tiene que efectuar la intervención personalmente, sino que pueden delegarla en otros que, en su opinión, estén capacitados para realizarla.

### 3.3. Selección de sistemas

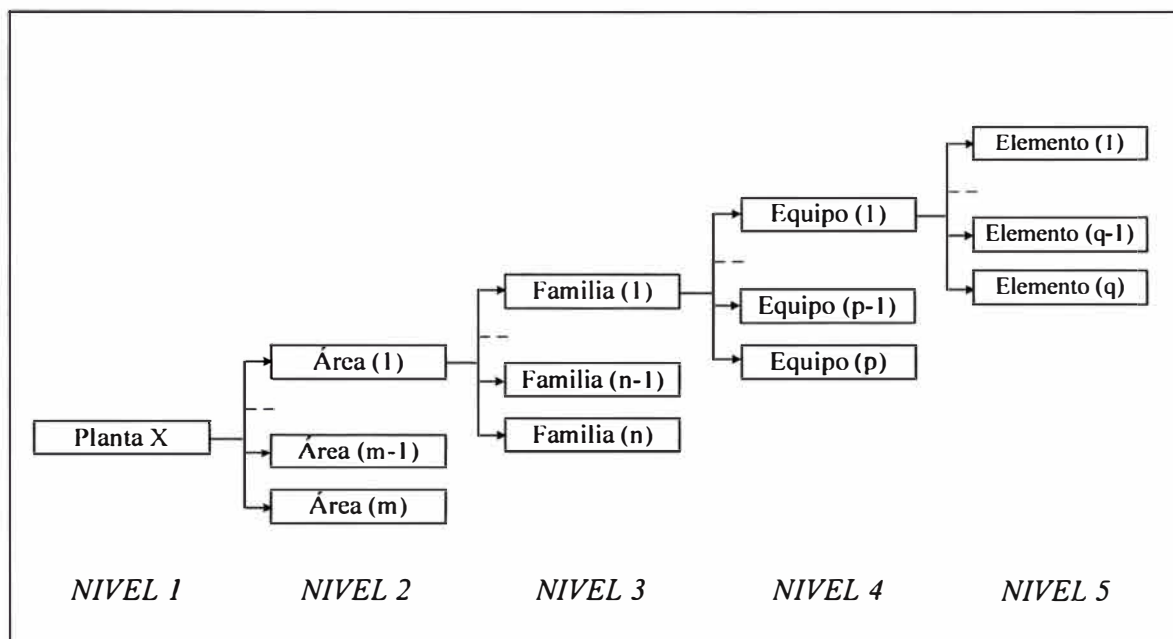
Como tenemos una orientación hacia la disponibilidad del equipo para mantener la continuidad del servicio eléctrico, seleccionamos claramente aquellos sistemas o áreas de instalaciones, objeto de evaluación, considerándose la siguiente pregunta: ¿Para cuál de las instalaciones, el análisis es beneficioso, comparado con la planificación tradicional?

Las respuestas a esta pregunta se asientan sobre aquellos equipos o elementos principales, que están en conexión directa en el proceso de brindar el servicio. Son aquellos equipos que se amerita hacerles un análisis RCM.

El primer problema que se plantea al intentar realizar un análisis RCM de los equipos es elaborar una lista ordenada de todos los equipos que hay en la planta eléctrica, pues realizar un inventario es algo más complejo de lo que se pueda parecer en un primer momento.

Una simple lista no es útil ni práctica, una lista de estas características no es más que una lista de datos. Si queremos elaborar una lista de equipos realmente útil, debemos expresar esta lista en forma estructurada, en la que se indiquen las relaciones de dependencia de cada uno de los ítems con los restantes.

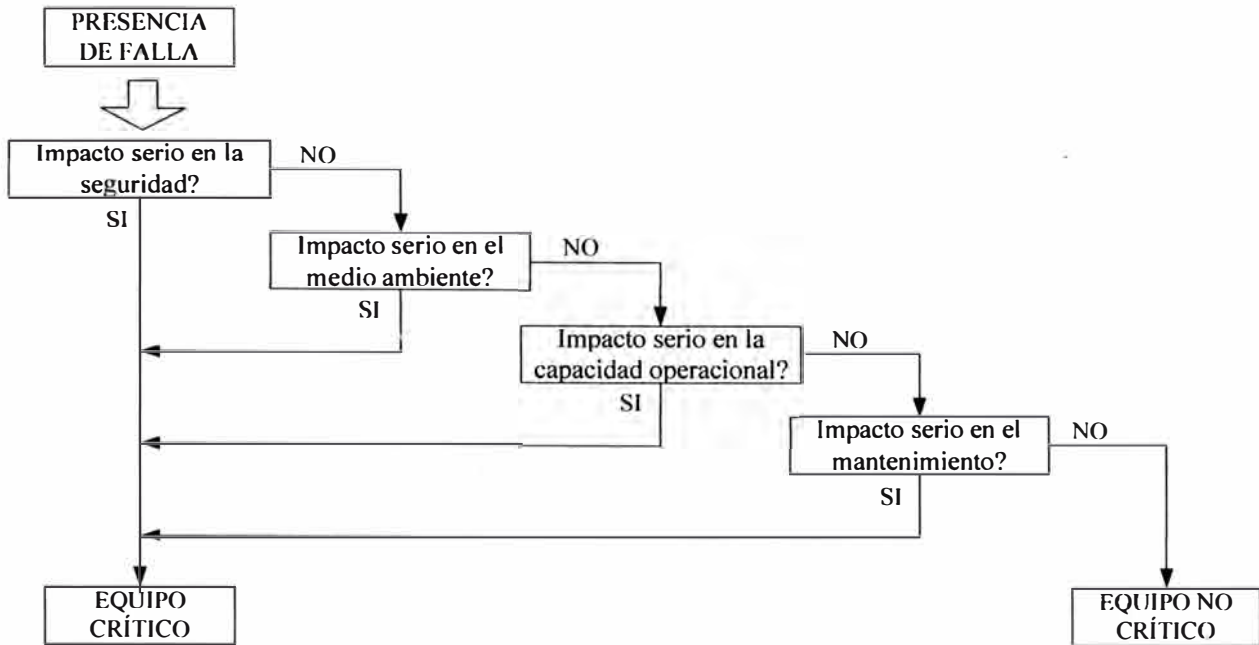
La Fig. 3.4 muestra claramente una estructura típica de niveles operativos de una planta X:



**Fig. 3.4: Estructura típica de niveles operativos.**

Una empresa puede tener una o varias plantas, cada una de las cuales puede estar dividida en diferentes zonas o áreas funcionales. Estas áreas estarán formadas por grupos o familias que son conjuntos de equipos que pueden tener en común la similitud de sus equipos. Cada equipo, a su vez, está dividido en una serie de elementos o componentes que se ocupan de una misión dentro de él.

La evaluación de cada equipo se realiza con el criterio de una posible falla a efectuarse y cómo éstas afectan a los factores de la seguridad, medio ambiente, producción o capacidad operacional y al mantenimiento. El detalle se muestra en la Fig. 3.5.



**Fig. 3.5: Evaluación del equipo.**

Terminada la lista de equipos principales, y teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores, es posible abordar la tarea de la codificación, fijando los criterios que se registrarán en el siguiente punto.

### 3.4. Codificación de los equipos

Una vez elaborada la lista de equipos es muy importante identificar cada uno de los equipos con un código único. Esto genera beneficio ya que facilita su localización, su referencia en órdenes de trabajo, en planos, permite la elaboración de registros históricos de fallas e intervenciones, permite el cálculo de indicadores referidos a áreas, equipos, sistemas, elementos, y permite el control de costos.

Básicamente, existen dos posibilidades a la hora de codificar:

- Sistemas de codificación no significativos: son sistemas que asigna un número o un código correlativo a cada equipo, pero el número o código no aporta ninguna información adicional.
- Sistemas de codificación significativos o inteligentes, en el que el código asignado aporta información.



La ventaja del empleo de un sistema de codificación no significativo, de tipo correlativo, es la simplicidad y la brevedad del código. Con apenas 4 dígitos es posible codificar la mayoría de equipos de una planta. La desventaja es la dificultad para ubicar un equipo a partir de su código: es necesario tener siempre a mano una lista para poder relacionar cada equipo con su código. Eso, o tener una memoria prodigiosa.

Un sistema de codificación significativo aporta valiosa información sobre el equipo al que nos referimos: tipo de equipo, área en el que está ubicada, familia a la que pertenece y toda aquella información adicional que queramos incorporar al código. El problema es que al añadir más información el código aumenta de tamaño.

Como el empleo de sistemas correlativos es muy sencillo, mayormente se emplea los sistemas de codificación significativos. Existen muchas metodologías para llevar a cabo una codificación significativa, por eso, la información útil que debería contener el código de un equipo podría ser el siguiente:

- **Planta:** Centro de trabajo al que pertenece.
- **Área:** Zonas del centro de trabajo.
- **Grupo:** Conjunto de unidades que tiene una característica común.
- **Equipo:** Cada uno de las unidades que componen el grupo.
- **Elemento:** Cada uno de las partes que integran un sistema. Un equipo puede estar conectado o dar servicio a más de un equipo. Un elemento, en cambio sólo puede pertenecer a un equipo.
- **Componente:** Partes en que puede subdividirse un elemento.

Una codificación puede estar estructurada de la siguiente manera:

**XXX.CCC.DDD.EEEFF**

Donde:

XXX = Área

CCC = Grupo

DDD = Equipo

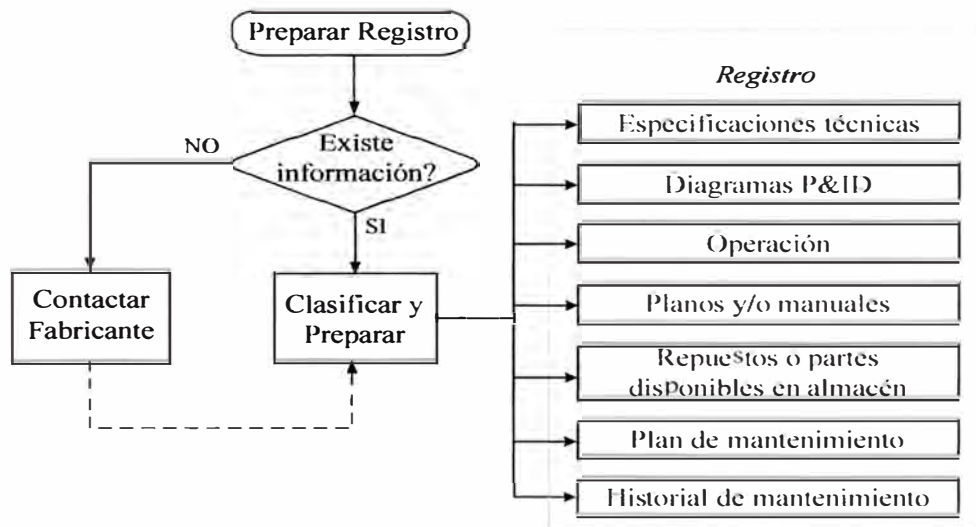
EEE = Elemento

FFF = Componente

Esta estructura será cargada en la base de datos del sistema de gestión de mantenimiento asistido por computadora, que maneje la empresa, para usarla en cualquier tipo de actividad o análisis que se realice en dichos equipos. Además, este código debe estar en un lugar visible del propio equipo, y que todo el personal de mantenimiento conozcan su código y todas, absolutamente todas las operaciones que se realicen, sean referidas al código que le corresponda.

### 3.5. Levantamiento de registros de los equipos

El registro contiene toda la fuente de información del equipo que se va analizar, y sirve como base para los procesos de operación y mantenimiento. Para la preparación del registro se cuenta con las siguientes etapas de ejecución, mostradas en la Fig. 3.6:



**Fig. 3.6: Etapas de Ejecución.**

- **Especificaciones técnicas:** Contiene la suma de información referida a los datos y características originales de fabricación del equipo y elementos. Esta data nos ayudará a conseguir los repuestos o accesorios que sean necesarios adquirir para una tarea de mantenimiento.
- **Diagramas P&ID:** Es una representación gráfica que se basa en:  
Función de la operatividad del equipo dentro del proceso de la planta.

Instrumentación de control y monitoreo del equipo.

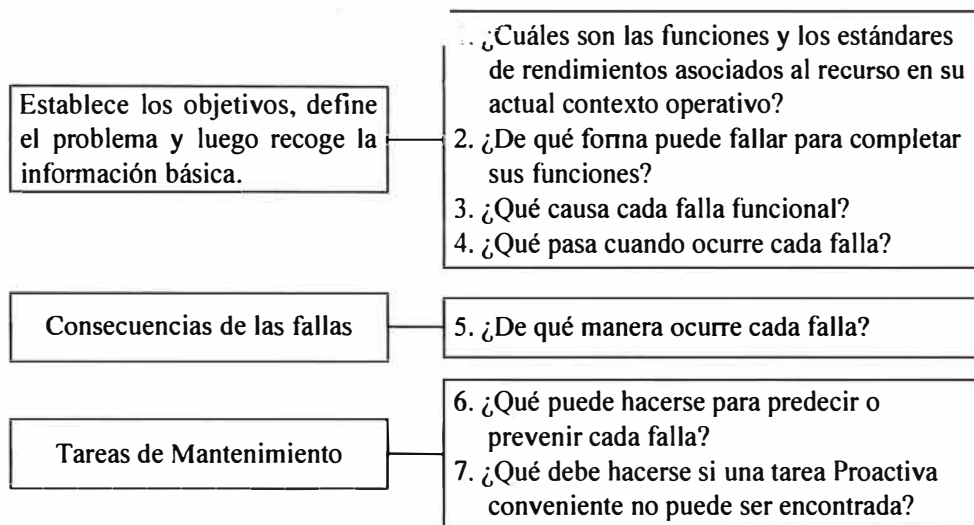
Adquisición de datos (mediciones) sobre el equipo.

- **Procesos de operación:** Está conformado por:
  - Proceso de operación interna: Constituye el funcionamiento del sistema de accionamiento interna.
  - Proceso de operación externa: Contiene las normas internas compuestas por las instrucciones de trabajo que permite poner en servicio o sacar fuera de servicio al equipo, constituyendo también las especificaciones de cada área operacional.
- **Planos y/o manuales:** Contiene aquellos esquemas eléctricos, planos del conjunto y de elementos del equipo.  
De la misma forma se adhiere copias de libros, manuales, catálogos relacionados directamente con el equipo.
- **Repuestos disponibles:** El registro debe contener la lista de los repuestos o accesorios en stock, que haya en la planta para el equipo, y también llevar el historial de fallas de cada elemento cambiado.
- **Plan de mantenimiento:** Puede consistir en los siguientes documentos, que está disponible para propósitos de referencia:
  - Una copia del análisis completo de RCM, una vez que el equipo haya sido sometido a este análisis.
  - Tareas de mantenimiento, que deben programarse para el rendimiento a los intervalos predefinidos. Éstos deben listar todos los pasos de acción que deben realizarse, junto con las pautas apropiadas, listas de materiales que probablemente se necesitan, cualquier instrumento o herramienta especial necesaria, y sobre todo las medidas de precaución que deben tomarse.
  - Una previsión del personal de mantenimiento o mano de obra necesaria en las diferentes ocupaciones, para la ejecución del plan.
  - Costos totales de cada tarea de mantenimiento ejecutada.
- **Historial de mantenimiento:** Consiste en un informe detallado, ordenado de manera cronológicamente, de todas las intervenciones de mantenimiento realizadas en el equipo y en sus elementos. El historial del equipo guarda todos los datos con respecto a las fallas, y monitoreo del equipo para el futuro

análisis. Así, el sistema del historial del equipo, usado generalmente, debe considerarse como adecuado para el uso de la empresa.

### 3.6. Análisis RCM a los equipos

Para realizar un análisis hay que tener presente las Siete preguntas básicas del RCM, mencionadas en el Capítulo anterior, y clasificarlas como se muestra en la Fig. 3.7.



**Fig. 3.7: Siete Preguntas Básicas**

Para responder cada una de estas preguntas debemos tener en conocimiento las descripciones mostradas a continuación, siendo desde el punto de vista objetivos y no subjetivos, es decir, analizar relativamente lo que existe realmente y no a nuestro modo de pensar.

#### 3.6.1. Funciones y estándares de funcionamiento

Antes que sea posible aplicar un proceso determinado, cada elemento de los equipos debe de haberse adquirido para unos propósitos determinados. En otras palabras, deberá tener una función o funciones específicas. La pérdida total o parcial de estas funciones afecta a la organización en cierta manera, es decir, de no adquirir el servicio requerido. La influencia total sobre la organización depende de:

- La función de los equipos en su contexto operacional.
- El comportamiento funcional de los equipos en ese contexto.

Como resultado de esto el proceso de RCM comienza definiendo las funciones y los estándares de comportamiento funcional asociados a cada elemento de los equipos en su contexto operacional.

Cuando se establece el funcionamiento deseado de cada elemento, el RCM pone un gran énfasis en la necesidad de cuantificar los estándares de funcionamiento, siempre que sea posible. Estos estándares se extienden a la operación, calidad del producto, servicio al cliente, problemas al medio ambiente, costo operacional y seguridad.

Una declaración de la función debe consistir en un verbo, un objeto y un estándar deseado de funcionamiento o rendimiento.

### **3.6.2. Fallas funcionales**

Las funciones y los estándares de funcionamiento asociadas al equipo definen los objetivos de mantenimiento. ¿Pero cómo logra mantenimiento estos objetivos? La única ocurrencia probable que detenga cualquier equipo para que rinda de acuerdo a la norma requerida por sus usuarios, es algún tipo de falla. Esto sugiere que el mantenimiento logra sus objetivos adoptando un enfoque conveniente de la gestión de la falla. Sin embargo, antes que podamos aplicar una mezcla conveniente de herramientas de gestión de falla, necesitamos identificar qué fallas pueden ocurrir. El proceso de RCM hace esto a dos niveles: Identificando qué circunstancias suman hacia un estado de falla y luego preguntando qué eventos pueden causar que el equipo entre en un estado de falla.

En el mundo RCM, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales porque ellos ocurren cuando un equipo o propiamente uno de sus elementos es incapaz de completar una función bajo un estándar de funcionamiento que es aceptable para el usuario. Además de una total incapacidad para funcionar, esta definición abarca fallas parciales, donde el equipo todavía funciona pero a un nivel inaceptable de rendimiento (incluso en situaciones donde el equipo no puede sostener niveles aceptables de calidad o

exactitud). Claramente éstos sólo pueden identificarse después que se han definido las funciones y normas de rendimiento del equipo.

### **3.6.3. Análisis de modos y efectos de fallas**

El Análisis de modos y efectos de fallas potenciales es un proceso sistemático para la identificación de las fallas potenciales del equipo o de un proceso, antes de que éstas ocurran, con el propósito de eliminarlas o de minimizar el riesgo asociado a las mismas.

#### **a) Modos de falla (Causas de falla)**

Como se menciona anteriormente, una vez que se ha identificado cada falla funcional, el siguiente paso es identificar todos los *eventos que causa dicha falla funcional*. Estos eventos son conocidos como modos de falla, es un “por qué” el equipo falla al desempeñar su función. Es bastante probable que los modos de falla incluyan aquellos que han ocurrido en el mismo equipo, o similar con el mismo contexto operativo, fallas que actualmente son prevenidas por tareas de mantenimiento y fallas que no se han producido todavía, pero que son probables que se presenten.

La mayoría de las listas tradicionales de modos de falla incorpora fallas causadas por deterioro (desgaste ocasionado por agentes externos). Sin embargo, la lista debe incluir fallas causadas por errores humanos (por parte de operadores y mantenedores) y fallas de diseño, tal que todas las causas probables de falla, puedan ser identificadas.

Es importante asegurar no perder demasiado tiempo en el propio análisis, por entrar con demasiado detalle.

#### **b) Efectos de falla**

El siguiente paso en el proceso RCM vincula una lista de los efectos de la falla que *describen lo que pasa cuando ocurre cada modo de falla*. Estas descripciones deben incluir toda la información necesaria para apoyar la evaluación de las consecuencias de la falla, tales como:

- ¿Qué evidencia se tiene que la falla ha ocurrido?
- ¿De qué manera representa una amenaza a la seguridad o al medio ambiente?
- ¿De qué manera afecta la operación?
- ¿Qué daño físico es causado por la falla?
- ¿Qué debe hacerse para reparar la falla?

Los efectos de falla no son lo mismo que las consecuencias de falla. Un efecto de falla responde a la pregunta: ¿Qué sucede?, mientras que una consecuencia de falla responde a las preguntas: ¿Cómo sucede?, ¿De qué manera ocurren?.

#### **3.6.4. Consecuencia de las fallas**

Cada modo de falla afecta a las instalaciones de alguna manera, pero en cada caso, los efectos son diferentes. Pueden afectar la operación. También pueden afectar la seguridad o al medio ambiente. Todo ello tomará tiempo y dinero para repararla.

Si una falla tiene consecuencias serias, es probable decidir hacer mantenimiento, para intentar evitarlo. Por otro lado, si tiene un pequeño o ningún efecto, entonces podemos decidir no hacer ningún mantenimiento rutinario en especial.

Una gran fortaleza del RCM, es que reconoce que las consecuencias de fallas son más importantes que sus características técnicas. De hecho, reconoce que la única razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo no sólo es evitar fallas, sino evitar o por lo menos reducir las consecuencias de falla.

Si esto se acepta, entonces es razonable pensar que cualquier tarea proactiva merece la pena hacerse, si trata con éxito las consecuencias de falla que se desean prevenir. Pero si no es posible encontrar una tarea proactiva conveniente, la naturaleza de las consecuencias de falla también indica qué acción predeterminada debe tomarse.

El proceso de RCM clasifica las consecuencias de las fallas en cuatro grupos:

- a) Consecuencias de las fallas ocultas.

- b) Consecuencias en la seguridad, salud y el medio ambiente.
- c) Consecuencias operacionales.
- d) Consecuencias no-operacionales.

**a) Consecuencias de las fallas ocultas (no evidentes)**

Una función oculta, es una cuya falla no será evidente al operador, bajo circunstancias normales si ocurre ella. Estas fallas que no son evidentes no tienen impacto directo, pero exponen a las instalaciones a otras fallas con consecuencias serias, a menudo catastróficas. Un punto fuerte del RCM es la forma en que trata las fallas que no son evidentes, primero reconociéndolas como tales; en segundo lugar, otorgándoles una prioridad muy alta; y finalmente adoptando un acceso simple, práctico y coherente con relación a su mantenimiento.

El incremento de la probabilidad que un equipo pueda fallar ha generado el correspondiente crecimiento de la variedad y severidad de las consecuencias de fallas. Por ello se está incrementando el uso de dispositivos de protección, cuya función es asegurar que las consecuencias de falla de la función protegida sean mucho menos de los que podrían ser si no estuvieran protegidas. Existen muchas posibilidades de falla en un periodo dado, de las cuales una de ellas es que el dispositivo de protección falle y luego la función protegida falla, mientras el dispositivo de protección está en un estado de falla. Esta situación es conocida como falla múltiple, la cual se intenta prevenir o por lo menos reducirlas por medio de mantenimiento proactivo, ya que sus consecuencias podrían ser muy graves y hasta catastróficas.

**b) Consecuencias en la seguridad, salud y el medio ambiente**

Una falla tiene consecuencias sobre la salud y seguridad si puede afectar físicamente a alguien. Tiene consecuencias sobre el medio ambiente si pudiese llegar a transgredir cualquier norma de ambiente corporativa, regional, nacional o internacional. RCM considera las repercusiones que cada falla tiene sobre la seguridad y el medio



ambiente, y lo hace antes de considerar la cuestión del funcionamiento. Pone a las personas por encima de la problemática en la disponibilidad de sus equipos.

Si una falla pudiera afectar la seguridad o el medio ambiente, el proceso RCM estipula que debemos intentar prevenirlo. La que hace pensar que, para modos de fallas que tenga una de estas consecuencias, una tarea proactiva merece la pena realizarse si logra reducir la probabilidad de falla a un nivel tolerablemente bajo.

Tal vez una tarea proactiva no pueda lograr este objetivo, a satisfacción del grupo que realiza el análisis, ya que se está tratando con riesgos de seguridad o medioambientales que no pueden anticiparse o prevenirse adecuadamente. Esto significa que algo debe cambiarse para hacer efectivo el sistema de seguridad. Este “algo” podría ser el equipo mismo, un proceso o un procedimiento operativo. Estos cambios de esta clase son clasificados como “rediseños”.

Notar que al tratar con la seguridad y los problemas medioambientales, el RCM no plantea el problema desde el punto de vista económico.

### **c) Consecuencias operacionales**

En general, las fallas tienen consecuencias operacionales si se afectan las operaciones (rendimiento del equipo, servicio al cliente, aumento de costos operativos además del costo directo de reparación). La severidad de estas consecuencias significa que si una falla evidente no propone una amenaza a la salud, seguridad o al medio ambiente, los procesos RCM enfocan su atención en estas consecuencias operacionales.

Estas consecuencias tienden a ser económicas porque cuestan dinero, y lo que cuesten sugiere cuánto se necesita gastar en tratar de prevenirlas. Este efecto económico depende de dos factores:

- ¿Cuánto cuesta la falla cada vez que ocurre?, en términos de su efecto en la capacidad operacional más los costos de reparación.
- ¿Con qué frecuencia ocurren?

Las consecuencias operacionales nos llevan a un análisis económico que nos indicará la conveniencia de realizar un determinado nivel de tarea proactiva. Tal análisis tendrá en cuenta no solo los costos de las reparaciones o de la tarea proactiva que debe realizarse, sino también los costos asociados a la producción, o mejor a la falta de producción derivada de tales fallas. Esto sugiere que, para modos de fallas que tengan estas consecuencias, una tarea proactiva merece la pena realizarla, si durante un periodo de tiempo, cuesta menos que el costo de las consecuencias operacionales, más el costo de reparar la falla, esto significa prevenir.

Recíprocamente si no puede encontrarse la óptima relación costo / beneficio de la tarea proactiva, entonces no se debe realizar ningún mantenimiento planificado para intentar prevenir el modo de falla. En algunos casos, la mejor opción costo / beneficio en ese punto, es simplemente decidir vivir con la falla.

Sin embargo, si una tarea proactiva no puede encontrarse y las consecuencias de falla todavía son tolerables, puede ser deseable cambiar el diseño para reducir los costos totales.

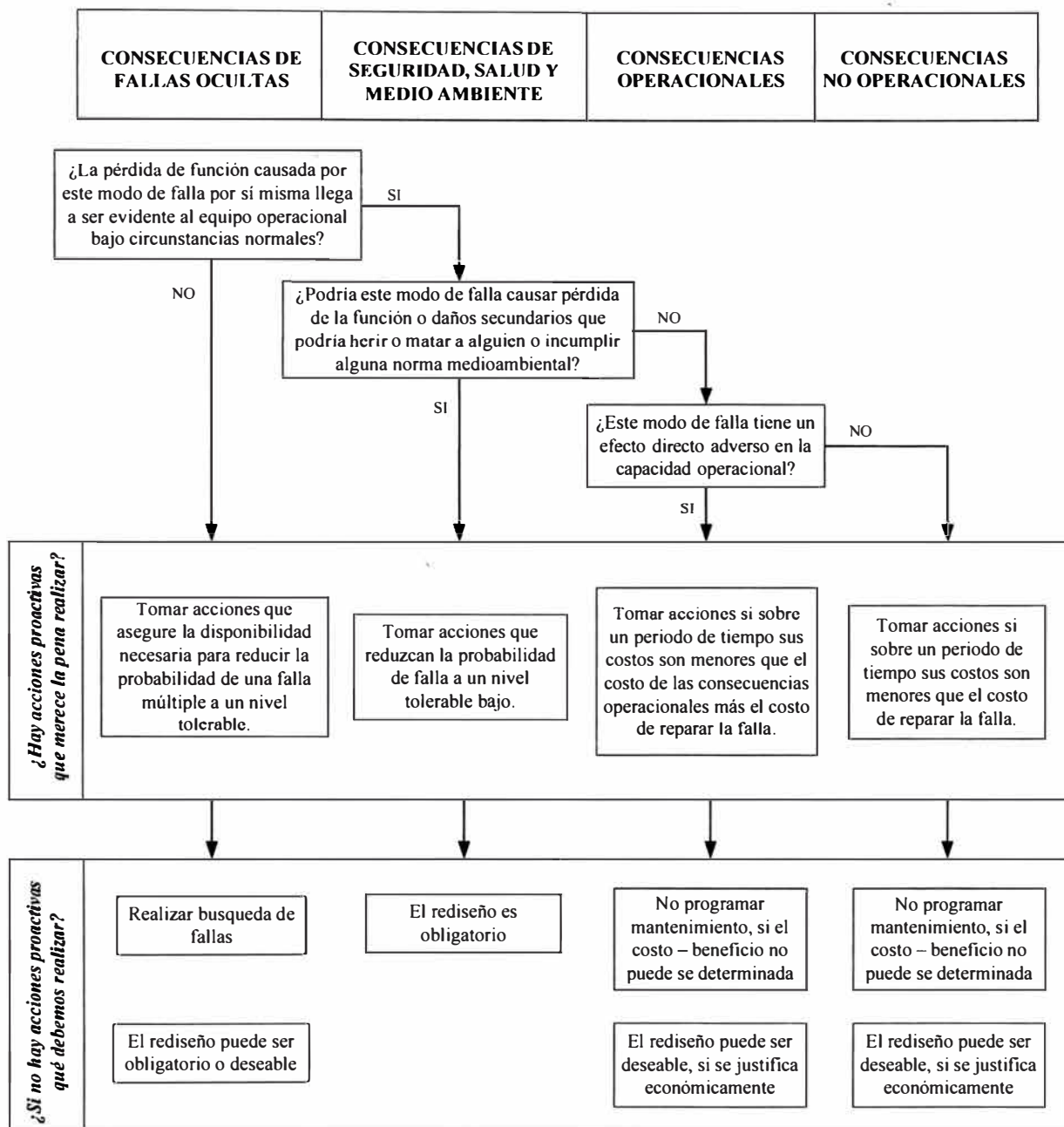
#### **d) Consecuencias no-operacionales**

Las consecuencias de una falla evidente que no tiene un efecto directo adverso en la salud, la seguridad, el medioambiente o sobre la capacidad operacional, son clasificadas como no operacionales. Las únicas consecuencias asociadas con estas fallas son los costos directos de reparación, por lo que estas consecuencias son también económicas.

La realización de algún tipo de tarea proactiva estará asociada a un análisis económico en el que se compararán los costos de dicha tarea frente al de las reparaciones. Se sugiere que sólo merece la pena prevenir una falla, la cual no tiene consecuencia operacional, si durante un periodo de tiempo, el costo de las tareas proactivas es menor que el costo de reparación.

En conclusión, para poder evaluar las consecuencias mencionadas en este ítem, el proceso RCM provee un comprensivo marco estratégico para gerenciar fallas. Estamos

aquí frente a la toma de decisión: ¿Qué hacer en cada caso?. En la Fig. 3.8 se muestra el detalle resumido de este marco de evaluación.



**Fig. 3.8: Evaluación de las Consecuencias de la Fallas.**

La descripción del marco se puede resumir como:

- El marco clasifica todas las fallas en base a sus consecuencias. Separando las fallas ocultas de las evidentes y luego ordenando las consecuencias de las fallas en orden descendente a su importancia.

- Provee una base para decidir si el mantenimiento proactivo merece hacerse en función del caso.
- Sugiere que acciones deberá tomarse si no se puede encontrar una tarea proactiva adecuada.

### 3.6.5. Tareas de mantenimiento

El mantenimiento según la lógica RCM, puede agruparse en dos grupos:

- a) Tareas proactivas.
- b) Acciones predefinidas.

#### a) Tareas proactivas

Son tareas efectuadas antes de que la falla ocurra, a fines de evitar que el equipo entre en estado de falla. Abarca lo que tradicionalmente se conoce como mantenimiento “*preventivo*” y “*predictivo*”, aunque el RCM usa los términos “*tareas de restauración o reparación programada*”, “*tareas de reemplazo programado*” y “*tareas basadas en la condición*”. La posibilidad de aplicación de alguna de estas tareas está vinculada principalmente a los dos siguientes factores: la relación entre la edad del elemento y su probabilidad de falla, y lo que sucede una vez que la falla ha comenzado a producirse.

Hemos visto en el capítulo anterior que hay tres tipos de curvas de probabilidad de falla: A, B y C, en las que existe una clara dependencia entre la edad de los elementos y su probabilidad de falla. En tanto que en los casos D, E y F, superado el momento inicial, la probabilidad de falla no está asociada al envejecimiento.

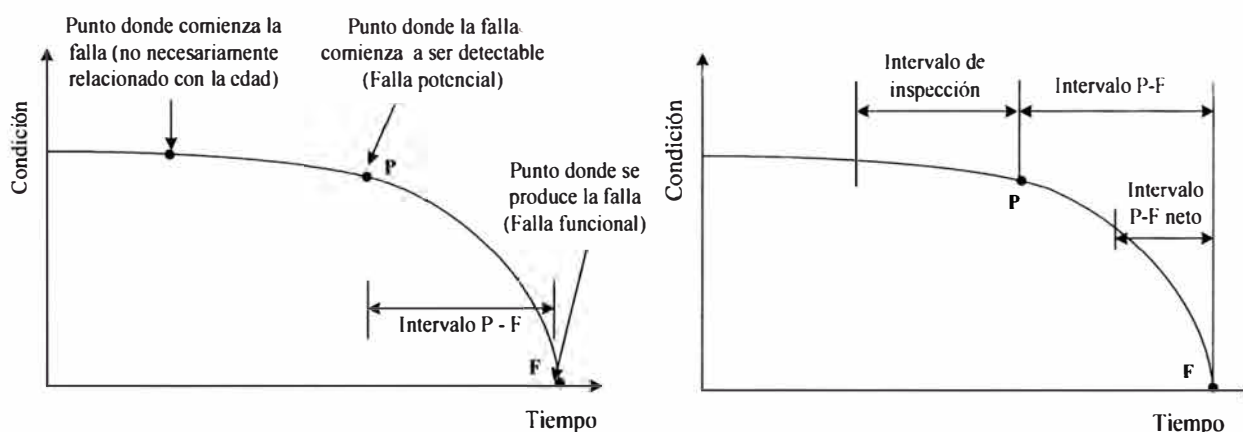
#### • Tareas de condición

La complejidad de los equipos utilizados actualmente hace que en la práctica un número muy elevado y creciente de modos de falla se ajusten a patrones como en los casos D, E y F, cuya característica es que después del período inicial, hay muy poca o ninguna relación entre confiabilidad y edad de operación del componente. En este tipo de patrones de falla no existe una “edad de desgaste” establecida, en la cual haya que revisar o

reemplazar el componente, ya que deja de tener sentido en estas circunstancias. De hecho, realizar revisiones programadas podría aumentar la tasa de fallas introduciendo mortalidad infantil en sistemas que eran estables.

La mayoría de modos de fallas que no estén relacionados con la edad de operación dan algún tipo de aviso cuando la falla está a punto de ocurrir. Si este aviso se puede detectar a tiempo, entonces será posible realizar algún tipo de acción para prevenir la falla o para evitar las consecuencias.

La Fig. 3.9 muestra el proceso de ocurrencia de una falla. Este proceso se llama curva de falla potencial-funcional o **curva P-F**, ya que muestra como la falla comienza, hasta el punto P (falla potencial) donde representa el momento en que la falla muestra alguna evidencia y a partir de ahí, si no es detectado o corregido, continúa hasta llegar al punto F (falla funcional)



**Fig. 3.9: Curva de Falla Potencial - Funcional.**

Si se detecta una falla potencial entre el punto P y F de la curva, es posible tomar acciones para prevenir la falla o evitar sus consecuencias. Con el objetivo de detectar estas fallas potenciales se han desarrollado las tareas basadas en la condición, que se basa en dejar en servicio los equipos mientras se recogen continuamente valores de los parámetros característicos de su funcionamiento. De esta forma se trata de prever cuando el equipo va a fallar a partir de su comportamiento.

Además del punto de falla potencial, es necesario considerar el tiempo que transcurre entre que se alcanza dicho punto (falla detectable) y el momento en el que se

produce la falla funcional, denominándose a este periodo “intervalo P-F” o “período de aviso”.

Las tareas de condición deben realizarse con una periodicidad menor que el “intervalo P-F”; pero en la práctica suele ser suficiente utilizar una frecuencia de inspección igual a la mitad de dicho intervalo, que asegurará la detección de la falla antes de que ocurra, proporcionando tiempo de reacción suficiente para actuar en su prevención. Esto parece fácil, sin embargo hay que tener en cuenta que el punto P depende de las herramientas con que contamos para detectar el desarrollo de la falla.

Se han desarrollado tareas (inspecciones termográficas, pruebas funcionales, etc.), que permiten diagnosticar con suficiente tiempo de anticipación, pero no siempre disponemos de ellas. Además cuanto más fina es la herramienta de detección, habitualmente más alta es su precio y más elevado el nivel de especialización requerido para su operador, lo que se suma a los costos.

El intervalo de tiempo mínimo que podría quedar entre el descubrimiento de una falla potencial y la ocurrencia de la falla funcional se denomina “intervalo P-F neto”. Este intervalo determina el tiempo disponible para realizar acciones que puedan evitar la ocurrencia de la falla o sus consecuencias; pero algunas veces el período P-F es tan pequeño que cuando detectamos la falla potencial ya no tenemos tiempo para solucionarlo. En estos casos realizar las tareas a condición no son técnicamente factibles.

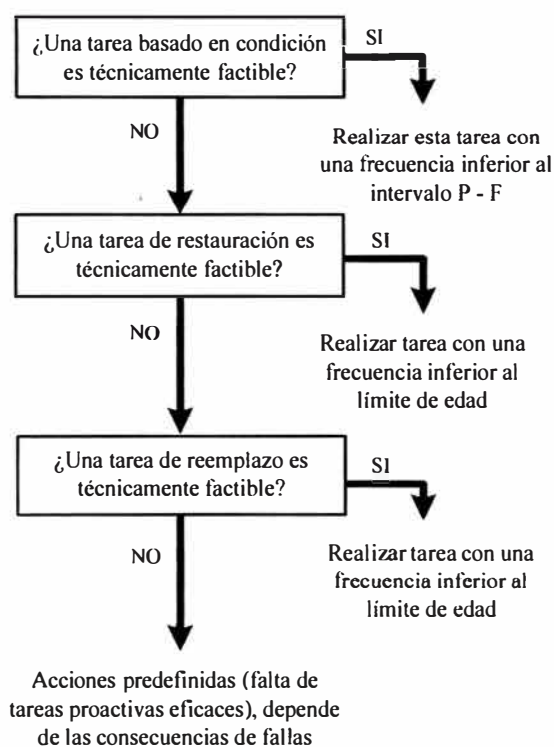
Las tareas basadas en la condición tienen las ventajas de que los componentes del equipo no son reemplazados o reparados hasta que sea absolutamente necesario, y que el tiempo de parada de producción por mantenimiento es mínimo.

- **Tareas de restauración o reparación programada y tareas programadas de reemplazo**

Los patrones de fallas como en los casos A, B y C que relacionan la probabilidad de falla con la vejez del componente se aplican a elementos muy simples o a complejos que sufren un modo de falla dominante. Algunas fallas son muy predecibles aún si no pueden

ser detectadas con suficiente tiempo, en estos casos la restauración programada trae consigo la reconstrucción o la reparación de un componente antes de un límite de edad especificado, sin tener en cuenta su condición en esos momentos. Similarmente, el reemplazo programado trae consigo el reemplazo de un componente antes de un límite de vida especificado, sin tener en cuenta su condición en esos momentos.

En la Fig. 3.10 se muestra el mejor camino de selección de cuál de los tipos de tareas proactivas aplicar, pero este orden no se puede aplicar en todos los casos. Si una tarea de orden inferior claramente tiene una mayor relación costo-efectivo en comparación de una tarea de orden superior, entonces la tarea de orden inferior debería ser seleccionada.



**Fig. 3.10: Proceso de Selección de Tareas Proactivas.**

## b) Acciones predefinidas

Son tareas que tratan con el estado de falla y son escogidas cuando no es posible identificar una tarea proactiva eficaz. Aún si disponemos de una acción proactiva, tendremos que preguntarnos si, además de ser factibles, merece la pena realizarla. La respuesta depende de cómo reaccionan los equipos a las consecuencias de las fallas

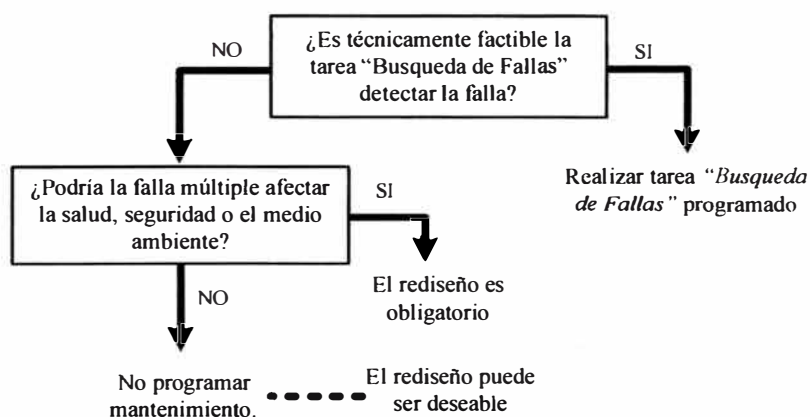
funcionales. En suma, disponemos de tres tipos de acciones cuando no disponemos de acciones proactivas adecuadas: “*Búsqueda de fallas*”, “*Rediseño*” y “*Ningún mantenimiento programado*”.

- **Búsqueda de fallas**

Las tareas de búsqueda de fallas consisten en chequear las funciones ocultas de forma periódica para determinar si ya han fallado. Es evidente que se trata de tareas que no son proactivas, ya que se buscan fallas que se han producido. No obstante, se consideran dentro del grupo de tareas proactivas porque se trata de evitar la ocurrencia de fallas múltiples, es decir, que falle la función protegida cuando la función oculta ya ha fallado.

La lógica del RCM pide explorar con pruebas para hallar la falla funcional. Estas son pruebas que pueden causar que el dispositivo de protección se active, demostrando la presencia o ausencia de una funcionalidad correcta. Si tal prueba no es posible se debe rediseñar el componente o sistema para eliminar la falla oculta.

En la Fig. 3.11 se muestra el proceso de decisión en los casos que no encontramos una tarea de búsqueda de fallas adecuada.



**Fig. 3.11: Proceso de Decisión de Búsqueda de fallas.**

- **Rediseño**

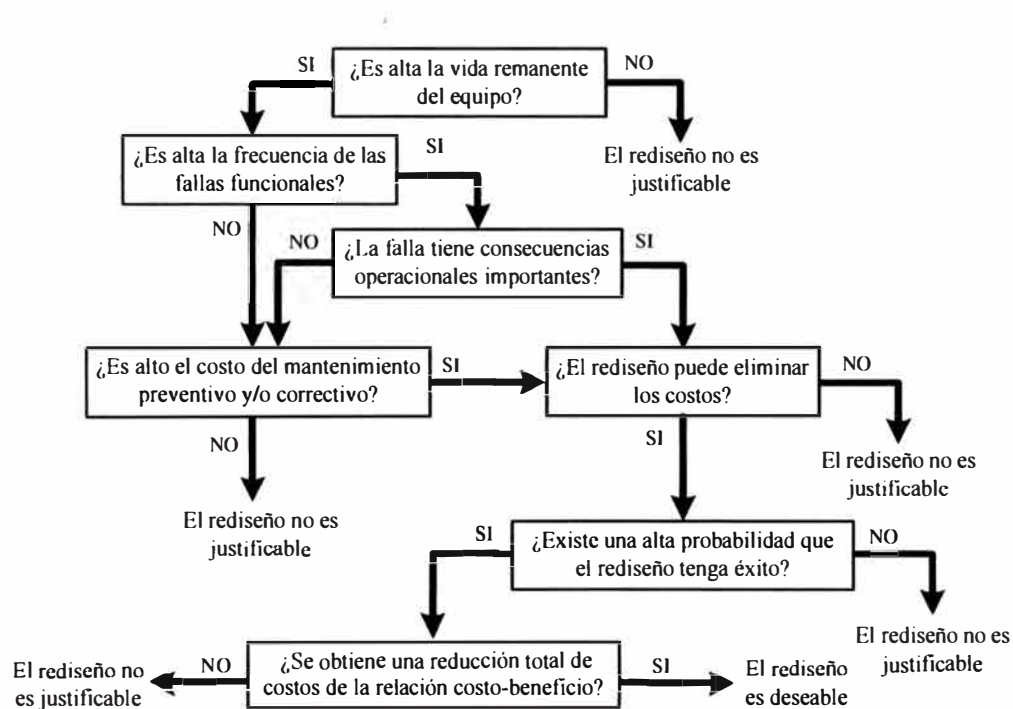
Una acción que signifique el prevenir una falla que tiene consecuencias en la seguridad, salud o al medio ambiente, merecerá la pena hacerla si reduce el riesgo de esa



falla en sí mismo a un nivel realmente bajo, o si lo suprime por completo. Si no se puede encontrar ésta tarea que reduzca el riesgo de falla a un nivel bajo aceptable, el equipo puede rediseñarse. Pero cuando la falla sólo tiene consecuencias operacionales o no operacionales, la primera opción, a falta de una acción proactiva eficaz, es no realizar ningún mantenimiento programado. Sin embargo, puede resultar económicamente ventajoso realizar un rediseño.

Entendemos por rediseño a cualquiera de las siguientes acciones: cambio físico al equipo, adición de algún componente nuevo, cambios de los procedimientos que modifiquen el funcionamiento del equipo. Sin embargo, para tomar estas acciones se requiere hacer una evaluación económica preliminar.

La Fig. 3.12 muestra un proceso de decisión de una evaluación preliminar de una propuesta de rediseño.



**Fig. 3.12: Proceso de Decisión de Evaluación Preliminar del Rediseño.**

- **Ningún mantenimiento programado**

Aquellas fallas que no tienen consecuencias en la seguridad, salud o al medio ambiente, pueden no ameritar una forma de mantenimiento programado que sea

técnicamente factible y merezca hacerse, así el equipo puede ser operado deliberadamente hasta fallar. Esto no significa dejar malograr los equipos, sino permitir que dejen de cumplir alguna de sus funciones por alguna causa o modo de falla específico.

Si sus consecuencias son importantes desde el punto de vista económico (costos muy elevados de reparaciones o pérdidas importantes de la producción), habremos de evaluar la posibilidad de un rediseño.

### **3.6.6. Recursos para la evaluación del costo total**

Se debe considerar los costos de mantenimiento y los costos que sean producto de las consecuencias de falla. Entre los recursos a considerar tenemos:

- Mano de obra.
- Instrumentación para realizar la tarea proactiva.
- Repuestos.
- Misceláneos (recursos adicionales).

A estos recursos, se les debe agregar el factor “tiempo de parada del equipo”, que viene a ser la consecuencia operacional.

### **3.6.7. Proceso de decisión RCM**

En conclusión, en la Fig. 3.13 se muestra todo lo que integra los procesos de decisión en un único marco estratégico, los cuales servirán para la evaluación de cada modo de falla estudiado anteriormente, y a través de ellos se implementará el plan de mantenimiento.

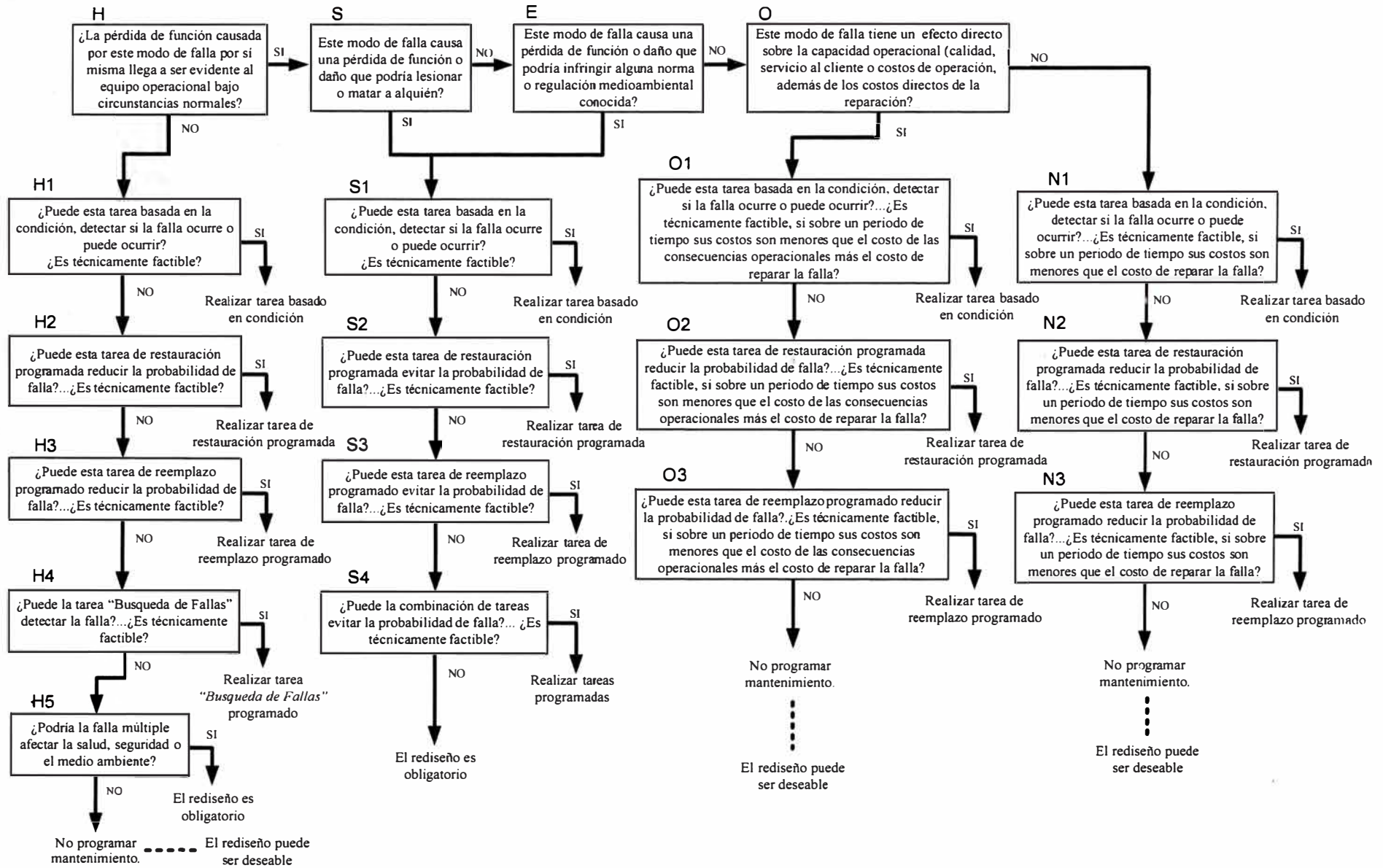


Fig. 3.13: Resumen de Proceso de Decisión RCM.

## **CAPÍTULO IV**

### **APLICACIÓN DE LA FILOSOFÍA RCM A LOS ELEMENTOS DE MANIOBRA DE UNA SUBESTACIÓN DE POTENCIA**

#### **4.1. Descripción del sistema y equipos**

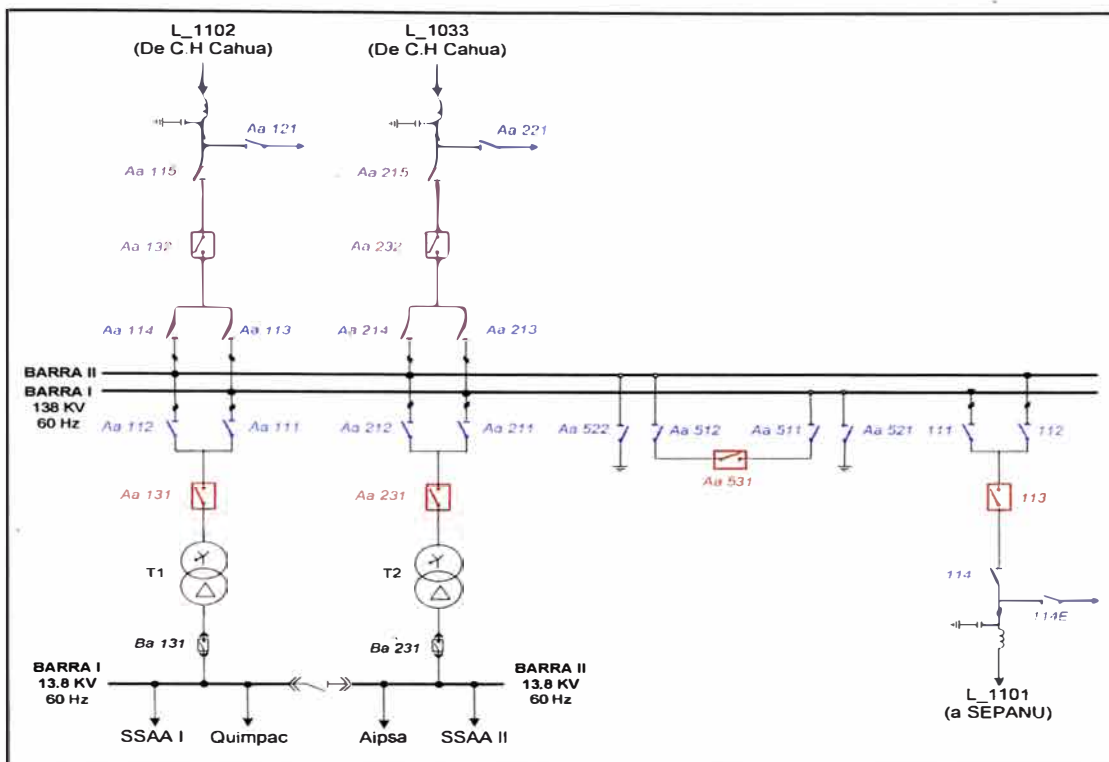
Un aspecto importante del RCM es que puede ser aplicado mediante metodologías cualitativas o cuantitativas para diferentes equipos. Un estudio desarrollado para los equipos importantes de una subestación puede utilizarse como base para otros equipos similares que tengan las mismas funciones. La identificación de los modos de fallas y otros factores importantes pueden ser relativamente parecidos.

A continuación, se va a realizar una aplicación de la filosofía del RCM a los elementos de maniobra de alta tensión, de la subestación Paramonga Existente (SEPAEX), que cuenta con un sistema de doble barra de 138kV. Estos elementos de maniobra están conformados por los seccionadores e interruptores de potencia, las cuales, en estado cerrado permite transmitir la energía eléctrica proveniente de la Central Hidroeléctrica de Cahua a la Subestación Paramonga Existente (SEPAEX), a través de las líneas 1033 y 1102, de 138kV. Ambas entidades pertenecientes a la empresa de generación eléctrica CAHUA S.A

Desde la subestación SEPAEX se interconecta a través de la línea 1101 a la Subestación Paramonga Nueva (SEPANU), quien progresivamente se interconectará al Sistema Interconectado Nacional.

Además de estas interconexiones, la subestación SEPAEX alimenta a través de sus transformadores de potencia de 138/13.8kV a sus clientes libres (AIPSA, QUIMPAC).

La Fig. 4.1 muestra el esquema del sistema funcional de la Subestación Paramonga Existente que se va a estudiar.



**Fig. 4.1: Esquema de la Subestación Paramonga Existente.**

Los elementos de maniobra a estudiar son:

#### a) Seccionadores

El seccionador es el dispositivo que sirve para conectar y desconectar diversos circuitos de la subestación eléctrica. Los circuitos que debe interrumpir deben hallarse libres de corriente, o dicho de otra forma, el seccionador debe maniobrase en vacío. No obstante, debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Así, estos dispositivos van asegurar que los tramos de circuitos aislados se hallen libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro por parte de los operadores.

Los seccionadores instalados en la subestación SEPAEX son del tipo 571 y poseen sistema de mecanismo tipo VM104; los cuales están clasificados dentro de las

instalaciones como: seccionadores de barras, seccionadores para acoplamiento de barras, seccionadores de puesta a tierra y seccionadores de línea.

El accionamiento de estos dispositivos está conformado por un mando a distancia proveniente de sus respectivos paneles (instalados en el centro de control), mandos locales del tipo eléctrico mediante la intervención de pulsadores; y del tipo mecánico mediante el uso de una palanca manual.

Estos seccionadores, accionados juntos con los interruptores, nos servirán para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento de barras, líneas de transmisión y transformadores.

## **b) Interruptores**

El interruptor de potencia, es el dispositivo que sirve para conectar y desconectar diversos circuitos de la subestación eléctrica, bajo carga en condiciones normales, así como de la apertura en caso de producirse un cortocircuito.

El interruptor de potencia es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación, su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

Los interruptores instalados en la subestación SEPAEX son de gran volumen de aceite, del tipo FK 138 y poseen sistema de mecanismo neumático tipo MA16-9. Estos están clasificados dentro de las instalaciones como: interruptores para transformadores, interruptores para líneas e interruptores para acoplamiento de barras.

El accionamiento de estos dispositivos está conformado por un mando a distancia proveniente de sus respectivos paneles (instalados en el centro de control), mandos locales del tipo neumático. Y otra manera de producirse una maniobra improvisada de estos interruptores es mediante su disparo que se genera por la actuación de los relés de protección ante una falla en el sistema por causa de cortocircuito.

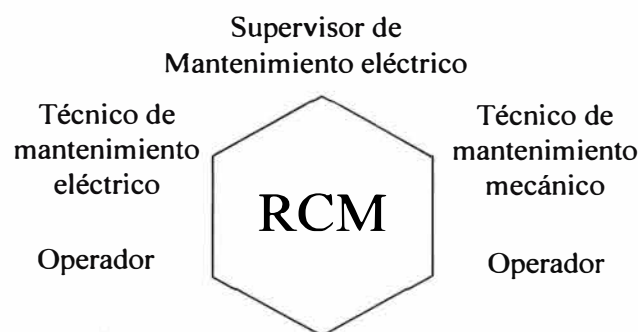
El interruptor se puede considerar formado por tres partes principales:

- **Parte activa:** Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.
- **Parte pasiva:** Formada por una estructura que soporta tres depósitos de aceite, en los que se aloja la parte activa. En sí, la parte pasiva desarrolla las siguientes funciones:
  - Protege eléctrica y mecánicamente al interruptor.
  - Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
  - Soporta los recipientes de aceite y el gabinete de control.
- **Accesorios:** Entre los accesorios se encuentran incluidas las siguientes partes:
  - Boquillas terminales que incluyen transformadores de corriente.
  - Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
  - Conectores a tierra.
  - Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición y accesorios como la compresora, resortes, bobinas de cierre o disparo, calefacción, etc.

#### 4.2. Desarrollo preliminar del análisis

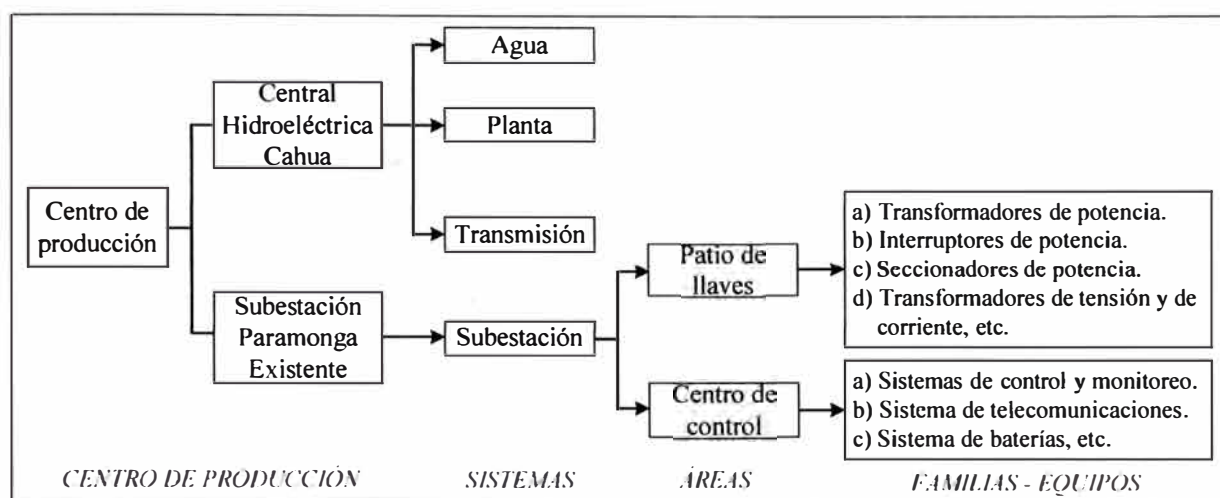
Como primera etapa para llevar a cabo el estudio del RCM, debemos contar con un grupo de personal (operación y mantenimiento) capacitados para llevarla a cabo.

La Fig. 4.2 muestra el grupo de revisión y estudio del RCM.



**Fig. 4.2: Un Grupo de Revisión RCM.**

La siguiente etapa es realizar la división del centro de producción en sistemas en base de las áreas de las instalaciones, como se muestra en la Fig. 4.3.



**Fig. 4.3: División en Sistemas del Centro de Producción “Cahua - Sepaex”.**

Cada equipo perteneciente a estos sistemas es considerado crítico, porque ante presencia de fallas se pueden interrumpir el proceso de transmisión de energía eléctrica ocasionando pérdidas de producción, daños al medio ambiente o a la seguridad del personal.

En base a esta selección, se realiza la codificación respectiva, que significa representar cada equipo y elementos por medio de código (letras y números), que contiene la información necesaria y suficiente para su respectiva identificación. Esta codificación significativa será implementada en base a una estructura EBL – KODE PLAN, desarrollada bajo experiencia de grupos Noruegos.

Se tiene la siguiente estructura EBL – KODE PLAN:

**XXX.CCC.DDD.EEEFFF.GGG**

Donde:

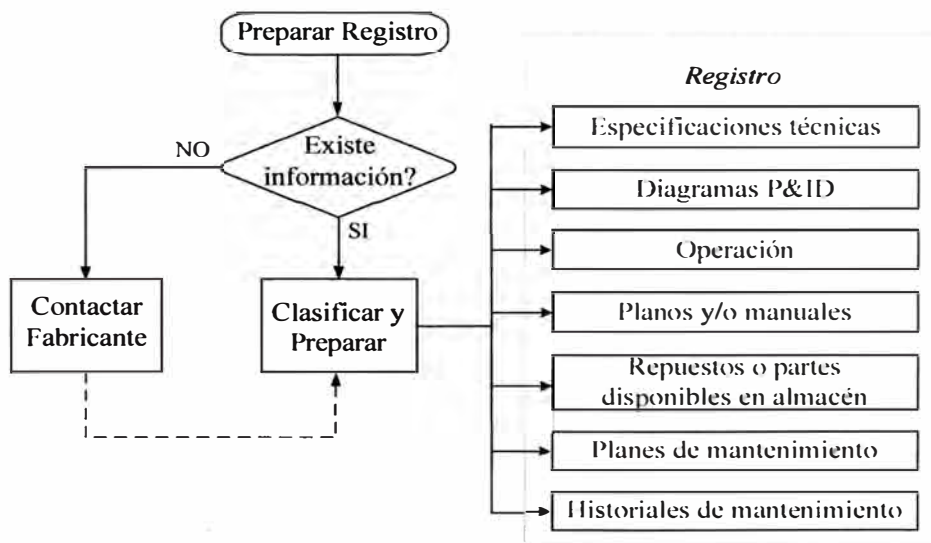
- **XXX:** Tipo alfanumérico. Aplica al área y al centro de producción.



- **CCC:** Tipo numérico. Aplica a la familia de equipos o grupos. (Familia: Conjunto de equipos agrupados por la naturaleza de operación).  
En el KODE PLAN, los equipos se codifican a partir del código 300 al 999. El resto de códigos del 000-299, están reservados para la documentación de tipo administrativa, financiera, organizacional y económica
- **DDD:** Tipo numérico. Aplica a la cuantificación de equipos.
- **EEE-FFF:** Tipo numérico. Aplica a la calificación y cuantificación de elementos y/o componentes. Como elemento, en su naturaleza de operación puede tener funciones principales y secundarias; luego **EEE**, sería reservado para los grupos de elementos (ídem a **CCC**); y **FFF**, a los componentes secundarios (ídem a **DDD**)
- **GGG:** Tipo numérico. Aplica a la cuantificación de partes.

Esta estructura será cargada en la base de datos de gestión de mantenimiento que maneje la empresa, para usarlo en cualquier tipo de actividad o análisis que se realice en dichos equipos.

Otro paso preliminar para realizar a cabo el análisis es el levantamiento de registros de los equipos. Estos registros contendrá toda la fuente de información *que es posible adquirir* de la planta o de terceros (fabricantes), para luego ser clasificada y preparada. La Fig. 4.4 muestra el detalle de las etapas de ejecución del levantamiento de registros de los equipos.



**Fig. 4.4: Etapas de Ejecución.**

### **4.3. Desarrollo cualitativo del análisis**

#### **4.3.1. Hoja de información**

Cada equipo, teniendo presente sus funciones principales, debe ser estudiado para identificar sus fallas funcionales y los modos de fallas que pueden causar cada falla funcional. Todas ellas serán llenadas en una “Hoja de información”.

Para llevar a cabo este análisis sería deseable disponer de una base de datos con históricos de fallas. Aún así, no debemos olvidar que los históricos de fallas sólo muestran fallas que han ocurrido y no todos los que podrían ocurrir. Es decir, si contamos con un registro con diferentes históricos de fallas para dos o más equipos de similar función y características, podemos realizar el análisis considerando las fallas totales de estos equipos, para encontrar la tarea proactiva adecuada y así prevenir las diferentes fallas registradas. Y no olvidar el criterio de ser objetivo y no subjetivo a la hora de desarrollar cada análisis.

Haciendo un seguimiento de estudio del centro de producción, normalmente la C.H. Cahua genera con sus dos unidades una potencia total de 43.6 MW, transmitiendo el flujo total por las líneas 1102 y 1033 (C.H. CAHUA - SEPAEX), de 138kV. En periodos diferentes, se registraron las siguientes fallas en la subestación SEPAEX:

- La Línea 1102 se desconectó por descarga a tierra de la fase “R” debido a contaminación (llovizna y polvillo en la zona). Abriéndose los interruptores de dicha línea. Como consecuencia la línea 1033 queda en servicio con un flujo de 43.4 MW. Procediéndose a regular la carga en la C.H CAHUA de 43.6 MW a 36 MW, para evitar sobrecarga en la línea 1033.  
Para el proceso de cierre, por efectos extraños, el interruptor de la línea 1102 de SEPAEX, no permite el estado de cierre debido a una falla en el presostato.
- La Línea 1033 se desenergizará para ejecución de tareas de mantenimiento de limpieza del módulo respectivo. Procediéndose a regular la carga en la C.H CAHUA de 43.6 MW a 36 MW, para evitar sobrecarga en la línea 1102.

Para el proceso de apertura, se detectó falla eléctrica en el sistema de accionamiento del seccionador de la línea 1033.

Se coordina para proceder maniobras por mando manual y ejecución de las tareas de mantenimiento.

- La Línea 1033 se energizará para operación, bajo coordinación con la C.H CAHUA para inicio de proceso de maniobra.

Para el proceso de cierre, se detectó falla mecánica (ruptura de engranajes) en el sistema de accionamiento del seccionador de línea. Procediéndose a mantener regulado la carga en la C.H CAHUA a 36 MW en la línea en servicio hasta corregir la falla.

Tener presente los demás componentes de estos elementos de maniobra: aisladores, aceite. Puesto que de acuerdo a su estado físico, pueden provocar alteraciones en la operatividad del equipo.

En la TABLA N° 4.1, mostramos el detalle resumido del análisis para el Interruptor de la línea 1102, Seccionador de línea y Seccionador con puesta a tierra de la línea 1033.

**TABLA N° 4.1: Hoja de Información.**

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		SISTEMA: Subestación Paramonga Existente (SEPAEX).			HOJA: 1 de 2	
		GRUPO: Elementos de maniobra de 138kV.			FECHA:	
		EQUIPOS: Interruptor de gran volumen de aceite de la línea 1102.			CÓDIGO: SCASEP_517.011.301	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		EFECTO DE LAS FALLAS	
<b>Mecanismo de operación</b>						
1	- Conectar (para proceso de energización de la línea) y Desconectar (para procesos de mantenimiento y protección de la línea) la red de transmisión de 138 kV de la línea 1102 de la subestación SEPAEX - C.H CAHUA, bajo carga en condiciones normales.	A	No cierra (Preciso instante de ejecutar maniobra para energizar la línea producto de descargas).	1	Trabamiento de las articulaciones del mecanismo de acoplamiento de los contactos móviles.	La suciedad, corrosión y objetos extraños impregnados en las articulaciones mecánicas producen el bloqueo del sistema de mecanismo del vástago que se encuentra acoplado a los contactos móviles del interruptor.
				2	Desajuste de la conexión del motor-compresor eléctrico en la caja del mecanismo de operación.	La suciedad impregnada en los puntos de bornes y con el paso de la corriente, con el tiempo genera en estos puntos, elevadas temperaturas provocando en un tiempo de servicio el desajuste, afectando las condiciones de funcionamiento del motor. Este desajuste con el tiempo de servicio produce el corte en la alimentación AC del motor, la cual, bloquea la maniobra a través del mando eléctrico. Para continuar con la maniobra, se procede a usar la alimentación DC a través del relé auxiliar que posee este motor-compresor.
				3	Descalibración del presostato del motor-compresor.	Se produce alarma y bloqueo por baja presión. No se ejerce el accionamiento adecuado del pistón del mecanismo de operación para el estado de CIERRE. Se requiere de una presión mínima aproximada de 110PSI para accionarlo.
<b>Contactos</b>						
2	Permitir el paso de la corriente en condiciones normales a través de su superficie conductora, en estado cerrado del interruptor.	A	Producir falsos contactos en estado de cierre	1	Desgastes de contactos de arcos.	Falta de presión entre los contactos fijos y móviles para generar el estado de CIERRE. Se generan puntos con elevadas temperaturas en los contactos, afectando sus condiciones de operación. Estos desgastes se producen de acuerdo por el tiempo de su vida útil, por el número de maniobras realizadas y por la condición del aceite, la cual, se encuentran sumergidos.
<b>Medio de extinción de arco</b>						
3	Extinguir el arco eléctrico y disipar el calor producido por la separación de los contactos con nivel apropiado de aceite (800 gl por polo).	A	Incapaz de realizar sus funciones múltiples.	1	Degradación del aceite aislante debido a carbonización, partículas del deterioro de los contactos y/o a la infiltración de agua.	Reduce los márgenes de resistencia dieléctrica del aceite, aumentando el riesgo de presentar defectos prematuros en los contactos.
				2	Fuga de aceite debido a los desgastes de empaquetaduras.	Un nivel bajo de aceite no permitirá disipar en forma adecuada el calor emitido por los arcos eléctricos.
<b>Aisladores</b>						
4	Evita el paso de la corriente de los conductores bajo tensión a los apoyos que lo soportan.	A	Incapaz de evitar el paso de la corriente de fuga.	1	Degradación de los bushing.	Reduce la rigidez dieléctrica de la porcelana producida por la contaminación ambiental. Haciendo que en su superficie se puedan generar pequeños arcos eléctricos o provocando un aterramiento de fase, esto causará un disparo del interruptor por sobrecorriente de fase.

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		SISTEMA: Subestación Paramonga Existente (SEPAEX).			HOJA: 2 de 2
		GRUPO: Elementos de maniobra de 138kV.			FECHA:
		EQUIPOS: Seccionadores de línea y seccionador con puesta a tierra de la línea 1033.		CÓDIGO: SCASEP_517.013.403 / SCASEP_517.012.404	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	EFECTO DE LAS FALLAS	
<b>Mecanismo de operación</b>					
1	Accionar para seccionar tramo barra-interruptor de la red de transmisión de 138 kV de la subestación eléctrica, sin carga. - Apertura para procesos de mantenimiento de la línea. - Cierre para energización de la línea. (*Teniendo presente la condición del interruptor.	A No abre (Preciso instante de ejecutar maniobra para desenergización de la línea).	1	Desajuste de la conexión del motor eléctrico en la caja del mecanismo de operación.	La suciedad impregnada en los puntos de bornes y con el paso de la corriente, con el tiempo genera en estos puntos, elevadas temperaturas provocando en un tiempo de servicio el desajuste, afectando las condiciones de funcionamiento del motor. Este desajuste con el tiempo de servicio produce el corte en la alimentación al motor, la cual, bloquea la maniobra a través del mando eléctrico Para continuar con la maniobra, se procede a usar el accionamiento local-manual.
		B No cierra (Preciso instante de ejecutar maniobra para energización de la línea).	1	Ruptura del engranaje de accionamiento mecánico..	El mecanismo de accionamiento presenta trabas, evitando la maniobra de operación.
<b>Mecanismo de señalización</b>					
2	Señalizar el estado de accionamiento del seccionador.	A No señala ningún estado.	1	Fatiga del material del interruptor de posición.	El número de maniobras reduce la confiabilidad de operación del interruptor de posición provocando su falla y la falta de señalización de estado en el panel del centro de control.
<b>Contactos</b>					
3	Permitir el paso de la corriente a través de su superficie conductora, en estado cerrado del seccionador.	A Producir falsos contactos en estado de cierre.	1	Desgastes de contactos.	La suciedad impregnada en los contactos genera puntos con elevadas temperaturas, afectando sus condiciones de operación normal. Estos desgastes se deben por el tiempo de su vida útil o por el número de maniobras realizadas.
<b>Aisladores</b>					
4	Evita el paso de la corriente de los conductores bajo tensión a las estructuras que lo soportan.	A Incapaz de evitar el paso de la corriente de fuga.	1	Degradación de los aisladores.	Reduce la rigidez dieléctrica de la porcelana producida por la contaminación ambiental. Haciendo que en su superficie se puedan generar pequeños arcos eléctricos.
<b>Mecanismo de operación de puesta a tierra</b>					
5	- Cerrar para aterrizar las cargas residuales de la línea a desenergizar, para casos de mantenimiento. - Apertura para energización de la línea. (*Tener presente condición del interruptor, seccionador de barra y línea.	A No cierra (Preciso instante de ejecutar maniobra para desenergización de la línea).	1	Desajuste de la conexión del motor eléctrico en la caja del mecanismo de operación.	La suciedad impregnada en los puntos de bornes y con el paso de la corriente, con el tiempo genera en estos puntos, elevadas temperaturas provocando en un tiempo de servicio el desajuste, afectando las condiciones de funcionamiento del motor. Este desajuste con el tiempo de servicio produce el corte en la alimentación al motor, la cual, bloquea la maniobra a través del mando eléctrico. Para continuar con la maniobra, se procede a usar el accionamiento local-manual.

### 4.3.2. Análisis de costos

Tener presente un análisis de costos referenciales de cada tarea para hacer la respectiva comparación. Para esto, usaremos el criterio de analizar el equipo bajo condiciones muy extremas. Es decir, esperar que la falla ocurra (mantenimiento correctivo). Esto nos dará una referencia para saber cuanto es el valor del costo producido por esta consecuencia de falla (costos por pérdida de energía del sistema más los costos de mantenimiento), con respecto al costo producido por la ejecución de la tarea proactiva que sería conveniente ejecutar. Por eso, para este análisis sería conveniente tener una referencia en cuanto a los costos de mantenimiento.

En el apartado anterior los costos debidos a la pérdida de energía por la falla de estos elementos de maniobra están relacionados con la pérdida de producción de energía que suministra la C.H. Cahua a través de sus líneas, ya que pertenecen a un mismo centro de producción “C.H Cahua – Sepaex”. Es así, que en la TABLA N° 4.2, mostramos sólo la comparación de costos unitarios referenciales de mantenimiento de un determinado equipo, que tienen consecuencias operacionales-no operacionales, que serán suficientes para poder comparar en la toma de decisiones para la selección de la alternativa óptima.

**TABLA N° 4.2: Selección de alternativas mediante costos unitarios referenciales**

<b>MODO DE FALLA:</b>			
Descalibración del presostato del motor-compresor del interruptor 1102			
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cost/unid</b>	<b>Costos USD</b>
<b>Costos en condiciones extremas (cambio de componente, sin repuesto en stock)</b>			
Mano de Obra (*)	1 supervisor + 1 técnico	13.2 USD/hrs	
Tiempo de hallazgo de falla + viaje del personal + mano de obra	3 horas		39.6
Repuesto	1 unidad	200 USD/unidad	200
Tiempo de compra de repuesto	4 horas		52.8
Misceláneos			30
Costo de mantenimiento (**)			<b>322.4</b>
<b>Costos por tarea proactiva (cambio de componente, con repuesto en stock)</b>			
Mano de Obra (*)	1 supervisor + 1 técnico	13.2 USD/hrs	
Tiempo de mano de obra	1 hora		13.2
Repuesto	1 unidad		
Tiempo de compra de repuesto			--
Misceláneos			30
Costo de mantenimiento			<b>43.2</b>

<b>MODO DE FALLA:</b>			
Trabamiento de las articulaciones del mecanismo de acoplamiento de los contactos móviles del interruptor 1102			
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cost/unid</b>	<b>Costos USD</b>
<b>Costos en condiciones extremas (hasta que falle)</b>			
Mano de Obra (*)	1 supervisor + 1 técnico	13.2 USD/hrs	
Tiempo de hallazgo de falla + viaje del personal + mano de obra	3 horas		39.6
Repuesto			--
Tiempo de compra de repuesto			--
Misceláneos			30
Costo de mantenimiento (**)			<b>69.6</b>
<b>Costos por tarea proactiva (prevención)</b>			
Mano de Obra (*)	1 supervisor + 1 técnico	13.2 USD/hrs	
Tiempo de mano de obra	1 hora		13.2
Repuesto			--
Tiempo de compra de repuesto			--
Misceláneos			30
Costo de mantenimiento			<b>43.2</b>
<b>MODO DE FALLA:</b>			
Desajuste de la conexión del motor-compresor eléctrico en la caja del mecanismo de operación del interruptor 1102			
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cost/unid</b>	<b>Costos USD</b>
<b>Costos en condiciones extremas (hasta que falle)</b>			
Mano de Obra (*)	1 supervisor + 1 técnico	13.2 USD/hrs	
Tiempo de hallazgo de falla + viaje del personal + mano de obra	2.5 horas		33
Repuesto			--
Tiempo de compra de repuesto			--
Misceláneos			30
Costo de mantenimiento (**)			<b>63</b>
<b>Costos por tarea proactiva (prevención)</b>			
Mano de Obra (*)	1 supervisor + 1 técnico	13.2 USD/hrs	
Tiempo de mano de obra	1 hora		13.2
Repuesto			--
Tiempo de compra de repuesto			--
Misceláneos			30
Costo de mantenimiento			<b>43.2</b>

<b>MODO DE FALLA:</b>			
Ruptura del engranaje de accionamiento mecánico del seccionador de línea 1033			
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Cost/unid</b>	<b>Costos USD</b>
<b>Costos en condiciones extremas (cambio de componente, sin repuesto en stock)</b>			
Mano de Obra (*)	1 supervisor + 2 técnico	19.3 USD/hrs	
Tiempo de hallazgo de falla + viaje del personal + mano de obra	4 horas		77.2
Repuesto	2 unidades	100 USD/unidad	200
Tiempo de compra de repuesto	4 horas		77.2
Misceláneos			30
Costo de mantenimiento (**)			<b>384.4</b>
<b>Costos por tarea proactiva (cambio de componente, con repuesto en stock)</b>			
Mano de Obra (*)	1 supervisor + 2 técnico	19.3 USD/hrs	
Tiempo de mano de obra	2.5 horas		48.25
Repuesto	2 unidades		
Tiempo de compra de repuesto			--
Misceláneos			30
Costo de mantenimiento			<b>78.25</b>

(\*) Estos costos están referenciados con más detalle en el Anexo G.

(\*\*) A estos costos en cada caso se les debe agregar los costos por pérdida de energía.

Como podemos observar, si hacemos el agregado a estos costos de mantenimiento el valor de los costos operacionales por pérdida de energía eléctrica, sólo surgirá un aumento en los costos totales. Es por eso, que no se realizó el cálculo de dichos costos operacionales, puesto que no fue necesario para fines de comparación en el análisis cualitativo.

#### 4.3.3. Diagrama de proceso de decisión

Con el análisis de costos comparativos procedemos a usar un ingenioso diagrama de "Proceso de decisión" de la Fig. 4.5, que mediante su secuencia sistemática establecida, podemos optar qué política de mantenimiento es la más adecuada para cada modo de falla.

#### 4.3.4. Hoja de decisión

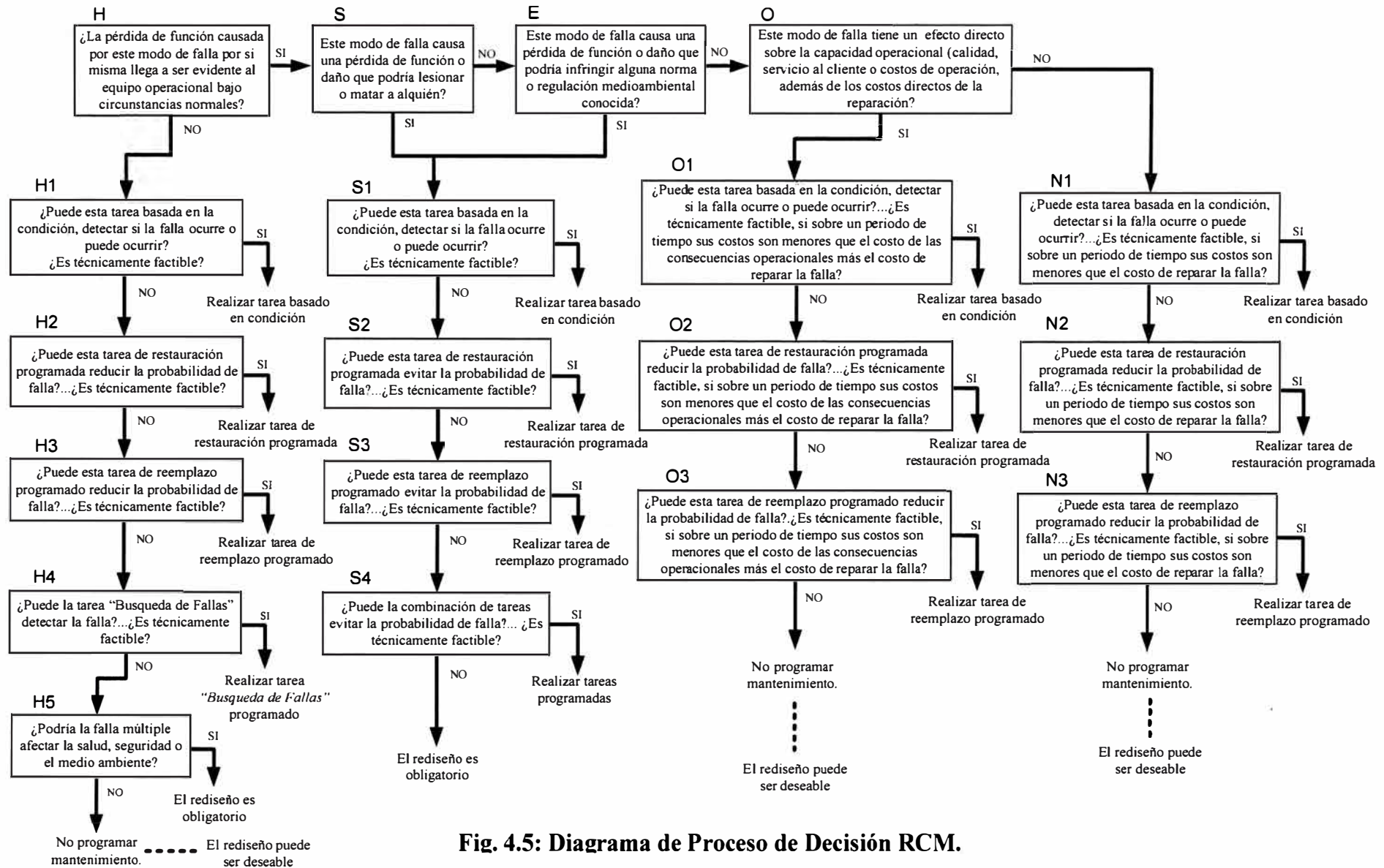
El siguiente paso es el llenado de la "Hoja de decisión", donde se establece claramente la acción concreta a tomar para evitar o minimizar la consecuencia de cada



modo de falla. También mediante criterio del personal de mantenimiento, se obtendrá la frecuencia para realizar cada tarea, y quién debe realizarla.

La secuencia lógica establecida y obligatoria, logra que cada modo de falla reciba necesariamente el tratamiento más eficaz.

En la TABLA N° 4.3, mostramos el resumen de las tomas de decisiones. Para los demás interruptores y seccionadores, un análisis es similar, puesto que presentan las mismas funciones y características; por lo tanto presentarán las mismas tareas proactivas.



**Fig. 4.5: Diagrama de Proceso de Decisión RCM.**

**TABLA N° 4.3: Hoja de Decisión**

HOJA DE DECISIÓN RCM			SISTEMA: Subestación Paramonga Existente (SEPAEX).										HOJA: 1 de 2						
			GRUPO: Elementos de maniobra de 138kV.										FECHA:						
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1			H2			H3			Tareas "a falta de"	Tareas Propuestas	Frecuencia inicial	A realizar por
							S1	S2	S3	O1	O2	O3	H4	H5	S4				
F	FF	FM	H	S	E	O	N1	N2	N3										
1	A	1	S	N	N	S	N	S	--	--	--	--	Limpeza y lubricación de las articulaciones del mecanismo de accionamiento.	6 meses	Supervisor y técnicos mecánicos				
1	A	2	S	N	N	S	N	S	--	--	--	--	Ajustes y limpieza de las conexiones del circuito de control eléctrica.	6 meses	Supervisor y técnicos electricistas				
							S	--	--	--	--	--	Inspecciones termográficas a las conexiones en caliente para analizar los posibles puntos con elevadas temperaturas.	1 año	Supervisor de mantenimiento eléctrico				
1	A	3	S	N	N	S	N	N	S	--	--	--	Realizar cambio por repuesto en stock o pruebas funcionales (calibración del presostato) del sistema de control de aire comprimido.	1 año	Terceros				
2	A	1	N	--	--	--	S	--	--	--	--	--	Realizar pruebas de resistencia de contactos y simultaneidad de fases. De acuerdo a estos resultados se verá si se procede a programar tareas de mantenimiento para realizar cambio de los contactos.	2 años	Supervisor de mantenimiento eléctrico y terceros				
3	A	1	N	--	--	--	S	--	--	--	--	--	Realizar pruebas para análisis dieléctrico del aceite, para saber si se necesita el regenerado de aceite. De acuerdo a estos resultados se verá si se procede a programar tarea de regenerado.	2 años	Terceros				
3	A	2	S	S	--	--	S	--	--	--	--	--	Realizar una inspección y limpieza. (* Si las fugas son serias, se programa mantenimiento de llenado de aceite y cambio de empaquetadura.	semanal	Operador (*) técnicos electricistas + operador				
4	A	1	S	S	--	--	N	S	--	--	--	--	Realizar limpieza y siliconado de los aisladores debido a la gran contaminación de la zona.	6 meses	Supervisor y técnicos electricistas				
							S	--	--	--	--	--	Realizar inspecciones termográficas a los terminales de cada fase del aislador en caliente para analizar posibles puntos con elevadas temperaturas.	1 año	Supervisor de mantenimiento eléctrico				

HOJA DE DECISIÓN RCM			SISTEMA: Subestación Paramonga Existente (SEPAEX).						HOJA: 2 de 2							
			GRUPO: Elementos de maniobra de 138kV.						FECHA:							
			EQUIPOS: Seccionadores de línea y seccionador con puesta a tierra de la línea 1102.						CÓDIGO: SCASEP 517.011.403 / SCASEP 517.011.404							
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1	H2 S2	H3 S3	Tareas "a falta de"				Tareas Propuestas	Frecuencia inicial	A realizar por
F	FF	FM	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4				
1	A	1	S	N	N	N	N	S	--	--	--	--	Inspección, ajustes y limpieza de todas conexiones del circuito de control eléctrica.	6 meses	Supervisor y técnicos electricistas	
							S	--	--	--	--	--	Inspecciones termográficas a las conexiones en caliente para analizar los posibles puntos con elevadas temperaturas	1 año	Supervisor de mantenimiento eléctrico	
1	B	1	S	N	N	S	N	N	S	--	--	--	Recomendable esperar que la falla ocurra siempre y cuando mantengamos el repuesto en stock. Por lo tanto nos aseguramos con una limpieza y lubricación de esta caja de engranajes.	6 meses	Supervisor y técnicos mecánicos	
2	A	1	S	N	N	N	S	--	--	--	--	--	Realizar inspección y limpieza de este interruptor de posición.	6 meses	Supervisor y técnicos electricistas	
3	A	1	N	--	--	--	N	S	--	--	--	--	Limpieza de los contactos así como el recubrimiento de estos contactos con vaselina para contactos eléctricos.	6 meses	Supervisor y técnicos electricistas	
							S	--	--	--	--	--	Realizar inspecciones termográficas a los contactos de las tres fases en caliente para analizar posibles puntos con elevadas temperaturas.	1 año	Supervisor de mantenimiento eléctrico	
4	A	1	S	S	--	--	N	S	--	--	--	--	Realizar limpieza y siliconado de los aisladores debido a la gran contaminación de la zona.	6 meses	Supervisor y técnicos electricistas	
							S	--	--	--	--	--	Realizar inspecciones termográficas a los terminales de cada fase del aislador en caliente para analizar posibles puntos con elevadas temperaturas.	1 año	Supervisor de mantenimiento eléctrico	
5	A	1	S	N	N	N	N	S	--	--	--	--	Ajustes y limpieza de todas conexiones del circuito de control eléctrica.	6 meses	Supervisor y técnicos electricistas	

NOTA: Se considera: "S" (si); "N" (no).

En el RCM también se evalúa la disponibilidad de repuestos en stock, por medio del análisis comparativo de costos. Esto se realiza con el propósito de reducir el costo por pérdida de producción y el costo de mantenimiento.

#### **4.4. Aplicación de las tareas de condición**

##### **4.4.1. Pruebas eléctricas a interruptores**

###### **a) Prueba de resistencia de contactos**

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, como en los contactos, originan caídas de voltaje, generación de calor, pérdidas de potencia y por tanto puntos calientes.

Esta prueba se realiza con el interruptor cerrado inyectando una corriente (que varia de acuerdo al equipo que se este utilizando) y la oposición que esta encuentra a su paso se considera como la resistencia entre contactos. Se efectúa la medición entre los dedos de contacto por fase, considerando que si se obtiene algún valor fuera de rango se deben efectuar pruebas segmentadas para determinar la sección del polo en donde se encuentra la alta resistencia.

Para llevar acabo la prueba, se debe tener presente las siguientes recomendaciones:

- El equipo bajo prueba debe estar desenergizado y en la posición cerrado.
- Se debe de aislar a lo posible la inducción electromagnética, ya que esta produce errores en la medición y puede dañar el equipo de prueba.
- Limpiar perfectamente bien los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba para que no afecten a la medición.

###### **b) Prueba de resistencia de aislamiento**

Las pruebas de resistencia de aislamiento en estos interruptores son importantes para conocer las condiciones de los aislamientos que los conforman.

En los interruptores de gran volumen de aceite se tienen elementos aislantes de materiales higroscópicos, como son el aceite, la barra de operación y algunos otros que intervienen en el soporte de las cámaras de extinción; la carbonización causada por las operaciones del interruptor, ocasiona contaminación de estos elementos y por consiguiente una reducción en la resistencia de aislamiento.

Para llevar a cabo la prueba, se debe tener presente las siguientes recomendaciones:

- Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- Conecte el tanque o la estructura a la terminal de tierra del medidor.
- Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

#### **c) Prueba de tiempo de cierre y apertura y simultaneidad de contactos**

El objetivo de la prueba es la determinación de los tiempos de interrupción de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases.

El principio de la prueba se basa en una referencia conocida de tiempo trazado sobre el papel del equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los contactos de un interruptor se tocan o se separan a partir de las señales de apertura y cierre de los dispositivos de mando del propio interruptor; estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica, donde su señal de referencia permite medir el tiempo y la secuencia de los eventos anteriores.

Existen básicamente dos tipos de instrumentos de prueba, los que utilizan dispositivos electromecánicos, en los cuales una señal eléctrica sobre una bobina, actúa mecánicamente sobre agujas que marcan un trazo sobre el papel tratado en su superficie, y los que utilizan galvanómetros que accionan varias veces el punto de incidencia de un rayo luminoso sobre un papel fotosensible, en ambos tipos el movimiento del papel es efectuado por un motor de corriente directa a una velocidad constante.

La señal de referencia puede ser en base a la frecuencia del sistema o bien puede ser tomada de un oscilado incluido en el equipo de prueba, de una frecuencia conocida.

*El tiempo de apertura*, es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo, hasta el instante en que los contactos de arqueo sean separados.

*El tiempo de cierre*, es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueo en todos los polos.

#### **d) Prueba de factor de potencia del aislamiento**

Con esta prueba se analiza la condición dieléctrica de los aislamientos. Al efectuar las pruebas de Factor de Potencia, intervienen las boquillas o soportes aislantes, y el aceite aislante. La prueba consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor.

Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos. Con el interruptor cerrado intervienen las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares, con el interruptor abierto intervienen las pérdidas en boquillas y en el aceite aislante.

Para llevar a cabo la prueba, se debe tener presente las siguientes recomendaciones:

- Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

#### **4.4.2. Análisis del aceite**

##### **a) Análisis físico-químico**

Este análisis proporciona la información relativa a la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, así como una proyección de los efectos

que la condición del aceite pueda aportar al sistema de aislamiento. Se componen de un grupo de pruebas o estaciones de prueba predeterminadas y procesadas bajo estándares y métodos reconocidos internacionalmente (ANSI, DOBLE, ASTM, ICE, CIGRE, etc.), que en conjunto proporcionan la información óptima (técnica y económica) para determinar la calidad del aceite y sus efectos en el sistema de aislamiento.

La evaluación del estado del aceite en servicio se efectúa atendiendo a los siguientes índices de control: aspecto y color, contenido en agua, índice de neutralización, factor de pérdidas dieléctricas y tensión de ruptura, así como, cantidad de partículas que por tamaño son contabilizadas.

#### **b) Análisis de gases disueltos en aceite**

Uno de los métodos de diagnóstico que proporciona una indicación anticipada de anomalías en su comportamiento funcional y que permite determinar las medidas que conviene adoptar antes de que el equipo sufra daños más importantes, se basa en el análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite aislante, no sólo por presencia de oxígeno y agua en el interior de la cámara de extinción, sino también por arcos eléctricos debido a cada apertura que realice.

Según sea la temperatura del punto caliente, producido por descargas, se presenta



fase sana. Se aplica mediante un barrido de todas las conexiones eléctricas en un circuito, permitiendo registrar la distribución de temperaturas en las condiciones actuales de servicio.

Esta inspección se realiza con equipo energizado, y es una actividad que abarca a toda la subestación.

Para la termografía es necesario considerar los siguientes aspectos:

- Temperatura ambiente.
- La fase que se toma como fase de referencia.
- Si el equipo presenta anomalías cuando se efectúa la inspección termográfica, sus imágenes podrán ser analizadas en una PC.
- Tiempo correspondiente a la realización de la medición termográfica.

En esta inspección para los interruptores se analizan: Cámara de extinción, motor de accionamiento, conexiones de fuerza-control, bushings. Y para los seccionadote: Mordaza de cierre, motor de accionamiento, conexiones de control, aisladores.

## CONCLUSIONES

1. Es una herramienta participativa, donde el personal de operación y mantenimiento acuerdan el tipo de tarea proactiva a realizar, para las posibles fallas que se puedan presentar, y que a su vez llega a reducir sustancialmente la sobrecarga de trabajos rutinarios.
2. Esta metodología aprovecha todo el conocimiento que existe en la organización del centro de producción.
3. Permite optimizar la vida útil de los equipos y sus componentes, asegurando que continúe su funcionalidad entregándoles una mejor confiabilidad.
4. Permite lograr la minimización de riesgos identificados, relacionado con la seguridad de los equipos, del personal y del medio ambiente.
5. Localiza su atención en las tareas proactivas que tienen el mayor efecto en el funcionamiento del equipo, asegurando la obtención de beneficios económicos, los cuales incide en sus respectivos costos de mantenimiento.
6. Nos permite evaluar si se desea contar con un número determinado de repuestos en stock, con el propósito de reducir los costos de mantenimiento y la pérdida de producción.

**ANEXO A**  
**CODIFICACIÓN KODEPLAN DE EQUIPOS**

Area	CCC	DDD	EEE	FFF	GGG	Equipment/Components name	Nombre de Equipos/Componentes
SCASEP	500					<i>Systems of high voltage and force stations</i>	<i>Sistema de alta tension y estaciones de fuerza</i>
SCASEP	517					<i>Bay system in 138 kV - SEPAEX</i>	<i>Sistema de Bahías en 138 kV SEPAEX</i>
SCASEP	517	000				General	General
SCASEP	517	001				Bay - Transformer 1	Bahia - Transformador 1
SCASEP	517	001	301			Breaker of transformer nr. 1 - SEPAEX	Interruptor Transformador 1 SEPAEX
SCASEP	517	001	301	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	001	301	500		Control and monitoring system	Sistema de control y monitoreo
SCASEP	517	001	400			Isolating switches 138 kV	Seccionadores 138 kV
SCASEP	517	001	401			Isolating switch (bus bar 1 - transformer 1)	Seccionador (barra 1 - Transformador 1)
SCASEP	517	001	401	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	001	401	500		Control and monitoring system	Sistema de control y monitoreo
SCASEP	517	001	402			Isolating switch (bus bar 2 - transformer 1)	Seccionador (barra 2 - Transformador 1)
SCASEP	517	001	402	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	001	402	500		Control and monitoring system	Sistema de control y monitoreo
SCASEP	517	002				Bay - Transformer 2	Bahia - Transformador 2
SCASEP	517	002	301			Breaker of transformer nr. 2 - SEPAEX	Interruptor Transformador 2 SEPAEX
SCASEP	517	002	301	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	002	401			Isolating switch (bus bar 1 - transformer 2)	Seccionador (barra 1 - Transformador 2)
SCASEP	517	002	401	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	002	402			Isolating switch (bus bar 2 - transformer 2)	Seccionador (barra 2 - Transformador 2)
SCASEP	517	002	402	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	011				Bay - Line 1102	Bahia - Línea 1102
SCASEP	517	011	301			Breaker of Line 1102	Interruptor Línea 1102 - SEPAEX
SCASEP	517	011	301	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	011	401			Isolating switch (bus bar 1 - line 1102)	Seccionador (barra 1 - Línea 1102)
SCASEP	517	011	401	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	011	402			Isolating switch (bus bar 2 - line 1102)	Seccionador (barra 2 - Línea 1102)
SCASEP	517	011	402	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	011	403			Isolating switch of Line 1102	Seccionador Línea 1102 - SEPAEX
SCASEP	517	011	403	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	011	404			Isolating switch to earth - Line 1102	Seccionador a tierra Línea 1102 - SEPAEX
SCASEP	517	011	404	300		Device of impulsion (natural)	Dispositivo de operación
SCASEP	517	012				Bay - Line 1033	Bahia - Línea 1033
SCASEP	517	012	301			Breaker Line 1033	Interruptor Línea 1033 - SEPAEX
SCASEP	517	012	301	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	012	401			Isolating switch (bus bar 1 - line 1033)	Seccionador (barra 1 - Línea 1033)
SCASEP	517	012	401	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	012	402			Isolating switch (bus bar 2 - line 1033)	Seccionador (barra 2 - Línea 1033)
SCASEP	517	012	402	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	012	403			Isolating switch - Line 1033	Seccionador Línea 1033 - SEPAEX
SCASEP	517	012	403	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	012	404			Isolating switch to earth - Line 1033	Seccionador a tierra Línea 1033 - SEPAEX
SCASEP	517	012	404	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	013				Bay - Line 1101	Bahia - Línea 1101
SCASEP	517	013	301			Breaker 113	Interruptor 113
SCASEP	517	013	301	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	013	401			Isolating switch (bus bar 1 - line 1101)	Seccionador (barra 1 - Línea 1101)
SCASEP	517	013	401	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	013	402			Isolating switch (bus bar 2 - line 1101)	Seccionador (barra 2 - Línea 1101)
SCASEP	517	013	402	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	013	403			Isolating switch Line 1101	Seccionador Línea 1101
SCASEP	517	013	403	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	013	404			Isolating switch to earth - Line 1101	Seccionador a tierra 138 kV Línea 1101
SCASEP	517	013	404	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	021				Bay - Coupling of bus bar	Bahia - Acoplamiento de barras
SCASEP	517	021	301			Coupling breaker SEPAEX	Interruptor Acoplamiento SEPAEX
SCASEP	517	021	301	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	021	401			Coupling isolating switch - bus bar 1	Seccionador de acoplamiento - barra 1
SCASEP	517	021	401	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	021	402			Coupling isolating switch - bus bar 2	Seccionador de acoplamiento - barra 2
SCASEP	517	021	402	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	021	403			Isolating switch to earth - bus bar 1	Seccionador a tierra - barra 1
SCASEP	517	021	403	300		Operating device	Dispositivo de operación
SCASEP	517	021	404			Isolating switch to earth - bus bar 2	Seccionador a tierra - barra 2
SCASEP	517	021	404	300		Operating device	Dispositivo de operación

**ANEXO B**  
**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

## INTERRUPTOR DE POTENCIA DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE DE LA LÍNEA 1102 Y 1033

### GENERAL ELECTRIC

#### OIL BLAST CIRCUIT BREAKER

**Nº** 0139A6420-203 247-801460  
**Type:** FK 138-5000-2  
**Rating:** 138000 V / 1200 Amp / 60 Hz  
**Interrupting Current at rated voltage:** 21000 Amp:  
**Impulse withstand:** 650 kV  
**Max. design:** 145000 V  
**Height to remove bushing:** 17.5 FT  
**Weight of bushing:** 450 Lb  
**Oil per tank:** 800 galones  
**Weight of breaker with oil:** 34274 Lb.

#### SISTEMA DE MECANISMO NEUMÁTICO:

**Type:** MA16-9  
**Operating pressure range:** 170-110 PSI  
**Control value coil:** 366A701 G-20TF  
**Auxiliary value coil:** 366A701 G-10TF  
**Potential trip coil:** 6306779 G-4TF  
**Exciting coil:** 6306748 G-1TF

	Operating range	Amp.
Nº1	70 to 140Vdc	5,8
Nº2	90 to 130Vdc	0,1
Nº3	90 to 130Vdc	6
Nº4	70 to 140Vdc	5,8
Nº5	70 to 140Vdc	5,3
Nº6	90 to 130Vdc	5,5

**Parts bulletin-breaker:** GEI-72603

**Mechanism:** GEG-13783

## SECCIONADORES

(Barras - Línea 1102 y 1033)

<b>Marca</b>	Southern States Inc. hampton, Georgia
<b>Tipo</b>	571
<b>Voltaje</b>	4.2-161 kV
<b>Amperios</b>	600 A

**Sistema de mecanismo**

<b>Marca</b>	Southern States Inc. hampton, Georgia
<b>Nº serie</b>	
<b>Tipo</b>	VM 104
<b>Torque</b>	10000 Lb-Int
<b>OPTG Volt.</b>	125 DC
<b>OPTG Time</b>	2-3 segundos
<b>Año</b>	1967

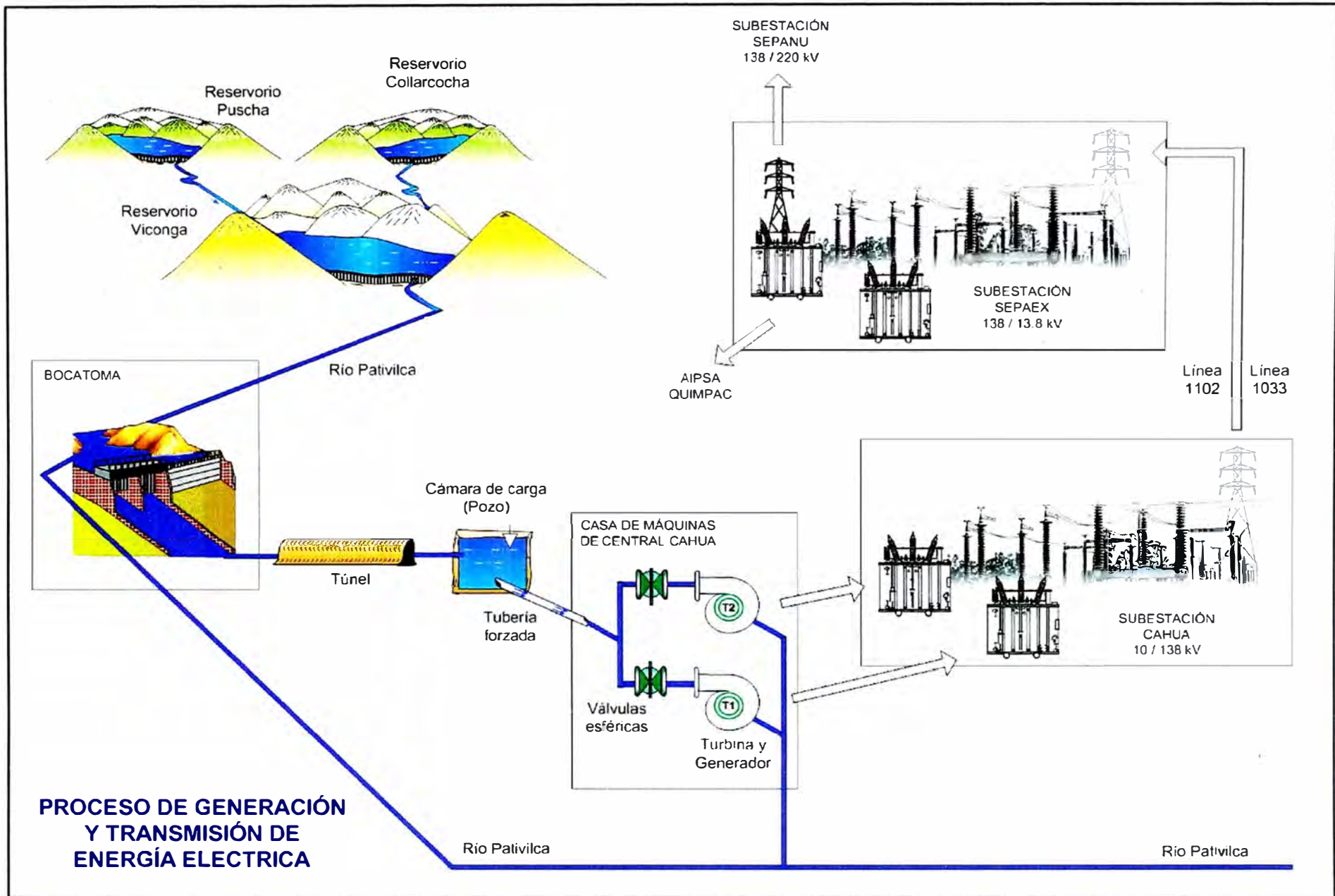
(Barras - Línea 1101)

<b>Marca</b>	Takaoka Electric
<b>Tipo</b>	THR5
<b>Tensión</b>	144 000 V
<b>I nominal</b>	800 A
<b>I momentánea nominal</b>	14 kA
<b>BIL</b>	650 kV
<b>Norma</b>	JEC 196 (1975)

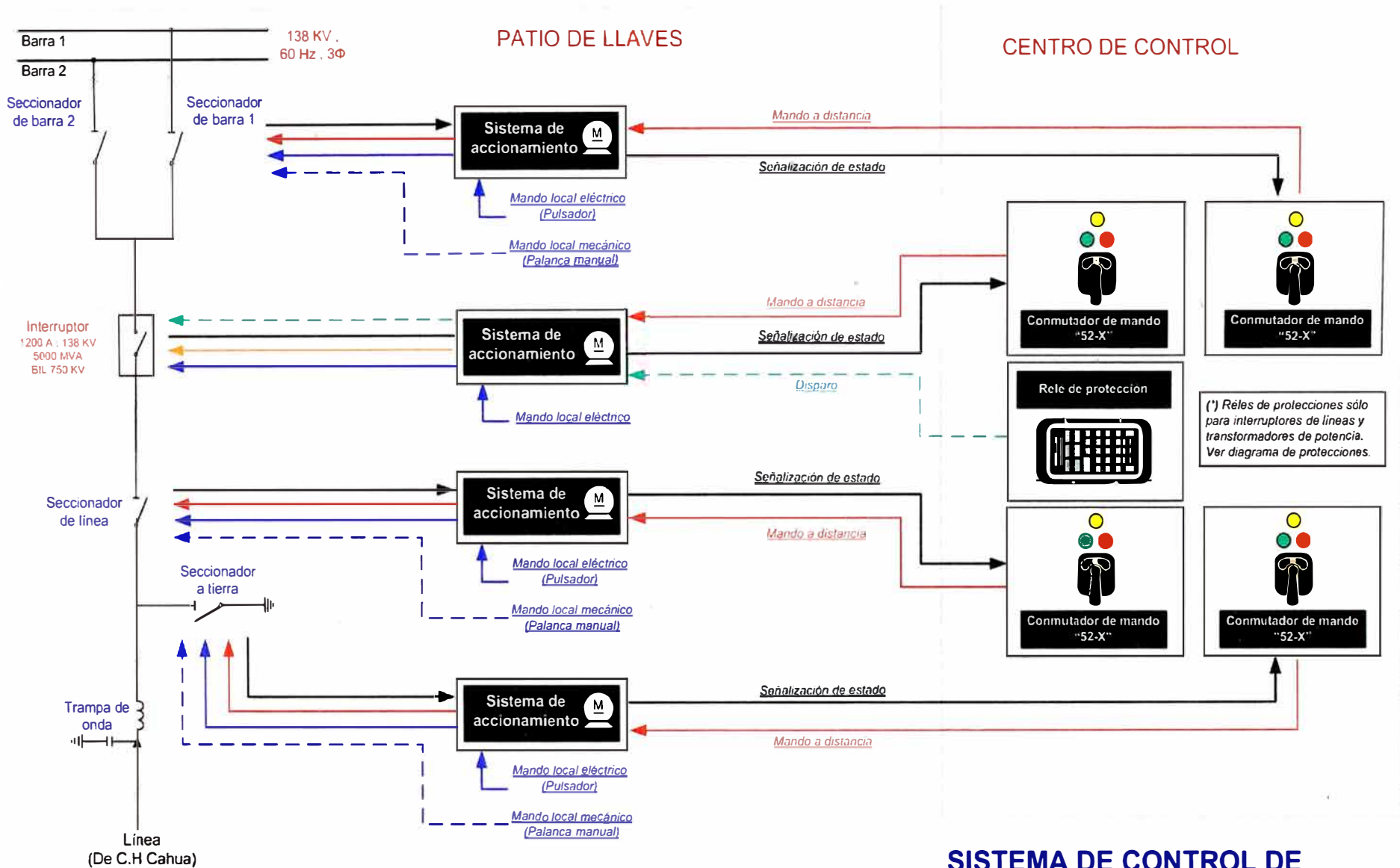
**Sistema de mecanismo**

<b>Marca</b>	Takaoka Electric
<b>Motor</b>	MA24-81
<b>Tipo de accion.</b>	electromecánico
<b>VAC</b>	200 V ; 60 Hz
<b>V nom. control</b>	100 VCC
<b>Año</b>	1979

**ANEXO C**  
**DIAGRAMA DE PROCESOS Y UNIFILARES**







**SISTEMA DE CONTROL DE ACCIONAMIENTO DE LOS ELEMENTOS DE MANIOBRA DE ALTA TENSION DE SEPAEX**

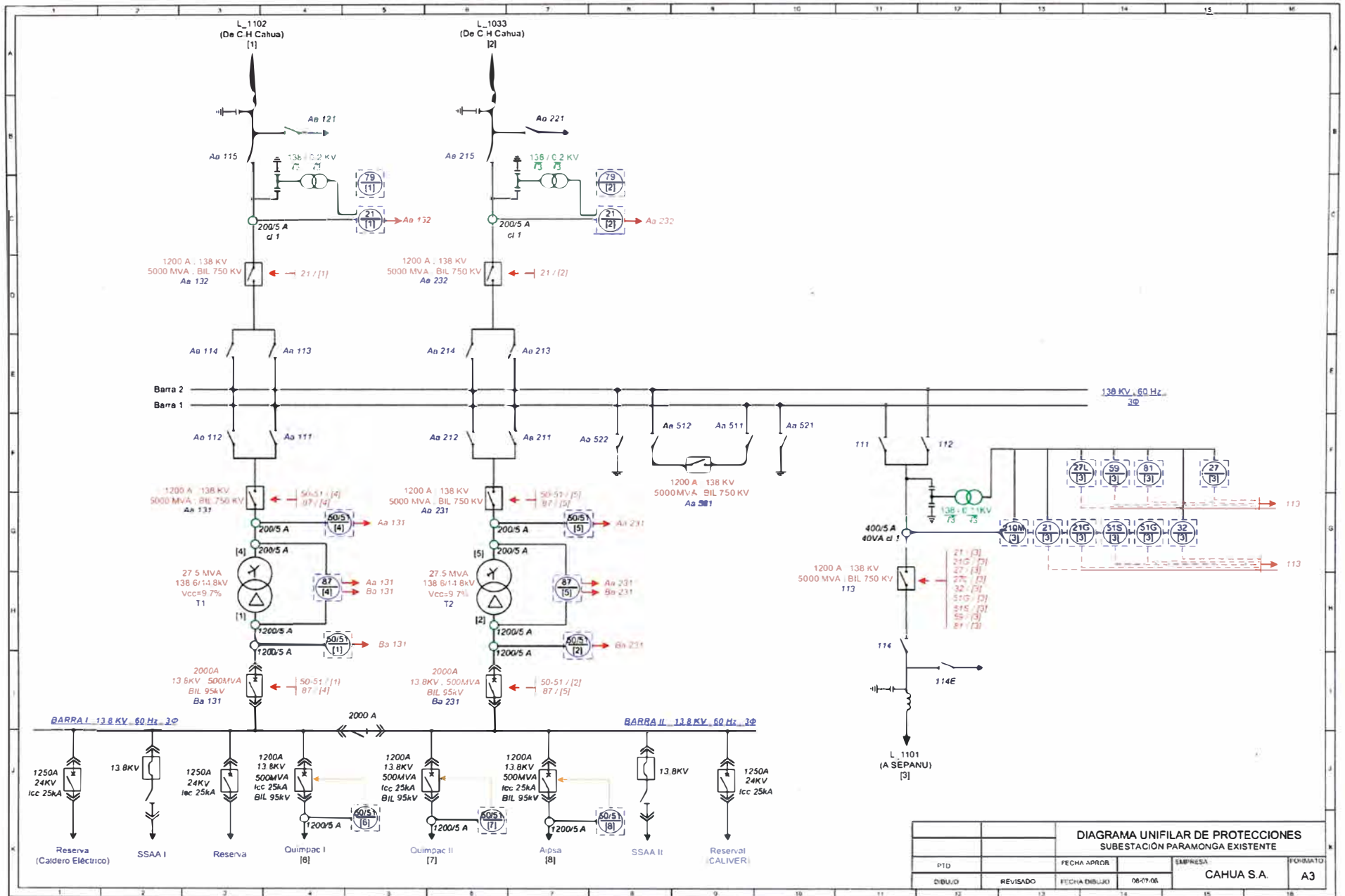


DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES				
SUBESTACIÓN PARAMONGA EXISTENTE				
P.T.O.	FECHA APROB.	EMPRESA	FORMATO	
DIBUJO	REVISADO	FECHA DIBUJO	06-07-06	CAHUA S.A. A3

**ANEXO D**  
**CATÁLOGOS DE EQUIPOS**



## STEEL-CLAD OIL-BLAST CIRCUIT BREAKERS

**3500 and 5000 MVA - 1200 AMPERES**

### TYPES

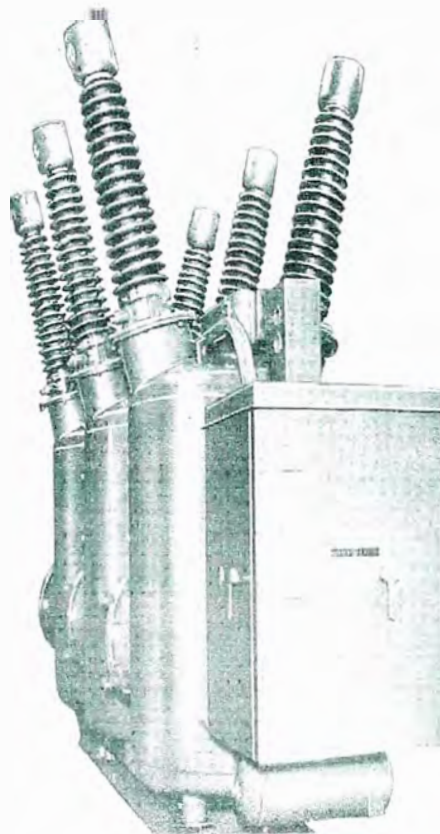
FK-115-0, -1 and -2

FK-138-0, -1 and -2

115 and 138 KV

### CONTENTS

INTRODUCTION.....	3
RECEIVING, HANDLING AND STORAGE.....	3
DESCRIPTION.....	4
INSTALLATION.....	5
FINAL INSPECTION.....	14
OPERATION.....	15
MAINTENANCE.....	15
RENEWAL PARTS.....	20



POWER CIRCUIT BREAKER DEPARTMENT

**GENERAL  ELECTRIC**

PHILADELPHIA, PA.

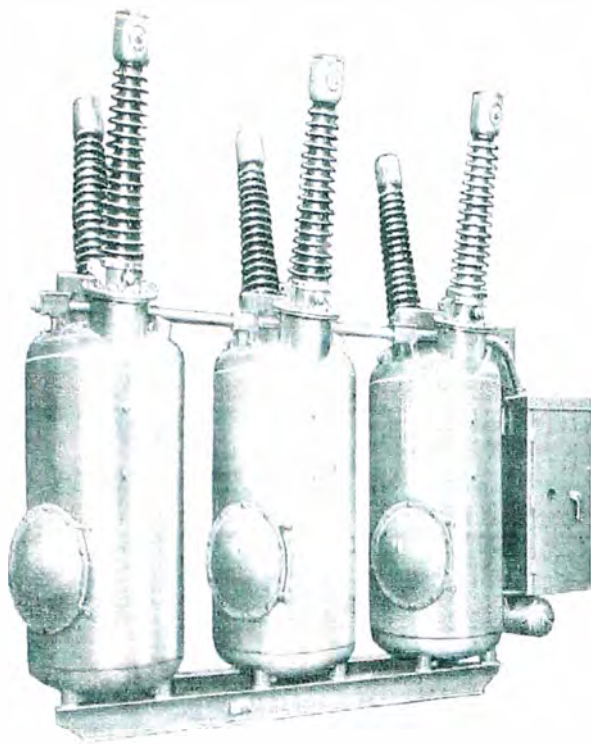


Fig. 1 Type FK Oil-blast Circuit Breaker

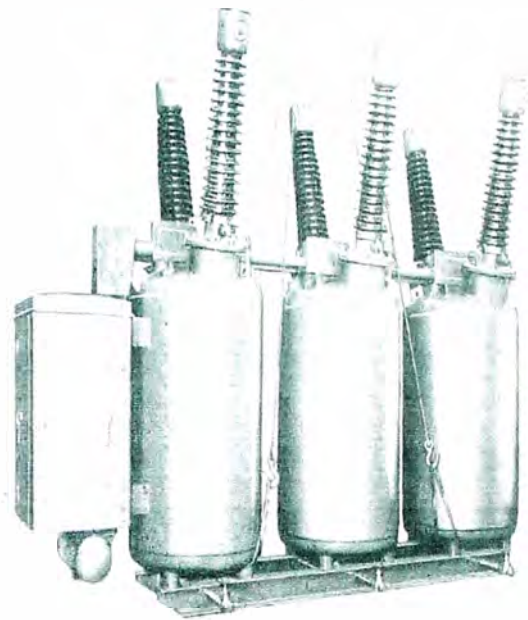


Fig. 2 Method of Slings Breaker



Fig. 3 Plumbing of Breaker

# OIL-BLAST CIRCUIT BREAKER

## TYPE FK-115 AND 138 KV

### INTRODUCTION

The oil circuit breaker is a vital part of the modern power transmission system, being depended upon for protection, flexibility of control and efficiency of operation for stability and continuity of service.

The Type FK-115 and 138 kv oil-blast circuit breakers are designed for high speed interruption of faults and high speed reclosing on modern transmission lines of high current, voltage and short circuit rating. High speed interruption is achieved by use of contacts employing the oil-blast principle of circuit interruption. High speed reclosing is obtained by the use of a simple and rugged linkage that operates on low-friction bearings. The shorter arc durations result in decreased oil carbonization and reduced contact deterioration, and consequently less frequent maintenance. Arc resistant materials are used throughout on the interruption contacts.

To facilitate installation, the three pole units of a triple pole breaker are mounted on a common base. The sturdy tank supports facilitate inspection and painting under the tanks. The pneumatic operating mechanism is installed in a weatherproof housing which is fastened to the first pole unit, and the pole units are mechanically connected so as to operate simultaneously. A triple pole breaker is shown in Fig. 1.

THE SHORT CIRCUIT CONDITIONS TO BE IMPOSED ON THE BREAKER MUST NOT EXCEED ITS RATING, NOR SHOULD IT BE CALLED UPON TO OPERATE AT VOLTAGES OR CURRENTS GREATER THAN THOSE GIVEN ON THE NAME-PLATE. These breakers may be used at any altitude up to 10,000 feet provided the proper bushings are selected. For the complete rating information of any par-

ticular breaker, refer to the breaker name-plate which is located inside the front door of the operating mechanism housing.

PROPER INSTALLATION AND MAINTENANCE ARE NECESSARY FOR CONTINUED SATISFACTORY OPERATION OF THE BREAKER. The following instructions will provide information for placing the breaker in service and for maintaining satisfactory operation. It should be kept in mind that the illustrations shown in this instruction book are for illustrative purposes and may not always be an actual picture of the equipment being furnished. For final information, always refer to the drawings which are furnished separately with the equipment. For additional instructions concerning the operating mechanism and auxiliary equipment, refer to the individual instruction books for these devices.

### RECEIVING, HANDLING AND STORAGE

#### RECEIVING

All breakers are assembled and tested at the factory. They are shipped assembled in as complete units as handling and transportation facilities will permit. Some unit base-mounted breakers have the bushings and multi-break interrupters removed and shipped separately. Each pole unit is shipped with the bushing current transformers, breaker mechanism and moving contact members in place. The pneumatic operating mechanism and its housing are shipped assembled on the front pole unit. Where shipping clearances and handling facilities permit, the breakers may be shipped completely assembled.

**IMPORTANT:** Immediately upon receipt of this equipment examine it for any damage that might have been sustained in transit. If injury or rough handling is evident, a damage claim should be filed immediately with the transportation company, and the nearest General Electric Apparatus Sales Office should be notified promptly.

#### UNPACKING AND HANDLING

The crating or boxing must be removed carefully. Particular care must be taken with the bushings as the porcelain insulating sections may otherwise become chipped or damaged. Use a nail puller to open the crates and do not allow either the crate or the bushing to be struck by tools while handling. The porcelains of the bushings and other parts are sometimes broken by

driving a wrecking bar into crates or boxes carelessly. For additional information concerning the care and handling of bushings see the bushing instruction book. Certain other parts of the breaker are of insulating material and must be handled so that they are protected from moisture, dirt, and damage due to rough handling.

Check all parts against the packing list as they are unpacked and identified to be sure that no parts have been overlooked during the unpacking. This list is enclosed in one of the packing cases and reference to that packing case is made on the memorandum of shipment as containing the packing list. Always search the packing material for hardware which may have loosened in transit. All tags should be left on the parts until they are ready for installation. It is well to remember that parts which have been removed from the breaker for shipment are identified by number markings that correspond to the serial number of the breaker.

#### STORAGE

When the breaker can be set up immediately on its permanent location and filled with oil it is advisable to do so, even though it will not be placed in service for some time. Clean and inspect the oil tank and remove the moisture indicator card and containers of desiccant before filling the tank with oil. Even if the breaker is to be stored for a long period of time in some location other than the permanent one, the

tank should be filled with oil to protect the components made of insulating material.

During a period of short storage, six months or less, it may be advantageous to utilize the materials furnished to keep the tank dry during shipment. This material consists of a humidity indicator card fastened to the lift rod and containers of desiccant fastened to the interrupter. If this method of storage is chosen it is necessary to check the indicator card immediately upon receipt to be sure the tank structure has not sustained any damage in transit which would permit the entrance of moisture. IF DAMAGE IS NOTED THE CARRIER SHOULD BE NOTIFIED AS WELL AS THE NEAREST GENERAL ELECTRIC COMPANY SALES OFFICE.

After the initial inspection is completed, inspection of the indicator card should be made every 30 days to be sure no moisture leakage points have developed. If the card indicates the presence of moisture, corrective measures should be taken immediately. After the entrance point of the moisture is determined and corrected, the saturated desiccant containers should be removed and dried out by baking at 100 C or above for a period of four hours. They can then be mounted in the tank in the same manner as received.

If it is impractical to make the 30 day inspection periods as suggested above, because of remoteness of location, the breakers should be filled with oil as a

*These instructions do not purport to cover all details or variations in equipment nor to provide for every possible contingency to be met in connection with installation, operation or maintenance. Should further information be desired or should particular problems arise which are not covered sufficiently for the purchaser's purposes, the matter should be referred to the General Electric Company.*

positive safeguard against moisture damage to the insulating parts.

The bushings may be stored outdoors in their crates as received, in a place where there is no danger of breakage.

**ALL BREAKER COMPONENTS MADE OF INSULATING MATERIAL SHOULD BE STORED IN A DRY ROOM.** These parts are all indicated by an appropriate "KEEP IN DRY PLACE" label on the outside of the case. When storing them indoors the cases

should be opened to allow air to circulate freely. If the parts are packed in excelsior it is advisable to remove the excelsior completely because it tends to collect moisture which may be absorbed by the insulating materials; the moisture may also cause corrosion of metal parts. If they must be left out door for a week or two, they must be thoroughly covered with a tarpaulin. Sufficient heat should be applied to prevent temperature changes from causing moisture condensation on the parts. Under conditions of high humidity, or if the only indoor storage space is damp, breaker

components and renewal parts should be kept in containers filled with G-E #10-C oil.

Renewal parts, especially lift rods, guides and other parts made of insulating material, should be stored in a dry room. It is also advisable to hang the lift rods and guides in a vertical position to minimize the possibility of warpage, especially if a level storage surface is not available.

The space heater in the operating mechanism housing should be energized as soon as possible in order to prevent moisture condensation inside the housing.

## DESCRIPTION

### BREAKER

Each triple pole breaker consists of three similar pole unit assemblies mounted on a common base as shown in Fig. 1. Each pole unit has an oil tank on which a mechanism box and two bushing supports are welded. These bushing supports also serve as bushing current transformer pockets. The mechanism box houses the pole unit linkage that imparts the straight line motion to the lift rod. The breaker linkages on the three pole units are connected so that they can be operated simultaneously by the common pneumatic operating mechanism. The oil tank encloses the interrupters and insulating oil.

The breaker mechanism Fig. 17 atop each pole unit transmits the motion of the operating mechanism to the movable contact assembly, producing a straight line motion of the movable contacts. The breaker mechanism is so designed that the operating rods are always in tension on both closing and opening operations due to the spring load of the interrupters. Oil dashpots decelerate the opening speed prior to the fully open position, allowing the movable contacts to come to rest with no rebound. An adjustable opening spring located at the end of the horizontal operating rod on the third pole unit insures positive opening action of a predetermined speed and contact parting time.

The tanks are equipped with entrance manholes, Fig. 10, to permit easy access to the interior of the pole units for inspection and repair. Each tank also has a drain valve and a sampling valve, which is part of the drain valve. Each pole unit is also equipped with a float-type oil gauge which indicates the level of the oil in the tank.

For a detailed explanation of the operation of the breaker refer to the section OPERATION.

### INTERRUPTER

The interrupter unit, Fig. 8, consists essentially of a \*Herkolite tube enclosing several pairs of contacts which, during interruption, form four series breaks, two pressure generating breaks and two interrupting breaks. The tube has two port openings which allow the proper flow of oil across the interrupting contacts during fault operations, and two pressure control ports located adjacent to the pressure generating breaks.

Contact wipe is maintained by individual springs on each of the bridging contacts on

\* Registered Trade-Mark of General Electric Company

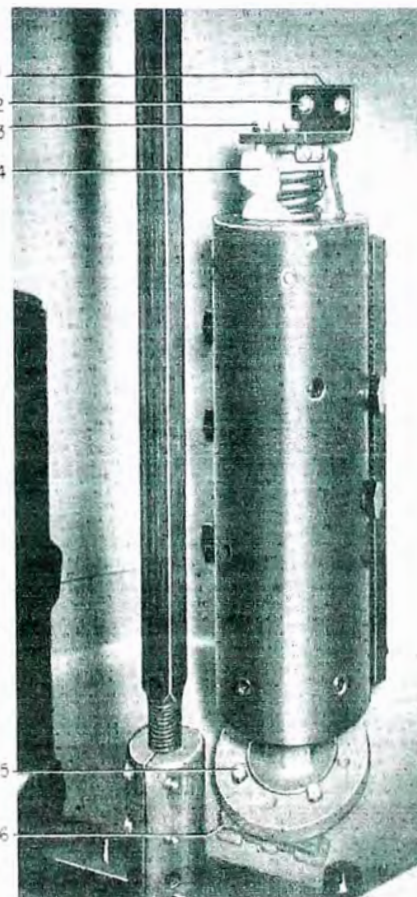
the interrupter movable contact assembly. Opening of the contacts is achieved by the two heavy springs located just above the external contact of the interrupter movable contact assembly. The interrupter is closed by the crossarm which is fastened to the lift rod of the breaker. The crossarm has contact buttons located at either end which complete the circuit to the external contacts on the interrupter movable contact assembly.

Each interrupter assembly is shunted by a resistor which serves to divide the voltage between interrupters of a pole unit

during interruption and also limits the over-voltage developed across the breaker after interruption. This resistor consists of an insulating board around which is wound a continuous length of helix wound wire as shown in Fig. 21. The wire winding is covered over by two insulating covers.

### OPERATING MECHANISM

The operating means for closing and opening the breaker is a mechanism of the pneumatic type, located in a weatherproof housing on the front pole unit. Instructions for the mechanism are contained in a separate instruction book.



1. Mounting Bracket
2. Screw
3. Jacking Bolts
4. Interrupter Screws
5. Mounting Bolts
6. Mounting Platform

Fig. 4 Method of Mounting Interrupters for Shipment

## BUSHINGS

The oil-filled bushings used on these breakers are of hermetically-sealed construction. The outer portion consists of two one-piece wet-process porcelains assembled to a central mounting flange. The upper end of the bushing is provided with an expansion chamber and a leakproof magnetic-type oil level indicator.

The bushings are kept pressure-tight and moisture-proof by specially compounded synthetic rubber gaskets. Pressure is maintained on the gaskets by a multiple coil spring assembly arranged concentrically around the central conductor in the expansion chamber. This also serves to keep the porcelains in compression at all times.

Each bushing is also equipped with a capacitance tap outlet which, when used with a separate potential device, provides a voltage supply for operating relays and instruments. In addition, each bushing has provision for two bushing current transformers.

### BUSHING CURRENT TRANSFORMERS

RELAYING TRANSFORMERS are of the multi-ratio type having taps that provide a wide range of ratios. All of the leads are brought out for external connections. The leads are run in conduit into the operating mechanism housing where they are terminated at suitably marked terminal boards. Performance data in the form of excitation and ratio curves are available for all transformers of the standard ratios. These

curves are supplied with the order or can be secured from the High Voltage Switchgear Department by giving the proper references.

METERING TRANSFORMERS may also be furnished. These are of the single ratio type and have compensation applied for specified loadings. They cannot be used on other loadings without affecting their accuracy. For this type of transformer the performance data consists of ratio and phase angle curves. These are supplied with each order.

For additional information on Bushing Current Transformers, see their Instruction Book.

### SPECIAL TOOLS

Special tools and accessories to facilitate installation and maintenance of parts include the following:

- Maintenance closing device
- Complete set of retaining ring pliers and spanner wrenches
- Bushing aligning brackets
- Crossarm and interrupter centering tools for interrupter aligning
- Travel recorder bracket
- Closing dashpot oil
- Touch-up paint

### OIL

The high speed performance of the modern oil-blast breaker is dependent upon

the use in the breaker of oil having the proper characteristics and refined under a controlled method, by a reliable refiner, to fully meet the most rigid specifications. A high dielectric strength is necessary to meet insulation requirements. Efficient cooling demands low viscosity, yet not too low as to effect the flash and burning points, which must be high to minimize the fire risk. A low freezing point is required for successful operation when installed in a location subject to freezing temperatures. High resistance to carbonization minimizes the sludge and carbon deposits that reduce the dielectric strength and cooling effect of the oil. The proper oil should not readily retain moisture in suspension, as the presence of one tenth of one per cent may reduce its puncturing resistance by 50 per cent.

It is recommended that G-E #10-C oil be used in these breakers. This is a pure mineral oil with the following characteristics:

- Flash Point ..... 145 C.
- Pour Point ..... -40 C.
- Viscosity at 37.8 C ..... 62 Sec.
- Power Factor at 100 C ..... 3 Max.
- IFT ..... Greater than 40 Dynes/CM
- Acidity ..... .02 mg KOH/Gram
- Color ..... Pale Amber, Clear

Each lot of oil is subjected to a strict examination and is rejected unless it fully meets specifications which require, in part, that the oil shall withstand a potential of at least 26,000 volts, as measured by the standard test between 1 inch disk spaced 0.1 inch apart.

## INSTALLATION

The installation of the breaker will be facilitated by a study of these instructions and a review of the approved drawings that supplement these instructions. The approved drawings, which include an outline of the breaker and operating mechanism housing, and connection diagrams, provide information necessary for the proper installation of the breaker. Before any work is done, these drawings and all related instruction books should be consulted.

### INSTALLATION ASSEMBLY

#### BREAKER LOCATION

The breaker should be located so that it will be readily accessible for cleaning and inspection. Sufficient space must be provided for opening the doors of the pneumatic operating mechanism housing and making the necessary control connections. Where flood conditions exist, the breaker foundation should be sufficiently high so that the mechanism housing is above high water level. It is also important that the breaker foundation be perfectly level, as this will assure maximum smoothness of operation.

#### BREAKER INSTALLATION

Installation of the breaker is greatly simplified as the tanks are aligned and mounted on a unit base with the interphase connecting rods and cover pipes in place.

Slings the triple pole breaker as pictured in Fig. 2 and move it into location

with a crane. To level the breaker, use the plumb marks of the center tank located on the bushing potential device mounting lugs and the oil drain line as shown in Fig. 3. If necessary, shim the unit base until the plumb bob is within 1/4 inch of the mark.

Before proceeding with the checking of the breaker all shipping braces on the bushings, inside the tank and in the mechanism house, should be removed.

Where breakers are shipped fully assembled the procedures listed under BUSHING INSTALLATION and INTERRUPTER INSTALLATION are obviously omitted. The remaining sections on Moving Contact Members, Connections, Mechanical Adjustments and so forth should be followed through to be sure no shifting of parts has been sustained in shipment.

The degree of readjustments required in fully assembled breakers is purely a function of the handling received in transit. Every effort has been made at the factory to insure the rigidity of all members which may shift out of adjustment. Even with these precautions it is sometimes necessary to realign and readjust some components on the breaker.

All checks listed under SUMMARY OF ADJUSTMENTS should be made after the breaker has been set on the foundation and properly aligned as previously described.

### MOVING CONTACT MEMBERS

The lift rods and crossarms are in place as the breaker tanks are received. Check to see that the lift rods are hanging in a vertical position and have clearance in the guide blocks of at least 1/64 of an inch in both directions. The vertical positioning of the lift rod (25) Fig. 10 should be checked with the crossarm (27) jacked to a position of approximately 16 inches from the bottom of the tank. This position is measured from the bottom side of the crossarm at the center of the tank. The rods are properly located and aligned by adding or removing the necessary shims (22) at the top of the guide.

On fully assembled breakers it is permissible to push the lift rod (25) as much as 1/2 inch off vertical as measured at the bottom of the rod. This adjustment may be required to obtain proper alignment between the lower contact (27), Fig. 24 of the interrupter and the contact button (15), Fig. 10 of the crossarm. If more than 1/2 inch of adjustment is required the guide should be adjusted to allow the rod to hang vertically and the necessary alignment adjustments should be made on the bushing (17) and the interrupter (12).

### BUSHING INSTALLATION (Fig. 5, 6 and 7)

Make an inspection of the inside of the tanks to determine whether any damage has occurred during shipment. The tanks as received will have shipping covers over the



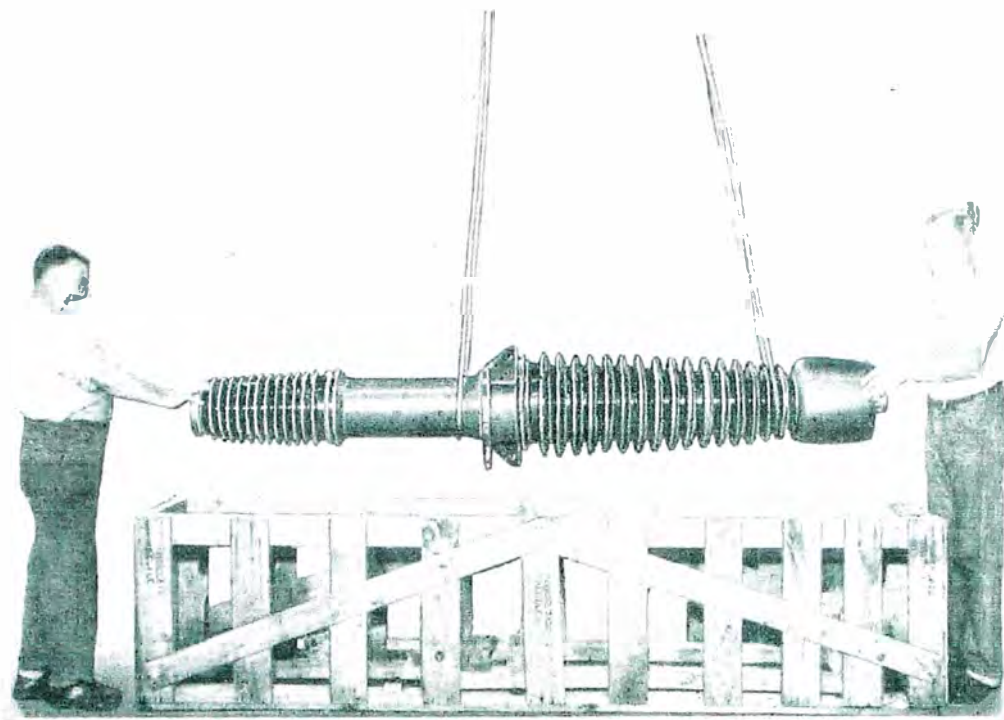


Fig. 5 Horizontal Lifting of Bushing for Removal from Crate

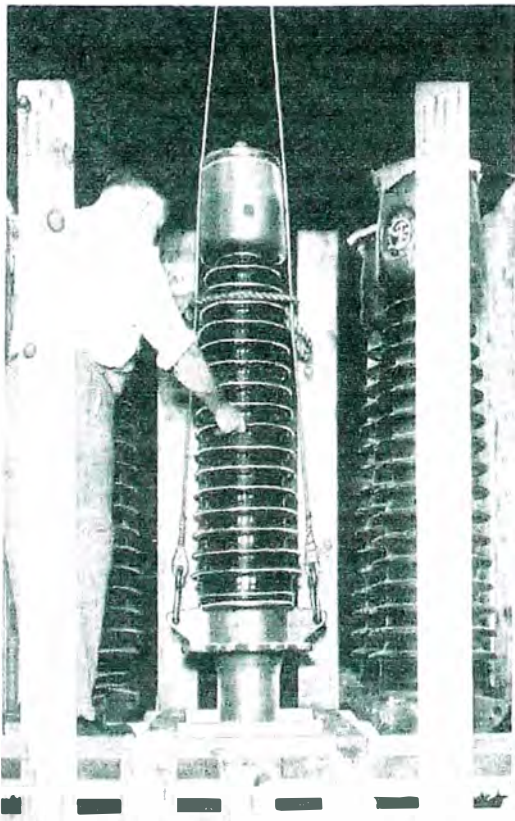


Fig. 6 Vertical Lifting of Bushing for Removal from Crate

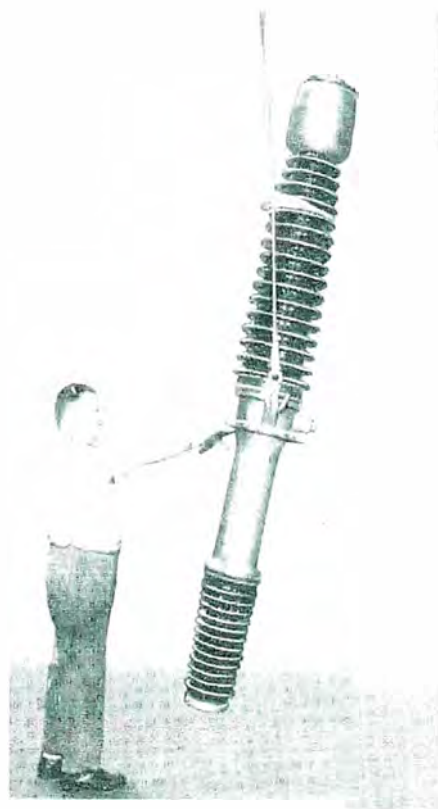


Fig. 7 Slings Arrangement for Installation of Bushing

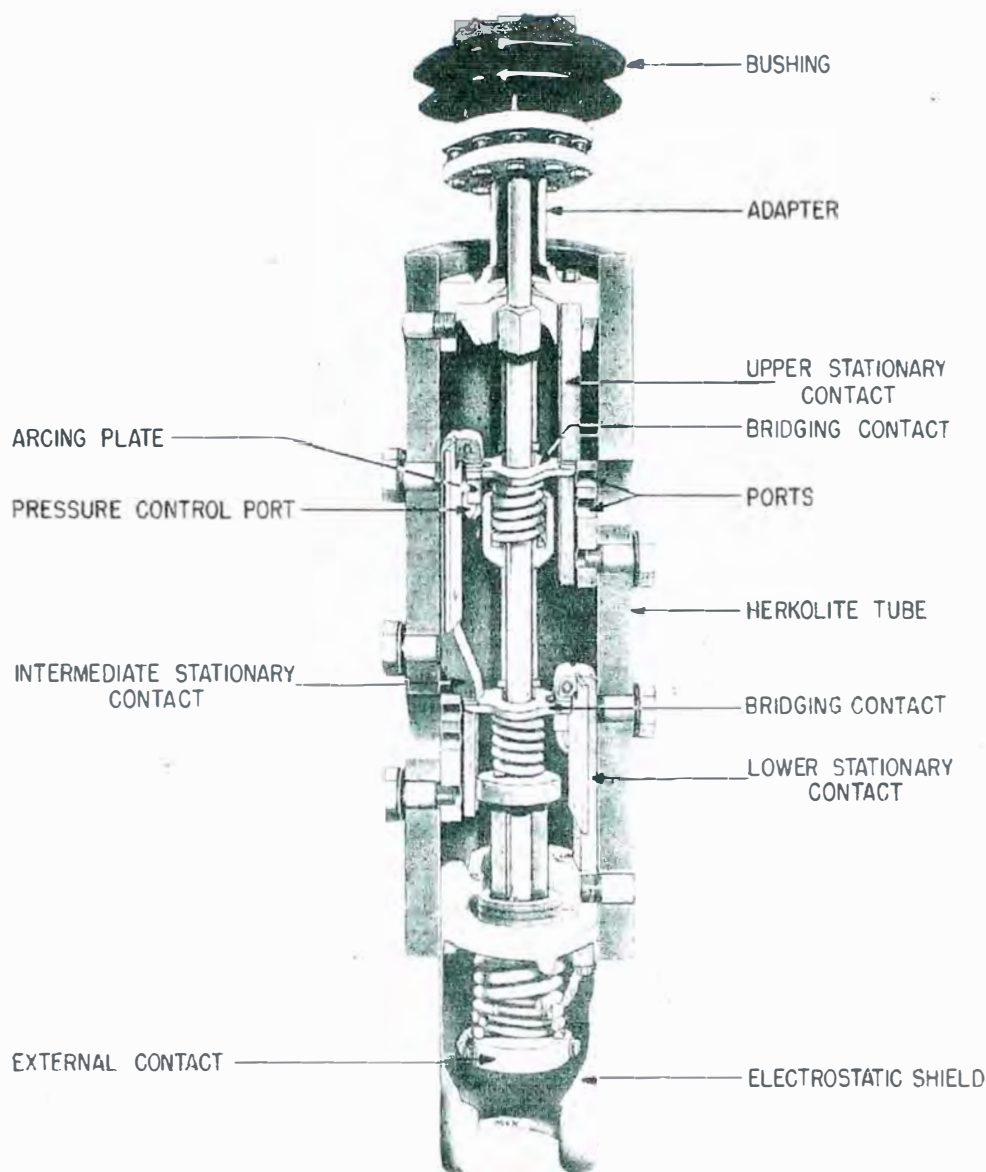


Fig. 6 Cutaway View of Multi-break Interrupter

transformer pockets. Remove these covers and any packing that may be over the transformers before installing the bushings. The gaskets and hardware used on the covers are also used for the installation of the bushing.

Before handling the bushings, read the section UNPACKING AND HANDLING. When shipped in groups of three to six, they are carefully packed in crates and shipped vertically. Remove these bushings from their crates by attaching slings to lifting eyes in the mounting flange as shown in Fig. 6. Adjust the sling until the bushing is at an angle of approximately fifteen degrees to the vertical, see Fig. 7, that position which it finally assumes when placed in the breaker. The oil level indicator (1) should face the side of the breaker as shown in Fig. 9. Wipe the bushing clean and dry.

Individual bushings are shipped at a slight angle to the horizontal. Prior to removing the bushing from the crate for

installation in the breaker, rotate the bushing so that its oil level indicator is at the bottom. Remove the bushing from its crate by means of a rope sling as shown in Fig. 5. The bushing can then be laid flat and the cable hooks attached to the lifting ears. A rope sling can be placed at the top of the bushing to give the proper assembly angle. When the bushing is elevated in this manner care should be taken so the bushing does not slide along the ground or support too much weight at the bottom end.

If it becomes necessary to place a bushing in service which has been stored in its individual crate and where the bushing is to be energized within 48 hours, rock the bushing gently to release any entrapped gas or air which may have lodged in the insulating structure. This procedure is not required of a bushing shipped or stored in the vertical position. To eliminate air entering the bushing insulation it is recommended that bushings be stored in a vertical position.

When lowering the bushings into place in the breaker, care should be taken to see that the lower porcelains do not damage the bushing current transformers as they pass through. The bushing mounting bolts (6) Fig. 10 may now be inserted (see Fig. 25 for mounting details). With the bushing in this position the pointer of the oil level gage should indicate approximately normal at a bushing temperature in the range of 20 to 25 degrees Centigrade.

Fig. 10 shows how the bushing (17) is mounted on the adapter plate (4) which, in turn, is mounted on the transformer pocket (9). The adapter plate and the bushing mounting flange both have oversize bolt holes permitting shifting of both the adapter and the bushing for proper alignment. The normal procedure on this type of mounting is to locate the bushing in the center of the adapter opening and obtain the necessary adjustment by moving the adapter on the current transformer pocket. If any further adjustment is required the adapter is bolted

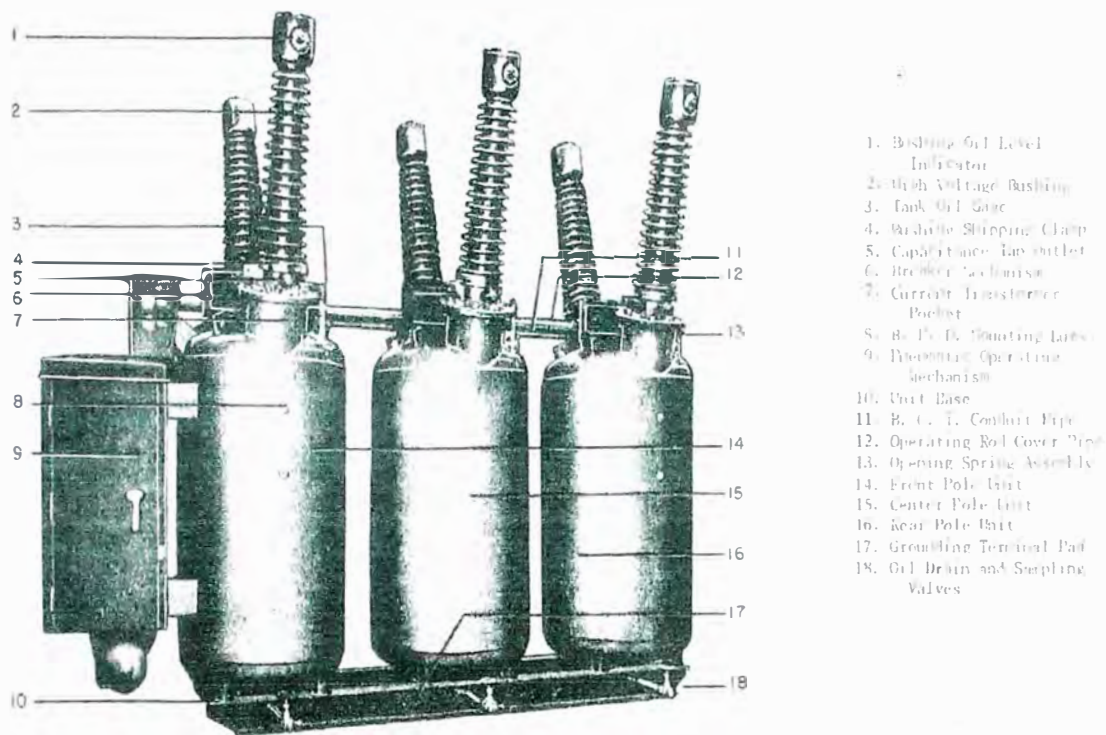


Fig. 9 View of FM Breaker Showing Major Assembly Components

in place and the bushing is shifted on the adapter.

Where the bushing (17) and adapter (4) gaskets are set in full grooves as shown in Fig. 10 it is not necessary to prepare the groove or the gasket in any way other than a light coat of D50H15 grease. In some breakers the gasket is set in a half groove. On these it is recommended that the gasket be cemented to the adapter to insure maintaining proper alignment when the bushing is assembled. Where gaskets are furnished in strip form the instructions listed for gaskets under the section REPAIR AND REPLACEMENT should be followed.

It should be noted that the adapter plate need not be moved if the bushing is ever removed and that alignment is maintained if the same bushing is reinstalled.

To hang the plumb bob for aligning the high voltage bushings, as shown in Fig. 11, attach the aligning bracket provided to the bottom washer of the bushing. Close the breaker with the maintenance closing device until the top of the contact button (15) Fig. 10 on the crossarm is approximately 35-1/2" from the aligning bracket. The plumb bob, dropped from the bracket, should line up with the center of the contact button on the cross-arm as shown in Fig. 11.

#### INTERRUPTER INSTALLATION

On breakers shipped disassembled, the interrupters are shipped mounted in the tanks as shown in Fig. 4. When removing the interrupters from the mounting brackets the screws (2) should be removed first. This will permit the slow opening of the movable contact assembly by backing off the jacking bolts (3). If the disassembly procedure is

reversed it may result in the interrupter opening at high speeds when the screws (2) are released. After removal of the jacking bolts the interrupter screws (4) fastened to the jacking bolts for shipment should be installed in the two points formerly occupied by the jacking bolts (3), screws (2), mounting bolts (5), and mounting brackets (1) should be removed from the tank. The interrupters should be hung on the bottom of the bushings with the exhaust ports parallel to the breaker centerline.

Adjust the interrupter adapter (3) Fig. 24 at the ball joint and, with a plumb bob or spirit level, check so that the interrupter is plumb within 1/8 inch over its length. Check also that the lower contact (27) of the interrupter is centrally located above the contact button (15) Fig. 10 of the crossarm. A pair of wooden gage blocks is furnished with the breaker tools to make this alignment easier. With the gage fitted over the contact button the interrupter may be shifted until alignment is obtained between the outside diameter of the gage and the lower contact (27) of the interrupter. Since the O. D. of the contact button (15) Fig. 10 is a cast surface two sizes of holes are provided in the aligning gage, one from the top surface of the gage, and one from the bottom surface. The hole size conforming closest to the O. D. of the contact button to be checked should be selected.

Possible further shifting of the high voltage bushing may be necessary to bring about the interrupter alignment conditions just described. The bolts (2) Fig. 10 holding the adapter (4) to the transformer pocket (9) and the bolts (6) holding the bushing (17) to the adapter should be firmly tightened

after this alignment is completed. Tighten these screws with a wrench no longer than 8 inches to prevent excessive tightening and stripping of the threads at the bottom of the bushing. This would be about 25 foot-pounds on a torque wrench. Static shields are provided on the lower end of the bushings. The tapped holes provided on the clamping rings for mounting these shields should line up parallel with the breaker centerline.

The contact resistance of the breaker is measured in the factory by a ductor after power closure. The value of the contact resistance as determined is a maximum of 800 microhms per pole unit for the new contacts. This value will serve as a guide for the condition of the contacts when checking during periodic inspection.

#### CONNECTIONS

##### PRIMARY CONNECTIONS

Leads should be brought down from above if possible. Ample electrical clearance must be provided between these leads and parts of the station, such as walls, channels and framework. Leads should be properly supported so that the breaker bushings are not subjected to unnecessary strains. The bushings should not carry cable or bus strains. To avoid overheating, the connecting leads must be of a current carrying capacity at least equal to the maximum operating current of the circuit, which should not exceed the breaker rating.

Connections to the breaker are made by bolted connectors fastened to the stud ends of the bushings. The bolts on the terminal connectors must be securely tightened to obtain good contact. All joints must be clean, bright and free from dents or burrs.

## CONTROL AND SECONDARY CONNECTIONS

All control wires should be run in conduit insofar as it is practical. Control wires must be run separately and remote from high tension leads and must not be run in the same duct or parallel to the high tension leads unless the distance separating the two sets of wiring is sufficient to prevent possible communication between them as a result of short circuits. Control wiring of adequate size should be used so that with full operating current flowing to the operating mechanism, the voltage across the terminals of the mechanism will be within the limits specified as standard for the range of control voltage. It is recommended that all conduits entering the mechanism housing be sealed off at their entrance to the housing.

## GROUND CONNECTIONS

The tanks of each breaker should be permanently grounded. The usual practice is to connect a heavy cable to the breaker and to the ground. A grounding pad is provided on each side of the base to which a terminal and cable can be attached. The cable should be able to carry 25% of the current rating of the breaker but should not be smaller than #4 0.

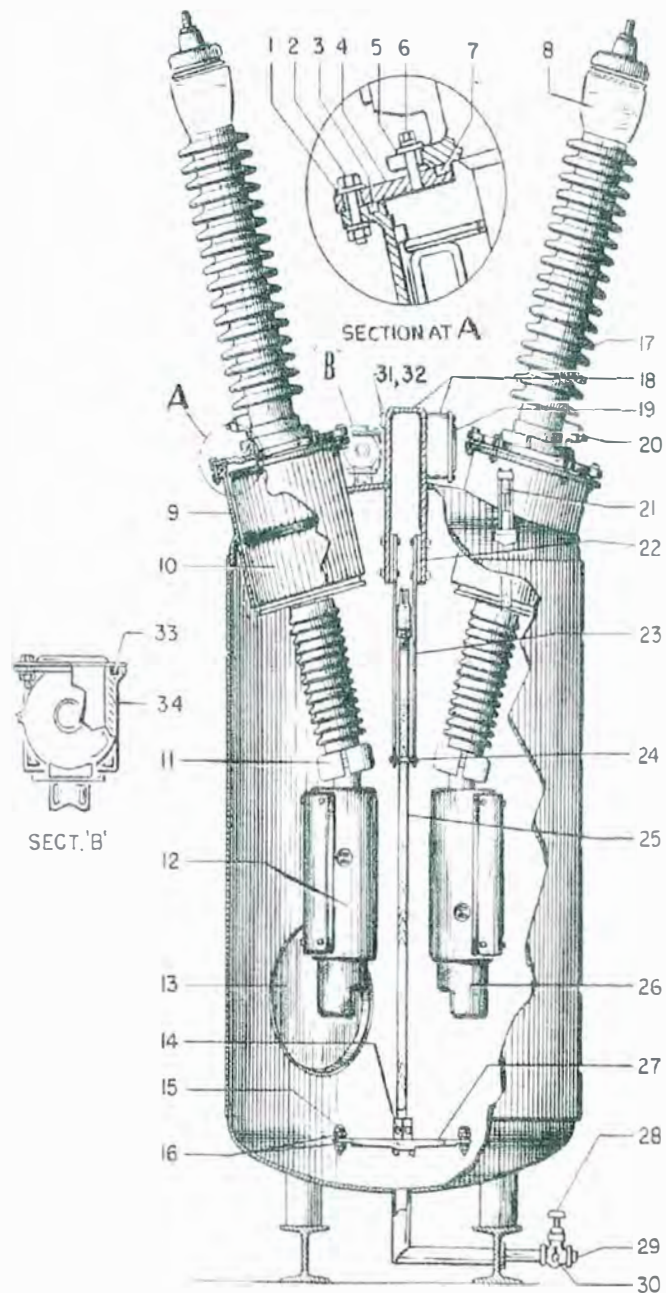
A good permanent low resistance ground is essential for adequate protection. A poor ground may be worse than no ground at all, since it gives a false feeling of safety to those working around the equipment and may result in ultimate danger to both equipment and personnel.

## MECHANICAL ADJUSTMENTS

## PRECAUTIONS

1. Before making any mechanical adjustments or doing any other work on the breaker or its mechanism, make certain that all sources of electrical power are disconnected from the breaker and its mechanism and that all main terminals and breaker tanks are effectively grounded.
2. Exercise extreme care when working on pneumatic operating mechanism. See the mechanism instruction book for additional precautions and maintenance instructions.
3. Be sure the aligning tools are removed from the crossarm contact buttons before raising the breaker to the fully closed position.
4. Do not operate the breaker electrically without oil in the tanks.
5. Do not trip breaker with mechanism piston partially raised by manual device.
6. After breaker adjustments are completed be sure all clamping bolts are retightened before attempting any further power closures.
7. **DO NOT USE THE MAINTENANCE CLOSING DEVICE FOR CLOSING THE BREAKER ON LOAD OR CHARGED.**

Although the breaker has been adjusted and tested at the factory, it is possible that



- |                                 |                                |
|---------------------------------|--------------------------------|
| 1. Washer                       | 18. Breaker Mechanism          |
| 2. Adapter Mounting Bolt        | 19. Crank Box Cover and Gasket |
| 3. Adapter Gasket               | 20. Capacitance Tap Outlet     |
| 4. Adapter Plate                | 21. Tank Oil Gage              |
| 5. Washer                       | 22. Shims                      |
| 6. Bushing Mounting Bolt        | 23. Lift Rod Guide             |
| 7. Bushing Gasket               | 24. Guide Block                |
| 8. Bushing Oil Level Indicator  | 25. Lift Rod                   |
| 9. Transformer Pocket           | 26. Lower Static Shield        |
| 10. Bushing Current Transformer | 27. Cross Arm                  |
| 11. Upper Static Shield         | 28. Drain Valve                |
| 12. Multi-break Interrupter     | 29. Pipe Plug                  |
| 13. Manhole                     | 30. Sampling Device            |
| 14. Clamping Screws             | 31. Spline Shaft Cover         |
| 15. Contact Button              | 32. Cover Gasket               |
| 16. Shims                       | 33. Conduit Box Gasket         |
| 17. High Voltage Bushing        | 34. Conduit Box                |

FIG. 10 Cutaway View of Single Pole Unit

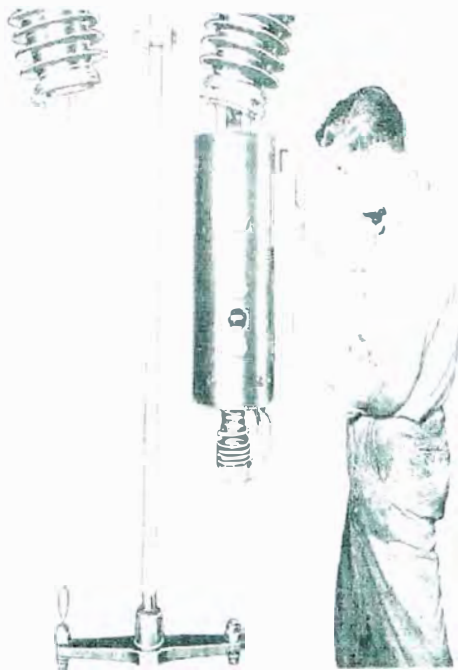
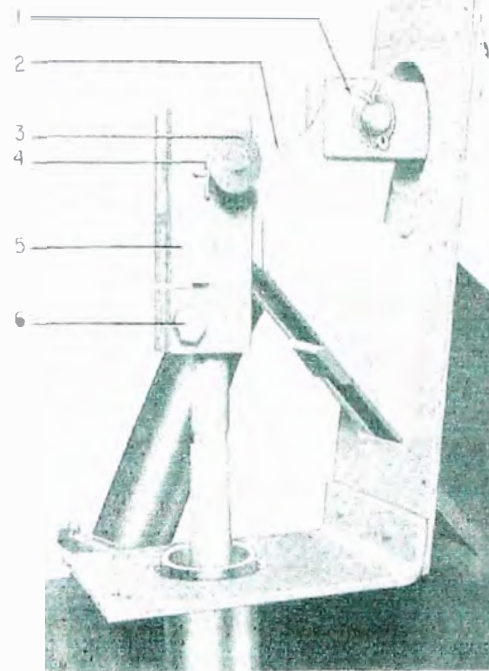


Fig. 11 Aligning of Bushing and Interrupter



1. Connecting Rod 4. Pin  
2. Rollerank 5. Coupling  
3. Position Indicator 6. Locking Screw

Fig. 12 Adjusting Coupling for Obtaining Lift Rod Clearance

transportation and handling may have caused some loosening or disturbance of parts of the apparatus. It is advisable to review all adjustments before placing the breaker in service, making readjustment where necessary.

A maintenance closing device is provided for operating the breaker during the adjustment checks. Electrical operation must not be attempted until the breaker has been operated manually through its complete stroke several times and final inspection has been completed.

To open the breaker slowly, as might be desired for checking adjustments, raise the mechanism piston plunger until it lifts the roller off the latch. Care should be exercised when overtraveling the breaker with the manual device. If the piston is jacked too far undue strain may be placed on the breaker linkage or mechanism frame. The piston plunger should be raised just far enough so that the trip rollers may be rotated by hand. Then hold back the latch by means of the hand trip mechanism and lower the mechanism slowly by turning the release valve on the jack. The amount the valve is turned governs the speed at which the mechanism opens. **UNDER NO CIRCUMSTANCES SHOULD THE PISTON PLUNGER BE RAISED TO A NEARLY FULLY CLOSED POSITION AND THE BREAKER TRIPPED.** This will result in damage to the manual closing device and may also bend the piston rod necessitating replacement.

#### LINKAGE ADJUSTMENT

Using the maintenance closing device for the operating mechanism, close the breaker slowly. Adjust the contact button (15) Fig. 10 on one side of the crossarm by means

of the shims (16) provided so that the buttons make contact with both interrupters as close together as possible.

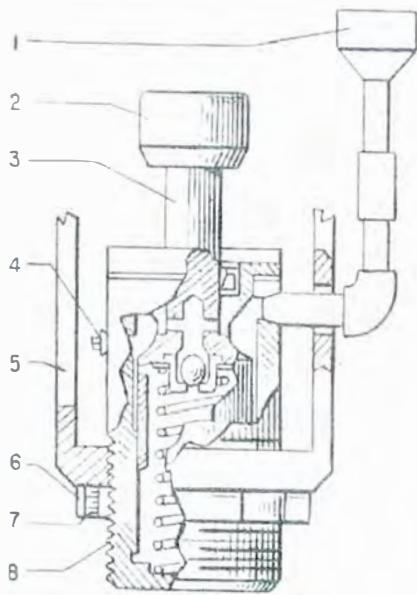
Before the breaker is fully closed a check should be made to be sure the aligning tools for the bushing and interrupter have been removed. A check should also be made on each tank just prior to closing to be sure the interrupter is not overtraveling too much. Factory setup and test are made with a standard set of bushings in most cases. When the regular bushings are installed in the breaker the interrupter fully closed position may vary considerably as there is a plus or minus 1/2 inch tolerance on the length of the overall bushing. If the interrupter is closed to solid height the breaker linkage may be over-stressed or it may result in a broken wood rod.

Using the maintenance closing device, slowly close the operating mechanism until the latches fall in place and hold the mechanism in the closed position. During all the following adjustments the opening spring (12) Fig. 17 should be set so that it has about 3/4 inch compression in the closed position. Since all breakers are adjusted and tested at the factory the opening spring setting on the breaker as supplied should approximate this dimension. If the dimension is near 3/4 inch compression the spring setting should be left alone until travel curves are taken.

The lift rod setting on each pole unit shown at A in Fig. 17, measured from the top of the mechanism box down to the top of the lift rod coupling (26), should be 1-13/16 inches  $\pm$  1/32 inch. This is readily measured by means of an adjustable depth gage rule after the breather (27) is removed.



Fig. 13 Method of Measuring Lift Rod Clearance



- |              |                   |
|--------------|-------------------|
| 1. Breather  | 5. Mounting Frame |
| 2. Cap       | 6. Locknut        |
| 3. Piston    | 7. Set Screw      |
| 4. Pipe Plug | 8. Body           |

Fig. 14 Cutaway View of Opening Dashpot Assembly

To change the lift rod setting on the front pole unit, loosen the locking screw (6), remove pin (4), and turn the adjusting coupling (5), Fig. 12. To change the lift rod setting on the center and rear pole units, loosen the clamping screw (7) on the coupling (10), Fig. 17, at each end of the operating rods (6) and (9) and turn the operating rods. Tighten the locking screws and recheck the lift rod setting adjustments. Be sure the breather assembly is reinstalled before the breaker is operated or left standing for any length of time.

#### INTERRUPTER ADJUSTMENT

The crossbar is threaded to the lift rod in order to allow a rough vertical adjustment of contact compression. Fine adjustment is obtained by the addition or removal of shim (16), Fig. 10. By means of a light indication adjust the contact compression for 3/8 inch  $\pm$  1/16 inch on each interrupter, with a lift rod setting of 1-13/16 inches  $\pm$  1/32 inch. Due to some flexing of the crossbar, the lift rod may travel as much as 7/16 inch in order to obtain 3/8 inch compression of the contacts. Fig. 15 shows correct method of measuring contact compression. After the contacting of all interrupters is completed a final check should be made to compensate for any changes which may have occurred, then install the shields on the lower end of the interrupters.

The value of the grading resistor (33), Fig. 24, should also be checked. An interrupter assembly for the 115 and 138 kv class of breakers should bridge at 1350 ohms  $\pm$  5 per cent. The 161 kv breaker resistors should bridge at 1600 ohms  $\pm$  5 per cent. Connections for this check may be made from the adapter (3), Fig. 24, to the lower contact (27). The resistors may

also be checked as a pole unit by making connections at the top stud of each bushing (17), Fig. 10, with the breaker closed to a point where the contact buttons (15) are touching the lower contacts but the interrupter is not fully closed. A pole unit resistance check should give twice the value of the resistance given above.

#### ADJUSTMENT OF STROKE

After the closed position adjustments of the breaker have been completed, it is necessary to check the breaker in the open position.

Check the opening oil dashpots (30), Fig. 17, in each unit for oil level and fill with G-E #10-C oil if necessary. Make this check with the stem up, that is, with the breaker in the partially closed position so that the striking pin on the lever (29) is not contacting the dashpot stem. Remove pipe plug (4), Fig. 14, and check to see if the oil level is even with the bottom of the hole from which the plug was removed. The level can be readily checked by inserting a match stick or paper clip in the hole. Remove before installing the plug. If the level is not correct replace the plug and remove breather (1). Add G-E #10-C oil until breather stand-pipe is full. Replace breather cap and actuate piston plunger several times to release any trapped air bubbles. Remove pipe plug to allow excess oil to drain off.

The dashpots should be the final stop of the breaker in the open position. Check to see that the breaker mechanism linkage comes to rest on the dashpot caps in all pole units at approximately the same time. The proper stroke of the FK breaker is 15 inches  $\pm$  1/2 inch. The dashpots are threaded and can be adjusted up or down

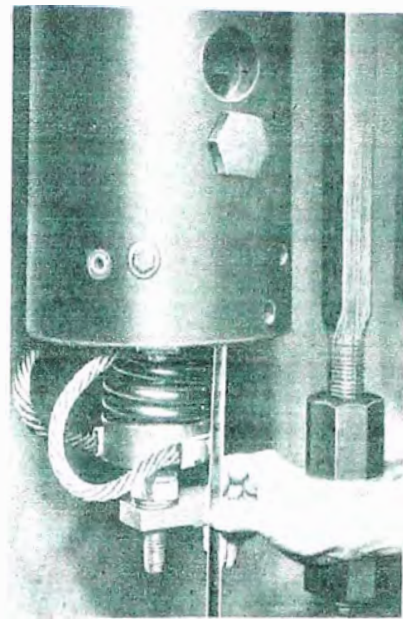


Fig. 15 Measuring Contact Compression

to obtain the desired stroke after releasing the set screw (7) and locknut (6). If stroke requirements necessitate the adjustment of the dashpots to a value different than those obtained in the factory, it will be necessary to adjust all three dashpots the same amount.

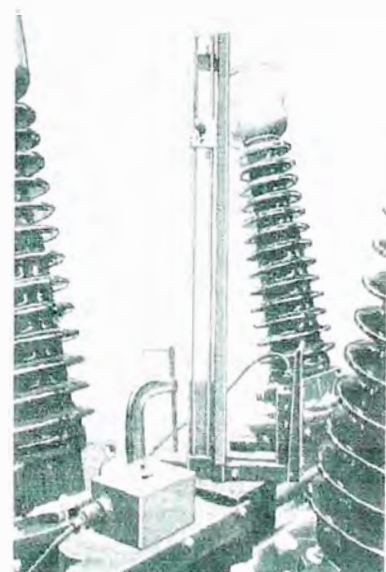
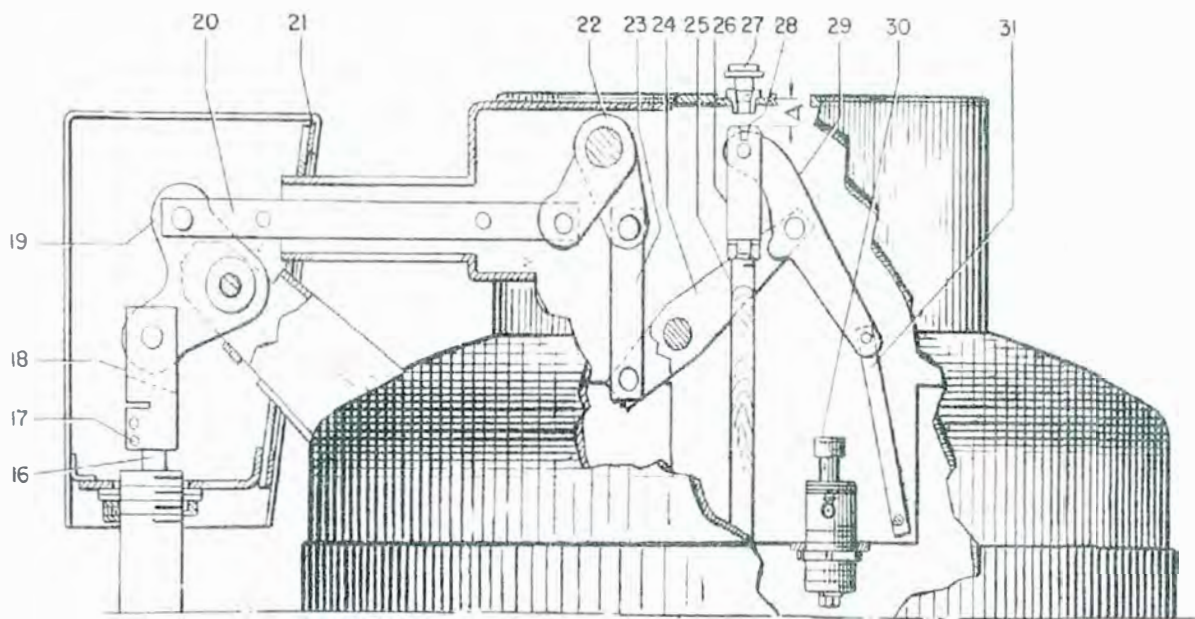
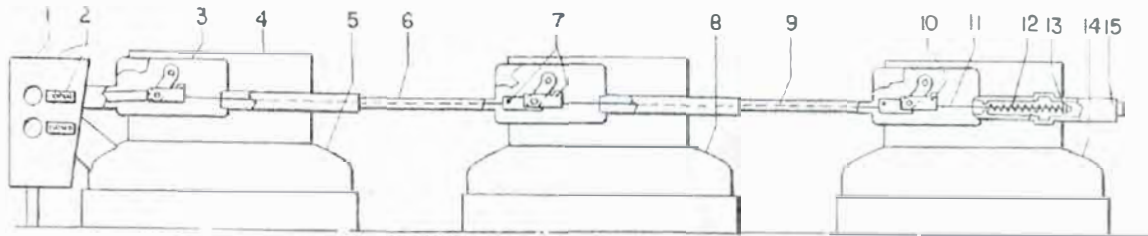


Fig. 16 Installation of Travel Analyzer



A Lift Rod Setting  $1-13/16" \pm 1/32"$

- |                                   |                                    |
|-----------------------------------|------------------------------------|
| 1. Front Crank Box Cover          | 17. Clamping Screws                |
| 2. Breaker Position Indicator     | 18. Front Vertical Coupling        |
| 3. Pole Unit Crank Housing        | 19. Front Bellcrank                |
| 4. Breaker Mechanism Housing      | 20. Horizontal Operating Rod       |
| 5. Front Pole Unit                | 21. Gasket                         |
| 6. Front Interphase Operating Rod | 22. Pole Unit Crank                |
| 7. Clamping Screws                | 23. Toggle Link                    |
| 8. Center Pole Unit               | 24. Beam                           |
| 9. Rear Interphase Operating Rod  | 25. Lift Rod                       |
| 10. Rod Couplings                 | 26. Lift Rod Coupling              |
| 11. Opening Spring Operating Rod  | 27. Breather                       |
| 12. Opening Spring                | 28. Provisions for Travel Recorder |
| 13. Opening Spring Adjusting Cap  | 29. Lever                          |
| 14. Rear Pole Unit                | 30. Opening Dashpot                |
| 15. Opening Spring Cover          | 31. Guide Link                     |
| 16. Vertical Operating Rod        |                                    |

Fig. 17 Breaker Mechanism in Closed Position

If ductor readings are to be made on the breaker they should be checked before oil is placed in the tanks. Checking this way will eliminate the necessity of draining the oil should a high reading be found. A complete pole unit should measure 800 microhms or less when new. The reading should not exceed 2000 microhms after the breaker is in service.

It is also good practice to check the bushing current transformers before placing oil in the tank. If any damage has occurred in transit or installation it can be corrected with a minimum of time consumed. This procedure also insures the removal of any grounding or shorting connections which may have been left on after the completion of factory tests.

#### FILLING THE TANKS

Before the final operating adjustments are made, the tanks must be filled with G-E #10-C oil. First, however, make certain that all cotter pins, washers, bolts, etc. are in place and properly tightened, and that all fittings and accessories have been made oil-tight. Use G-E #1201 compound to seal the joints if necessary. Plugs are furnished for the outlet side of the drain valves and should be used to prevent any leakage if the valve seats become dirty or damaged from use. A sampling valve is also furnished as a part of the drain valve.

Before bolting the manhole covers, place a film of grease on the gaskets so that they will not be destroyed when the covers are again opened. Tighten the bolts uniformly.

The dielectric strength of the oil when shipped is at least 26,000 volts when tested in a standard gap with 1 inch disk terminals 0.10 inch apart. Although the oil is shipped in sealed containers, careless handling during shipment or storage may result in absorption of moisture by the oil. All new oil should be tested before being placed in the breaker. New oil having a dielectric strength of less than 22,000 volts should not be placed in the breaker oil tanks until its insulating value has been brought up to at least this value.

Customers desiring detailed information on the characteristics and maintenance of G-E #10-C oil should obtain Bulletin GEA-4937 from the nearest Sales Office of the General Electric Company. In filling, care must be taken so that moisture will not be absorbed by the oil during the filling process. When cold drums of oil are brought into a warm place they should be allowed to stand before opening, until there is no condensation on the outside and until they are thoroughly dry. The preparation and filling should be done on a clear, dry day or adequate protection of some kind provided against moisture being absorbed. Metal or oil-proof rubber hose must be used because oil dissolves the sulphur in ordinary hose. This may cause trouble as sulphur attacks copper.

The normal oil level at 20 C is indicated on the outline drawing. A marker on the float type oil gage is set to this reference point. The range between minimum and maximum is represented by the visible portion of the gage glass, and covers a temperature range of 70 C, or from plus

40 C to minus 30 C. The oil level at any intermediate temperature is represented by a proportionate part of the gage range. With this type of gage, the oil level is indicated directly by the action of the float which assumes the true oil level. It is important that the oil level never falls below the minimum level. This is selected so that the lower porcelain of the bushing will always be immersed and prevent corona discharge from the ground sleeve.

#### OPERATING ADJUSTMENTS

##### Pneumatic Operator Check

Make a visual inspection of the mechanism to see that all cotter pins are in place, that all nuts and terminal connections are tight, that no binding is present, and that all points are properly lubricated in accordance with the mechanism instruction book. Check also the oil level of the closing dashpot which is located in the pneumatic operating mechanism housing. It is necessary to check the oil level with the dashpot piston rod in the fully raised position, that is, with the breaker open. Add Univis #J-43 oil if necessary.

While the tanks are being filled with oil, the checks can be made on the operating mechanism. Check the compressor oil level and charge the air receiver up to the operating pressure. The settings of all pressure and cutoff switches must be checked. Make reference to the mechanism instruction book for these adjustments.

##### Speed Adjustment

After completing the preceding installation adjustments and inspection, and after filling the tanks with oil and the operating mechanism with air, the breaker may then be operated electrically.

Close the breaker electrically at normal air pressure and check the lift rod setting A, Fig. 17. It will be necessary to remove the breather (27) in order to insert the gage to make this measurement. Some variation will probably be found between the settings obtained with power and with manual operation. Readjust the breaker if necessary to the 1-13/16" plus or minus 1/32" value of the original setup. If these settings are not held, difficulty may be encountered in closing properly at the minimum of the pressure range. A minus tolerance will compress the interrupter overtravel springs (25) Fig. 24 greatly increasing the spring load on the pneumatic operator. As in the case of manual adjustment, the clamping bolts on the coupling and straddle links must be retightened before the breaker is again closed.

At this point attach a travel analyzer with the bracket furnished (see Fig. 16) to the breaker to obtain an accurate travel record of breaker performance. Typical curves are obtained on the center pole. It is recommended that the field test be made on this pole to insure average values. A #10-32 tapped hole is located in the top of the coupling (28) Fig. 17 on the lift rod of each pole unit to accommodate the rod used with the travel analyzer. Access to this hole is gained by the removal of the breather. Owing to the high speeds encountered, a straight line type of travel analyzer is recommended.

The opening speed is determined by drawing a straight line through two points on the travel curve. Refer to Figs. 18 and 19. One point is to be located on the opening curve 3/8 inch from the fully closed position. This is the point at which the contacts part. The second point is to be located on the opening curve 8-3/8 inches (measured vertically) from the fully closed position. The slope of this line is an indication of the opening speed which should be 7 to 9 feet per second. This slope may be determined by locating a point on the chart where the slope line intersects a vertical cycle line and a horizontal inches traveled line at the same time. From this point count back 5 cycles. Measuring up vertically to a point where the slope line crosses the vertical cycle line gives the ft./sec. speed of the trip curve, when the analyzer is on slow speed. The speed is multiplied by two when the analyzer is adjusted for high speed.

If it is found necessary to readjust the opening speed of the breaker this may be done by changing the setting of the opening spring (12) Fig. 17 by moving the spring adjusting cap (13). By setting the spring to have less compression in the closed position, the opening speed will be reduced. It also follows that by setting the spring to have more compression (1-1/4 inch maximum allowable) in the closed position, the opening speed will be increased.

If the opening spring compression is changed, close the breaker by power and recheck the lift rod settings. If they are not within tolerance readjust the breaker as was previously explained.

The average closing speed can be determined in a similar manner. From a point 4-3/8 inches from fully closed to a point 3-3/8 inches from closed, the average speed should be between 4 and 12 feet per second. From a point 3-3/8 inches from fully closed to a point 3/8 inch from fully closed, the average speed should be from 6 to 12 feet per second. The closing speed is controlled by the pneumatic operating mechanism. For additional information, consult the instruction book for the operating mechanism paying particular attention to the section on INSTALLATION ADJUSTMENTS.

The overtravel of the lift rod must not exceed 5/8". The best way to accurately measure this is to place some putty about 3/4" above the pencil head on the analyzer, with the breaker in the closed position. Then trip and close the breaker. If the pencil head does not touch the putty, move the putty down slightly and repeat this operation until the pencil head just touches the putty during the closing operation. If a direct reading type of recorder is used as shown in Fig. 16 the overtravel may be measured directly from the analyzer curve.

After satisfactory curves have been obtained the final adjustments should be locked in position. Assemble all crank box covers (19) Fig. 10 (gaskets should be lubricated) and tighten properly.

Final ductor readings can be made now. It is advisable to take these readings with the breaker closed by power to insure duplication of the contacting position the interrupters will have while in service.





INSTALLATION  
INSTRUCTIONS

THE TYPE

571

SIDE-BREAK SWITCH

7.2-161 KV

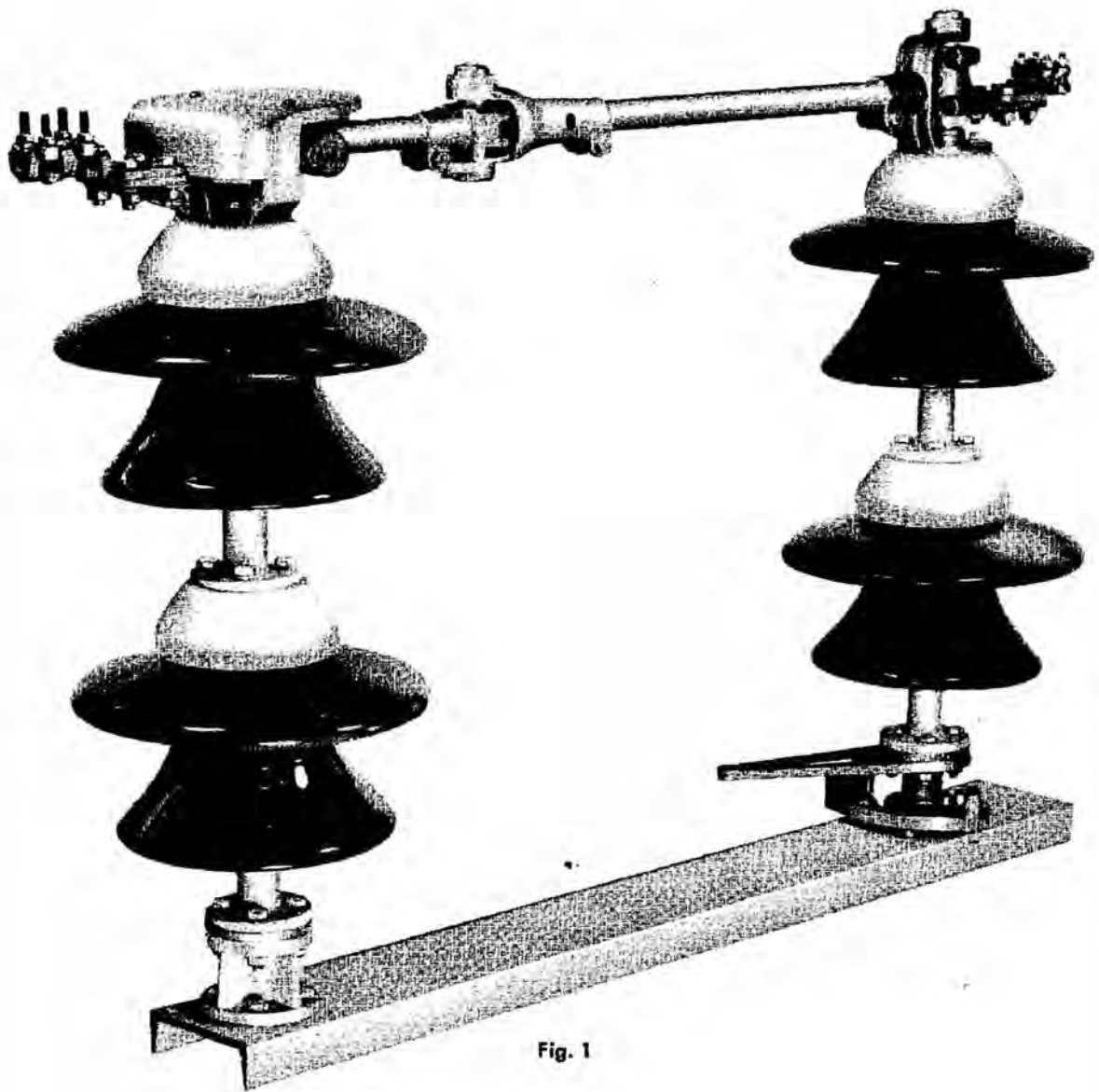


Fig. 1



SOUTHERN STATES EQUIPMENT CO. INC.

MEMPHIS, TENN.

# SWITCH INSTALLATION INSTRUCTIONS

## UNPACKING AND INSPECTION:

Switch pole units up to 46 kv are shipped assembled and adjusted. Ratings over 46 kv are shipped less insulators.

Remove tie wires and inspect switch for possible damage in transit. If damaged, file claim with carrier immediately and notify factory. Test operate each pole unit prior to mounting on structure.

## ARCING HORNS:

Where arcing horns are used, the horns should touch lightly throughout their stroke. Bend horns slightly if necessary to maintain engagement.

## MOUNTING:

1. Mount insulators on top of tilting rings supplied in switches rated 69 kv and above, making certain that the tabs on the tilting rings are opposite one another. In mounting the insulator stack, holes marked "C" on the switch operating arm are used for right hand switches; holes "A" for left hand.
2. Check alignment of the insulator stacks to insure that they are plumb. To correct alignment, rotate the tilting rings with respect to each other. See instructions on back of this folder.
3. Mount live parts on insulators.
4. Close switch and check to see that blade tip is making good contact in the jaw. The silver strip on the blade tip should be  $\frac{3}{8}$ " to  $\frac{3}{4}$ " from edge of contact leaf. See Figure 3, Page 3. If correction is necessary, for 7.2-46 kv switches, slide jaw insulator stack in slots provided in switch base. See Figure 4, Page 3. For 69 kv and above, rotate the tilting rings according to instructions on back of this folder.
5. Knuckle stops are factory set to position knuckle in toggle, or to  $\frac{1}{2}$ " beyond toggle. Adjustable stops at bottom of rotating insulator should be set to allow closure until knuckle stops are engaged. See Figs. 5 and 6.

## INTERPHASE ROD:

Place switch units in full closed position and install interphase rod.

Install all mechanism parts as shown on the operating mechanism drawing, with particular attention to the following points:

## VERTICAL MOUNTING:

Position the balancing spring assembly on the interphase rod with switch closed. For position of coil spring and amount to extend the spring, see operating mechanism drawing.

## DIRECT OPERATING MECHANISM:

If the operating mechanism drawing shows a direct operating mechanism, the vertical pipe is attached to an extended shaft on the switch bearing by means of a universal joint or semi-flexible coupling.

## INDIRECT OPERATING MECHANISM:

If the operating mechanism drawing shows an indirect operating mechanism, the pipe collar, adjustable arm and reach rod are set as follows:

## PIPE COLLAR:

Position the collar over the outboard bearing so that the bearing carries the full weight of the vertical operating pipe. See Fig. 8.

## ADJUSTABLE CRANK ARM SETTING:

Adjustable arm setting is factory made at dimension shown on operating mechanism drawing. This is an approximate setting and may require minor change to obtain proper travel. See Fig. 8.

## REACH ROD:

With the switch and mechanism in the closed position, connect the reach rod from the vertical shaft adjustable arm to the switch unit auxiliary crank arm or the interphase shaft clevis as shown on the operating mechanism drawing. See Fig. 9.

## TEST OPERATE:

IF FULL OPENING OF THE SWITCH IS NOT OBTAINED WHEN THE CONTROL HANDLE REACHES ITS OPEN POSITION STOP (a) check to see that nothing has slipped, (b) reclose the switch, (c) lengthen the adjustable crank arm a small amount and (d) at the same time, adjust the effective length of the reach rod by loosening the clevis U-bolts and allowing the clevis connection to shift or reposition itself.

IF FULL OPENING OF THE SWITCH IS OBTAINED BEFORE THE CONTROL HANDLE REACHES ITS OPEN POSITION STOP (a) check to see that nothing has slipped, (b) reclose the switch, (c) shorten the adjustable arm setting and (d) simultaneously adjust the effective reach rod length by loosening the U-bolts and allowing the clevis connection to reposition itself.

SEVERAL TRIAL SETTINGS OF THE ADJUSTABLE ARM MAY BE REQUIRED TO MATCH EXACTLY THE SWITCH ROTATION WITH THE FULL TRAVEL OF OPERATING MECHANISM.

## SET SCREWS:

After all adjustments are completed and satisfactory switch operation achieved, tighten all self-piercing set screws until the operating pipe walls are pierced.

• Check all nuts, bolts, screws, and cotter keys for security. CARE SHOULD BE EXERCISED TO AVOID CHANGING FACTORY SETTINGS OF CONTACTS AND BEARINGS.

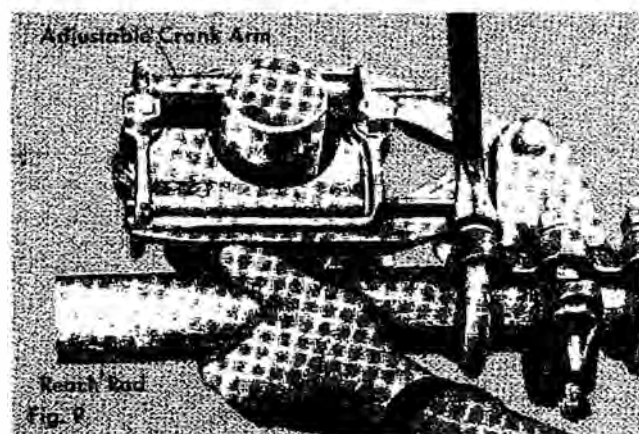
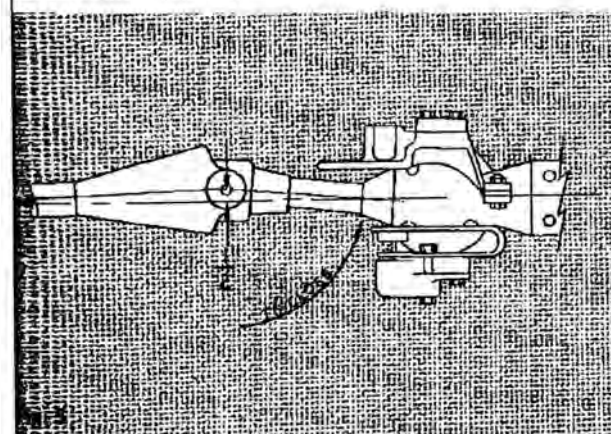
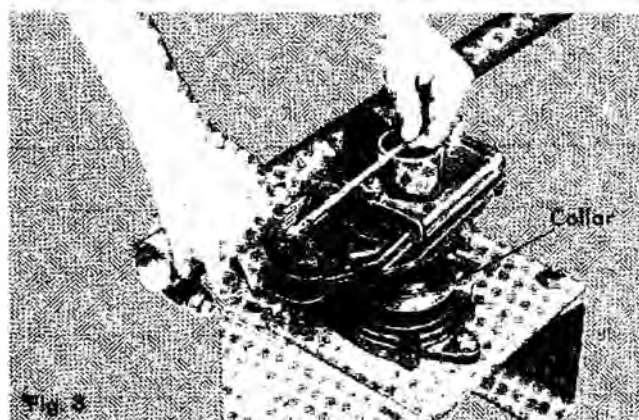
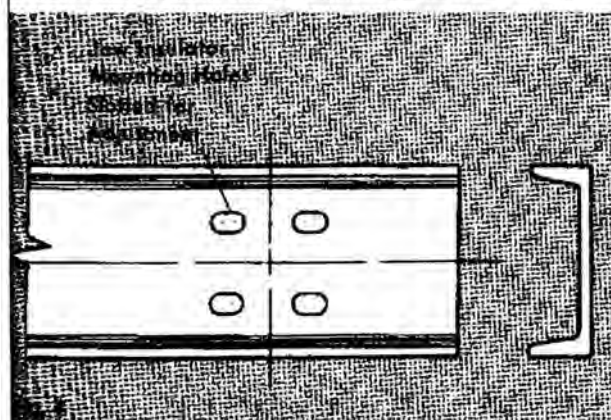
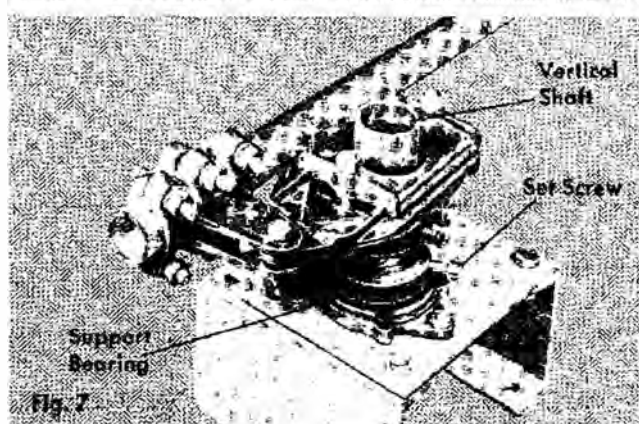
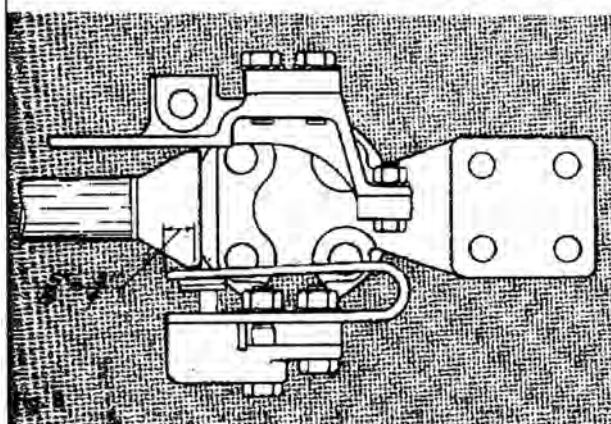
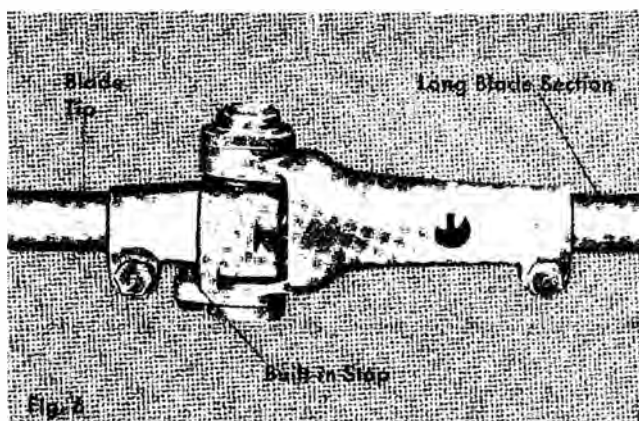
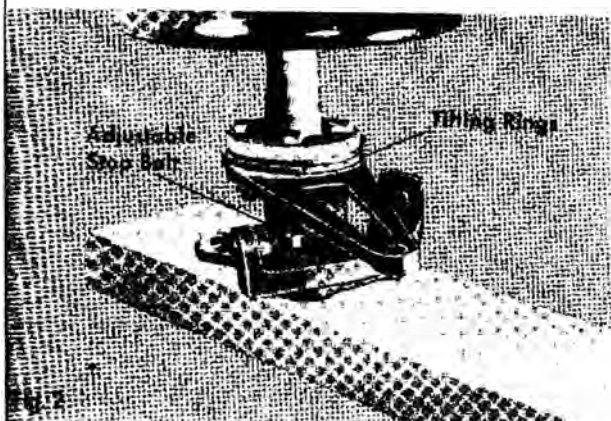
## DEFINITION OF RIGHT HAND AND LEFT HAND SWITCH UNITS:

• Looking at a switch pole from the live parts toward the switch base, the rotating insulator rotates clockwise to open on a right hand switch, and counterclockwise on a left hand switch.

## QUICK BREAK ARCING HORNS:

When switch is provided with quick break arcing horns, install and adjust in accordance with separate instructions supplied when switch is equipped.

**SS TYPE 571 7.2-161 KV**



## INSTRUCTIONS FOR ADJUSTING TILTING RINGS ON SOUTHERN STATES AIR SWITCHES

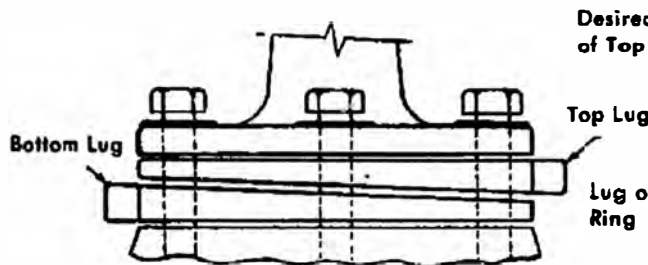


Fig. 10

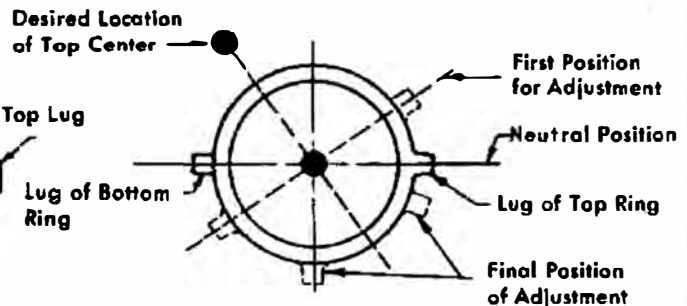


Fig. 11

1. In assembling the switch, place the adjusting rings between the insulator stack and the supporting member, using the insulator mounting bolts as guide and clamping bolts. Set the ring lug diametrically opposite each other.
2. Check the top of the insulator stack to see if tilt is necessary. Determine the direction of tilt required.
3. Loosen the mounting bolts to free the assembly and move both adjusting rings, keeping the lugs diametrically opposite each other, until a line passing through the lugs is at right angles to the line of direction of desired tilt.
4. Move both lugs equal distances in a direction opposite to the direction of desired tilt (toward each other) until the desired tilt is obtained.
5. Tighten the mounting bolts and recheck. Readjust if necessary.

### INSTRUCTIONS TO REVERSE SWITCH BLADE OPENING IN FIELD

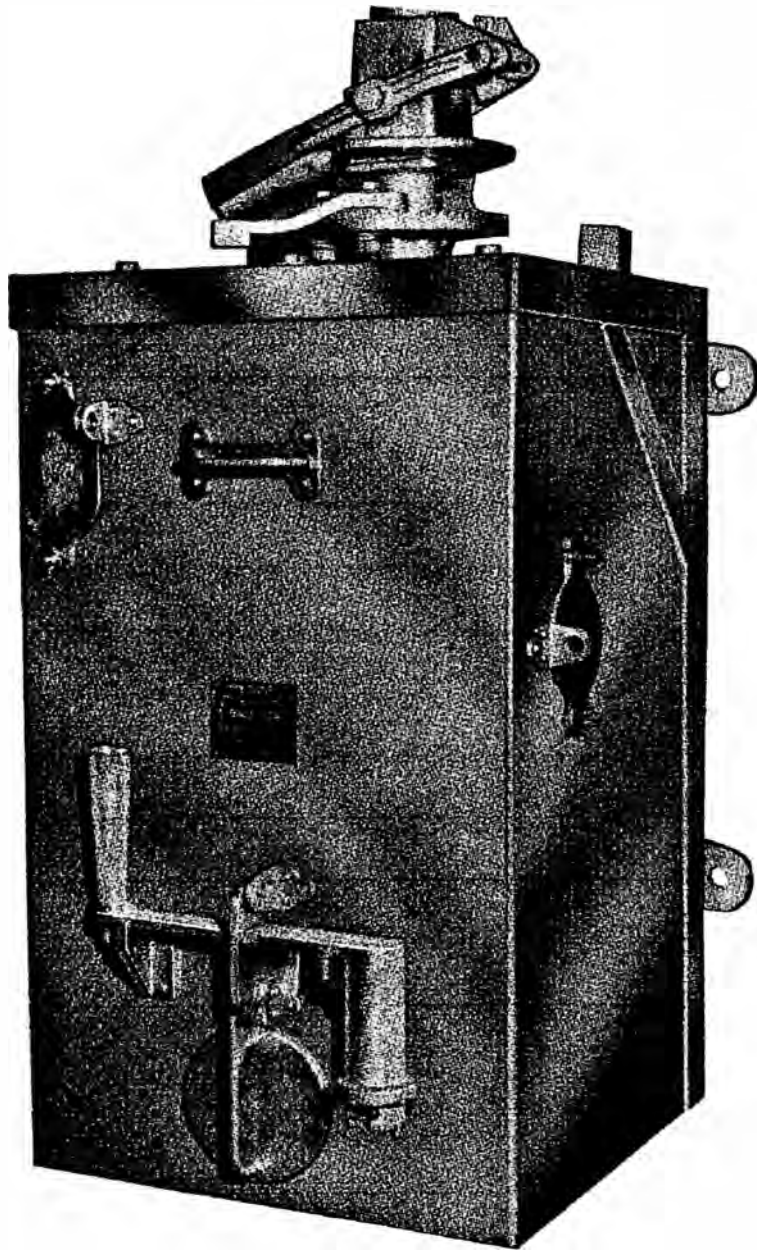
1. With switches in closed position, disconnect interphase rod at adjustable crank arm and rotate vertical shaft assembly to open position.
2. Loosen clamp bolt holding knuckle assembly to long blade. Rotate knuckle 180° and tighten clamping bolt.
3. Disassemble jaw assembly. Exchange reverse loop contacts with opposing stationary contacts. Bolt components down in inverted position.
4. Switches rated 7.2 to 34.5 kv and 115 to 161 kv, reverse bearing stop bolts at base of rotating insulator. Switches rated 46 and 69 kv, remove bearing stop and reposition in second set of mounting holes provided and exchange stop bolts.
5. Remove bolts fastening rotating insulator to bearing unit and reposition insulator using holes in bearing as stated in #1 of installation instructions.
6. Blade arcing horn must be reshaped for opposite hand operation. This can be done in the field by manually bending the horn to the required shape. Arcing horn should be positioned adjacent to leading edge of blade as switch closes. Alternate procedure is to order a new arcing horn from the factory.
7. With switches in closed position, connect interphase rod to adjustable crank arm and relocate position indicator.
8. Refer to Southern States CD drawing for degrees of blade opening.

**SPECIAL NOTE: CAUTION!** To reverse motor operated switches, refer to mechanism wiring diagram.



SOUTHERN STATES EQUIPMENT CO.

SS



SS

## INSTALLATION AND MAINTENANCE INSTRUCTIONS

### UNPACKING AND INSPECTION

The mechanism and decoupler are shipped in the same carton. Remove and inspect for possible damage in transit. If damaged, file claim with carrier immediately and notify factory.

### MOUNTING

Mount motor mechanism, vertical operating shaft and decoupler as shown on Operating Mechanism Drawing. Refer to switch installation instructions for mounting and connecting switches, interphase rod, adjustable arms, etc.

### TEST OPERATION

With switch installed in accordance with switch installation instructions and in full open position, and with all set screws except those in decoupler tightened, insert manual control crank (Fig. 1) and operate mechanism to open position, using the indicators on the mechanism as a guide. Mechanism stop should be  $\frac{1}{8}$ " from stop lug. Clamp decoupler to the vertical operating shaft by tightening clamping bolt. Do not tighten piercing set screw at this time.

Operate mechanism to the closed position with hand crank. See switch installation instructions for adjustment necessary if full closing of switch is obtained either before or after operating to this point.

After adjustment of switch, if adjustment is needed, test operate manually several times to check.

Decouple mechanism and secure in the decoupled position. See Fig. 2B.

Connect for electrical operation as shown on the wiring diagram. Operate electrically to check rotation of mechanism. The stoparms should stop  $\frac{1}{8}$ " from stop lugs in both open and closed positions. If they do not, adjustment of motor limit switches will be necessary. These are the top two poles of the auxiliary switch.

When mechanism has been adjusted to operate between the open and closed position points, recouple mechanism to switch and operate to check.

After all adjustments have been made and checked, tighten piercing set screws in decoupler and check all set screws and clamping bolts to see that all are properly tightened. Check set screws in auxiliary switch to see that they are tight.

### REVERSE ROTATION

Mechanisms are wired to rotate in the

direction indicated on the Operating Mechanism Drawing accompanying the switch with which mechanism is to be used. If for some reason it becomes necessary to reverse rotation, reverse the "open" and "close" markers on the pushbutton station. It then becomes necessary to readjust all the auxiliary switch contacts. This operation is described below and on page 4.

Note: Always have mechanism decoupled from switch when reversing rotation. Leave decoupled until complete adjustment has been made.

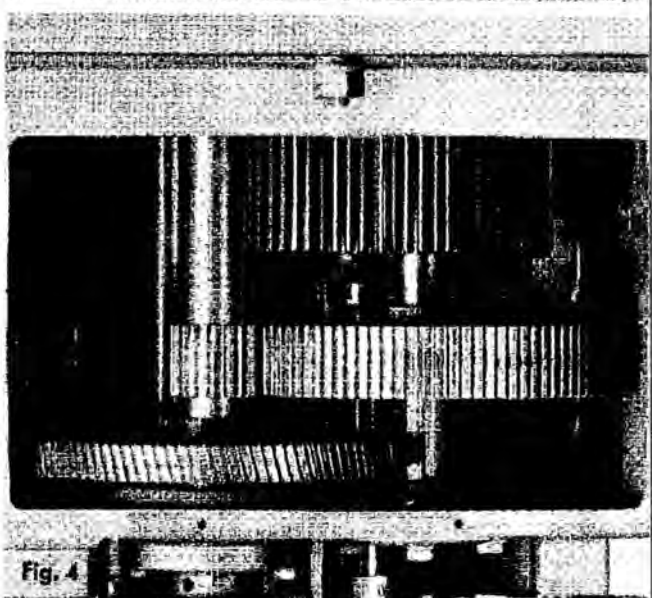
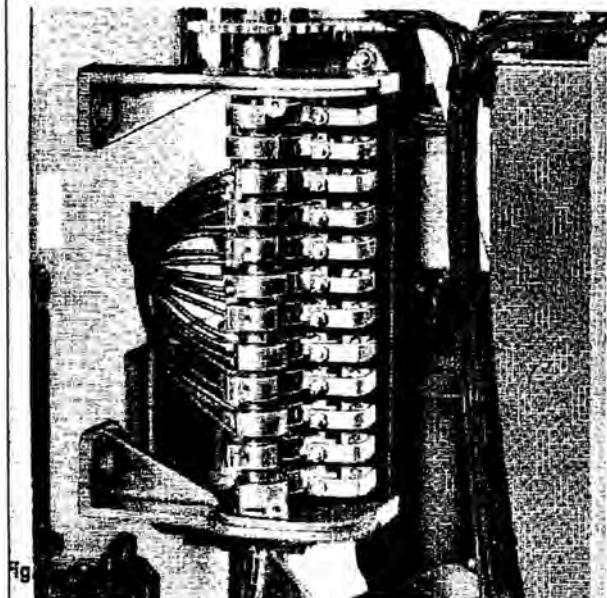
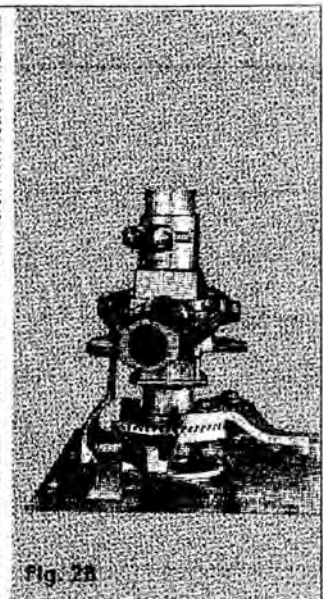
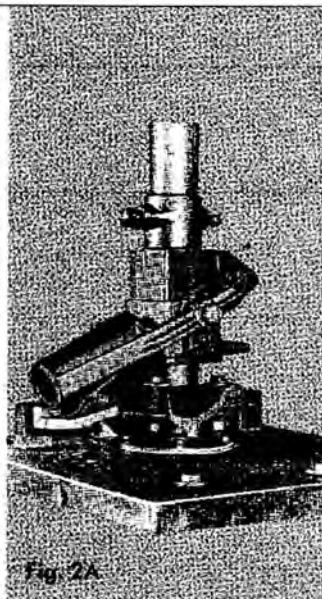
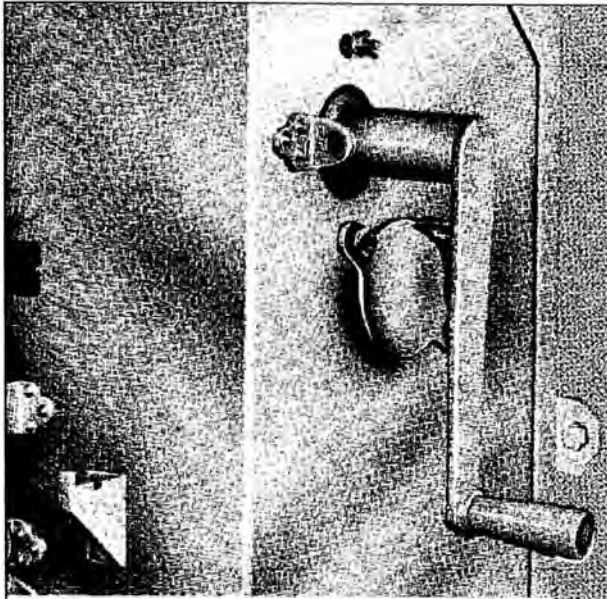
### AUXILIARY SWITCH ADJUSTMENT

Each auxiliary switch contact (Fig. 3) is spring loaded to a closed position and is opened and held open by a cam operating against a roller. The switch is adjustable in infinite steps to open or close at any point in the switch opening or closing operation. This is accomplished by loosening the two set screws which position the cam on its cam shaft, rotating the cam in the direction desired, and then tightening the two set screws. Each contact is adjusted independently of the others. By rotating cam as described above, any contact can be made an A or B contact. See page 4.

### CHANGING ANGULAR ROTATION

In order to adjust mechanism to rotate through an angle other than that at which it has been set at the factory, it is necessary to adjust both the mechanical stops and the motor limit switches. The procedure is as follows:

Remove the adjustable stoparm by removing the two bolts holding it to the fixed arm. (See Fig. 2B) Operate electrically until there is about  $\frac{1}{8}$ " clearance between the fixed stoparm and the stop lug on the mechanism housing. This has been set at the factory. Adjust other motor limit switch to stop the motor after the desired rotation. The motor limit switches are the two top contacts in the auxiliary switch. When this has been done, bolt the adjustable stoparm in position so that there will be a minimum of  $\frac{1}{8}$ " clearance between it and the other stop lug on the housing. This will give a minimum of  $\frac{1}{8}$ " clearance between stop lugs and stoparms at each end of travel. The stoparms are designed to allow for adjustment from 70° to 195° in increments of 5°. Reset position indicators on mechanism.



### CARE AND LUBRICATION OF MECHANISM

Inspect and clean mechanism at least once a year. Make certain that all auxiliary switch and motor controller contacts are clean.

Under normal service conditions, no lubrication is required in the gear box. If conditions are severe the following will assure trouble-free operation:

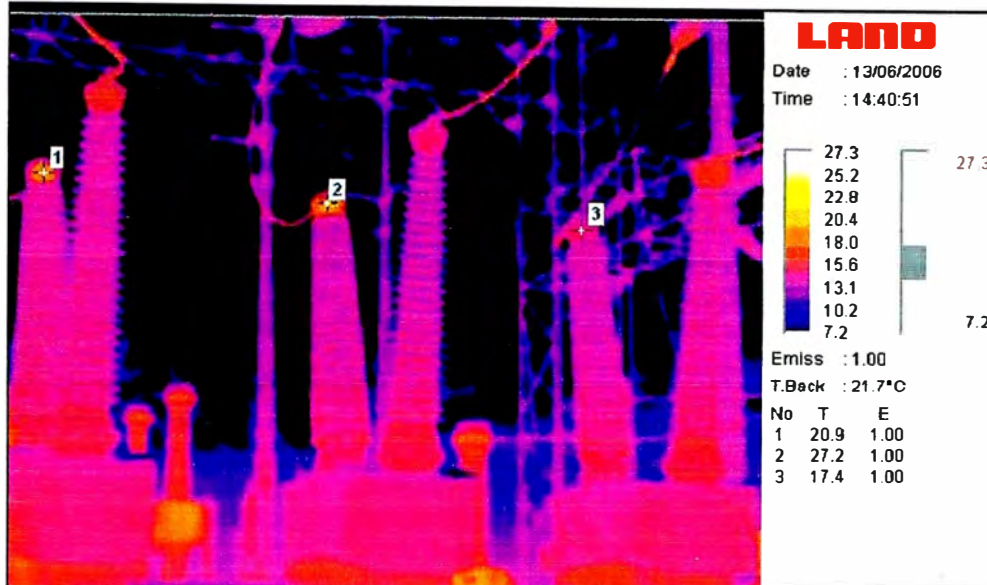
1. Each five years, the miter gears which transmit torque for manual operation should be lightly coated with grease.
2. The porous bronze bearing and thrust washer in the miter gear train should receive a few drops of lightweight oil every five years. This oil may be applied by pumping to the edge of the bearings through the spout of a can.
3. The gear train in the mechanism is assembled with a light coating of a silicone lubricant. This should be replenished every five years by removing the front cover (See Fig. 4) and coating the gears with a silicone lubricant.

Motor and gear housing bearings are sealed and require no lubrication.

**ANEXO E**  
**TAREAS BASADAS EN LA CONDICIÓN**



## MONITOREO TERMOGRÁFICO



Empresa	Calua S.A
Ubicación	Subestación Paramonga Existente
Equipo	Interrupctor L_1102
Problema	Terminales de entrada al interruptor
<b>Recomendación</b>	<b>Ajuste de entrada – Fase S.</b>
Parámetros	
Emisividad	1
Temperatura Reflejada	21.7°C
Etiqueta	
IR: Fecha	13/06/06
IR: Hora	14:40
IR: Tipo de cámara	Land Cyclops PPM+ER
Temperatura Máx.	27.2°C
Referencia	17.4°C

Diferencia de Temperatura (Temp. Máx - Referencia)	9.8 °C
Severidad: (> 30.0 ° C = Critico ; < 30.0 ° C = Normal )	Normal

**Comentarios y recomendaciones:** Se recomienda seguimiento después de mantenimiento.

## PLANILLA DE PRUEBA DE INTERRUPTORES DE POTENCIA

HOJA 2/3

UBICACION	SEPAEX	CELDA :	LINEA 1	FECHA :	
<b>DATOS DEL INTERRUPTOR</b>					
DESCRIPCION	INTERRUPTOR DE LLEGADA LINEAS OCB 52-6				
MARCA	GENERAL ELECTRIC	TIPO	FK138-5000-2		
TENSION NOMINAL (KV)	138	No. SERIE	0139A6420-202		
NIVEL DE AISLAMIENTO (KV)	145/1650	AÑO DE FABRICACION			
CTE. CORTE NOMINAL SINCRONA (KA)	21	CORRIENTE NOMINAL (A)	1200		
CTE. CORTE NOMINAL DE LINEAS AEREAS (A)		CORRIENTE CORTA DURACION (KA) 3s			
TENSION AUXILIAR (VCC)	125	FRECUENCIA (Hz)	60		
NORMA		PODER DE CIERRE			
PRESION NOMINAL DE ACCIONAMIENTO	110-170 PSI	ACEITE POR TANQUE (GLS)	800		
PESO	34.274 Lb.	FACTOR DE POLO			
TENSION NOMINAL BOBINA DE CIERRE		70-140 VAC	5.8 A		
TENSION NOMINAL BOBINAS DE APERTURA No. 1 Y No.2		90-130 VAC	6A		
TENSION NOMINAL DE MOTOR DE BOMBA DE COMPRESORA		220 VAC			
TENSION NOMINAL DE CALEFACCION / ILUMINACION		220 VAC			
<b>MEDICIONES Y COMPROBACIONES</b>					
			R	S	T
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (MOHM)	ENTRADA-SALIDA				
	SALIDA-TIERRA				
	ENTRADA-TIERRA				
TEMPERATURA AMBIENTAL (°C)					
TENSION APLICADA (KV)					
TIEMPO DE APLICACION					
EQUIPO DE MEDICION					
<b>VERIFICACION DE CABLEADO</b>					
MANDO A DISTANCIA	CIERRE	OK	APERTURA	OK	
MANDO LOCAL	CIERRE	OK	APERTURA	OK	
ANTIBOMBEO	OK				
BLOQUEO POR BAJA PRESION DE AIRE	110 PSI				
TIEMPO DE CIERRE (CLOSING TIME) (ms)	198	172	172	172	
TIEMPO DE APERTURA (OPENING TIME) BOBINA 1 (ms)	27	28	28	27	
TIEMPO DE APERTURA (OPENING TIME) BOBINA 2 (ms)					
EQUIPO DE MEDICION	OSCILOPERTUBOGRAFO THOMSON SOREL				
RESISTENCIA DE CONTACTOS (MICRO-OHM)	1650	4600	810		
TENSION (mV)					
CORRIENTE APLICADA (A)	100 A	400 A	100 A		
EQUIPO DE MEDICION	MICROHMIMETRO MICROPROCESADOR MEGABRAS MPK				
<b>OBSERVACIONES :</b>					

**Qualitas s.a.**

**INFORME**  
**TRATAMIENTO DE ACEITE**  
**DIELECTRICO**

**Q-0272-2005**

**OBJETIVO: 3 INTERRUPTORES DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE**  
**SET PARAMONGA**

<b>INTERRUPTOR</b>	<b>TIPO</b>	FK 180 – 5000-2
	<b>FABRICANTE</b>	GE
	<b>TENSION</b>	138 KV
	<b>CORRIENTE</b>	1200 A
	<b>FRECUENCIA</b>	60 HZ
	<b>AÑO DE FABRICACION</b>	1967
	<b>Nro de serie</b>	0139 A 6420 – 202      Línea 102
	<b>Nro de serie</b>	0139 A 6420 – 205      Línea 1103
	<b>Nro de serie</b>	0139 A 6420 – 201      Acoplamiento

**CLIENTE**                      **EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CAHUA**

**FINALIDAD**                      **Regenerado de Aceite**

**FECHA DE PRUEBAS**                      **Del 19 al 23 Abril 2005**

**PARTICIPANTES**                      **Tec. Alberto Vega (Cliente)**  
**Ing. Jorge Mori (Qualitas)**

<b>Qualitas s.a.</b>	<b>INFORME</b>	<b>Q-0272-2005</b>
	<b>TRATAMIENTO DE ACEITE DIELECTRICO</b>	

## 1 REGENERADO ACEITE DIELECTRICO

### Descripción del servicio – Interruptor L 102

- Instalación de maquina de tratamiento y de tierra Fuller
- Regenerado de aceite entregado por Cahua
- Aceite regenerado se utilizó en el interruptor L 102
- Resultado de Analisis Fisico Quimico de muestra

DESCRIPCION	NORMA ASTM	VALORES OBTENIDOS			
		INICIAL	R	S	T
REPORTE N°	-	G 757-4	G 757-8	G 757-9	G 757-10
FECHA DE REPORTE	-	03.05.05	03.05.05	03.05.05	03.05.05
FECHA DE MUESTREO	-	14.04.05	19.04.05	19.04.05	19.04.05
CONTENIDO DE AGUA (ppm)	D-1533	20	8	8	8
RIGIDEZ DIELECTRICA (Kv)	D-877	29.7	46.7	48.9	44.2
ACIDEZ	D-974	0.019	0.005	0.005	0.008
TENSION INTERFACIAL (dn/cm)	D-971	31.5	43.7	44.5	42.7
COLOR	D-1524	2.0	1.0	1.5	1.5

### Resultado Interruptor 103

Instalación de maquina de tratamiento y de tierra Fuller  
 Regenerado de aceite entregado por Cahua del interruptor L 102  
 Aceite regenerado se utilizó en el interruptor L 1103  
 Resultado de Análisis Fisico Químico

DESCRIPCION	NORMA ASTM	VALORES OBTENIDOS			
		INICIAL	R	S	T
REPORTE LABORATORIO	-	G 757-5	G 757-11	G 757-12	G 757-13
FECHA DE REPORTE	-	03.05.05	03.05.05	03.05.05	03.05.05
FECHA DE MUESTREO	-	20.04.05	21.04.05	21.04.05	21.04.05
CONTENIDO DE AGUA (ppm)	D-1533	37	25	27	30
RIGIDEZ DIELECTRICA (Kv)	D-877	27.5	45.0	44.0	42.0
ACIDEZ (mgKOH/g)	D-974	0.032	0.013	0.016	0.016
TENSION INTERFACIAL (dn/cm)	D-971	25.3	30.1	30.7	30.3
COLOR	D-1524	1.0	1.0	1.0	1.0

### Resultado Interruptor Acoplamiento

- Instalación de maquina de tratamiento y de tierra Fuller
- Regenerado de aceite entregado por Cahua del interruptor L 1103
- Aceite regenerado se utilizó en el interruptor de acoplamiento
- Resultado de Análisis Físico Químico

DESCRIPCION	NORMA ASTM	VALORES OBTENIDOS			
		INICIAL	R	S	T
REPORTE LABORATORIO	-	G 757-6	G 757-1	G 757-2	G 757-3
FECHA DE REPORTE	-	03.05.05	03.05.05	03.05.05	03.05.05
FECHA DE MUESTREO	-	22.04.05	23.04.05	23.04.05	23.04.05
CONTENIDO DE AGUA (ppm)	D-1533	43	12	11	11
RIGIDEZ DIELECTRICA (Kv)	D-877	30.3	34.6	43.8	41.2
ACIDEZ (mgKOH/g)	D-974	0.29	0.016	0.013	0.011
TENSION INTERFACIAL (dn /cm)	D-971	24.6	29.5	29.9	34.0
COLOR	D-1524	1.0	1.0	1.0	1.0

<b>Qualitas s.a.</b>	<b>INFORME</b>	<b>Q-0272-2005</b>
	<b>TRATAMIENTO DE ACEITE DIELECTRICO</b>	

## **EQUIPOS UTILIZADOS**

### **- MAQUINA DE TRATAMIENTO**

Marca : HEDRICH  
 Tipo : AP20TF  
 Flujo : 2000 Lt / Hora  
 Año : 2000

### **- ESPINTEROMETRO**

Marca : HIPOTRONIC  
 Rango : 0 – 60 KV

## **CONCLUSIONES :**

Los valores finales obtenidos se encuentran dentro de los recomendados en los manuales del fabricante del interruptor.

Además con el proceso realizado se ha logrado disminuir significativamente el contenido de partículas de carbón en las cámaras del interruptor.

## **RECOMENDACIONES**

Para un próximo mantenimiento considerar un tiempo mayor para la actividad de limpieza interior, y así eliminar totalmente la presencia de partículas de carbón.

## **ANEXOS**

Reportes de laboratorio de Morgan Schaffer :

- Interruptor I 102	G 757-4, G 757-8 G 757-9, G 757-10
- Interruptor L 1103	G 757-5, G 757-11 G 757-12, G 757-13
- Interruptor Acoplamiento	G 757-6, G 757-1 G 757-2, G 757-3



6110 De Courtral Avenue, Montreal (Quebec) Canada H3W 1A7  
 Tel: 514-739-1967 • Fax: 514-739-0434 • www.morganschaffer.com

Mr. Julio Castillo  
 Qualitas S.A.  
 Psje. Casapalca 1673  
 Alt. Coliseo Amauta  
 Lima, PERU

Analysis Date: May 03, 2005  
 Client Number: ZC001  
 MS Reference Number: 6757-9

Analyzed by: RN  
 Verified by: *[Signature]*

**O I L T E S T R E P O R T**

**SAMPLE IDENTIFICATION**

EQUIPT DESC.: Interruptor  
 MANUFACTURER:  
 KV: 138  
 IMA:  
 OIL TEMP (DEG. C): 25  
 YOUR REMARKS: Bottle: 080-5

APP. TYPE:  
 WORK ORDER:  
 SYRINGE NO: 5301

LOCATION: Separat Fase-S  
 SERIAL No: INTR-L102-S  
 SAMPLING DATE: 04/19/2005  
 SAMPLING PORT: Tanque Principal  
 SAMPLED BY: J.M.

**TESTS**

<b>DIELECTRIC BREAKDOWN</b>	<b>(ASTM D-877 )</b>	<b>48.9 KV</b>
<b>ACIDITY</b>	<b>(ASTM D-974)</b>	<b>0.005 mg KOH/g</b>
<b>COLOUR</b>	<b>(ASTM D-1524)</b>	<b>1.5</b>
<b>INTERFACIAL TENSION</b>	<b>(ASTM D-971)</b>	<b>44.5 Dynes/cm</b>
<b>DENSITY</b>	<b>(ASTM D-1298)</b>	<b>0.868 Grams/cc</b>
<b>VISUAL CONDITION</b>		<b>Clear</b>
<b>SEDIMENTS</b>		<b>Carbon particles</b>
<b>FREE WATER</b>		<b>None</b>
<b>WATER CONTENT</b>	<b>(ASTM D-1533)</b>	<b>8 PPM (W/W)</b>



5110 De Courtrai Avenue Montreal (Quebec) Canada H3W 1A7  
Tel: 514-739-1967 • Fax 514-739-0434 • www.morganschaffer.com

Mr. Julio Castillo  
Qualitas S.A.  
Psje. Casapalca 1673  
Alt. Coliseo Amauta  
Lima, PERU

Analysis Date: May 03, 2005  
Client Number: ZC001  
MS Reference Number: 6757-10

Analyzed by: *RN*  
Verified by: *[Signature]*

**OIL TEST REPORT**

**SAMPLE IDENTIFICATION**

EQUIPT DESC.:	Interruptor	APP. TYPE:	LOCATION:	Sepax Fase-1
MANUFACTURER:		WORK ORDER:	SERIAL No:	INTR-L102-1
KV:	138	SYRINGE NO: 2796	SAMPLING DATE:	04/19/2005
NVA:			SAMPLING PORT:	Tanque Principal
OIL TEMP (DEG. C):	25		SAMPLED BY:	J.M.
YOUR REMARKS:	Bottle: 097-5			

**TESTS**

<b>DIELECTRIC BREAKDOWN</b>	<b>(ASTM D-877 )</b>	<b>44.2 KV</b>
<b>ACIDITY</b>	<b>(ASTM D-974)</b>	<b>0.008 mg KOH/g</b>
<b>COLOUR</b>	<b>(ASTM D-1524)</b>	<b>1.5</b>
<b>INTERFACIAL TENSION</b>	<b>(ASTM D-971)</b>	<b>42.7 Dynes/cm</b>
<b>DENSITY</b>	<b>(ASTM D-1298)</b>	<b>0.868 Grams/cc</b>
<b>VISUAL CONDITION</b>		<b>Clear</b>
<b>SEDIMENTS</b>		<b>None</b>
<b>FREE WATER</b>		<b>None</b>
<b>WATER CONTENT</b>	<b>(ASTM D-1533)</b>	<b>8 PPM (W/W)</b>





5110 De Courtnai Avenue, Montreal (Quebec), Canada H3W 1A7  
Tel: 514-739-1987 • Fax: 514-739-0434 • www.morganschaffer.com

Mr. Julio Castillo  
Qualitas S.A.  
Psje. Casapalca 1673  
Alt. Coliseo Amata  
Lima, PERU

Analysis Date: May 03, 2005  
Client Number: ZC001  
MS Reference Number: 6757-5

Analyzed by: *RJ*  
Verified by: *J*

**OIL TEST REPORT**

**SAMPLE IDENTIFICATION**

EQUIPT DESC.: Tanque Tratami	APP. TYPE:	LOCATION:	Sepax
MANUFACTURER:	WORK ORDER:	SERIAL No:	Antes Del Proceso
KV:	SYDINE NO: 3657	SAMPLING DATE:	04/20/2005
IPM:		SAMPLING PORT:	Tanque
OIL TEMP (DEG. C): 25		SAMPLED BY:	J.H.
YOUR REMARKS: Bettle: 006-5, ED: Tanque de Tratamiento (L-102)			

**TESTS**

<b>DIELECTRIC BREAKDOWN</b>	<b>(ASTM D-877 )</b>	<b>27.5 KV</b>
<b>ACIDITY</b>	<b>(ASTM D-974)</b>	<b>0.032 mg KOH/g</b>
<b>COLOUR</b>	<b>(ASTM D-1524)</b>	<b>1.0</b>
<b>INTERFACIAL TENSION</b>	<b>(ASTM D-971)</b>	<b>25.3 Dynes/cm</b>
<b>DENSITY</b>	<b>(ASTM D-1298)</b>	<b>0.881 Grams/cc</b>
<b>VISUAL CONDITION</b>		<b>Clear</b>
<b>SEDIMENTS</b>		<b>None</b>
<b>FREE WATER</b>		<b>None</b>
<b>WATER CONTENT</b>	<b>(ASTM D-1533)</b>	<b>37 PPM (W/W)</b>



5110 De Courtrai Avenue, Montreal (Quebec), Canada H3W 1A7  
Tel: 514-739-1967 • Fax: 514-739-0434 • www.morganschaffer.com

Mr. Julio Castillo  
Qualitas S.A.  
Psje. Casapalca 1673  
Alt. Coliseo Amauta  
Lima, PERU

Analysis Date: May 03, 2005  
Client Number: ZC001  
MS Reference Number: G757-8

Analyzed by: *RN*  
Verified by: *[Signature]*

---

## OIL TEST REPORT

---

### SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIPT DESC.: Interruptor  
MANUFACTURER:  
KV: 130  
NVA:  
OIL TEMP (DEG. C): 25  
YOUR REMARKS: Bottle: 070-5

APP. TYPE:  
WORK ORDER:  
SYRINGE NO: 4787

LOCATION: Sepax Fase-R  
SERIAL No: INTR-L102-R  
SAMPLING DATE: 04/19/2005  
SAMPLING PORT: Tanque Principal  
SAMPLED BY: J.N.

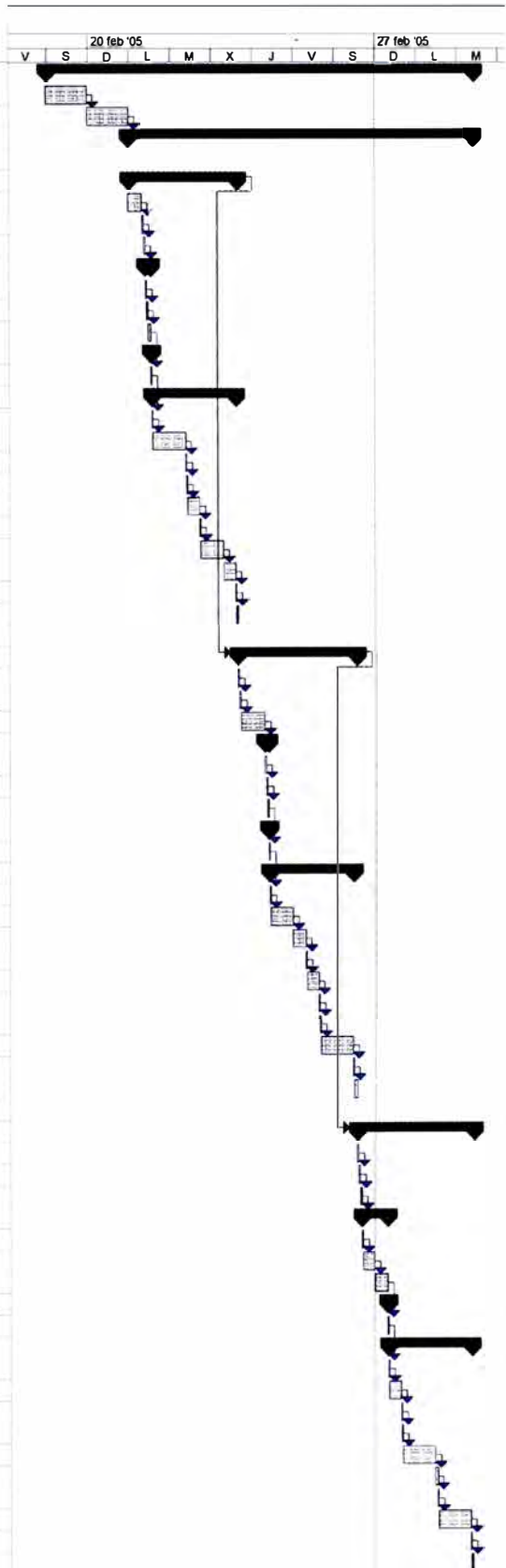
---

### TESTS

DIELECTRIC BREAKDOWN	(ASTM D-877 )	46.7 KV
ACIDITY	(ASTM D-974)	0.005 mg KOH/g
COLOUR	(ASTM D-1524)	1.0
INTERFACIAL TENSION	(ASTM D-971)	43.7 Dynes/cm
DENSITY	(ASTM D-1298)	0.868 Grams/cc
VISUAL CONDITION		Clear
SEDIMENTS		Carbon particles
FREE WATER		None
WATER CONTENT	(ASTM D-1533)	8 PPM (M/W)

**ANEXO F**  
**PROGRAMA DE MANTENIMIENTO**

Id	Nombre de tarea	Duración
1	<b>MANTENIMIENTO DE INTERRUPTORES DE SEPA EX</b>	103,25horas?
2	MOVILIZACION Y TRASLADO DE MATERIALES	10horas
3	REGENERACION DE 14 CILINDROS DE ACEITEACEITE	10horas?
4	<b>ACTIVIDADES PRELIMINARES</b>	83,25horas
5		
6	<b>INTERRUPTOR CL102</b>	27,75horas
7	PUESTA A TIERRA A LA ZONA DE TRABAJO Y BLOQUEO DE MANDOS	1hora
8	DESCONEXION DE TERMINALES DE AT Y BT	1hora
9	LIMPIEZA DE BUSHIING Y ESTRUCTURAS METALICAS	1hora
10	<b>CONTROL ELECTRICO DEL INTERRUPTOR CL102</b>	2,25horas
11	MEDICION DE FACTOR DE POTENCIA	0,75horas
12	MEDICION DE RESISTENCIA DE CONTACTOS	0,75horas
13	MEDICION DE SIMULTANEIDAD DE FASES	0,75horas
14	<b>CONTROL MECANICO DE LA PARTE EXTERNA</b>	0,5horas
15	PRUEBAS DE PARTICULAS MAGNETICAS	0,5horas
16	<b>REGENERACION ACBTE INTERRUPTORES</b>	21horas
17	VACIADO ACEITE DE UN FASE S	0,5horas
18	INSPECCION Y LIMPIEZA DEL TANQUE DEL POLO	6horas
19	LLENADO DE ACEITE AL FASE S	0,5horas
20	VACIADO ACEITE DE UN FASE R	0,5horas
21	INSPECCION Y LIMPIEZA DEL TANQUE DEL POLO	6horas
22	LLENADO DE ACEITE AL FASE R	0,5horas
23	VACIADO ACEITE DE UN FASE T	0,5horas
24	INSPECCION Y LIMPIEZA DEL TANQUE DEL POLO	6horas
25	LLENADO DE ACEITE AL FASE T	0,5horas
26	RECONEXION	1hora
27		
28	<b>INTERRUPTOR CL103</b>	27,75horas
29	PUESTA A TIERRA A LA ZONA DE TRABAJO Y BLOQUEO DE MANDOS	1hora
30	DESCONEXION DE TERMINALES DE AT Y BT	1hora
31	LIMPIEZA DE BUSHIING Y ESTRUCTURAS METALICAS	1hora
32	<b>CONTROL ELECTRICO DEL INTERRUPTOR CL102</b>	2,25horas
33	MEDICION DE FACTOR DE POTENCIA	0,75horas
34	MEDICION DE RESISTENCIA DE CONTACTOS	0,75horas
35	MEDICION DE SIMULTANEIDAD DE FASES	0,75horas
36	<b>CONTROL MECANICO DE LA PARTE EXTERNA</b>	0,5horas
37	PRUEBAS DE PARTICULAS MAGNETICAS	0,5horas
38	<b>REGENERACION ACBTE INTERRUPTORES</b>	21horas
39	VACIADO ACEITE DE UN FASE S	0,5horas
40	INSPECCION Y LIMPIEZA DEL TANQUE DEL POLO	6horas
41	LLENADO DE ACEITE AL FASE S	0,5horas
42	VACIADO ACEITE DE UN FASE R	0,5horas
43	INSPECCION Y LIMPIEZA DEL TANQUE DEL POLO	6horas
44	LLENADO DE ACEITE AL FASE R	0,5horas
45	VACIADO ACEITE DE UN FASE T	0,5horas
46	INSPECCION Y LIMPIEZA DEL TANQUE DEL POLO	6horas
47	LLENADO DE ACEITE AL FASE T	0,5horas
48	RECONEXION	1hora
49		
50	<b>INTERRUPTOR CL ACOPLAMIENTO</b>	27,75horas
51	PUESTA A TIERRA A LA ZONA DE TRABAJO Y BLOQUEO DE MANDOS	1hora
52	DESCONEXION DE TERMINALES DE AT Y BT	1hora
53	LIMPIEZA DE BUSHIING Y ESTRUCTURAS METALICAS	1hora
54	<b>CONTROL ELECTRICO DEL INTERRUPTOR CL102</b>	2,25horas
55	MEDICION DE FACTOR DE POTENCIA	0,75horas
56	MEDICION DE RESISTENCIA DE CONTACTOS	0,75horas
57	MEDICION DE SIMULTANEIDAD DE FASES	0,75horas
58	<b>CONTROL MECANICO DE LA PARTE EXTERNA</b>	0,5horas
59	PRUEBAS DE PARTICULAS MAGNETICAS	0,5horas
60	<b>REGENERACION ACBTE INTERRUPTORES</b>	21horas
61	VACIADO ACEITE DE UN FASE S	0,5horas
62	INSPECCION Y LIMPIEZA DEL TANQUE DEL POLO	6horas
63	LLENADO DE ACEITE AL FASE S	0,5horas
64	VACIADO ACEITE DE UN FASE R	0,5horas
65	INSPECCION Y LIMPIEZA DEL TANQUE DEL POLO	6horas
66	LLENADO DE ACEITE AL FASE R	0,5horas
67	VACIADO ACEITE DE UN FASE T	0,5horas
68	INSPECCION Y LIMPIEZA DEL TANQUE DEL POLO	6horas
69	LLENADO DE ACEITE AL FASE T	0,5horas
70	RECONEXION	1hora



**ANEXO G**  
**REFERENCIA DE COSTOS**

## COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN RCM

### RECURSOS

<b>Descripción:</b>	<b>Costos USD</b>
- Capacitación de personal RCM	5,000.00
- Software para análisis RCM	24,000.00
- Misceláneos para la implementación	8,000.00

## COSTOS DE MANTENIMIENTO - SEPAEX

### RECURSOS

<b>Descripción:</b>	<b>Costos USD/hrs</b>
- Supervisor Mecánico (técnico)	7.10
- Supervisor Eléctrico (técnico)	7.10
- Mecánico	6.40
- Electricista	6.40

El monto representa lo que realmente le cuesta a la empresa CAHUA S.A un trabajador (incluye todo concepto)

### GASTOS

<b>Descripción:</b>	<b>Costos USD</b>
- Siliconado de módulos SS.EE.	860.00
- Mantenimiento módulos 1102, 1033 y 1101	2,214.02
- Mantenimiento módulos Trafo 1 y Trafo 2	1,476.01
- Mantenimiento módulo de acoplamiento	738.01
- Pintado de estructuras de la SS.EE	5,535.06
- Mantenimiento de tableros	531.37
- Regenerado del aceite 2400 glns. x USD 2.2 de interruptores	5,280.00
- Aceite dieléctrico para interruptores 138kV, se producirán pérdidas del orden del 10% del aceite dieléctrico en los trabajos filtrado y regenerado	960.00
- Pruebas mecánicas no destructivas (Líquido penetrante USD 300 x cada polo) para interruptores 138 kV.	900.00
- Pruebas eléctricas no destructivas (Medición del factor de potencia del aislamiento y Medición de resistencia de contactos). USD 450 por cada polo del interruptor.	1,350.00

### INVERSIONES

<b>Descripción:</b>	<b>Costos USD</b>
- Equipo medición de simultaneidad de fases	6,365.00
- Cámara termográfica	27,118.27
- 03 medidores para Cahua y Sepaex	3,553.05
- Equipo medición tensión toque-paso	10,779.00
- Calibración y ajustes de relés de protección	5,166.00

## BIBLIOGRAFÍA

### Libros y Manuales:

1. John Moubray, “Reliability Centered Maintenance”, Industrial Press Inc - España, 1997
2. Santiago García Garrido, “Organización y Gestión Integral del Mantenimiento”, Ediciones Díaz de Santos - España, 2003

### Disponibles en línea:

1. José Bernardo Durán, “Nuevas Tendencias en el Mantenimiento en la Industria Eléctrica”, Formato pdf, Disponible en Internet: <http://ieeexplore.ieee.org/iel5/9907/31500/01468615.pdf>, ISBN 968-36-5137-2.
2. Santiago Sotuyo Blanco, “Los 10 Mandamientos del RCM”, Formato pdf, Disponible en Internet: <http://www.noria.com/sp/rwla/conferencias/mem/Paper%20Sotuyo.pdf>, ISBN 968-36-5137-2.
3. Carlos Pérez Jaramillo, “RCM: Casos de Éxitos y sus Factores Clave”, Formato pdf, Disponible en Internet: <http://noria.com/sp/rw2005/memorias/cmario.pdf>, ISBN 968-36-5137-2.
4. Gerardo Murillo Rocha, “Plan de Implantación General del RCM”. Formato html Disponible en Internet: <http://www.monografias.com/trabajos10/implan/implan.shtml?relacionados>, ISBN 968-36-5137-2.
5. Javier García González, “Mejora en la Confiabilidad Operacional de las Plantas de Generación de Energía Eléctrica: Desarrollo de una Metodología de Gestión de Mantenimiento Basado en el Riesgo (RBM)”, 2004, Formato pdf, Disponible en Internet: <http://www.iit.upcomillas.es/docs/TM-04-007.pdf>, ISBN 968-36-5137-2.