

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA ELECTRONICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“SISTEMÁTICA Y FORMULACIÓN DE MANTENIMIENTOS
EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN”**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

ELABORADO POR:

Henry Joel Quispe Aguirre

PROMOCIÓN 99 - II

CALLAO - PERÚ

2002

A SU CONSTANTE APOYO.

A MIS PADRES, DEBIDO

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	07
CAPITULO I : CONCEPTOS GENERALES	09
1.1 Definiciones sobre SET's	09
1.1.1 Set	09
1.1.2 Tipo Exteriores	09
1.1.3 Tipo Interiores	09
1.1.4 Mixtas	10
1.2 Tipos de Mantenimientos	10
1.2.1 Mantenimiento Predictivo	10
1.2.2 Mantenimiento Preventivo	11
1.2.3 Mantenimiento Correctivo	11
1.3 Identificación de los Equipos en una Subestación de Transmisión	11
1.3.1 Transformador de Potencia	12
1.3.2 Seccionador	14
1.3.3 Transformadores de Medida	14
1.3.4 Interruptores de Potencia. Definición. Tipo de Interruptor. Importancia.	17
1.3.5 Pararrayos. Definición. Importancia.	19
1.3.6 Equipo Crítico. Definición.	20
CAPITULO II : FORMULACION DE MANTENIMIENTOS	21
2.1 Estrategias para proyectar un Programa de Mantenimiento.	21
2.1.1 Evaluación actual de equipos.	21
2.1.2 Realización de Pruebas Eléctricas.	22
2.1.3 Parámetros Importantes a tener en cuenta	22

2.1.3.1	Nivel de Capacitancia.	22
2.1.3.2	Corriente de Excitación	23
2.1.3.3	Factor de Potencia de Aislamiento.	24
2.1.3.4	Resistencia de Aislamiento	26
2.1.3.5	Tiempos de Apertura y Cierre	26
2.1.3.6	Simultaneidad de Fases	27
2.1.3.7	Análisis de Aceite Dieléctrico	27
2.1.3.8	Mediciones de Puesta a Tierra	29
2.1.4	Importancia de las Inspecciones Periódicas.	30
2.1.4.1	Inspecciones Visuales.	30
2.1.4.2	Inspecciones Termográficas.	31
2.1.5	Identificación de Prioridades.	32
2.2	Protocolos de Pruebas.	32
2.2.1	Definiciones e Importancia	32
CAPITULO III : APLICACIÓN DE MANTENIMIENTOS EN SUBESTACIONES		34
3.1	Programas Integral de Mantenimientos (Predictivo, Preventivo y Correctivo) en Subestaciones de Transmisión	34
CAPITULO IV : PROCEDIMIENTOS DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO		42
4.1	Formulación de Procedimientos para normar actividades de Mantenimiento.	42
4.1.1	Importancia de la elaboración de procedimientos	42
4.1.2	Ejemplos detallados de algunos de ellos.	43
4.1.2.1	Reemplazo de un Transformador de Potencia de 60/10 kV.	44
4.1.2.2	Pruebas Eléctricas a Interruptores de Potencia de 60 kV.	52
4.1.2.3	Mantenimiento a los Bancos de Baterías de SET's.	66

4.1.2.4	Pruebas y Contrastes a Relés de Imagen Térmica y Temperatura de Aceite en Transformadores de Potencia de 220/60/10 kV.	73
4.1.2.5	Mantenimiento y Pruebas al Relé Buchholz en Transformadores de Potencia.	83
CAPITULO V : SEGURIDAD EN LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO		90
5.1	Nuevo Enfoque de la Seguridad.	90
5.1.1	Modelo de Causalidad de Pérdidas.	91
5.1.2	Actos y Condiciones Subestándar.	94
5.1.3	Inspecciones y Observaciones Planeadas.	96
5.1.3.1	Inspecciones Planeadas	96
5.1.3.2	Observaciones Planeadas	101
5.1.4	Triángulo de Frank Bird.	106
CAPITULO VI : ESTUDIO DE COSTOS DE MANTENIMIENTO		112
6.1	Análisis de Costos.	112
6.1.1	Costos por Actividades de Mantenimiento.	112
6.1.2	Comparaciones entre costos de Mantenimiento y Renovación de Equipos.	113
6.1.3	Diagrama Comparativo de Costos.	113
CONCLUSIONES		125
RECOMENDACIONES		126
BIBLIOGRAFÍA		127
ANEXOS		128

INTRODUCCION

Podemos definir el concepto de mantenimiento como el conjunto de medidas a tomar a fin de preservar y/o mejorar las condiciones de operación de un dispositivo o equipo.

Muchas veces se escucha decir que un determinado equipo necesita un mantenimiento, pero a veces no sabemos en base a que se decide dicha acción, que parámetros analizar, que valores de ellos son críticos, con que frecuencia se deben de realizar las pruebas, como se realizan las mismas, etc.

Ante la necesidad de despejar muchas dudas en cuanto a lo expuesto y para poder tener una idea más concreta de ello, es que me atrevo a formular esta Tesis que la he titulado **“SISTEMATICA Y FORMULACION DE MANTENIMIENTOS EN SUBESTACIONES ELECTRICAS DE TRANSMISION”**.

En el Capitulo I y II , se desarrollan los conceptos básicos en cuanto a definiciones de equipos que conforman una SET y de los principales parámetros a tener en cuenta, para que en base a ellos, poder proyectar un determinado mantenimiento acorde a los valores obtenidos.

En el Capítulo III, se muestran en unas tablas, los mantenimientos a los diferentes equipos, en los cuales se visualizan, la frecuencia de éstos y que es lo que comprende cada actividad, tanto para los mantenimientos predictivos como para los preventivos. Cabe destacar que no se adjunta algún cuadro referente a mantenimientos correctivos no programados, por ser éstos las actividades imprevistas, pues suceden cuando se producen fallas que escapan de un programa establecido.

El Capítulo IV, nos explica al detalle algunos procedimientos de actividades de mantenimiento que son rescatadas de la experiencia laboral vivida, puesto que muchas personas escuchan sobre la realización de tales trabajos, pero no tienen la oportunidad de estar presentes en la ejecución o ser parte activa de ellas y no saben como se ejecutan, sobre todo porque la bibliografía al respecto es mínima por no decir nula.

El Capítulo V, desarrolla un tema importante dentro de las actividades de mantenimiento como es la seguridad, donde se le da un nuevo enfoque, más global y completo.

Finalmente, el Capítulo VI, realiza un estudio integral de costos de las actividades de mantenimiento, abarcando los gastos de mano de obra así como también de los materiales a emplear en las diferentes actividades; se realiza también una comparación entre los costos de los equipos con los de mantenimiento.

CAPITULO I

CONCEPTOS GENERALES

1.1 DEFINICIONES DE SET's

- 1.1.1 SET :** Definiremos el concepto de SET, como un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de Potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.
- 1.1.2 TIPO EXTERIORES :** Son las SET's que tienen la disposición de sus equipos al aire libre, se le denomina Patio de Llaves, generalmente son las de nivel de muy alta tensión (220, 138 kV). Se opta este tipo de instalación debido a las dimensiones de los equipos que poseen los circuitos de la SET, ya que sería muy problemático el instalarlos en una edificación.
- 1.1.3 TIPO INTERIORES :** Este tipo de SET está instalada íntegramente en una edificación, generalmente son de niveles de 60, 10 kV, las celdas de transformación se encuentran dentro de unos ambientes cerrados, en los cuales es necesario la implementación de extractores para el

aire caliente que se genera en éstas debido al funcionamiento de los transformadores de potencia.

1.1.4 TIPO MIXTAS : Estas subestaciones son la mezcla de las dos anteriores, constan de un patio de llaves para un nivel de tensión (generalmente el lado de alta) y un edificio donde se encuentra el lado de baja con todos sus dispositivos incluidos , podemos encontrar este tipo de subestaciones en las de 220/60/10 kV, así como en las de 60/10 kV.

1.2 TIPOS DE MANTENIMIENTOS

Los mantenimientos en una Subestación de Transmisión, son muy importantes porque conllevan a mantener en buen estado los dispositivos que conforman la misma y por consiguiente lograr la continuidad en el servicio que es el fin principal de toda instalación eléctrica.

A su vez, existen varios tipos de mantenimientos aplicables, los cuales por su naturaleza traerán como consecuencia el mejoramiento del equipo intervenido o el cambio del mismo por encontrarse en una situación no utilizable o de riesgo.

Estos tipos de mantenimientos se clasifican en Predictivos, Preventivos y Correctivos, los cuáles pasaremos a definir a continuación.

1.2.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO : El mantenimiento predictivo está basado en el conocimiento del estado de un equipo en base a pruebas que se le realizan a éste por medición periódica o continua de uno o varios parámetros significativos. La intervención de mantenimiento se condiciona a la detección precoz de los síntomas de la avería, en este rango podemos incluir a: Los análisis de muestra de Aceite de Transformadores de Potencia, las pruebas eléctricas a

equipos, inspecciones Termográficas, mediciones de puesta a tierra, pruebas de telecontrol.

1.2.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO : Es el mantenimiento que consiste en realizar ciertas reparaciones en componentes o piezas de equipos según determinados criterios preestablecidos o luego de realizado un mantenimiento predictivo, el cual nos indique la necesidad de corregir algunos puntos para así poder reducir la probabilidad de averías o pérdida de un equipo.

1.2.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO : Este mantenimiento es realizado cuando una avería está a punto de suceder o ya se ha producido, generalmente se requiere del retiro y reemplazo del equipo para realizar una reparación que nos permita restituir la condición admisible de utilización.

Existen a su vez, los mantenimientos correctivos programados y no programados, de los cuales los programados son los que se realizan cuando ya se encuentran en condiciones de uso extremas, debido a su antigüedad o al uso al cuál está sometido y los no programados son los mantenimientos que se realizan cuando se ha producido propiamente la falla del equipo.

1.3 IDENTIFICACION DE EQUIPOS EN UNA SUBESTACIÓN ELECTRICA DE TRANSMISIÓN

En una SET podemos encontrar diversidad de dispositivos tales como: equipos de transformación, maniobra, medición y protección, los cuales al funcionar instalados propiamente van a conformar las celdas de transformación que a su vez son la parte básica en cualquier Subestación Eléctrica de Transmisión.

A continuación pasaremos a definir y describir resumidamente cada uno de éstos equipos :

1.3.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA : Un transformador de Potencia es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas mediante una relación de transformación que se obtiene en base al bobinado que posee. (Veáse información técnica en Anexo A) . Sus partes principales son:

- **CUBA :** Es el depósito donde se alberga la parte activa del transformador y el aceite aislante, es fabricado de acero carbónico (acero de construcción) en la forma de chapas y perfiles laminados, ligados por electro-soldadura, constituyendo un todo de resistencia en el vacío, sobrepresiones y estanque al aceite. Las superficies interiores y exteriores son tratadas contra la corrosión. La cuba es completada con dispositivos tales como radiadores, tanque conservador, válvulas, etc.
- **PARTE ACTIVA :** Viene a ser el bobinado interior propiamente dicho. El material conductor utilizado en la construcción de las bobinas, es el cobre electrolítico, recocido con 99,9 % de pureza y bajo la forma de barras aisladas, normalmente a papel "Kraft". El arreglo de las bobinas, cilíndricas en el tipo concéntrico ó en el plano en el tipo acorazado-imbricado, es hecho combinándolas adecuadamente con elementos aislantes (pressboard, baquelitas, etc.) formando un todo mecánico y eléctricamente resistente.
- **NÚCLEO MAGNETICO :** El núcleo magnético es formado por chapas de acero laminado a frío (espesor en el orden de 0,3

mm) carbono silicoso con aproximadamente 0,005 % carbono y 3 a 4% silicio. Estas chapas hechas de cristales orientados y conocida por "Hipersil", se caracteriza por un bajo índice de pérdidas histeréticas y por una conservación integral en el tiempo de las cualidades magnéticas.

El transformador de Potencia es considerado la parte mas importante y costosa dentro de una SET, por tal motivo, es que posee varios elementos de protección propia cuya finalidad es proteger la integridad del transformador ante una eventual falla. A continuación haremos una descripción breve de las principales protecciones propias del transformador:

- **RELÉ BUCHHOLZ** : Detecta averías internas del transformador, está basado en que una falla interna del transformador va acompañada de una emisión de gases que son captados por el Relé Buchholz, lleva 2 contactos alarma y desconexión.
- **RELÉ DE IMAGEN TÉRMICA** : Controla la temperatura del devanado del transformador en general; tiene contactos arranque de ventiladores, alarma y desconexión.
- **RELÉ DE TEMPERATURA DE ACEITE** : Censa la temperatura del aceite aislante ya que la mayoría de las fallas en los transformadores se originan por sobrecalentamiento de sus partes energizadas, por ello es necesario controlarlo, normalmente tiene 2 contactos, para alarma y desconexión.
- **VÁLVULA DE SEGURIDAD** : Detecta el aumento de la presión en el interior de la cuba del transformador, evita el peligro de

- explosión, normalmente tienen un solo contacto, el cual se usa para la desconexión.
- **INDICADOR DEL NIVEL DE ACEITE** : Controla el nivel de aceite ya que dicho nivel está sujeto a la temperatura en la que trabaja el transformador, normalmente tiene 2 contactos abiertos que cierran, uno cuando el nivel es máximo y otro cuando el nivel es mínimo, sólo dan alarma.

1.3.2 SECCIONADOR : Los seccionadores son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Los seccionadores pueden abrir circuitos bajo tensión nominal, pero nunca cuando este fluyendo corriente a través de ellos. Antes de abrir un seccionador, siempre deberá abrirse el interruptor correspondiente. La diferencia entre un seccionador y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que los seccionadores no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede hacerlo, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito. (Véase información técnica en Anexo B).

1.3.3 TRANSFORMADORES DE MEDIDA : Los transformadores de medida son unos dispositivos, cuya función principal es reducir a escala las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general. Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación, no están contruidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes. Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los

aparatos llamados transformadores de corriente, transformadores de tensión y transformadores combinados, que representan a escalas muy reducidas las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente. Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios para corrientes de 5 amperios o tensiones de 120 voltios.

- **TRANSFORMADORES DE CORRIENTE** : Son aparatos en que la corriente secundaria es, en condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la intensidad primaria y desfasada en relación a la misma un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones. Pueden haber, uno o varios arrollamientos secundarios, los cuales alimentarán a los instrumentos de medición y protección, cada uno sobre su circuito magnético. De ésta manera no tiene influencia de un secundario sobre otro, según nos muestra la Figura N° 1.

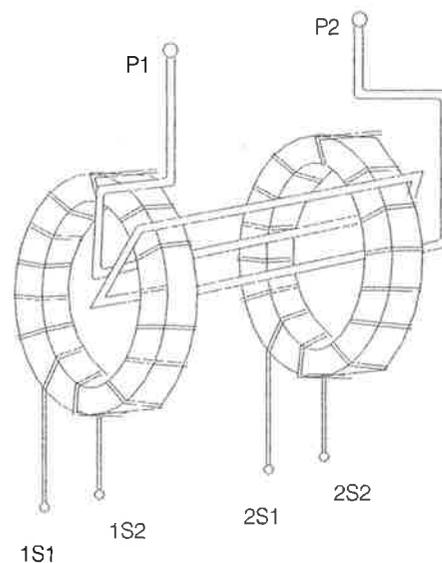


FIG. N° 1 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

- **TRANSFORMADORES DE TENSION** : Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de

operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Por razones constructivas y de aislamientos, los Transformadores de tensión se fabrican normalmente con núcleo rectangular y los secundarios (si hay más de uno) se bobinan sobre el mismo núcleo. No existe por lo tanto independencia entre ellos, a diferencia de lo que ocurre en los Transformadores de Corriente y la carga de un secundario influye en la precisión del otro. En la Fig N° 2, se muestra un transformador de tensión con dos secundarios y toma en cada uno de ellos.

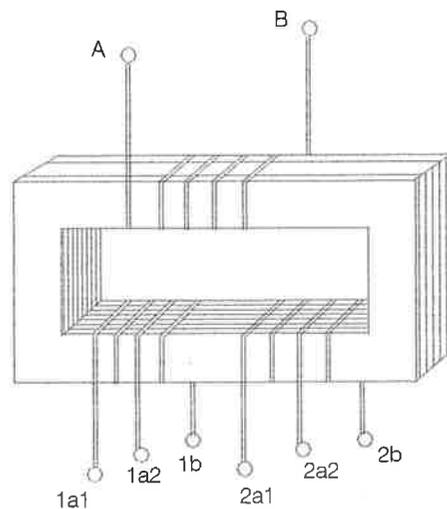


FIG. N° 2 TRANSFORMADOR DE TENSION

- **TRANSFORMADORES COMBINADOS** : Son aparatos que dentro de una misma envoltura contienen un transformador de tensión y un transformador de intensidad. Esta construcción tiene ciertas ventajas económicas, especialmente en alta tensión, donde la porcelana juega un papel importante en el costo del transformador de medida. También tiene importancia en ciertos

casos el menor espacio ocupado en la subestación. En la Fig N° 3 se aprecia el esquema de conexionado de un transformador combinado. (Véase información Técnica en Anexo C).

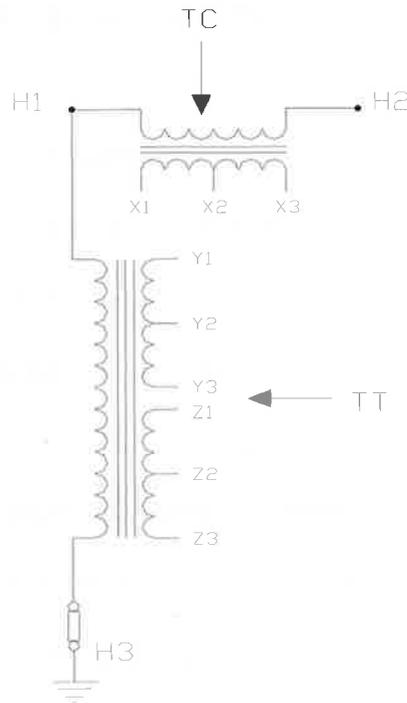


FIG. N° 3 TRANSFORMADOR COMBINADO

1.3.4 INTERRUPTOR DE POTENCIA : El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y ésta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

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

Existen varios tipos de interruptores de acuerdo a los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción:

Tenemos a los interruptores de aceite, SF6 y Vacío, los cuales definiremos a continuación muy someramente. (Véase información Técnica en Anexo D).

- **INTERRUPTORES DE ACEITE** : Fueron los primeros interruptores que se utilizaron en alta tensión, utilizan el aceite como medio de extinción del arco. Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.
- **INTERRUPTORES DE AIRE COMPRIMIDO** : Este tipo se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores anteriormente nombrados. En éste tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por acción directa de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de 3 ciclos, lo cuál produce sobretensiones mayores que en los casos anteriores.

Actualmente la utilización de estos tipos de interruptores es mínima en las Subestaciones, debido a que conlleva la utilización de compresoras que generan gastos extras de mantenimiento.
- **INTERRUPTORES DE SF6** : Son los interruptores cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado Hexafluoruro de Azufre (SF6) que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de

vista de mantenimiento. Las principales averías de éste tipo de interruptores son las fugas de gas, que requieren aparatos especiales para detectar el punto de la fuga. En un aparato bien instalado, las pérdidas de gas deben ser inferiores al 2% anual del volumen total del gas encerrado dentro del aparato. Se utilizan para niveles de tensión hasta 245 kV.

- **INTERRUPTORES DE VACIO** : Son aparatos que en teoría, abren en un ciclo debido a la pequeña inercia de sus contactos y a su pequeña distancia. Los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización y por tanto, no es necesario el soplado del arco, ya que éste se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

Este tipo de interruptor se utiliza en instalaciones de hasta 34.5 kV dentro de tableros blindados. Sus inconvenientes principales son: Debido a su rapidez producen grandes sobretensiones entre sus contactos y éstos emiten ligeras radiaciones de rayos X, otro inconveniente es que por algún defecto o accidente, se pueda perder el vacío de la cámara y al entrar el aire y producirse el arco, pueda reventar la cámara.

- 1.3.5 PARARRAYOS** : Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.

Los pararrayos cumplen las siguientes funciones:

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- Debe de desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
- No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen

Los pararrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entrar en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido, superior a la tensión máxima del sistema. (Véase información Técnica en Anexo E)

1.3.6 EQUIPO CRITICO: Definimos como equipo crítico en una Subestación Eléctrica de Transmisión al equipo más costoso y que al fallar, produzca la interrupción total del servicio en la SET, razón por la cuál se le debe de dar preferencia en cuanto a cuidados y mantenimientos, porque de no funcionar correctamente conllevaría a pérdidas grandes para la empresa. Dentro de una SET el equipo crítico es sin lugar a dudas el Transformador de Potencia, seguido muy de cerca del Interruptor de potencia, ya que si fallan o no actúan correctamente crearían una discontinuidad en el servicio brindado, creando malestar y pérdidas económicas cuantiosas, razón por la cuál deben ser el centro de atenciones y cuidados en una Subestación.

CAPITULO II

FORMULACION DE MANTENIMIENTOS

2.1 ESTRATEGIAS PARA PROYECTAR UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Para poder proyectar un programa de mantenimiento a los equipos componentes de una SET, es necesario tener presente los siguientes pasos que nos van a permitir visionar y darnos una idea concreta del estado de los mismos, para posteriormente con esta base poder formular un adecuado programa de mantenimiento. Estos pasos son pues los siguientes:

2.1.1 EVALUACION ACTUAL DE EQUIPOS : En este punto se deben de recurrir a la revisión de protocolos de pruebas (los cuales definiremos más adelante) realizados anteriormente a los equipos, para así poder conocer la tendencia actual que posee cada dispositivo a evaluar; puede suceder que tengan un progresivo desgaste en alguna de sus partes, un progresivo deterioro del nivel de aislamiento, etc. Se deben de utilizar las especificaciones técnicas del fabricante del equipo.

2.1.2 REALIZACION DE PRUEBAS ELECTRICAS : Las pruebas eléctricas como parte del mantenimiento predictivo en equipos de alta tensión, son fácilmente justificables si se considera la inversión que representan tales instalaciones y las consecuencias que podrían tener una parada imprevista para la red energética (tal es el caso si se produjera una falla en el transformador o interruptor de potencia , que resultan ser los equipos más críticos en una SET). Una buena manera de tener conocimiento del estado actual de un equipo, es mediante la realización de pruebas eléctricas, los cuales sacan a relucir el nivel en que se encuentran los diferentes parámetros que se tienen que considerar en cada equipo. Se recomienda registrar estos valores en un protocolo de pruebas para luego ser comparados con los obtenidos después de realizado el mantenimiento que amerite el equipo.

2.1.3 PARAMETROS IMPORTANTES A TENER EN CUENTA : Cuando se realizan pruebas eléctricas, obtenemos resultados de diferentes parámetros que dependiendo su valor nos van a indicar el estado actual del equipo y si amerita o no de un mantenimiento para corregir esos valores obtenidos.

A continuación pasaremos a definir de manera breve algunos de ellos:

2.1.3.1 NIVEL DE CAPACITANCIA : Los principios elementales de un condensador son de común conocimiento. No obstante, podemos indicar que el comportamiento de un aislante en servicio puede comprenderse más fácilmente cuando se considera que dicho aislante forma el dieléctrico de un capacitor. Los conductores energizados se considera como una de las placas, en tanto que el bastidor

del dispositivo conectado a tierra hace las veces de segunda placa.

Los cambios en la capacitancia normal indican al técnico que realiza las pruebas la existencia de condiciones anormales, como la presencia de humedad, interrupciones en los blindajes de tierra de los aisladores. La capacitancia de un aislante seco no es mayormente afectada por un aumento de la temperatura; sin embargo para el caso de un aislante húmedo, existe una cierta tendencia de la capacitancia aparente a aumentar con la temperatura. La capacitancia es una formación de la geometría de los devanados en un transformador de potencia y normalmente debe permanecer estable con la temperatura así como con el transcurso del tiempo. Un cambio de capacitancia indica que se ha producido un movimiento del devanado, tal como el que provocaría un fallo de perforación.

Por todo esto es importante tener en cuenta los valores de capacitancia para utilizarlos en futuras comparaciones en busca de variaciones pronunciadas.

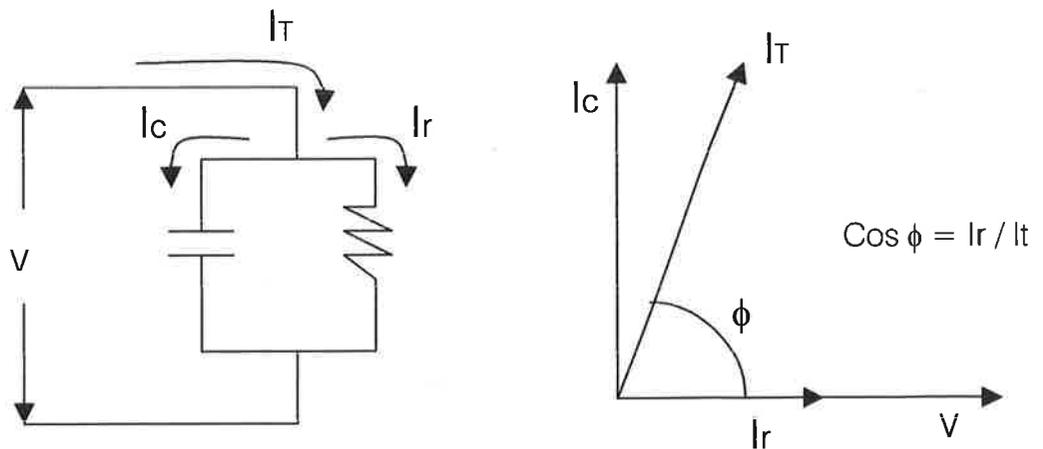
2.1.3.2 CORRIENTE DE EXCITACIÓN : Esta prueba generalmente se aplica a transformadores de potencia ya que nos permite detectar los daños incipientes en el transformador, pues sus devanados y núcleos con frecuencia sufren daños por tomas a tierra accidentales, cortocircuitos y sobrecalentamientos; o bien por motivos mecánicos, a raíz de desplazamientos producidos por

corrientes anormales durante cortocircuitos externos o contiguos. La medición de la corriente de excitación constituye el método más sencillo para detectar éste tipo de daños antes de que tenga lugar un fallo. Estando la unidad sin carga, esta corriente excita (tal como lo indica su nombre) el flujo magnético en el núcleo de hierro. Su magnitud depende de la tensión aplicada, de la cantidad de espiras que contiene el devanado y de las dimensiones. Una corriente excesiva puede deberse a un cortocircuito parcial entre una o mas espiras del devanado, o a algún defecto en el circuito magnético.

2.1.3.3 FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO : El factor de potencia de aislamiento llevada a cabo con CA se trata de una prueba eficaz para detectar riesgos de funcionamiento en dispositivos eléctricos antes de que ocurra un fallo. Brinda la singular capacidad de detectar la presencia de un aislante defectuoso (por lo general, en estas condiciones las pruebas de CC exhiben una resistencia de aislamiento "infinita" o muy elevada). Muchas formas de deterioro del aislante involucran una serie de capas "buenas" y "malas". (Ejem: secciones del aislante de un aislador de entrada embebido en un material compuesto, que han sido expuestas en forma dispereja a la humedad que penetra a través de las juntas o de una grieta existente.). Una pieza de aislamiento sometida a esta prueba es prácticamente el equivalente a un condensador en paralelo con una resistencia. Matemáticamente, el factor de potencia es el

coseno del ángulo que forman la corriente total y el componente de resistencia de la corriente que se encuentra en fase con la tensión en CA aplicada. El valor numérico del factor de potencia es normalmente pequeño, debido a ello, pueden ser distorsionadas grandemente por suciedad o humedad en las superficies de aislamiento, se recomienda realizar una limpieza minuciosa del elemento a analizar a fin de eliminar componentes extraños (suciedad, polvo, humedad, etc). Los factores de potencia a 20° normales del aislamiento de los dispositivos aproximadamente son los siguientes:

EQUIPO	% PF a 20° C
Transformadores de Potencia	1.0 (nuevos : 0,5)
Transformadores Combinados	< 1
Transformadores de Corriente	< 2.5



Cabe destacar que tanto los valores de Capacitancia, Corriente de Excitación, Factor de Potencia son obtenidos al mismo tiempo con la maleta de pruebas M4000 de la Doble Engineering Company que es una de las pioneras en este tipo de pruebas, lo que conlleva a un análisis completo

de estos parámetros tan importantes descritos líneas arriba.

2.1.3.4 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO : La prueba de resistencia de aislamiento consiste en medir el aislamiento principal de los devanados entre sí, con respecto al núcleo y con respecto a tierra. Debido a la antigüedad de los equipos, la calidad de los mismos decrece. Uno de los más simples y convenientes métodos de la calidad de voltaje de aislamiento es a través del uso de un megohmetro, que nos va a registrar el nivel de aislamiento y resistencia.

El megohmetro se conecta al equipo a evaluar y suministra tensión (generalmente entre 500 y 5000 V DC) luego registra la corriente que el megohmetro debe suministrar para mantener el voltaje en el nivel requerido. A continuación el aparato calculará la resistividad del equipo evaluado entre los 2 puntos de medición. A diferencia de la prueba del factor de potencia, la prueba de resistencia de aislamiento se realiza aproximadamente durante un minuto debido a que la tensión es aplicada en DC y si se persiste se puede llegar a dañar el aislamiento del equipo evaluado.

2.1.3.5 TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE : Estas mediciones se realizan a los interruptores de potencia a fin de tener presente los tiempos tanto a la apertura como al cierre del interruptor. Este tiempo es el comprendido entre el momento que se genera el pulso de accionamiento hasta que se separen o cierren totalmente (según sea el caso) los contactos dentro de las cámaras de extinción de los

interruptores. Estas mediciones se realizan con una maleta de pruebas que se instala en el interruptor a evaluar, el cual reportará los tiempos de accionamiento de las tres fases, las cuales serán comparadas con las especificaciones técnicas del fabricante que nos servirán de referencia, así como mediciones anteriores realizadas al interruptor.

2.1.3.6 SIMULTANEIDAD DE FASES : La simultaneidad tanto a la apertura y al cierre de fases en un interruptor de potencia es la diferencia entre el valor del tiempo de accionamiento máximo y el mínimo, el cual según las normas IEC no deben de exceder de la mitad de un ciclo de onda, es decir 8.33 ms, aunque este valor es referencial, debido a que generalmente en un interruptor se debe de mantener una discordancia entre fases no mayor a 1 ms.

Cabe destacar que se da mayor preferencia el tiempo de apertura por ser éste el más crítico porque es el accionamiento que se realiza en medio de una onda distorsionada de corriente y que al realizarse evitará el paso de esta corriente de falla muy alta que conllevaría a dañar el resto de equipos instalados en una SET. Es por eso que la simultaneidad a la apertura debe ser la menor posible.

2.1.3.7 ANALISIS DEL ACEITE DIELECTRICO : El líquido aislante (que por lo general es aceite mineral) de un transformador no sólo sirve de intercambio térmico, sino que proporciona la mayor parte del aislamiento del transformador. Por consiguiente, es necesario realizar análisis periódicos del aceite, el cual es extraído a través de

la válvula destinada para ese fin en el transformador y llenado en botellas de vidrio de color oscuro.

Los análisis que se realizan al aceite dieléctrico (que generalmente son del tipo Shell Diala D, ver características en el Anexo F) se clasifican en 02 tipos:

El **Análisis Físico-Químico** es el tipo de análisis que van a evaluar los siguientes parámetros: Rigidez Dieléctrica del Aceite, Factor de Disipación a 25° y a 100° , Tensión Interfacial, Acidez, Color y el Contenido de Humedad. (Ver valores normados por la ASTM en Anexo F).

El Análisis Cromatográfico es el tipo de Análisis que es usado para predecir problemas internos en un transformador que puede evolucionar en el futuro en una falla.

Se toman las muestras de aceite del transformador en jeringas de vidrio evitando el ingreso de aire.

El gas en el análisis de aceite informará concentraciones de Hidrógeno (H_2), Oxígeno (O_2), Nitrógeno (N_2), Monóxido de carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO_2), Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6), Acetileno (C_2H_2) y el gas total. De más de 2800 componentes del hidrocarburo líquido de que se compone el presente aceite del transformador, sólo estos nueve afectan la actuación del transformador.

Fallas que involucran sobrecalentamiento del aislamiento celuloso generan monóxido de carbono y dióxido de carbono principalmente

Bajo condiciones normales, hay producción incesante de CO_2 y CO en una proporción de aproximadamente 3:1 y cantidades relativamente grandes de estos gases se encontrará en un transformador que opera normalmente. Se requieren los niveles muy altos de ambos gases con CO acercándose o excediendo el CO_2 antes de sospechar una falla localizada que involucra la celulosa debido a su envejecimiento. Un sobrecalentamiento interno generalizado generan Metano CH_4 , Etano C_2H_6 y un poco de Hidrógeno. Cuando la temperatura aumenta, el Etileno se vuelve el gas predominante. Si se están produciendo arcos internamente, el Acetileno e Hidrógeno predominan. (Ver valores normados por la ASTM en Anexo F).

El análisis de gases es una herramienta importante para determinar la condición en que opera un transformador y se debe de tener presente que sin la rigidez dieléctrica óptima del aceite y la eficiente refrigeración, el transformador no puede operar segura y eficazmente.

2.1.3.8 MEDICIONES DE PUESTA A TIERRA : Las mediciones de Resistencia a la Malla de Puesta a tierra que poseen las SET's son muy importantes, ya que nos indicará el estado de ésta , debido a la gran importancia que posee dentro del sistema pues está encargada de mantener los potenciales producidos por las corrientes de fallas dentro de los límites de seguridad de modo que las tensiones de paso o de toque no sean peligrosas para los humanos y/o equipos, proporciona además un camino de derivación a

tierra de descargas atmosféricas, transitorios y de sobretensiones internas del sistema.

Esta medición se realiza con un Instrumento llamado Telurímetro que nos mide la resistividad del terreno evaluado, para ello se utiliza unos electrodos de cobre los cuáles se penetran en el terreno y se van tomando las mediciones aumentando la distancia entre ellos teniendo un punto fijo y otro movable. En el cuadro mostrado se presenta a manera de ejemplo las lecturas progresivas de una medición de Malla de Puesta a Tierra en una SET (Ver anexo G).

2.1.4 IMPORTANCIA DE LAS INSPECCIONES PERIODICAS

Las inspecciones periódicas en una SET (como definiremos más adelante en el capítulo V) son muy importantes, pues nos permitirán descubrir posibles riesgos que de no corregirse, podrían producir fallas. A continuación hablaremos de 2 tipos de Inspecciones, las inspecciones visuales periódicas y las inspecciones Termográficas.

2.1.4.1 INSPECCIONES VISUALES : Las inspecciones visuales hechas por el personal técnico son de mucha utilidad en lo que se refiere a recabar información sobre posibles causas de averías que se pueden prever realizando una buena inspección visual, Por ejemplo se pueden detectar situaciones como:

- Necesidad de renovar la Sal Deshumedecedora Silicagel de los transformadores de Potencia debido a su cambio de coloración.

- Extrema suciedad acumulada en cadena de aisladores y equipos
- Renovación de piedra chancada llamada también ripio, cascajo o confitillo al encontrarse manchadas, puede ser de aceite, pintura, etc.
- Pérdidas de aceite en equipos componentes de las celdas (Transformador de potencia, Caja Comando Gradín, Interruptor, transformadores de medida, etc).
- Deterioro del conductor Aldrey (Aleación de Aluminio Silicio y Germanio) en tramos que requieren su reemplazo debido a la cristalización del mismo a causa del envejecimiento.

En resumidas cuentas, este tipo de inspección nos indicará las situaciones que no se detectarían si no se realiza una visita personal en la SET.

2.1.4.2 INSPECCIONES TERMOGRAFICAS: Las inspecciones Termográficas son realizadas con un visor Termográfico, el cuál capta como su nombre indica el nivel de temperatura en una determinada zona. Este tipo de Inspecciones se realizan a fin de ubicar los llamados "Puntos Calientes" generalmente ubicados en las uniones, abrazaderas que no se encuentran debidamente ajustadas provocando un punto de calentamiento, el cual si no se corrige conllevará a la fundición del elemento creando una falla en el sistema.

Las inspecciones Termográficas se realizan generalmente, entre las horas punta (18:00 – 23:00 hrs.) ya que en ese

momento el sistema se encuentra a plena carga y es ahí donde brotan si es que existiesen los puntos calientes. Otro momento donde se debe de realizar esta inspección es después de la conexión de equipos luego de pruebas realizadas o luego de una puesta en servicio, para verificar los ajustes de las mordazas o uniones que se tengan.

2.1.5 IDENTIFICACION DE PRIORIDADES

Uno de los puntos más importantes en lo que respecta a actividades de mantenimiento, es la identificación de prioridades en base a los resultados, llámese de las pruebas realizadas, inspecciones visuales, termografías, etc. Los cuales nos van a mostrar una serie si es que lo hubiese de desperfectos y/o deficiencias en los diferentes equipos e instalaciones evaluadas quedando a criterio del encargado de planeamiento del mantenimiento a realizarse. Cabe destacar que observaciones encontradas que tengan que ver con el buen funcionamiento del Transformador de Potencia así como del Interruptor de Potencia, tienen prioridad uno por tratarse de los equipos más críticos en una SET como se describió anteriormente en el Capítulo I.

2.2 PROTOCOLOS DE PRUEBAS

2.2.1. DEFINICIÓN E IMPORTANCIA : Los protocolos de Pruebas son los formatos en donde se van a registrar los resultados de las pruebas realizadas a los diferentes equipos que son sometidos a evaluaciones pertinentes con el afán de obtener el estado actual de los mismos y en base a ellos poder proyectar un programa de mantenimiento. Es necesario especificar en ellos las características técnicas del equipo como los datos de placa, también se deben registrar además de los

resultados obtenidos, la fecha de realización de las pruebas a fin de llevar un control correlativo en el tiempo del comportamiento de los diferentes parámetros que se censan para cada equipo.

Otro tipo de protocolos son los protocolos de puesta en servicio los que registran el estado de los equipos al momento de ser puestos en servicio y que servirán como antecedentes para que a lo largo de la vida de los mismos, el personal de mantenimiento tenga una base para determinar el grado de deterioro que van sufriendo los diferentes equipos, así como tener un punto de referencia para comparar las nuevas lecturas, obtenidas en los equipos después de una reparación. Los resultados deben cumplir con las especificaciones de los fabricantes y normas mínimas de diseño, caso contrario se deberán revisar los ajustes de los mecanismos o circuitos, hasta obtener las especificaciones requeridas. (Ver ejemplos de Protocolos de Pruebas en el Anexo G).

CAPITULO I I I

APLICACIÓN DE MANTENIMIENTOS EN SUBESTACIONES

3.1 PROGRAMA INTEGRAL DE MANTENIMIENTOS EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION

Toda SET está compuesta por una o varias Celdas de Transformación, las cuales a su vez contienen varios dispositivos que hacen posible su funcionamiento en lo que respecta a la Transformación, Protección y Medición. Para efectos didácticos vamos a tomar como prototipo una SET de 220/60/10 kV, ubicada en un medio urbano, de 120 MVA de Potencia Instalada, que es la más completa por contener dispositivos de diferentes niveles de tensión, a los cuales se aplicará una estrategia de Mantenimiento para mantener en buenas condiciones a los equipos y a su vez asegurar la continuidad en el servicio que es el principal objetivo de todo programa de Mantenimiento.

En el Gráfico N° 3.1, se muestra a través de un esquema Unifilar la disposición física de una SET de 220/60/10 kV, 120 MVA, en donde podemos identificar una serie de equipos, los cuáles iremos analizando uno a uno e indicando el tipo así como también la frecuencia del mantenimiento a realizar

Se presenta en la Tabla N° 3.1 las actividades de **Mantenimientos Predictivos**, las cuales consideran las pruebas propiamente dichas que se realizan a los equipos, empezando por el Transformador de Potencia y el resto de equipos que conforman una celda de transformación; se toma en cuenta también las pruebas a los equipos de protección, las puestas a tierra de las SET's, así como las termografías y las pruebas de Telecontrol.

La Tabla N° 3.2 presenta las actividades de **Mantenimientos Preventivos**, empezando siempre por el Transformador de Potencia, también se menciona a los SS.AA. así como también del mantenimiento de las instalaciones.

Cabe destacar que no se esta presentando un cuadro referente a **Mantenimientos Correctivos**, debido a que éstos por su naturaleza se realizan cuando un equipo o dispositivo falla, por consiguiente la filosofía de los mantenimientos en general es que con los predictivos y preventivos, se minimice considerablemente los correctivos.

Se adjuntan también en las Tablas N° 3.3, 3.4 y 3.5 las especificaciones técnicas de fabricante de algunos Interruptores de Potencia, en los niveles de tensión de 220, 60 y 10 kV respectivamente, los cuáles por su importancia en la protección del Transformador de Potencia deben de ser muy tomadas en cuenta en una planificación de mantenimientos.

ESQUEMA UNIFILAR DE UNA SET DE 220/60/10 kV, 120 MVA

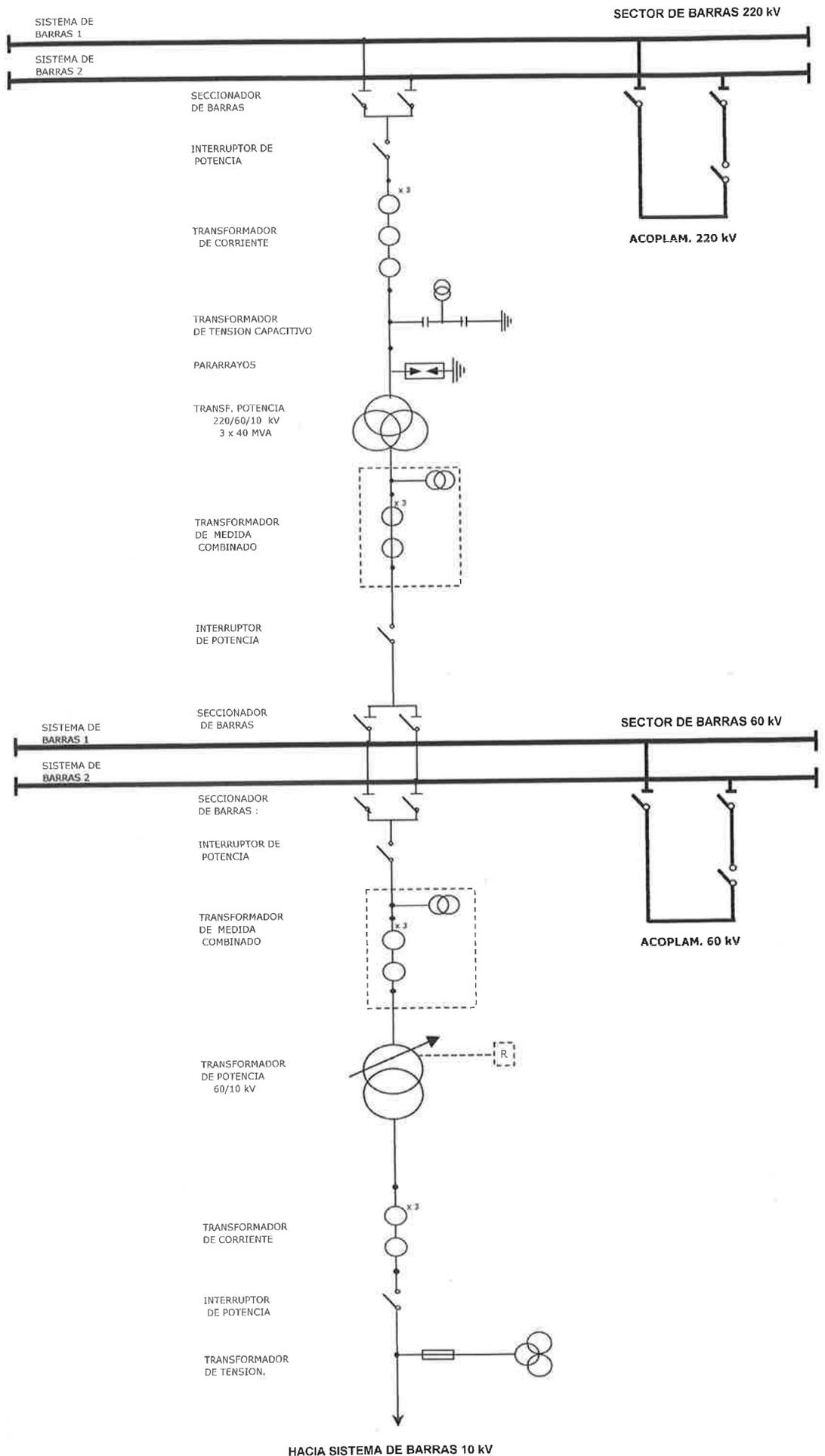


GRAFICO N° 3.1

TABLA 3.1 : PROGRAMA DE MANTENIMIENTOS PREDICTIVOS APLICABLES EN UNA SUBESTACION DE TRANSMISION

TIPO DE MANTENIMIENTO	TIPO DE ACTIVIDADES	DESCRIPCION	FRECUENCIA	OBSERVACIONES
	⇒ Inspecciones Periódicas			
	Evaluación visual del estado de los equipos e instalaciones	SET	Cada 02 meses	Se deben de realizar según un formato que permita evaluar todos los equipos.
	⇒ Pruebas a Transformadores de Potencia			
	Mantenimiento al Sistema de Regulación Automática	UNIDAD	Cada año	Mantenimiento en donde se prueba el grado de regulación y gradúa el número de taps en el primario del transformador de potencia
	Pruebas propias del Transformador (Comprende Relación de Transformación, Factor de Potencia, Capacitancia y Resistencia de Aislamiento)	UNIDAD	Cada 03 años	Pruebas realizadas por personal altamente calificado y utilizando maleta de Pruebas
	Pruebas de Accesorios (Relés Buchholz, Imagen Térmica, Temperatura de Aceite)	CONJUNTO	Cada 02 años	Importantes en la protección del Transformador de Potencia. Ver procedimiento de trabajo en el Capítulo IV acápites 4.1, 2.4 y 4.1.2.5
	Revisión de Conmutadores Bajo Carga (Incluye cambio del Aceite Dielectrico)	UNIDAD	Cada 50 000 conmutaciones	Generalmente son del tipo MR (Para el tipo LS se recomienda el cambio del resorte antes de las 70 000 conmutaciones)
	Análisis de Aceite Aislante (Físico-Químico y Cromatográfico)	UNIDAD	Dependiendo de la Antigüedad del Transformador	* Transformadores > 15 años : Cada 06 meses * Transformadores < 15 años : Cada 12 meses
	⇒ Pruebas Eléctricas de Equipos AT			
	Transformadores de Medida (Cte, Tens. y Combinados) (Comprende Resistencia de Aislamiento, Factor de Potencia y Capacitancia)	UNIDAD	Dependiendo el Nivel de Tensión de Trabajo	* Para V ≥ 220 kV : Cada 03 años * Para V ≤ 60 kV : Cada 06 años
MANTENIMIENTO PREDICTIVO	Seccionadores	UNIDAD	Cada 03 años	Se recomienda limpiar cuidadosamente las superficies donde se van a conectar los terminales para obtener resultados lo más cerca de los reales.
	Pararrayos (Comprende Pérdidas de Píeña, Resistencia de Aislamiento, Factor de Potencia y Capacitancia)	UNIDAD	Cada 03 años	Se debe revisar también el contador de descargas, para llevar un control de las veces que el dispositivo ha actuado
	Interruptores (Comprende Resistencia de Contactos, Tiempos de Apertura y Cierre, Simultaneidad de Fases y Resistencia de Aislamiento)	UNIDAD	Dependiendo del medio de extinción	* ACEITE : Se realiza las pruebas cada 03 años. * SF6 Y VACIO : Cada 06 años Revisar cuadros de frecuencia e intervenciones según fabricante en Tablas N° 3,3 , 3,4 y 3,5
	Transformadores de SS-AA. (Comprende Relación de Transformación, Factor de Potencia, Resistencia de Aislamiento, Capacitancia)	UNIDAD	Cada 05 años	Es importante controlar los parámetros de éste transformador, ya que abastece a todos los SS-AA que comprende iluminación, ventiladores de los transformadores y al cargador del Banco de Baterías que suministra la CC para los dispositivos de protección y medición.
	⇒ Protección			
	Pruebas a Relés de Protección	UNIDAD	Cada 02 años	Actividad importante pues nos asegurara el buen funcionamiento de la Protección
	⇒ Pruebas Varios			
	Termografía	SET	Cada 04 meses	Realizadas en las horas punta (18:00 - 23:00 hrs), Tomando incidencia en las uniones, mordazas, conexiones en busca de puntos calientes.
	Telecontrol	SET	Cada 02 años	Sistema importante para las maniobras, medición, alarma, señal a distancia.
	Medición de Puesta a Tierra	SET	Cada año	Actividad importante que nos llevara a monitorear el estado de la malla de tierra de la SET.

TABLA 3.2 : PROGRAMA DE MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS APLICABLES EN UNA SUBESTACION DE TRANSMISION

TIPO DE MANTENIMIENTO	TIPO DE ACTIVIDADES	DESCRIPCION	FRECUENCIA	OBSERVACIONES
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	⇒ Transformadores de Poder			
	Tratamiento de Aceite (Regeneración con Tierra Fuller o Termovaco)	UNIDAD	Luego de Evaluar los resultados de los Análisis de Aceite	* REGENERACION : Si los valores del Análisis Cromatográfico son muy altos y Rigidez Dieléctrica baja, Se utiliza Tierra Fuller para devolver las condiciones adecuadas al aceite. * TERMOVACO : Cuando los porcentajes de humedad son muy grandes, superiores a los 15 ppm. (Ver tabla con valores normados en el Anexo G)
	Mantenimiento de Conmutador bajo Carga (Incluye desmontaje con limpieza y lavado, revisión de piezas, medición de resistencia de paso)	UNIDAD	Luego de 100.000 a 120.000 conmutaciones se efectúa este tipo de mantenimiento	Se recomienda realizar esta actividad con condiciones ambientales exentas de mucha humedad o polvo y por personal extremadamente calificado debido a la delicadez del mismo.
	Mantenimiento a Caja Comando Gradín	UNIDAD	Cada 06 meses	Se recomienda realizar eventuales inspecciones en busca de posibles pérdidas de aceite ya que es el problema más común que se presenta en este tipo de accionamientos.
	Cambio de Silicagel	UNIDAD	Cada 04 meses	Esta frecuencia es relativa, depende directamente del medio ambiente, se recomienda cambiar la Sal cuando más del 50% cambie de coloración.
	Pintura de Transformador (Incluye pintura base, acabado, cambio de permea)	UNIDAD	Cada 03 años	Esta actividad se realizara previa evaluación ya que a veces sólo requiere retoques en lugares puntuales.
	Mantenimiento Motoventiladores. (Incluye Desmontaje, revisión de rodajes, alineamiento balanceo dinámico, pintura de paletas)	UNIDAD	Cada 05 años	Realizar revisiones periódicas en busca de vibraciones anormales que conlleven un adelanto de la frecuencia dada de mantenimiento
	Mantenimiento Integral (Cambio de empaquetaduras, cambio de Aceite Dieléctrico, Desmontaje, lavado y montaje de radiadores, desmontaje y montaje de la parte activa)	UNIDAD	Cada 15 años	Considerado como Intervención Mayor, debe aprovecharse para realizar una revisión minuciosa y reemplazar piezas o accesorios que lo ameriten.
	⇒ Mantenimiento Celdas AT			
	Mantenimiento Preventivo Total de Celdas (Limpieza de Cadena de Aisladores, Cuerpos de Equipos, Lubricación, Pruebas Funcionales, Mantenimiento Eléctrico)	220 KV 60 KV 10 KV	Cada 03 meses Cada 04 meses Cada año	En los meses de invierno se deben acortar los espaciamientos de tiempo entre mantos. Dependiendo el tipo de SET. Si es Intenor puede ser cada 06 meses Debido a que generalmente son interiores y se encuentran dentro de un compartimiento metálico
Cambio de Silicona (Equipos y Cadena de Aisladores)	C/U	Cada 02 años	Esta frecuencia es relativa, depende directamente de la contaminación del medio ambiente.	
⇒ Mantenimiento Auxiliar en Set's				
Mantenimiento Baterías (Incluye Mantenimiento a Baterías y Cargador)	BANCO	Cada 3 meses	Se revisarán las celdas y se reemplazarán las que se encuentren agrietadas y se adicionará ácido a las que se encuentren en nivel bajo.	
Mantenimiento Aire Acondicionado	UNIDAD	Cada 03 meses	Actividad realizada por personal estrictamente calificada debido a la delicadez del equipo.	
⇒ Mantenimiento Edificios / Instalación				
Obras Civiles	SET	Segun requerimiento		
Pintura de Superestructura	SET	Cada 03 años	Segun evaluación en campo, dependiendo del ambiente de instalación de la SET.	
Alumbrado (Incluye limpieza de pantallas y cambio de luminarias defectuosas)	SET	Cada 06 meses	Incluye la mantención del buen estado del alumbrado de emergencia.	

TABLA N° 3.3 : DATOS TECNICOS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA SEGÚN ESPECIFICACIONES DE FABRICANTE

CARACTERISTICAS				DATOS TECNICOS DEL FABRICANTE				
MARCA	TIPO	MED. EXTENSION	NIVEL DE TENSION (kV)	RESIST. CONTACT. ($\mu\Omega$)	TIEMP. APERT. (ms)	TIEMP. CIERRE (ms)	SIMULTAN. (ms)	INTERVENCIONES
SIEMENS	3AP1 FI 3AS2	SF6	220	37 \pm 4 50 \pm 5	58 \pm 8 80 \pm 10	<p><u>CONTROL VISUAL</u>: Cada 5 años, incluye trabajos al potencial de tierra sin evacuar el gas SF6. Consiste en lo sgte: Control Gral, Tomar nota del contador de maniobras, comprobar la presión SF6, Realizar una inspección de la hermeticidad del sistema hidráulico, Controlar el nivel de Aceite, efectuar maniobras de prueba.</p> <p><u>CONTROL VISUAL AMPLIADO</u>: Cada 1500 ciclos de maniobras o despues de 10 años, en caso de maniobras frecuentes (> 1000 maniobras anuales) cada 6000 maniobras a mas tardar. Incluye lo anterior más lo sgte: Controlar y engrasar las varillas de Acoplamiento, Evaluar el aceite, limpiar el recipiente y filtro de aspiración, controlar el acumulador de aceite, valvulas principales y cilindro de accionamiento, Controlar el manómetro situado en el interruptor para medir la presión del SF6 y la del aceite. Controlar los presostatos para el aceite. Chequear fijación de tuberías, pintura y retocar. Cada 3000 maniobras o 20 años, se realiza lo anterior más lo sgte: Aspirar y llenar el SF6.</p>
GEC ALSTHOM	HGF 114/1A	SF6	220	< 50	24.....28	105.....125	< 3.0 (Cierre) < 1.2 (Apert.)	<p><u>INSPECCION MENOR</u>: Realizada Anualmente. Condiciones externas Generales, Presión de llenado del SF6, Funcionamiento de elemento de calefacción en mecanismo de operación, Condiciones de Aislación.</p> <p><u>INSPECCION</u>: Realizada cada 4 a 6 años. Inspección Menor, Chequeo de mediciones de densidad incluyendo alarma Registro de número de ciclos de operación</p> <p><u>INSPECCION MAYOR</u>: Cada 8 a 12 años o despues de 2500 ciclos completos Inspección, Chequeo de conex. empernadas, Análisis SF6, Temp de Ap. y Cierre.</p>

TABLA N° 3.4 : DATOS TECNICOS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA SEGUN ESPECIFICACIONES DE FABRICANTE

CARACTERISTICAS				DATOS TECNICOS DEL FABRICANTE					INTERVENCIONES
MARCA	TIPO	MED. EXTENSION	NIVEL DE TENSION (kV)	RESIST. CONTACT. ($\mu\Omega$)	TIEMP. APERT. (ms)	TIEMP. CIERRE (ms)	SIMULTAN. (ms)		
SPRECHER	HPF409K	ACEITE	60	70	50	140	0.3 (Apert)	* 1 vez mensual revisar el nivel de aceite en la cámara de ruptura y en el freno hidráulico. * Inspeccionar cada 2 años el contactor principal, untar grasa en las empaquetaduras. * Hacer una revisión general cada 10 años o después de 5000 maniobras bajo condiciones normales. * Revisar el interruptor cada vez que interrumpa el servicio un corto circuito.	
AEG	S1-72,5F1	SF6	60	39	39	90	0.2 (Apert)	* INSPECCION : Después de 06 años de su instalación. * MANTENIMIENTO : Después de 12 y 24 años. * MANTENIMIENTO TOTAL : Después de haber alcanzado 2000 operaciones a rangos de operación.	
ABB	EDF SK 1-1	SF6	60	50	35	60	0.1 (Cierre) 0.5 (Apert)	* Cada 2500 aperturas revisar el Dispositivo de Maniobra: Limpieza de rodillo y eje de disco de transmisión y demás accesorios. CONTROL ANUAL : Revisar el nivel del Aceite en los polos, Prueba de resistencia Dieléctrica, Nivel de amortiguador hidráulico de cierre, revisión de los puntos de apoyo más importantes del accionamiento.	
OERLIKON	TF 72 - 6	ACEITE	60	150	45	60	0.1 (Apert.)	* INSPECCION VISUAL: Realizada Anualmente, verificar los aisladores, presión de gas, tomar nota del contador los accionamientos del interruptor * INSPECCION DEL INTERRUP : Cada 2 a 3 años, inspección visual, chequear el estado de los resortes, medición de la densidad del gas. * INSPECCION ADICIONAL : Cada 8 a 10 años, inspección del interrupt, revisión de contactos,	
ALSTOM	S1-72,5F1	SF6	60	< 40	42	90	0.4 (Apert.)	* INSPECCION ANUAL: Anotar el n° de maniobras de cada polo del interruptor, verificar las resistencias anticondensación y de calefacción de las cajas de mando * INSPECCION A 3 AÑOS O 1000 MANIOBRAS : Completar el relleno del interrupt, verificar el ajuste de pernos, mandar un cierre y apertura en mando local y remoto. * INSPECCION A 6 AÑOS O 3000 MANIOBRAS : Tomar los tiempos de apertura y cierre, simultaneidad de fases	
MERLIN GERIN	SB6 - 72	SF6	60	18	36 ± 5	65 ± 10	0.2 (Cierre) 0.3 (Apert)		

TABLA N° 3.5 : DATOS TECNICOS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA SEGUN ESPECIFICACIONES DE FABRICANTE

MARCA	CARACTERISTICAS				DATOS TECNICOS DEL FABRICANTE						INTERVENCIONES
	TIPO	MED. EXTENSION	NIVEL DE TENSION (kV)	RESIST. CONTACT. ($\mu\Omega$)	TIEMP. APERT (ms)	TIEMP. CIERRE (ms)	SIMULTAN. (ms)				
GEC ALSTHOM	HVEW	VACIO	10	23	50	60	0.4 (Cierre) 0.2 (Apert)	* ANUALMENTE: Inspección Visual, limpieza de componentes de aislación. * CADA 10000 MANIOBRAS O 10 AÑOS: Revisión de Contactos. * CADA 20000 MANIOBRAS : Cambio de Cámara de Vacío.			
ALSTOM	F3.101.222	VACIO	10	25 ± 5	< 42	< 50	0.4 (Cierre) 0.1 (Apert)	* CADA AÑO : Inspeccion visual, limpieza. * CADA 10 AÑOS : Revisar el accionamiento a resorte, tubos de conmutación de vacío * CADA 20000 MANIOBRAS: Realizar cambio de tubos de conmutación de vacío.			
MERLIN GERIN	LF3 FG2	SF6	10	30	45 - 65	60 - 90	0.2 (Cierre) 0.5 (Apert)	Vida útil de 20 años aprox., durabilidad mecánica de 10000 maniobras, requiere un mantenimiento cada 5 años. Se deben lubricar los mecanismos de enclavamiento, rodamientos de carruaje y contactos principales.			
ABB	VD4	VACIO	10	43	< 45	60	0.3 (Cierre) 0.1 (Apert)	* CADA 5000 MANIOBRAS : Realizar pruebas funcionales, chequeo de las condiciones de lubricación.			
WESTINGHOUSE	W - VAC	VACIO	10	39	45	75	0.2 (Cierre) 0.2 (Apert)	* CADA 2000 OPERACIONES A In : Se requiere realizar una limpieza, lubricación y engranaje del mecanismo de accionamiento. * Se recomienda inspeccionar cada vez que interrumpa una corriente de falla.			
HYUNDAI	HAF 2351 - 4	VACIO	10	60	60	75	0.6 (Cierre) 0.4 (Apert)	* CADA AÑO : Inspección Visual. * CADA 3 AÑOS : Inspección Gral. * CADA 10000 MANIOBRAS : Revisión de Contactos, lubricación y engrase del mecanismo de operación.			

CAPITULO IV

PROCEDIMIENTOS DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

4.1 FORMULACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA NORMAR ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

4.1.1 IMPORTANCIA DE LA ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS :

La elaboración de procedimientos de Actividades de Mantenimiento resulta de suma importancia, ya que nos permitirá seguir un patrón secuencial para la realización correcta de dichas actividades, esto se genera debido a la informalidad con que se realizan actualmente algunas actividades por personal que debido a los años de servicio, realizan estos trabajos "de memoria" o por desconocimiento y con el afán de hacerlo rápido, se obvian pasos que pueden ser gravitantes tanto para la seguridad personal como del equipo a intervenir.

Cuando sucede un accidente personal o de equipo, se forman comisiones de investigación por parte de la empresa afectada y si al indagar sobre los hechos descubren que la empresa ejecutora de

dicha actividad carece de procedimientos de trabajo, ésta no tiene ningún atenuante en cuanto a sanciones se refiere por parte de la Empresa afectada.. Razón más que suficiente para tomar conciencia de la importancia de los procedimientos de trabajo.

4.1.2 **EJEMPLOS DETALLADOS DE ALGUNOS DE ELLOS:**

A continuación se muestran algunos procedimientos para determinadas actividades, los cuáles incluyen el material necesario, implementos y herramientas a usar, así como también cantidad de personal necesario.

**4.1.2.1 REEMPLAZO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE
60/10 kV.**

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA EL CAMBIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 60/10 KV	1ª Edición
		Hoja 1 de 7
<p>OBJETIVO</p> <p>Establecer un procedimiento para el cambio de un transformador de potencia de 60/10 kV a fin de evitar accidentes personales y de equipo ya que constituye la parte más importante de una Subestación de Transformación.</p> <p>DOCUMENTACION DE PARTIDA</p> <p>Para el desarrollo del presente procedimiento se está considerando la siguiente documentación de apoyo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Experiencia del personal que interviene en dicha actividad. • Manual Técnico del Transformador de Potencia. <p>RECURSOS</p> <p>Personal</p> <p>Para realizar este tipo de trabajo se debe considerar personal calificado y experto en éste tipo de actividades debido a la delicadeza del mismo y para su ejecución en el tiempo programado. Para la realización de dicha actividad se requiere personal como sigue:</p> <p>02 Técnicos Especialistas Para ejecutar el trabajo tanto Mecánico y Eléctrico</p> <p>10 Operarios Para apoyar en los trabajos a realizar.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA EL CAMBIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 60/10 KV	1ª Edición
		Hoja 2 de 7
<p>INSTRUMENTOS Y HERRAMIENTAS</p> <p>Instrumentos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Multímetro digital FLUKE <p>Herramientas electromecánicas</p> <ul style="list-style-type: none"> - Poleas grandes. - Gatas electro hidráulicas. - Sogas de Acero y grilletes. - Escalera de madera. - Taladro vertical. - Tornillo de Banco. - Arco de sierra. - Mesa de trabajo. - Dobladora de barras. - Tireforts. - Maletín con juego de llaves completas. - Torquímetro y juego de dados. - Equipo de soplete a gas propano. - Tacos de madera, brochas - Implementos de seguridad (cascos, correas, lentes, etc.) - Vehículo para realizar los desplazamientos del transformador. 		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA EL CAMBIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 60/10 KV	1ª Edición
		Hoja 3 de 7
<p>Materiales</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mangas Termocontraibles 3M (1 rollo aprox.) - Disolvente dieléctrico ecológico CRC ó similar (01 fco aprox) - Conductor ALDREY 491 mm² - Pintura amarilla acrilica (1/8 Gl aprox.) - Trapo industrial (05 Kg aprox). <p>METODOLOGIA</p> <p>Consideraciones generales:</p> <p>Este trabajo se debe realizar cuando el transformador se encuentra totalmente desenergizado y con sus respectivas tierras temporarias en los lados de A.T. y B.T:</p> <p style="text-align: center;">DESCONEXION Y LIBERACION DEL TRANSFORMADOR</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Desenergizar el Transformador de Potencia. 2. Colocar las tierras temporarias. 3. Aperturar y desenclavar el interruptor de 10 kV. 4. Liberar el transformador desconectando los lados de Alta y Baja retirando el conductor (barras, tubos o Aldrey) de ambos lados para dar mayor libertad al desplazamiento del transformador. 5. Retirar las pletinas de línea de tierra fijadas a la cuba del transformador. 		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA EL CAMBIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 60/10 KV	1ª Edición
		Hoja 4 de 7
<p>6. Desconectar y retirar los cables de control de los bornes de la caja del conmutador bajo carga y tablero de protecciones del transformador.</p> <p>7. Retirar los topes antisísmicos de las ruedas del transformador.</p> <p>8. Utilizando gatas electrohidráulicas levantar el transformador para retirar (si es que los tuviese) las cuñas de inclinación de la cuba, que se encuentran bajo las ruedas del transformador.</p>		
<p style="text-align: center;">DESPLAZAMIENTO DEL TRANSFORMADOR Y GIRO DE RUEDAS (EQUIPO RETIRADO)</p> <p>1. Con la utilización de grilletes y sogas aceradas, sujetar al transformador en los puntos destinados para ese fin, para que al ser movido a través de las rieles guías, se produzca un movimiento parejo.</p> <p>2. A través de una polea grande fijada en el suelo, sujetar el otro extremo de la soga a un camión o grúa.</p> <p>3. Iniciar un movimiento lento y parejo del vehículo.</p> <p>4. Retirar al personal que se encuentre alrededor del transformador mientras éste se este desplazando para evitar un accidente ante una eventual ruptura de la cuerda.</p> <p>5. Observar constantemente el desplazamiento del transformador y detenerlo cuando el eje de las ruedas del mismo se encuentren en el centro de las rieles que cruzan perpendicularmente.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA EL CAMBIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 60/10 KV	1ª Edición
		Hoja 5 de 7
<p>6. Colocar pequeños topes metálicos para evitar que el transformador se mueva posteriormente.</p> <p>7. Utilizando gatas electrohidraulicas, levantar el transformador de un lado (colocar una gata al costado de cada rueda) se recomienda alzar 02 ruedas primero.</p> <p>8. Una vez que las ruedas se encuentren en el aire, aflojar y sacar los pernos que las sujetan y realizar un giro de 90° a fin de que al ser bajadas queden sobre las otras rieles. Colocar y ajustar nuevamente los pernos de las ruedas.</p> <p>9. Una vez terminado el giro de las ruedas bajar las gatas observando la nueva posición de las ruedas sobre las rieles.</p> <p>10. Realizar la misma operación para las otras 02 ruedas del transformador. Colocar cuñas en los puntos de discontinuidad de las rieles, para hacer posible su desplazamiento.</p> <p>11. Sujetar nuevamente al transformador con cuerdas aceradas, grilletes, poleas y desplazarlo a un lugar apropiado.</p> <p style="text-align: center;">UBICACIÓN DEL NUEVO TRANSFORMADOR EN LA CELDA</p> <p>1. Sujetar al transformador a instalar como lo anteriormente hecho con el otro transformador y desplazarlo hasta el punto de intersección con las rieles perpendiculares de ingreso a la celda.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA EL CAMBIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 60/10 KV	1ª Edición
		Hoja 6 de 7
<p>2. Colocar los topes en las ruedas, luego proceder a realizar el giro de ruedas como lo descrito anteriormente con el transformador anterior (siempre 02 ruedas primero, luego las otras 02). Colocar las pequeñas cuñas en los puntos de discontinuidad en las rieles.</p> <p>3. Sujetar nuevamente al transformador, utilizando las poleas con el vehículo proceder a ubicar al transformador en la celda observando su correcta posición final.</p> <p>4. Utilizando las gatas levantar las ruedas (02) del transformador para la colocación (si es que lo necesitase) de las cuñas de desnivel de la cuba para el Relé Buccholtz.</p> <p>5. Instalar los topes antisísmicos en las ruedas del transformador.</p> <p style="text-align: center;">MONTAJE Y PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR INSTALADO</p> <p>1. Conectar los cables de control en los bornes de los tableros del conmutador bajo carga y protecciones del transformador.</p> <p>2. Instalar nuevas pletinas de línea de tierra debidamente pintadas.</p> <p>3. Conectar los bornes de A.T y de B.T. evaluando si es necesario cambiar las barras o tubos conductores debido a la nueva disposición de los bornes del nuevo transformador, de ser así, proceder a realizarlo.</p> <p>4. Probar el funcionamiento de los ventiladores de refrigeración forzada.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA EL CAMBIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 60/10 KV	1ª Edición
		Hoja 7 de 7
<p>5. Probar las señalizaciones y aperturas de las protecciones propias del transformador (Rele Buccholtz, Nivel de Aceite, Imagen Térmica, Temperatura de Aceite, Válvula de Seguridad, Conmutador, etc).</p> <p>6. Realizar las coordinaciones con el Centro de Control para la energización correspondiente, luego de la entrega de cartillas por parte de todos los trabajadores.</p> <p>7. Llenado del protocolo de pruebas y puesta en servicio.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

**4.1.2.2 PRUEBAS ELECTRICAS A INTERRUPTORES DE POTENCIA DE
60 kV.**

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 1 de 13
<p>OBJETIVO</p> <p>Establecer un procedimiento para la realización de pruebas eléctricas a un Interruptor de Potencia de 60 kV a fin de evitar accidentes personales y de equipo.</p> <p>DOCUMENTACION DE PARTIDA</p> <p>Para el desarrollo del presente procedimiento se está considerando la siguiente documentación de apoyo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Experiencia del personal en la realización de ésta tarea. • Manual Técnico del Interruptor de Potencia. <p>RECURSOS</p> <p>Personal</p> <p>Para realizar este tipo de trabajo se debe considerar personal calificado. Para la realización de dicha actividad se requiere personal como sigue:</p> <p>01 Técnico Especialista Para la lectura e interpretación de los instrumentos a utilizar.</p> <p>03 Operarios Para apoyar en los trabajos de conexión y desconexión que conllevan la ejecución de dichas pruebas.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 2 de 13
<p>INSTRUMENTOS Y HERRAMIENTAS</p> <p>Instrumentos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Multímetro digital FLUKE - Computadora Portátil - Microhomímetro Digital - Sistema Analizador de Interruptor - Inyector de Corriente Continua - Meghómetro Digital. - Termómetro de Mercurio. <p>Herramientas</p> <ul style="list-style-type: none"> - Destornilladores (Planos y Estrella) - Maletín con juego de llaves completas. - Torquímetro y juego de dados. - Alicates. - Cables con conectores tipo Cocodrilo y Banana - Mesa de Trabajo. - Implementos de seguridad (cascos, correas, lentes, etc.) <p>Materiales</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mordazas para conductor 491 mm² 		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

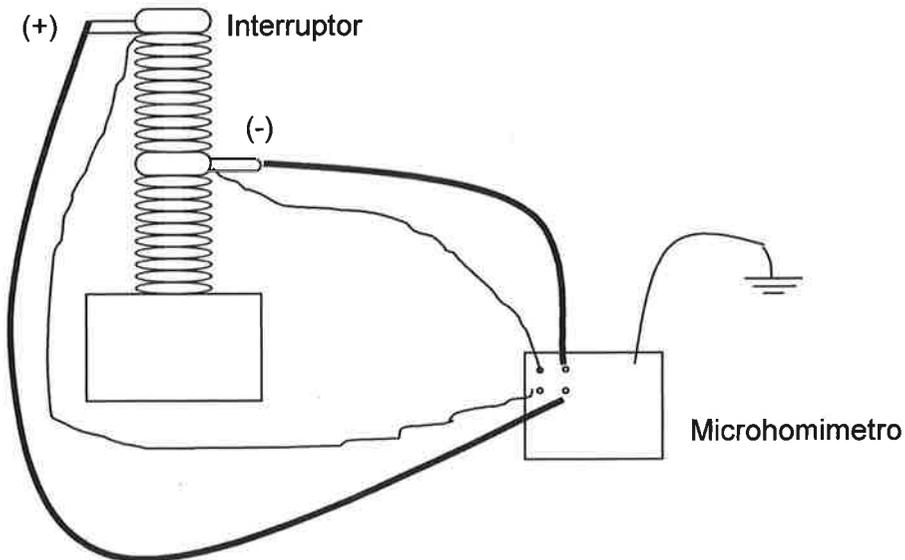
ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 3 de 13
<ul style="list-style-type: none"> - Pasta Conductor ALCAN - Lija. - Trapo Industrial o Tocuyo. - Solvente Dieléctrico. - Cinta Masking Type <p>METODOLOGIA</p> <p>Consideraciones generales:</p> <p>Este trabajo se debe realizar cuando el circuito se encuentra totalmente desenergizado y con sus respectivas tierras temporarias colocadas por personal de Operadores de SET's. Por ningún motivo personal deberá de ingresar al área de trabajo sin su respectiva tarjeta de seguridad personal, el cual será administrada por el responsable del circuito.</p> <p style="text-align: center;">DESCONEXION Y LIBERACION DEL INTERRUPTOR</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Una vez entregado el circuito se procede a la desconexión y liberación del Interruptor de Potencia en los 6 bornes (entrada y salida). 2. Se aflojan y retiran las mordazas de conexión. 3. Se retira el conductor (Aldrey, Tubo, Barra de Cobre, etc.) a fin de que deje espacio para realizar las conexiones y desconexiones de las pruebas a ejecutarse. 		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 4 de 13
<p>4. Se habilitan las Tensiones de Mando y Motor desde el panel de bornes del circuito y se procede a desconectar un borne de la bobina del Relay AT, para evitar falsas señalizaciones en el Centro de Control ante las continuas aperturas y cierres del interruptor durante las pruebas a realizar.</p> <p style="text-align: center;">PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS</p> <p>Se utiliza un Microhomimetro Digital, el cual es conectado mediante cables a los bornes del interruptor, tanto a la entrada como a la salida, esta prueba se realiza fase por fase. Consiste en aplicar Corriente Continua al Interruptor y luego medir la tensión entre bornes para calcular la resistencia existente, todo este proceso es realizado por el Microhomimetro, el cual nos muestra en su pantalla el valor de la corriente aplicada y el de la resistencia obtenida en $\mu\Omega$.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Verificar que el Interruptor se encuentre en la posición CERRADO, de no ser así, proceder a accionarlo para colocarlo en dicha posición 2. Conectar los cables de lectura de tensión en los pines de los bornes de la fase a probar, del interruptor, lo más pegado posible al equipo para asegurar una buena lectura de la tensión inducida. 		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 5 de 13
<ol style="list-style-type: none"> 3. Conectar los cables de alimentación de corriente también en los pines de la fase a probar , teniendo cuidado de mantener las polaridades con los cables de lectura de tensión también conectados en los pines. 4. Antes de conectar los cables limpiar bien, si es posible, lijar la superficie de los pines para eliminar suciedades o pasta conductiva 5. Conectar a la pletina de línea de tierra existente el terminal de tierra del Microhomímetro. 6. Una vez conectados todos los cables se procede a aplicar corriente continua progresivamente desde el microhomimetro hasta llegar a 100 Amps. Mantener en esta posición aprox. 1 minuto y tomar nota de la resistencia obtenida. 7. Aumentar la corriente hasta alcanzar 200 Amps. y volver a anotar la resistencia obtenida. 8. Anotar la Temperatura ambiente mediante un termómetro al momento de tomar cada una de las lecturas. 9. Repetir esta operación para cada una de las fases del interruptor. 		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 6 de 13

ESQUEMA DE CONEXION PARA MEDIR LA RESISTENCIA DE CONTACTOS



**PRUEBA DE SIMULTANEIDAD DE FASES Y TIEMPOS DE APERTURA
Y CIERRE DEL INTERRUPTOR**

Para la realización de ésta prueba se requiere de una computadora portátil y del Sistema Analizador de Interruptores TM1600 el cuál va acompañado de un software que monitorea los tiempos de accionamiento y el comportamiento del mismo de las tres fases para lo cual se conectan cables desde cada fase hacia el Analizador, adicionalmente desde la caja de bornes del Interruptor de Potencia se conecta al Analizador 2 contactos auxiliares uno NC y otro NA así como la señal de comando (+).

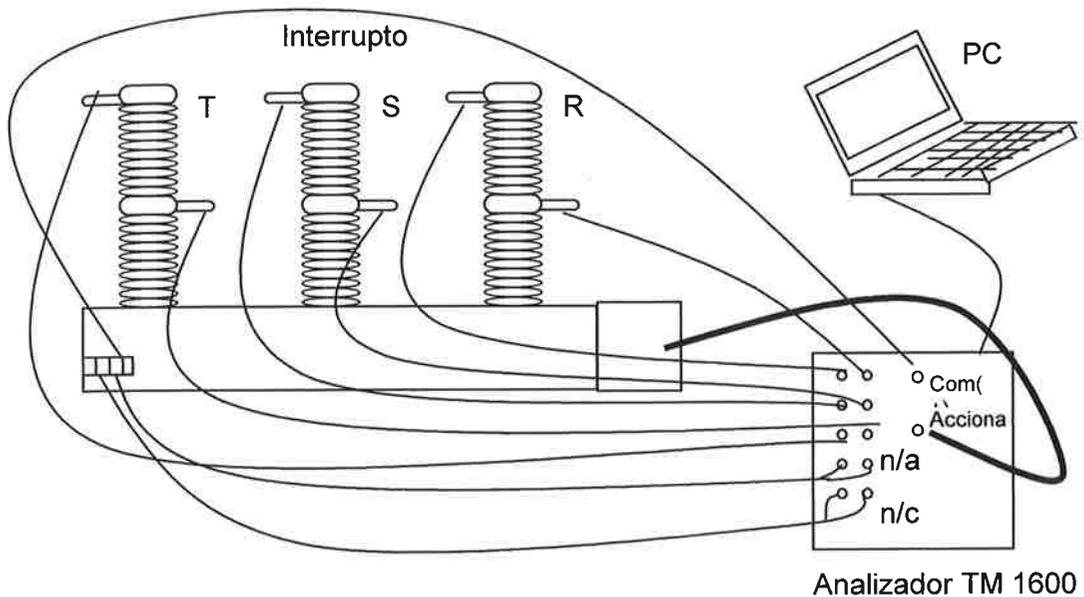
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 7 de 13
<ol style="list-style-type: none"> 1. Conectar desde bornes del Interruptor (entrada y salida) los cables desde cada fase del Interruptor hacia el Analizador. 2. Conectar al Analizador los cables de los contactos auxiliares NC y NA así como el de Com (+) traídos con cables desde la caja de bornes del Interruptor de Potencia. 3. Instalar el sensor de desplazamiento mecánico en la carrera de los contactos en el extremo de la base del interruptor y mediante un cable conectarlo al Analizador. 4. Conectar el punto de tierra del Analizador a la pletina de línea de Tierra existente limpiando y lijando el área de contacto. 5. Una vez hechas todas las conexiones se inicializa en la computadora el software de análisis para establecer la comunicación entre el Analizador y el Interruptor. 6. Se introducen los datos del equipo a analizar, luego se selecciona el tipo de prueba a realizar, se crea un archivo de toda la secuencia de pruebas al equipo. 7. A continuación se muestra una lista de pruebas disponibles a realizar con el interruptor (Cerrar, Aperturar, Cerrar – Aperturar, Aperturar – Cerrar – Aperturar). 		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	V° B°
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 8 de 13
<p>8. Seleccionar una de ellas, colocar en la posición seleccionada utilizando el selector ubicado en el Analizador.</p> <p>9. En la computadora inicializar la acción seleccionada.</p> <p>10. Esperar que en el Analizador encienda una luz roja indicando que el sistema se encuentra listo y dar el mando desde una perilla ubicada al costado del selector.</p> <p>11. El interruptor accionará y se mostrará en la computadora un gráfico donde se describe mediante una curva el desplazamiento de los contactos al accionar y en unas barras horizontales el tiempo y simultaneidad del accionamiento de los contactos de las tres fases del Interruptor.</p> <p>12. Se muestra en una tabla también la diferencia de tiempos entre fases por cada accionamiento realizado.</p> <p>13. Se recomienda dejar para el último ensayo el accionamiento (Aperturar – Cerrar – Aperturar).</p> <p>14. Cuando se ejecuta un accionamiento, se recomienda retirar al personal que pudiera estar a los alrededores el interruptor.</p> <p>15. Son aceptables valores de diferencia de tiempos entre fases hasta 2.00 ms.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	V° B°
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 9 de 13

**ESQUEMA DE CONEXIONADO PARA LA PRUEBA DE
SIMULTANEIDAD Y TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE**



PRUEBA DE RESISTENCIA DINAMICA

Esta prueba consiste en inyectar corriente en el momento del accionamiento del interruptor para obtener el comportamiento de la resistencia interna de los contactos, tanto al momento de la apertura como al cierre.

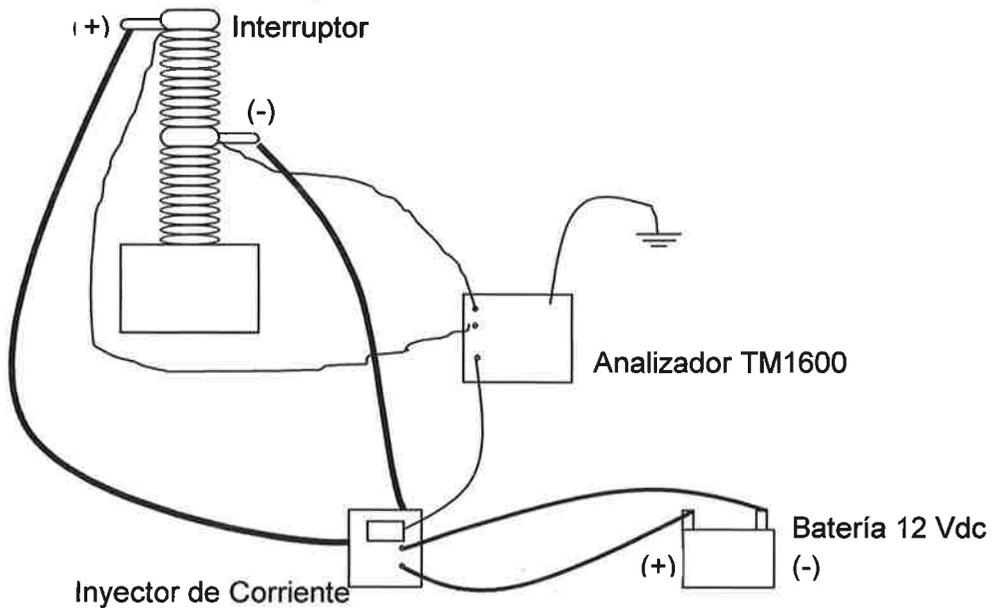
1. Para esta prueba se requiere de los mismos equipos que para la prueba anterior solo que se le adiciona una batería de 12 Vdc para efectos de inyectar corriente mediante cables conectados a los pines de los bornes de entrada y salida de la fase a probar.

REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 10 de 13
<p>2. Esta prueba se realiza fase por fase, y se debe obtener un valor de resistencia similar o igual a la medida anteriormente con el microhomimetro.</p> <p>3. Se recomienda que se realice esta prueba utilizando un filtro electrónico para efectos de limpiar las señales de tensión inducida de las perturbaciones que pudiera tener para obtener una curva de resistencia uniforme y así poder tener claridad en los resultados obtenidos.</p> <p>4. El proceder para estas pruebas es similar a la anterior, solo se debe seleccionar en el software la opción de Resistencia Dinámica y se mostrarán los accionamientos disponibles por fases que se pueden realizar y se accionan de la misma manera.</p> <p>5. Realizar para cada fase las mismas pruebas almacenando los gráficos y datos que se generen en cada test.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 11 de 13

CONEXIONADO PARA LA MEDICION DE LA RESISTENCIA DINAMICA



PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Para esta prueba se requiere de un Meghómetro Digital el cual conectado apropiadamente nos dará los valores de aislamiento entre fases y con respecto a tierra, de los bornes de las fases del interruptor

1. Conectar el polo (+) del Meghómetro a un borne de una fase del interruptor y el polo (-) a la pletina de línea de tierra existente.
2. Encender el Meghómetro y aplicar 5000 Vdc y anotar el valor de resistencia obtenida.

REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 12 de 13
<p>3. Realizar lo mismo para cada fase del interruptor.</p> <p>4. Luego colocar los terminales de los cables entre los bornes de 2 fases y medir el aislamiento obtenido aplicando 5000 Vdc con el Meghómetro(Colocar entre R-S, R-T y S-T).</p> <p>5. Se pueden obtener mayores valores de aislamiento en las mediciones si se limpian previamente los platos aislantes del cuerpo de las fases del Interruptor.</p> <p style="text-align: center;">RECONEXION DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA</p> <p>Una vez terminadas las pruebas a realizar, se procede a normalizar la conexión del interruptor para su puesta en servicio nuevamente.</p> <p>1. Desconectar y retirar todos los cables utilizados en las pruebas realizadas así como normalizar las conexiones temporarias que se pudieran haber hecho en la caja de bornes del Interruptor.</p> <p>2. Colocar las mordazas de conexión en los bornes del interruptor ajustándolas debidamente con un torquímetro (si son nuevas ajustar a 35 lbs/cm² y si son usadas ajustar a 40 lbs/cm²), previamente limpiarlas y evaluarlas por si es que ameritan su cambio por envejecimiento, desgaste, rajadura, etc. De ser así, proceder a reemplazarlas.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS ELECTRICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 60 KV	1ª Edición
		Hoja 13 de 13
<p>3. En el Panel de Bornes principal reconectar la bobina del Relay AT y dejar abajo las llaves de Tensión de Mando y Tensión Motor, para que sean normalizados por personal de Operadores de SET's al momento de normalizar el circuito de trabajo.</p> <p>4. Una vez terminado todos los trabajos, todo el personal que ha intervenido deberá entregar la tarjeta de seguridad personal al responsable del circuito para que pueda éste coordinar con el Centro de Control y Operadores de SET's para la energización del circuito.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

**4.1.2.3 MANTENIMIENTO A BANCOS DE BATERIAS DE SERVICIOS
AUXILIARES (SS. AA.)**

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DEL MANTENIMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS Y CARGADOR	1ª Edición
		Hoja 1 de 6
<p>OBJETIVO</p> <p>Establecer el procedimiento para la realización del mantenimiento al Banco de Baterías de las Subestaciones de Transmisión.</p> <p>DOCUMENTACION DE PARTIDA</p> <p>Para el desarrollo del presente procedimiento se está considerando la siguiente documentación de apoyo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Experiencia del personal que realiza ésta actividad. • Manual Técnico del Cargador y de las Celdas <p>RECURSOS</p> <p>Personal</p> <p>Para realizar este tipo de trabajo se debe considerar personal calificado como sigue:</p> <p>01 Técnico Electricista Para la supervisión de los trabajos y pruebas de señalización a efectuarse.</p> <p>02 Operarios Para realizar los trabajos de limpieza y mantenimiento de las celdas y del cargador.</p> <p>INSTRUMENTOS Y HERRAMIENTAS</p> <p>Instrumentos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Multímetro digital. - Pinza Amperimétrica Digital. 		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DEL MANTENIMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS Y CARGADOR	1ª Edición
		Hoja 2 de 6
<ul style="list-style-type: none"> - Densímetro. - Termómetro. <p>Herramientas</p> <ul style="list-style-type: none"> - Destornilladores (Planos y Estrella) - Alicates. - Brochas. - Llave Francesa chica. - Implementos de seguridad (cascos, lentes, respirador, guantes, etc.) <p>Materiales</p> <ul style="list-style-type: none"> - Trapo Industrial. - Limpiador Electrónico CRC en Spray. - Vaselina. - Agua Destilada. - Balde Plástico <p>METODOLOGIA</p> <p>Consideraciones generales:</p> <p>Este trabajo se debe realizar con sumo cuidado, utilizando los implementos de protección personal ya que las celdas contienen ácido que pueden ocasionar lesiones al trabajador.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DEL MANTENIMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS Y CARGADOR	1ª Edición
		Hoja 3 de 6

Se debe de comunicar al Centro de Control tanto el inicio como el término de los trabajos de mantenimiento del Banco de Baterías en las SET's que tengan implementado el sistema de Telecontrol, a fines de que estén avisados de las señalizaciones originadas producto de las pruebas realizadas.

CARGADOR ENCENDIDO (CARGA FLOTANTE)

1. Retirar el plástico que protege al Banco de Baterías.
2. Con trapos industriales proceder a limpiar la superficie de todas las celdas eliminando el polvo existente verificando si existe alguna que se encuentre rajada o demasiado sulfatada, de ser así, tomar nota del número de la celda averiada para su posterior cambio.
3. Retirar las tapas de las celdas y las cubiertas de los terminales de todo el banco y ponerlas en un balde plástico con agua destilada, proceder a lavarlas.
4. Con un densímetro tomar los valores de densidad del ácido de cada una de las celdas utilizando guantes y un respirador para evitar absorber los gases que éste pudiera emanar, asimismo tomar la temperatura mediante un Termómetro. Anotar los valores obtenidos.

REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DEL MANTENIMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS Y CARGADOR	1ª Edición
		Hoja 4 de 6
<p>5. Proceder a colocar las tapas de las celdas, utilizando un multímetro medir tensión en los bornes totales del banco de baterías y con una pinza amperimétrica medir la corriente total del Banco. Anotar los valores medidos.</p> <p>6. A continuación tomar lectura de la tensión existente en cada celda. Anotar los valores obtenidos.</p> <p>7. En el cargador se toman lecturas de tensión y corriente que se entregan tanto a Barras como al Banco de Baterías. Anotar los valores.</p> <p style="text-align: center;">CARGADOR APAGADO</p> <p>1. Se procede a apagar el cargador y se toma lectura de tensión y corriente que entrega el banco de baterías en ese momento. Se toma también lectura de la tensión que entrega cada celda. Anotar los valores medidos.</p> <p>2. Una vez realizado lo anterior, se procede a realizar una limpieza en el cargador, utilizando un limpiador electrónico en Spray y una brocha. Retirar la mica protectora del Rectificador y limpiarla, aplicar el Spray en los componentes electrónicos Y contactos a fin de eliminar suciedades que pudieran formarse.</p> <p>3. Luego de aproximadamente 20 minutos de haber tomado las lecturas de tensión de cada una de las celdas con el cargador apagado, volver a medir y anotar la tensión de las mismas, la cual no debe de variar mucho</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DEL MANTENIMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS Y CARGADOR	1ª Edición
		Hoja 5 de 6

en relación a la lectura anterior, de suceder lo contrario, anotar el número de la celda donde existe dicha variación pronunciada.

CARGADOR ENCENDIDO (CARGA FORZADA)

1. Instalar el multímetro y la pinza amperimétrica en los bornes generales del banco de baterías. Luego encender el cargador y anotar los valores pico alcanzados en los instrumentos (Tensión y Corriente).
2. A continuación tomar lectura y anotar los valores de tensión de cada celda, luego aplicar una capa de vaselina en los bornes generales y de las celdas.
3. Colocar las cubiertas plásticas de los bornes principales y cubrir el banco de baterías con el plástico destinado para ello.
4. Limpiar el piso de la sala donde se encuentran las baterías, verificar la ventilación, iluminación y anotar las observaciones pertinentes.

PRUEBA DE SEÑALIZACIONES DE ALARMA

1. En el cargador realizar la simulación de fallas a tierra haciendo puentes con un cable en los contactos correspondientes, tanto del positivo como del negativo, las cuales deberán de mostrarse en el panel de señalización de SS.AA.

REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DEL MANTENIMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS Y CARGADOR	1ª Edición
		Hoja 6 de 6
<p>2. Verificar en el panel la señalización de cargador apagado, si es que lo tuviese.</p> <p>3. Comunicar al Centro de Control del término del mantenimiento.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

**4.1.2.4 PRUEBAS Y CONTRASTES A RELES DE IMAGEN TERMICA Y
TEMPERATURA DE ACEITE EN TRANSFORMADORES DE
POTENCIA DE 220 / 60 / 10 KV**

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS A RELES DE IMAGEN TERMICA Y TEMPERATURA DE DEVANADO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 220 / 60 / 10 kV	1ª Edición
		Hoja 1 de 9
<p>OBJETIVO</p> <p>Establecer el procedimiento para la realización de pruebas eléctricas y contrastes a los Relés de Temperatura de Aceite e Imagen Térmica de los Transformadores de Potencia debido a la importancia de éstos, por ser exclusivamente para la protección del Transformador de Potencia.</p> <p>DOCUMENTACION DE PARTIDA</p> <p>Para el desarrollo del presente procedimiento se está considerando la siguiente documentación de apoyo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Experiencia del personal en la realización de ésta actividad. • Manual Técnico de los Relés de Imagen Térmica y Temperatura de Aceite. <p>RECURSOS</p> <p>Personal</p> <p>Para realizar este tipo de trabajo se debe considerar personal calificado con experiencia en éstas actividades. Se requiere personal como sigue:</p> <p>01 Técnico Electricista Para la lectura, interpretación y calibración de los instrumentos.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS A RELES DE IMAGEN TERMICA Y TEMPERATURA DE DEVANADO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 220 / 60 / 10 kV	1ª Edición
		Hoja 3 de 9
<p>Materiales</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aceite Dieléctrico SHELL DIALA D (10 glns. Aprox.) - Trapo Industrial o Tocuyo. - Cinta Masking Type - Cintillos plásticos. <p>METODOLOGIA</p> <p>Consideraciones generales:</p> <p>Este trabajo se debe realizar cuando el circuito de trabajo se encuentra totalmente desenergizado y con sus respectivas tierras temporarias colocadas por personal de Operadores de SET's. Por ningún motivo personal deberá de ingresar al área de trabajo sin su respectiva tarjeta de seguridad personal, el cual será administrada por el responsable del circuito. Se deben realizar estas pruebas polo a polo por tratarse de una Celda de 220 kV.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Abrir la Cajuela de Bornes de Protecciones del Transformador de Potencia y bajar las llaves o poner en OFF los térmicos de los motoventiladores. 		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS A RELES DE IMAGEN TERMICA Y TEMPERATURA DE DEVANADO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 220 / 60 / 10 kV	1ª Edición
		Hoja 4 de 9
<p>2. Retirar los puentes que se encuentran en los bornes, a fin de individualizar las señales de alarmas y/o aperturas a probar.</p> <p>3. Con la ayuda de los esquemas eléctricos identificar los contactos que accionan las alarmas, aperturas así como el arranque de ventiladores en las borneras de la cajuela del Transformador a evaluar. Destapar los relés de Imagen Térmica y Temperatura de Aceite, hacer variar manualmente los indicadores de temperatura y con un multímetro verificar las señales de alarma y apertura que éstos relés emiten.</p> <p>4. Desconectar los bulbos tanto del Relé de Imagen Térmica así como el de Temperatura de Aceite que se encuentran instalados en la parte superior del transformador de potencia y colocarlos en el calentador eléctrico con aceite, conjuntamente con el Termómetro Patrón y el RTD conectado al Instrumento Digital FLUKE (De uso opcional). Evitar que hagan contacto con las paredes del calentador y colocarlos a un mismo nivel dejando que reposen unos minutos hasta que se homogenizen térmicamente.</p> <p>5. Comenzar a calentar el aceite y tomar lecturas de los indicadores de temperatura de los relés cuando el termómetro patrón indique 50°C.</p> <p>6. Colocar en los bornes (previamente identificados los contactos) de la cajuela del transformador, un multímetro para verificar continuidad</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS A RELES DE IMAGEN TERMICA Y TEMPERATURA DE DEVANADO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 220 / 60 / 10 KV	1ª Edición
		Hoja 5 de 9

cuando pegue el contacto de Arranque de Ventiladores del Relé de Imagen Térmica (a 55°C).

7. Tomar las temperaturas de los indicadores (los cuales deben ser iguales o similares) cada 10°C hasta llegar a 100°C, anotarlas en el protocolo de pruebas de ésta actividad.
8. Verificar las continuidades originadas por las señales de alarma y/o apertura en las borneras de la cajuela del transformador, tanto del Relé de Imagen Térmica así como del Relé de Temperatura de Aceite, según se vaya incrementando la temperatura del aceite calentado. Las señalizaciones de dan según el cuadro adjunto:

SEÑAL	TEMP. (°C)
Arranque de Ventiladores (R. Imag. Térm.)	55
Alarma de Relé de Imagen Térmica	80
Apertura de Relé de Imagen Térmica	90
Alarma de Relé de Temperatura de Aceite	90
Apertura de Relé de Temperatura de Aceite	100

REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS A RELES DE IMAGEN TERMICA Y TEMPERATURA DE DEVANADO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 220 / 60 / 10 kV	1ª Edición
		Hoja 6 de 9
<p>9. Una vez alcanzado los 100°C y comprobada la señalización de Apertura del Relé de Temperatura de Aceite así como la sincronización en ambos indicadores, desconectar el calentador de aceite y dejar enfriar, hasta una temperatura por debajo de 50°C.</p> <p style="text-align: center;">PRUEBA DE LOS RELES CON INYECCION DE CORRIENTE</p> <p>1. En la tapa de la Cuba del Transformador destapar y desconectar el secundario (S1 y S2) del transformador de Corriente perteneciente al Relé de Imagen Térmica ubicado en la parte inferior del Bushing Neutro de 220 kV.</p> <p>2. Mediante cables con conectores cocodrilos y bananas, conectar dichos terminales a la Maleta de Inyección AC COMPATEST 1000, la cual se regula a 4.30 Amps (Corriente aprox. de plena carga). La cual al ser inyectada llega a un complemento (cuadripolo) que regula la corriente a su salida a través de un reóstato a 0.8 Amp para ser aplicada a la resistencia de calentamiento bobinada que se encuentra dentro del bulbo sensor del Relé de Imagen Térmica.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS A RELES DE IMAGEN TERMICA Y TEMPERATURA DE DEVANADO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 220 / 60 / 10 kV	1ª Edición
		Hoja 7 de 9

3. Una vez que la temperatura del aceite en el calentador se encuentre por debajo de 50°C, encender el calentador y aplicar mediante la maleta de inyección la corriente mencionada anteriormente.
4. Anotar los valores de temperatura de los indicadores cada 10°C que indique el Termómetro Patrón. Esta vez las lecturas de los indicadores no serán las mismas. Debe de existir una diferencia entre 10 a 12°C entre el Relé de Imagen Térmica y el de Temperatura de Aceite ($ITE > TA$). De no ser así proceder a regular el reóstato para ajustar esa variación (0.7 – 0.9 Amps.)
5. Tomar valores hasta llegar a 100°C, verificando las señales de las alarmas y aperturas a producirse, si es necesario regular los indicadores a fin de cumplir con los valores de temperaturas establecidas.

PRUEBAS FUNCIONALES A LOS INTERRUPTORES

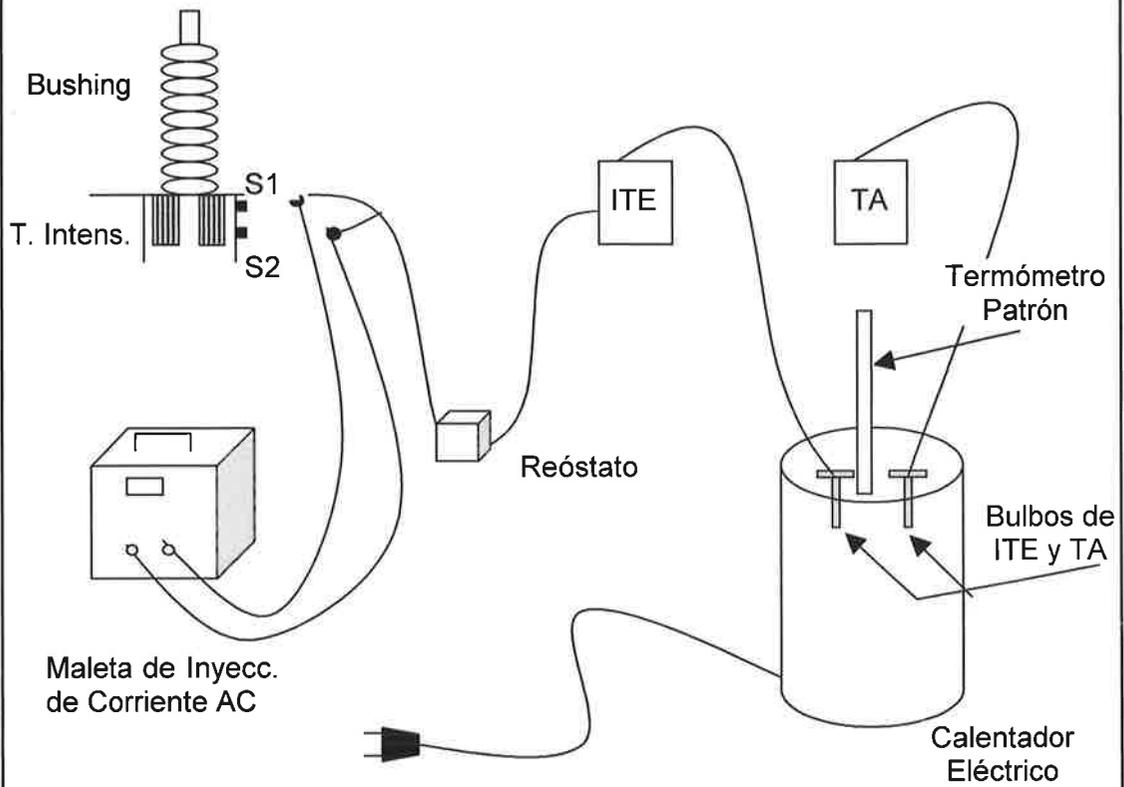
1. Normalizar los cables en los bornes de la cajuela del transformador, colocar los puentes respectivos, subir las llaves o poner en ON los térmicos de los motoventiladores.
2. En el Panel Principal de Bornes subir las llaves de Tensión Mandos y Tensión Motor.

REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS A RELES DE IMAGEN TERMICA Y TEMPERATURA DE DEVANADO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 220 / 60 / 10 kV	1ª Edición
		Hoja 8 de 9
<p>3. Colocar la llave de mando en Local</p> <p>4. Proceder a cerrar los interruptores de potencia A.T. y B.T. desde sus respectivas llaves de mando.</p> <p>5. Accionar mecánicamente el Relé de Imagen Térmica hasta que enciendan los motoventiladores (55°C). Seguir aumentando la temperatura mecánicamente hasta que se muestre en el panel de señalizaciones la Alarma Correspondiente a Imagen Térmica, Continuar hasta lograr la apertura de los Interruptores de Potencia (220 y 60 kV). Cerrar el interruptor desde el panel de mando.</p> <p>6. Realizar la misma operación para el Relé de Temperatura de Aceite, accionarlo mecánicamente e ir aumentando progresivamente el valor censado hasta que señalice la alarma y posterior apertura de los Interruptores de Potencia (220 y 60 kV).</p> <p>7. Una vez realizadas éstas pruebas, bajar las llaves de Tensión Mandos y Motor dejando aperturados los interruptores tanto en A.T. como en B.T. para su posterior normalización por personal de Operadores SET's.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS A RELES DE IMAGEN TERMICA Y TEMPERATURA DE DEVANADO EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 220 / 60 / 10 kV	1ª Edición
		Hoja 9 de 9

ESQUEMA DE CONEXION



LEYENDA:

ITE : Relé de Imagen Térmica.

TA : Relé de Temperatura de Aceite.

REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

**4.1.2.5 MANTENIMIENTO Y PRUEBAS AL RELE BUCHHOLZ EN
TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS AL RELE DE ACUMULACIÓN DE GASES BUCHHOLZ EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	1ª Edición
		Hoja 1 de 6
<p>OBJETIVO</p> <p>Establecer el procedimiento para la realización de las pruebas de funcionamiento del Relé Buchholz, ya que su no actuación ante la eventualidad de una falla interna del transformador de potencia, conllevaría a dañar seriamente el propio transformador y originar una interrupción en el servicio no planificado.</p> <p>DOCUMENTACION DE PARTIDA</p> <p>Para el desarrollo del presente procedimiento se está considerando la siguiente documentación de apoyo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Manual Técnico del fabricante del Rele Buchholz. • Experiencia del Personal que realiza ésta actividad. <p>RECURSOS</p> <p>Personal</p> <p>Para ejecutar éste tipo de trabajo, es necesario considerar personal con la experiencia debida, según lo siguiente:</p> <p>01 Supervisor Electricista Para supervisar las pruebas</p> <p>01 Técnico mecánico Para la realización de la prueba.</p> <p>01 Operario Electricista Para apoyar en las conexiones para las pruebas</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS AL RELE DE ACUMULACIÓN DE GASES BUCHHOLZ EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	1ª Edición
		Hoja 2 de 6

INSTRUMENTOS Y HERRAMIENTAS

Instrumentos

- Multímetro digital FLUKE
- Botella de Nitrógeno.
- Válvula de Regulación de presión.

Herramientas

- Maletín de llaves completas
- Alicates, Destornilladores.
- Implementos de seguridad (casco, zapatos, lentes, etc.)
- Escalera de Madera o Fibra de Vidrio de 02 cuerpos.

Materiales

- Tocuyo o Trapo Industrial
- Manguera para la inyección del Nitrógeno

METODOLOGIA

Consideraciones generales:

Este trabajo se debe realizar cuando el transformador se encuentra totalmente fuera de servicio y con sus respectivas tierras temporarias colocadas por personal de Operadores de SET's tanto en el lado de A.T. como en B.T. debido a que para la realización de ésta prueba es necesario

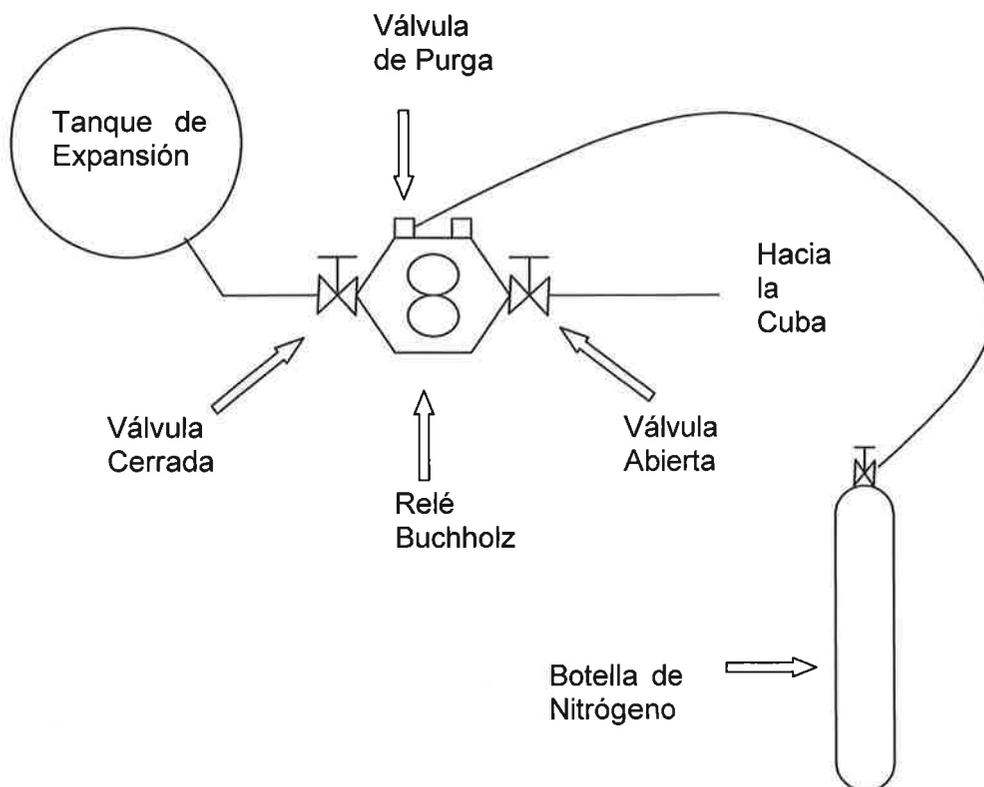
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS AL RELE DE ACUMULACIÓN DE GASES BUCHHOLZ EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	1ª Edición
		Hoja 3 de 6
<p>subir hasta la parte superior del transformador, lugar de ubicación del Relé Buccholtz, por consiguiente se deben de tomar todas las medidas de seguridad posibles. Por ningún motivo personal deberá de ingresar al área de trabajo sin su respectiva tarjeta de seguridad personal, el cual será administrada por el responsable del circuito.</p>		
<p>PRUEBA DEL RELE BUCHHOLZ MEDIANTE INYECCION DE NITROGENO</p>		
<ol style="list-style-type: none"> 1. Subir a la parte superior del transformador de potencia con la ayuda de una escalera de madera o de Fibra de Vidrio. Ubicar el Relé Buchholz que se encuentra en el centro de la tubería que une a la Cuba y el Tanque de Expansión. 2. Con Tocuyo, proceder a limpiarlo, eliminando el polvo o grasa que pudiera tener. 3. Manteniendo Abajo las llaves de Tensión Mandos y Motor del Panel Principal, destapar la cubierta del dispositivo de purgado ubicado en la parte superior del Relé. 4. Conectar a éste la manguera con la cual se suministrará Nitrógeno desde una botella, a través de una válvula de regulación. 		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	V° B°
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS AL RELE DE ACUMULACIÓN DE GASES BUCHHOLZ EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	1ª Edición
		Hoja 4 de 6
<p>5. Cerrar completamente la válvula de comunicación entre el Relé Buchholz y el Tanque de Expansión, dejar la otra válvula (la que comunica al Relé con la Cuba) abierta.</p> <p>6. Con un Multímetro colocado en los bornes identificados previamente de la Cajuela de Protecciones del Transformador de Potencia comprobar la señalización a darse tanto de alarma y de apertura del Relé Buchholz.</p> <p>7. Abrir la válvula de Nitrógeno, luego abrir la válvula de purga del Relé y observar el descenso del nivel del aceite debido al ingreso del gas dentro de las cámaras del Relé.</p> <p>8. Observar a través de la ventana graduada en cm³ y tomar nota del nivel en que se activa la alarma.</p> <p>9. Continuar suministrando el Nitrógeno al interior del Relé, el aceite seguirá descendiendo de nivel hasta activarse la señal de apertura, que deberá de ser corroborado por el operario ubicado en los bornes de la cajuela de protecciones del transformador de potencia mediante un Multímetro.</p> <p>10. Cerrar la válvula de purga del Relé. Cerrar también la válvula de Nitrógeno. Desconectar la manguera de la válvula de purga.</p> <p>11. Abrir la válvula de purga del Relé para que se pueda eliminar el gas introducido, luego cerrarla, repetir esto hasta que salga por dicha válvula solamente aceite.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS AL RELE DE ACUMULACION DE GASES BUCHHOLZ EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	1ª Edición
		Hoja 5 de 6

ESQUEMA DE CONEXIONADO PARA LA PRUEBA CON NITROGENO



PRUEBA MECANICA Y FUNCIONAL DEL RELE BUCHHOLZ

1. Colocar la llave de Mando Principal en Local. Subir las llaves de Tensión Mandos y Motor.
2. Proceder a cerrar los interruptores de potencia A.T. y B.T. desde sus respectivas llaves de mando.
3. En el Relé Buchholz, destapar el pulsador de prueba ubicado al costado de la válvula de purga.

REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	Vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN SUBESTACIONES DE TRANSMISION	PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACION DE PRUEBAS AL RELE DE ACUMULACIÓN DE GASES BUCHHOLZ EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	1ª Edición
		Hoja 6 de 6
<p>4. Presionar lenta y uniformemente el pulsador de prueba hasta conseguir la señalización de "Alarma Buchholz" en el panel de señalizaciones. Continuar presionando hasta que se produzcan las aperturas de los interruptores de potencia tanto en A.T. y B.T.</p> <p>5. Purgar el Relé Buchholz para asegurarse de la no existencia de aire en su interior.</p> <p>6. Colocar la llave de Mando Principal en Remoto. Bajar las llaves de Tensión Mandos y Motor.</p> <p>Luego de la energización del transformador por parte del personal de operadores conjuntamente con el Centro de Control, realizar un purgado del transformador luego de 01 hora de haber entrado en servicio y un segundo purgado a la segunda hora de funcionamiento, esto es a fin de eliminar las posibles burbujas que se pudieran formar al interior del transformador a medida que éste vaya tomando carga.</p>		
REALIZADA POR: BACH. HENRY QUISPE A.	APROBADA POR:	vº Bº
REALIZADA EN: ABRIL 2002	ÁMBITO: TRANSMISION	

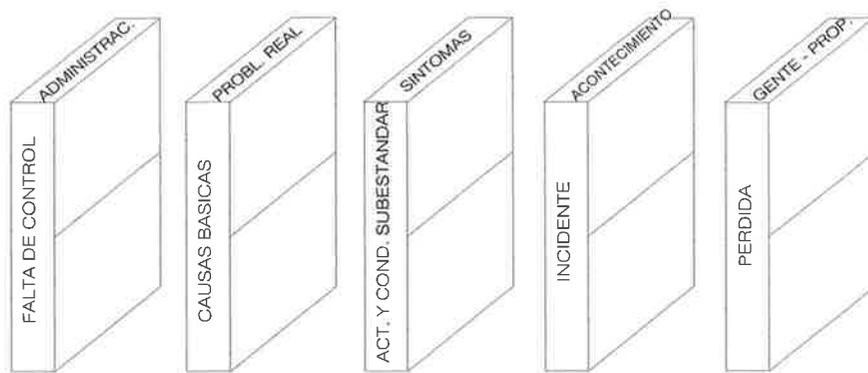
CAPITULO V

SEGURIDAD EN LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

5.1 NUEVO ENFOQUE DE LA SEGURIDAD

La seguridad, desde cualquier punto de vista, ocupa un lugar muy importante dentro de cualquier actividad que se realiza, mucho más si estamos hablando de actividades de mantenimiento en Subestaciones de Transmisión, en donde se realizan trabajos en zonas energizadas o próximas a circuitos energizados, por consiguiente se debe dar prioridad a ello, ya que así evitamos accidentes que lamentar.

Anteriormente se enfocaba a la seguridad, analizándola desde el punto de vista de evitar accidentes al operario que realizaba una determinada labor, que en cierta forma es uno de los fines de todo estudio de seguridad. Pero en éstos tiempos se analiza éste tema ya no sólo con la intención de evitar un accidente personal, si no también de evitar todas las situaciones y contratiempos que esto genera en el buen funcionamiento de una instalación, pasando desde el malestar ocasionado en el resto del personal, la interrupción (si es que lo hubiese) en el servicio brindado, las pérdidas económicas que



MODELO DE CAUSALIDAD DE PERDIDAS

ésta interrupción trae como consecuencia, hasta las penalizaciones a las que se ve sujeta la empresa por entes fiscalizadores, etc.

Como podremos darnos cuenta, el hecho que suceda un incidente dependiendo su gravedad trae como consecuencia una serie de situaciones de trasfondo, las cuales siempre se desean evitar, tanto como un accidente personal, porque ya no se afecta solamente al individuo, si no que se afecta a su entorno y por consiguiente a la empresa.

Es por eso que ahora se estudian métodos y se analizan a profundidad las actividades que se realizan por el personal , los cuales son denominados "Estudio de Control de Pérdidas".

5.1.1 MODELO DE CAUSALIDAD DE PÉRDIDAS.

El modelo de causalidad de Pérdidas nos viene a mostrar didácticamente como es que se generan (uno a consecuencia del otro) las diferentes etapas para que finalmente se produzca una pérdida (entiéndase accidente), son comparables a las fichas de dominó que colocadas una tras otra , cayendo la primera, irá botando secuencialmente a las demás

Para efectos del estudio de éste modelo, empezaremos el análisis partiendo del resultado que tiene la sucesión de todas las situaciones, es decir, que analizaremos en forma regresiva, tomando como punto de inicio del análisis la pérdida ocasionada.

A continuación pasaremos a definir en ese orden cada uno de ellos :

A .- PÉRDIDA : Una vez que la secuencia completa ha tenido lugar, hay una pérdida a la gente y /o propiedad. Los resultados de los accidentes se pueden evaluar de acuerdo al daño físico a la propiedad, (éstos pueden ser leves, serios, mayores o catastróficos), como también a los efectos humanos y económicos.

B .- ACCIDENTE: Cuando se produce el contacto con una fuente de energía, sobre la capacidad límite del cuerpo o estructura se produce el accidente que genera un daño.

Los accidentes, generalmente, se clasifican de acuerdo a su clase. Las clases más comunes son:

1. Golpeado contra.
2. Golpeado por
3. Caída (a otro nivel)
4. Caída al mismo nivel.
5. Atrapado en.
6. Atrapado sobre
7. Atrapo entre.

C .- ACTOS Y CONDICIONES SUBESTANDARES : Los accidentes tienen causas y las causas se pueden conocer, determinar, eliminar o controlar. En Control de Pérdidas se

habla entonces de Actos y Condiciones Sub-estándares, las cuales detallaremos más adelante.

D .- CAUSAS BASICAS (PROBLEMAS REALES): Cuando se pone énfasis en corregir los actos y condiciones Sub-estándares que provocan los accidentes, estamos corrigiendo los “síntomas” y no los “problemas reales” que han dado origen a éstos actos o condiciones. Las causas básicas se clasifican en dos grupos:

FACTORES PERSONALES :

- Falta de Conocimiento o capacidad
- Motivación incorrecta.
- Problemas Físicos o Mentales.

FACTORES DEL TRABAJO :

- Desgaste normal.
- Mal uso y Abuso.
- Diseño Inadecuado
- Mantenimiento Deficiente.
- Malas especificaciones de compra.
- Normas inadecuadas de trabajo.

Las Causas Básicas designadas como “Factores Personales”, explican porque la gente no actúa como debe. En la misma forma, las causas Básicas designadas como factores de trabajo, explican porque existen o se crean condiciones de riesgo.

Por consiguiente las causas básicas, son, sin lugar a dudas, el origen de los actos y condiciones subestándares

E .- FALTA DE CONTROL (ADMINISTRACIÓN): Esta ficha es la que origina la caída de las siguientes, representa la "Falta de Control" de la Administración.

La palabra "control", se usa aquí para referirse a una de las cuatro funciones de todo Administrador.

1. Planeamiento.
2. Organización.
3. Dirección.
4. Control.

Esta ficha se relaciona con la deficiencia organizativa y administrativa general de la Empresa; hay programas inadecuados, estándares inadecuados o incumplimientos de éstos. Si no se define un programa de entrenamiento, los trabajadores no van a saber hacer su trabajo; si no se define el programa de selección y ubicación del personal, en cuanto a conocimientos, aptitudes físicas y mentales, se enviará a puestos de trabajo a trabajadores que no pueden desempeñarse adecuadamente.

Todas estas condiciones provocan el desencadenamiento de las diferentes fichas que hemos visto anteriormente, trayendo como consecuencia que se produzca una pérdida. Razón por la cual es de suma importancia el control que se pueda ejercer sobre los estándares a seguir y los programas adecuados impuestos por la Administración.

5.1.2 ACTOS Y CONDICIONES SUBESTANDAR: Líneas arriba habíamos nombrado a los actos y condiciones subestándar como parte del

modelo de causalidad de pérdidas, formando parte de la secuencia del dominó, pero no llegamos a definirlos a ciencia cierta, como lo haremos a continuación.

Al dirigir la atención al control de todos los accidentes, es inherente la palabra “subestándar”, ya que se relaciona con un “estándar” de desempeño en el proceso productivo que vienen a ser las situaciones normales o correctas en las que se desarrolla una determinada actividad.

En consecuencia, podemos afirmar entonces que un **Acto Subestándar** viene a ser toda desviación en un proceso o actividad realizada que está por debajo de los niveles normales, de ahí que viene el nombre de subestándar, pues se encuentra por debajo de los estándares establecidos como correctos o que se aceptan como tales.

Así mismo definimos como **Condición Subestándar**, al cambio físico que se produce en el ambiente, equipo o materiales, que están por debajo de los niveles establecidos como correctos

EJEMPLOS DE ACTOS SUBESTANDARES:

- No utilizar el equipo de protección personal.
- Acercarse demasiado a un sistema energizado
- Maniobrar herramientas en mal estado.
- Ingresar a trabajar sin su respectiva tarjeta de seguridad a una zona de trabajo
- Abusar de Bebidas alcohólicas y Drogas

EJEMPLOS DE CONDICIONES SUBESTANDARES:

- Utilizar equipos de protección personal en mal estado.

- Utilización de herramientas que no están diseñadas para un determinado fin.
- Señalizaciones de seguridad inadecuadas o insuficientes.
- Emplear personal con escaso conocimiento en las labores a realizar

5.1.3 INSPECCIONES Y OBSERVACIONES PLANEADAS

Uno de los principales puntos a tener en cuenta en un estudio de control de pérdidas, son pues, las inspecciones y observaciones planeadas que nos llevaran a identificar y por consiguiente corregir las condiciones subestándar que puedan existir en una actividad o proceso productivo, en nuestro caso en una actividad de mantenimiento, que muchas veces no son percatadas por el personal que las realiza, si no por alguien que ve de afuera el desarrollo de dicha actividad.

A continuación procederemos a definir y desarrollar éstos importantes puntos mencionados.

5.1.3.1 INSPECCIONES PLANEADAS

Comenzaremos por la definición correspondiente que viene a ser la actividad preventiva que se desarrolla en forma programada para DETECTAR, ANALIZAR Y CORREGIR deficiencias en equipos, en materiales y en el ambiente (llámese condiciones subestándar).

Los especialistas indican que las inspecciones no sólo nos permiten mantener en buenas condiciones nuestras instalaciones, si no que tienen también un tremendo potencial para estimular la moral del trabajador y aumentar la eficiencia

en su trabajo. Los peligros en los ambientes, materiales y herramientas disminuyen la confianza del trabajador para realizar su labor y tiende a dedicar una alta tensión mental para autoprotegerse de ellos. Las inspecciones brindan pues, la oportunidad para encontrar y tratar estos problemas a tiempo, antes que se conviertan en situaciones serias.

El programa de Inspecciones Planeadas debe de tener dos clases de inspecciones

A.- Inspecciones Planeadas Generales.

B.- Inspecciones Planeadas a Areas, Equipos o Partes Críticas.

La **Inspección General** está dirigida a inspeccionar todo un área, departamento o sección, abarcando todas sus instalaciones, equipos y materiales. Para nuestro caso, una Inspección General abarcaría el íntegro de la SET en evaluación (Patio de Llaves, Paneles de Mando, Control, Sala de SS.AA, etc).

La **Inspección Planeada a áreas, Equipos o Partes Críticas** esta dirigida solamente a una determinada área, Equipo o parte de él que, por las pérdidas que puede provocar si es que falla, ha sido determinado previamente como crítico. Para nuestro estudio sería una Inspección centrada únicamente en la Celda de Transformación, donde se encuentra el Transformador de Potencia, ya que se trata del equipo más crítico dentro de una SET, seguido muy de cerca del Interruptor de Potencia.

A .- PLANEAMIENTO DE LAS INSPECCIONES

A continuación se detallan los pasos para poder diseñar y ejecutar un programa de inspecciones independientemente si se tratasen de Inspecciones Planeadas Generales o Inspecciones Planeadas a áreas, Equipos o Partes Críticas

1.- REVISAR INFORMES DE INSPECCIONES

PLANEADAS ANTERIORES : Para así tener conocimiento y recordar los aspectos detectados en anteriores inspecciones y verificar si se han corregido total o parcialmente a la actualidad.

2.- DEFINIR EL RECORRIDO (SI ES INSPECCION GENERAL) : Se deberá definir el recorrido a seguir a fin de cubrir toda el área destinada a la inspección. Una buena ayuda para establecer el recorrido es un plano del área que se inspeccionará.

3.- PREPARAR LISTAS DE VERIFICACION:

Esta lista contendrá los puntos que se tendrán que chequear a fin de realizar una inspección completa de los equipos e instalaciones que conforman el área destinada a la inspección.

4.- DECIDIR EL MOMENTO DE LA

INSPECCIÓN: Es importante que se considere cuál es el momento más oportuno

para la inspección, teniendo presente la selección de una hora representativa en relación al trabajo que se desarrolla. Será importante inspeccionar el área al término de una jornada, o bien, en horas que sea necesario usar luz artificial o cuando está trabajando determinado equipo o máquina que emite ruido o gases que pueden estar sobre la concentración ambiental máxima permitida.

B .- INFORME DE LAS INSPECCIONES

Una vez ejecutada la inspección se deben traspasar todos los antecedentes obtenidos y plantear las medidas de control necesarias que se deben de tomar, todo esto se plasma en un formulario de inspección planeada.

Los formularios de Inspección Planeada pueden ser diferentes de una empresa a otra , pero la información requerida, por lo general, es bastante similar. En el cuadro N° 1 se muestra un ejemplo de formulario de Inspección Planeada, en donde se puede apreciar la inclusión del concepto de **Clasificación del Peligro**, el cual es muy importante para lograr el éxito en Control de Pérdidas. Este sistema de clasificación ha sido modificado por muchas organizaciones que lo han

transformado en un elemento práctico para la administración y mucho valor, cuando se lo usa en conjunto con la información de las condiciones subestándar que podrían resultar en accidentes. Uno de los beneficios más aparentes de la clasificación de los peligros es el establecimiento de prioridades. Los peligros se pueden clasificar en:

- 1.- CLASE A:** Una condición subestándar capaz de provocar consecuencias tales como: Muerte de trabajadores, Incapacidad permanente del o los trabajadores, daños irreparables a las estructuras, equipos o materiales.
- 2.- CLASE B:** Una condición subestándar capaz de provocar consecuencias tales como : Lesión o enfermedad grave a o los trabajadores (incapacidad temporal), daños a la estructura, equipos o materiales, pero menos serio que en la Clase A.
- 3.- CLASE C:** Una condición subestándar capaz de provocar consecuencias tales como : Lesiones leves (no incapacitantes), daño leve a la estructura, equipos o materiales.

Usando éste sistema de clasificación, se podrá entregar un informe orientador a la instancia superior para tomar una decisión acertada.

5.1.3.2 OBSERVACIONES PLANEADAS

La Observación Planeada del Trabajo es una técnica que le permite a un supervisor saber si un trabajador esta haciendo o no un trabajo específico con el máximo de eficiencia. Una observación que revela un desempeño correcto da la oportunidad para un refuerzo positivo. La observación de un desempeño subestándar brinda la información necesaria para tomar la acción correctiva, antes de que se presenten problemas innecesarios o haya accidentes. Podemos decir que la operación total se realizará con un máximo de eficiencia, cuando sabemos que el desempeño individual es correcto. La Observación Planeada del Trabajo puede darnos la información necesaria para lograr ésta meta.

Para poner en ejecución una Observación Planeada de Trabajo, es necesario tener en cuenta los siguientes pasos a seguir:

A.- SELECCIÓN DEL TRABAJADOR Y DEL TRABAJO :

Es recomendable poner en conocimiento del personal de trabajadores de las acciones a realizar, pues es un factor importante para evitar malos entendidos innecesarios, puesto que pueden existir varios de ellos que se sientan incómodos al sentirse observados y no saber la razón de ello. Existen varios tipos de trabajadores dentro de una

empresa, la idea del supervisor que realizará la observación debe de ser clara en el sentido de escoger a un determinado tipo de trabajador, pasando por el trabajador nuevo, el que se desempeña pobremente, el que le gusta correr riesgos, también al trabajador que le falta capacidad, al que se desempeña bien, es pues éste trabajador quién logra desempeñarse el que puede tener técnicas de trabajo que podrían ayudar al resto a hacer su trabajo con más eficiencia.

Como hemos podido notar, los grupos de trabajadores que acabamos de mencionar deben de tener prioridad cuando se pone en práctica un Programa de Observaciones Planeadas.

B.- PREPARACION PARA LA OBSERVACION: Una vez que los trabajadores han sido identificados y se han seleccionado los trabajadores para las observaciones planeadas del trabajo, el supervisor debe comprometerse a que ésta tarea importante, sea hecha de acuerdo a un programa básico y no como algo que debe hacerse "alguna vez". La combinación de un trabajo "crítico" y un trabajador "especial", debe de ser una motivación suficiente para eliminar la idea de que éste es un trabajo a hacerse "cuando se tenga oportunidad" o "tan pronto como se tenga tiempo".

A continuación, el supervisor deberá estudiar el procedimiento de trabajo de la actividad a observar, ya que la observación planeada del trabajo es una técnica

que le permitirá conocer mejor a un trabajador que está realizando todos los aspectos de un trabajo específico, correctamente. Es lógico que la preparación para hacer una observación del trabajo incluya un conocimiento y entendimiento minucioso del "Procedimiento de Trabajo". Conociendo los procedimientos que un trabajador debe seguir, el supervisor está preparado para determinar si el trabajo se está haciendo o no de acuerdo a las normas.

C.- REALIZANDO LA OBSERVACION: Si un programa de Procedimiento del Trabajo es utilizado por la empresa, es lógico que las observaciones del trabajo, se hagan para determinar lo adecuado del procedimiento para hacer el trabajo correctamente, como también para determinar si el procedimiento ha sido o no entendido y seguido. Algunas veces las observaciones revelan desviaciones de los procedimientos establecidos y el resultado ha sido métodos o técnicas mejoradas para hacer el trabajo con más eficiencia.

Se ha comprobado que los puntos citados a continuación ayudarán a ser consistente con las instrucciones dadas al trabajador y a que la observación resulte más eficaz.

- Mantenerse fuera del camino.
- Dejarle el lugar que necesita.
- Evitar distraerlo.

- No interrumpirlo a menos que sea absolutamente necesario.
- Prestarle atención completa al trabajo.

A medida que el trabajador termine cada paso habrá que relacionarlo con el procedimiento del trabajo y preguntarse el fin de lo que esta haciendo. Preguntarse porque es necesario y si parece ser o no, la alternativa más eficiente. Prestar atención a cualquier cosa que se vea que podría dar por resultado un accidente y mentalmente preguntarse qué podría utilizarse para hacer el trabajo mejor. Unicamente si el trabajador observado hace algo que lo pone en un peligro serio tanto a él, como a otros o a un aspecto importante del trabajo, deberá interrumpírsele

D.- REVISIÓN CON EL TRABAJADOR: Es conveniente tener un contacto inicial con el trabajador tan pronto como sea posible después que haya terminado de hacer el trabajo. Si no hay un intervalo natural, inmediatamente después de terminado el trabajo, el observador deberá de informarse de cuando lo habrá a fin de regresar para expresarle su agradecimiento. Hay que dejarle saber al trabajador que se regresará para "revisar" las observaciones con él, tan pronto como se puedan ordenar las anotaciones y los puntos a tratar. El trabajador no sólo estará ansioso y bastante preocupado, sino que la preparación deberá ser completada mientras todos los hechos y detalles estén

frescos en la mente del observador y las anotaciones sean significativas.

E.- EVALUACION Y REGISTRO: Se debe de tomar en cuenta que los procedimientos no son siempre actualizados cada vez que se hace un cambio en las operaciones. Es posible que no se haya visto exactamente lo que se pensó que se vería de acuerdo con el procedimiento del trabajo o los estándares, ya que es posible que se hayan hecho cambios en el trabajo que no han sido incorporados en los procedimientos escritos del trabajo. Esto podría significar que el trabajador está haciendo su trabajo correctamente de acuerdo con las instrucciones dadas verbalmente, pero que el procedimiento no ha sido escrito aún. Es necesario pues que durante la observación se reconozcan las iniciativas y contribuciones del trabajador.

Una vez que se ha obtenido las anotaciones y detalles durante todo el proceso, se debe rellenar un formulario según nos muestra el Cuadro N° 2, donde se indique los resultados de la observación, los actos subestándares encontrados, las medidas de recomendación para corregirlas así como la consignación de los datos del trabajador observado. Esto se hace a fin de sentar precedentes en cuanto al interés que se tiene por mejorar los procesos productivos realizados dentro de una empresa, porque a medida que se vayan realizando

más observaciones, se irán cada vez perfeccionando dichos procesos y evitando que se produzcan accidentes que ocasionen pérdidas.

F.- OBSERVACIÓN POSTERIOR: La Observación posterior nos servirá para poder ver los resultados después de haber realizado una observación y poner en práctica las recomendaciones necesarias, nos va a indicar si el tiempo empleado en la realización de la observación fue justificable o fue un tiempo perdido, es cuando se pueden ver los beneficios que se logran luego de la observación. Una observación posterior es necesaria, siempre que se haya hecho un cambio mayor en los procedimientos del trabajo que afectan a la gente, equipo material o medio ambiente, para determinar el efecto de éste cambio.

5.1.4 TRIANGULO DE FRANK BIRD

En 1969, Frank Bird Jr. actualmente Presidente del International Loss Control Institute de U.S.A. , completó un estudio mientras era director de Seguridad y Servicios de Ingeniería de la Compañía de Seguros de Norteamérica. Se analizaron 1 753 498 accidentes informados por 297 compañías que participaron . Estas compañías representaban a 21 grupos industriales diferentes, que empleaban 1 750 000 trabajadores. Del estudio de los ACCIDENTES INFORMADOS, surgieron las siguientes proporciones :

Por cada lesión seria o incapacitante informada, hubo 9,8 lesiones de primeros auxilios. Un cuarenta y siete por ciento indicó que habían

investigado todos los accidentes con daños a la propiedad y un ochenta y cuatro por ciento declaró que investigaron los accidentes graves y con daños serios. El análisis final indicó que por cada accidente grave o lesión incapacitante, se habían informado 32,2 accidentes con daño a la propiedad.

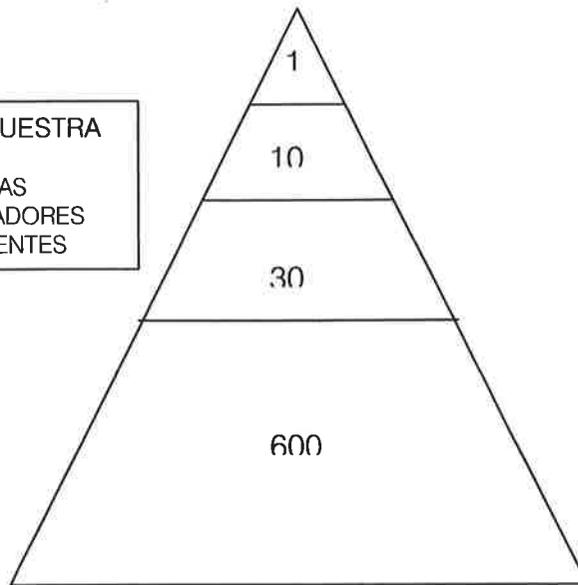
Parte del estudio correspondió 4 000 horas de entrevistas hechas a trabajadores por los Coordinadores de Control de Pérdidas. De éstas entrevistas se estableció que, por cada accidente serio o incapacitante, ocurrían 600 incidentes (cuasi - accidentes).

Al mencionar la proporción 1 - 10 - 30 - 600, deberá recordarse que las cantidades representan accidentes e incidentes informados y no el total de accidentes o incidentes que realmente ocurrieron en el período de estudio. Al analizar la proporción, observamos que se informaron 30 accidentes con daño a la propiedad, por cada lesión seria o incapacitante.

La relación 1 - 10 - 30 - 600 en la proporción, pareciera indicar con bastante claridad lo innecesario que es dirigir todos los esfuerzos al número reducido de acontecimientos que dan por resultado lesiones serias o incapacitantes, cuando hay un total de 640 incidentes que brindan un terreno más amplio para un control más efectivo de todas las pérdidas, según podemos observar en el siguiente gráfico.

ESTUDIO DE PROPORCIONES DE FRANK BIRD 1969

TAMAÑO DE LA MUESTRA
297 COMPAÑIAS
1 750 000 TRABAJADORES
1 753 000 ACCIDENTES



SERIA

LEVES

DAÑOS A LA PROPIEDAD

INCIDENTES

INFORME DE OBSERVACION PLANEADA

GERENCIA	:	
SUB/GERENCIA	:	
DEPARTAMENTO	:	
SECCION	:	
Nombre Trabajador Observado	:	
Código	:	
Cargo	:	
Tiempo en el Cargo	:	
Tiempo en la Empresa	:	
Tarea/operación que se observa	:	
Razón de la Observación	:	
Fecha de la observación anterior	:	
Se le avisó	:	SI NO
Se utilizó AST	:	SI NO

No.	ACCIONES SUBESTANDARES DETECTADAS (PELIGRO)	Clasificación Peligro (Nota 1)	Clasificación Ocurrencia (Nota 2)

CAUSAS BASICAS (PROBLEMAS REALES)		No. DE LAS CONDICIONES SUBESTANDARES
FACTORES PERSONALES	Falta Conocimiento	
	Problemas físico/mental	
	Motivación Incorrecta	
FACTORES DEL TRABAJO	Diseño inadecuado	
	Mala especificación	
	Desgaste normal	
	Uso anormal	
	Normas inad. de trabajo	
	Exigencia de la situación	
	Herramienta inadecuada	

No.	MEDIDAS DE CONTROL ADOPTADAS	Situación (Ver nota 3)

No.	MEDIDAS DE CONTROL RECOMENDADAS PARA APROBACION SUPERIOR	Situación (Ver nota 3)

REALIZADO POR :	REVISADO POR :
Nombre :	Nombre :
Cargo :	Cargo :
Fecha : Firma :	Fecha : Firma :

- NOTAS :
- | | | | |
|----------------------------------|---------------|------------------|-----------------|
| 1.- Clasificación del Peligro : | A (Alta) | B (Baja) | C (Baja) |
| 2.- Probabilidad de Ocurrencia : | A (Alta) | B (Baja) | C (Baja) |
| 3.- Situación | A (Pendiente) | B (En ejecución) | C (Solucionada) |

DISTRIBUCION : Original : Area 1a. Copia : Prevención de Riesgos 2a. Copia : Sub-Gerencia

CAPITULO V I

ESTUDIO DE COSTOS DE MANTENIMIENTO

6.1 ANALISIS DE COSTOS

6.1.1 COSTOS POR ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO : Una de las grandes preocupaciones del personal encargado de la planeación de los mantenimientos es si realmente es rentable la inversión que se realiza en la ejecución de los mismos, ya que se tienen que tener previsto no sólo el gasto del personal que realizará la actividad o actividades (generalmente se trata de personal de empresas contratistas) si no también se tiene que tener presente los materiales a utilizar para la realización de dichas tareas.

En éste capitulo, se realizará un estudio de los costos que involucran la realización de las diferentes actividades de mantenimiento, sean predictivas, preventivas o correctivas

En la Tabla N° 6.1, se muestran las diferentes actividades, incluyéndose las sub- actividades que se encuentran inmersas en ella

de los diferentes tipos de mantenimientos, se acompaña con ellos los precios de mano de obra correspondiente.

La Tabla N° 6.2, muestra los precios de los materiales empleados en las actividades de mantenimiento, nótese que existen materiales comunes en varias actividades los cuales se deben de adquirir en buena cantidad debido al continuo uso que se le asigna.

En las Tablas N° 6.3 y 6.4, se muestra el costo de mantenimiento por MVA instalado, tanto en lo referente a mano de obra así como también en materiales a utilizar.

6.1.2 COMPARACIONES ENTRE COSTOS DE MANTENIMIENTOS Y

RENOVACIÓN DE EQUIPOS : En las Tablas N° 6.5 y 6.6, podemos observar los precios de algunos equipos tanto de 220 como de 60 kV, éstos precios nos muestran los altos costos que tienen estos dispositivos, por consiguiente, los costos de mantenimiento que impliquen la conservación de los mismos son en proporción mucho menor según se muestran en las tablas anteriores (6.1 y 6.2).

Dependiendo del buen planeamiento del mantenimiento a aplicar se pueden reducir considerablemente los gastos que implicarían una renovación de algunos de estos equipos pues la idea principal de un mantenimiento es conservar un equipo en óptimas condiciones evitando que éste tienda a disminuir en su capacidad operativa, causando su deterioro.

6.1.3 DIAGRAMA COMPARATIVO DE COSTOS :

Los costos que generan un programa de mantenimiento si bien al comienzo van a ser crecientes, a medida que se vayan realizando éstos, tendrán la tendencia a disminuir debido a que con los mantenimientos predictivos y preventivos, se reducen en forma significativa los mantenimientos

correctivos que son los que crean mayor gasto conjuntamente con las emergencias, que aparte de crear malestar pues implican realizar gastos muy significativos como cambio de piezas, intervenciones especializadas, etc.

En el Gráfico 6.7 podemos observar que al iniciar un programa de mantenimiento se nota que en los primeros años los costos de mantenimiento crecen considerablemente, pues es ahí cuando se esta poniendo en práctica una estrategia agresiva de mantenimientos, lo que implica inversión. Este aumento sigue hasta que se alcanza su punto máximo, luego empieza a caer, como consecuencia de un mejor estado de los dispositivos debido a los mantenimientos puestos en práctica, en este periodo las fallas empiezan a reducirse, trayendo como consecuencia que se aminoren los gastos por intervenciones de emergencia o fallas imprevistas reduciéndolas casi a su mínima expresión.

Entonces, podemos decir que si bien un programa de mantenimiento nos generará gastos elevados al comenzar el mismo, éstos se reducirán a medida que se vayan desarrollando los planes y estrategias dando lugar a que se pueda ahorrar gastos en intervenciones que bien pueden evitarse poniendo en práctica un programa de mantenimiento.

TABLA N° 6.1 : RELACION DE COSTOS POR ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO	
1	Mantenimiento de Celda de Transtor. 220/60 kV (Lado 220 kV y 60 kV)			
	- Mantenimiento del Transformador de Potencia 220/60 kV	Global	543.12	
	- Mantenimiento de Interruptor de Potencia 220 kV y 60 kV	Global	494.61	
	- Mantenimiento de Seccionadores 220 kV y 60 kV	Global	257.45	
	- Mantenimiento de Trafos de Medida 220 kV y 60 kV	Global	344.64	
	- Mantenimiento de Pararrayos, Aisladores. 220 kV	Global	105.36	
	- Mantenimiento de la Celda.	Global	409.30	
	TOTAL		S/. 2,154.48	
2	Mantenimiento de Celda de Transtor. 60/10 kV (Lado 60 kV y 10 kV)			
	- Mantenimiento del Transformador de Potencia 60/10 kV	Global	514.36	
	- Mantenimiento de Interruptores de Potencia 60 kV y 10 kV	Global	223.90	
	- Mantenimiento de Seccionadores 60 kV y 10 kV	Global	105.38	
	- Mantenimiento de Trafos de Medida 60 kV y 10 kV	Global	145.96	
	- Mantenimiento de la Celda	Global	310.45	
		TOTAL		S/. 1,300.05
3	Mantenimiento de Celda - Linea 220 kV			
	- Mantenimiento del Interruptor de Potencia 220 kV - Linea	Global	311.73	
	- Mantenimiento del Seccionador 220 kV - Linea 220 kV	Global	193.50	
	- Mantenimiento del Transf. de Medida 220 kV - Linea 220 kV	Global	259.15	
	- Mantenimiento de Aisladores Linea 220 kV	Global	236.63	
	- Mantenimiento de la Celda 220 kV. Linea	Global	222.63	
		TOTAL		S/. 1,223.64
4	Mantenimiento de Celda - Linea de 60 kV			
	- Mantenimiento del Interruptor de Potencia 220 kV - Linea	Global	103.27	
	- Mantenimiento del Seccionador 220 kV - Linea 220 kV	Global	94.56	
	- Mantenimiento del Transf. de Medida 220 kV - Linea 220 kV	Global	50.96	
	- Mantenimiento de Aisladores Linea 220 kV	Global	165.83	
	- Mantenimiento de la Celda 220 kV. Linea	Global	161.27	
		TOTAL		S/. 575.89
5	Mantenimiento de Celda - 10 kV			
	- Mantenimiento de Interruptor de Potencia 10 kV	Global	30.56	
	- Mantenimiento del seccionador 10 kV	Global	48.07	
	- Mantenimiento del Transformador de Medida 10 kV	Global	91.91	
	- Mantenimiento terminales de Cables 10 kV	Global	35.62	
	- Mantenimiento de Aisladores 10 kV	Global	48.35	
	- Mantenimiento de la Celda 10 kV	Global	134.52	
	TOTAL		S/. 389.03	
6	Mantenimiento de Celda de Acoplamiento - 220 kV			
	- Mantenimiento del Interruptor de Potencia 220 kV - Acoplam.	Global	310.59	
	- Mantenimiento del Seccionador 220 kV - Acoplamiento.	Global	195.28	
	- Mantenimiento de Aisladores 220 kV - Acoplamiento	Global	491.48	
	- Mantenimiento de la Celda 220 kV - Acoplamiento	Global	220.91	
		TOTAL		S/. 1,218.26
	7	Mantenimiento de Celda de Acoplamiento - 60 kV		
- Mantenimiento del Interruptor de Potencia 60 kV - Acoplam.		Global	201.16	
- Mantenimiento del Seccionador 60 kV - Acoplamiento.		Global	95.63	
- Mantenimiento de Aisladores 60 kV - Acoplamiento		Global	186.68	
- Mantenimiento de la Celda 60 kV - Acoplamiento		Global	191.26	
		TOTAL		S/. 674.73

ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
8	Mantenimiento de Celda de Acoplamiento - 10 kV - Mantenimiento de Interruptor de Potencia 10 kV - Acoplamiento - Mantenimiento seccionador 10 kV - Acoplamiento. - Mantenimiento de Transf. de Medida 10 kV - Acoplamiento. - Mantenimiento de Aisladores 10 kV. Acoplamiento Mantenimiento de la Celda 10 kV. Acoplamiento.	Global	32.55
		Global	56.39
		Global	75.64
		Global	38.46
		Global	116.62
		TOTAL	S/. 319.66
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
9	Mantenimiento de Celda de Trafo de Tensión 10/0.11 kV - Mantenimiento del Seccionador 10 kV TR Tensión 10/0.11 kV - Mantenimiento del Transf. de Medida 10 kV. - Mantenimiento de Aisladores 10 kV. - Mantenimiento de la Celda 10 kV Traf. De Tensión 10/0.11 kV	Global	62.40
		Global	74.37
		Global	38.12
		Global	136.52
		TOTAL	S/. 311.41
		ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD
10	Mantenimiento de Celda del Transformador de SS. AA. 10/0.23 kV - Mantenimiento del Transf. de SS.AA 10/0.23 kV - Mantenimiento del Interruptor de Potencia 10 kV SS.AA. - Mantenimiento del Seccionador 10 kV Traf. SS.AA. 10/0.11 kV - Mantenimiento del Transf. de Medida 10 kV. Tr. SS.AA. - Mantenimiento de Aisladores 10 kV. Tr. SS.AA. - Mantenimiento de la Celda 10 kV Traf. SS.AA. 10/0.23 kV	Global	94.54
		Global	27.55
		Global	65.03
		Global	33.53
		Global	38.75
		Global	136.53
		TOTAL	S/. 395.93
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
11	Mantenimiento de la Celda de Banco de Condensadores 10 kV - Mantenimiento del Interruptor de Potencia 10 kV Bco. Condens. - Mantenimiento del Seccionador 10 kV Bco. Condensad. - Mantenimiento del Transformador de Medida 10 kV Bco. Cond. - Mantenimiento de Terminales de cables 10 kV Bco. Condens. - Mantenimiento de Aisladores 10 kV Bco. Condens. - Mantenimiento de Celda 10 kV Bco. Condens. - Banco de Condensadores	Global	55.10
		Global	49.70
		Global	110.84
		Global	45.08
		Global	45.12
		Global	137.86
		Global	72.24
		TOTAL	S/. 515.94
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
12	Mantenimiento a Accesorios del Transformador - Prueba a Relé Buchholz - Prueba y Contraste a Relé de Imagen Térmica - Prueba y Contraste a Relé de Temperatura de Aceite	Global	125.63
		Global	137.86
		Global	105.68
		TOTAL	S/. 369.17
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
13	Pruebas electricas a Transformador de Potencia 220/60 kV - Factor de Pot. Capacitancia de Arrollamientos y Corr. De Excit. - Relación de Transformación TR Pot. 220/60 kV - Resistencia de Aislamiento TR Pot. 220/60 kV - Resistencia Ohmica de Arrollamientos TR Pot. 220/60 kV	Global	357.16
		Global	238.69
		Global	145.79
		Global	130.51
		TOTAL	S/. 872.15
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
14	Pruebas electricas a Transformador de Potencia 60/10 kV - Factor de Pot. Capacitancia de Arrollamientos y Corr. De Excit. - Relación de Transformación TR Pot 60/10 kV - Resistencia de Aislamiento TR Pot. 60/10 kV - Resistencia Ohmica de Arrollamientos TR. Pot. 60/10 kV.	Global	356.13
		Global	247.23
		Global	147.86
		Global	128.36
		TOTAL	S/. 879.58
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
15	Pruebas a los interruptores de Potencia 220 kV - Simultaneidad de fases longitudinal y Transversal. Int. 220 kV. - Resistencia de contactos - Interrupt. 220 kV - Nivel de Aislamiento de fases fase/tierra - Interrup. 220 kV. - Tiempo de Cierre y Apertura entre fases. Interrup. 220 kV.	Global	148.55
		Global	183.99
		Global	90.86
		Global	119.25
		TOTAL	S/. 542.65

ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
16	Pruebas a los interruptores de Potencia 60 kV - Simultaneidad de fases longitudinal y Transversal. Int. 220 kV. - Resistencia de contactos - Interrupt. 220 kV - Nivel de Aislamiento de fases fase/tierra - Interrup. 220 kV. - Tiempo de Cierre y Apertura entre fases. Interrup. 220 kV.	Global	97.58
		Global	171.89
		Global	83.22
		Global	109.25
		TOTAL	S/. 461.94
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
17	Pruebas a los Transformadores de Medida Combinados 60 kV - Factor de Pot. Capac. De Arrollam. Y Corrient. de excitación - Relación de Transformación TR Combinado 60kV - Resistencia de Aislamiento TR Combinado 60 kV	Global	449.62
		Global	97.22
		Global	107.99
		TOTAL	S/. 654.83
		Pruebas Eléctricas a Seccionadores	
18	- Resistencia de Contactos - Resistencia de Aislamiento	Global	170.00
		Global	90.15
		TOTAL	S/. 260.15
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
19	Pruebas a los Transformadores de Medida de Corriente 60 kV - Factor de Pot. Capacitanc. de Arrollam. y Corrient. de excitación - Relación de Transformación TR Corriente 60kV - Resistencia de Aislamiento TR Corriente 60 kV	Global	343.78
		Global	118.99
		Global	82.81
		TOTAL	S/. 545.58
		ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD
20	Pruebas a los Transformadores de Medida de Tension 220 kV - Factor de Pot. Capac. De Arrollam. y Corrient. de excitación - Relación de Transformación TR Tensión 60kV - Resistencia de Aislamiento TR Tensión 60 kV	Global	358.36
		Global	119.11
		Global	82.79
		TOTAL	S/. 560.26
		ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD
21	Pruebas a los Transformadores de Medida de Corriente 220 kV - Factor de Pot. Capac. De Arrollam. Y Corrient. de excitación - Relación de Transformación TR Corriente 10kV - Resistencia de Aislamiento TR Corriente 10 kV	Global	381.68
		Global	80.67
		Global	62.99
		TOTAL	S/. 525.34
		ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD
22	Pruebas a los Transformadores de Medida de Tension 10 kV - Factor de Pot. Capac. De Arrollam. Y Corrient. de excitación - Relación de Transformación TR Tensión 10kV - Resistencia de Aislamiento TR Tensión 10 kV	Global	326.85
		Global	87.37
		Global	62.32
		TOTAL	S/. 476.54
		ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD
23	Pruebas a los Pararrayos de 220 kV - Medición de Pérdidas de Potencia - Medición de Resistencia de Aislamiento. - Revisión del Contador de Accionamientos. (Simulación mecánica, lubricación y otros)	Global	1015.95
		Global	170.46
		Global	390.72
		TOTAL	S/. 1,577.13
		ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD
24	Mantenimientos Especializados a Transformadores de Potencia 60/10 kV - Regeneración de Aceite Energizado - Termovacio Energizado	Global	30000.00
		Global	15000.00
		TOTAL	S/. 45,000.00
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
25	Mantenimiento Preventivo a la Caja de Comando - Mantenimiento Caja Comando Grandin (MR ó LS)	Global	278.99
		TOTAL	S/. 278.99

ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
26	Cambio de Silicagel en los Transf. de Potencia - Retiro y renovación de Sal Silicagel	C/U	127.94
		TOTAL	S/. 127.94
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
27	Análisis del Aceite Aislante de Transformadores de Potencia - Rigidez Dieléctrica (Normas ASTM 877 y 1836) - Factor de Disipación a 25° y 100°C - Tensión Interfacial - Índice de Neutralización o Acidez. - Contenido de Humedad, humedad Relativa - Analisis crmatográfico de gases - Análisis de Furanos	Global	102.22
		Global	144.40
		Global	76.00
		Global	76.00
		Global	100.63
		Global	219.36
		Global	581.44
TOTAL	S/. 1,300.05		
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
28	Mantenimiento a Bancos de Baterías y Rectificadores - Mantenimiento de Banco de Baterías. - Medición de la Impedancia a la Batería. - Mantenimiento de cargadores.	Global	472.41
		Global	281.02
		Global	171.88
		TOTAL	S/. 925.31
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
29	Mantenimiento a Equipos de Aire Acondicionado. - Mantenimiento a Equipos de Aire Acondicionado.	Global	500.00
		TOTAL	S/. 500.00
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
30	Mantenimiento y Pruebas al Sistema de Puesta a Tierra - Inspección de conectores de la Malla de Puesta a Tierra - Medida de la Resistividad del Terreno - Medida de la Resistencia de la malla de P.T.	Global	15.79
		Global	332.24
		Global	234.62
		TOTAL	S/. 582.65
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
31	Inspecciones Termográficas a las SET'S - Inspección Termográfica a SET	Global	1195.98
		TOTAL	S/. 1,195.98
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
32	Mantenimiento Integral a Interruptor de Potencia (*) - Mantenimiento a Tulipanes o conectores de Potencia - Verificación de estado de piezas desmontando las mismas - Lubricación de engranajes y rodamientos - Mantenimiento del Motor de Carga - Reemplazo de contactos móviles y fijos - Mantenimiento integral de la caja de Mando - Suministro y cambio de empaquetaduras - Limpieza interna de los polos con aceite seco - Recubrimiento con plata electrolítico de contactos fijos y móviles - Pruebas funcionales de Apertura y Cierre y calibración de contactos - Pintado de Interruptor	Global	126.58
		Global	383.59
		Global	146.23
		Global	543.26
		Global	541.51
		Global	492.36
		Global	623.65
		Global	592.64
		Global	148.34
		Global	186.56
		Global	562.98
TOTAL	S/. 4,347.70		
ITEM	TIPO DE ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO
33	Mantenimiento Integral a Seccionador (*) - Mantenimiento de Caja de Mando - Pintado del Seccionador - Mantenimiento a Motor de accionamiento - Lubricación y Engrase de Accesorios - Cambio de pernos y Arandelas - Plateado de contactos hembra y macho - Suministro y cambio de varillaje - Pruebas eléctricas y mecánicas	Global	126.35
		Global	588.77
		Global	586.59
		Global	65.29
		Global	386.54
		Global	115.29
		Global	342.35
		Global	225.38
TOTAL	S/. 2,436.56		

(*) Estos mantenimientos se están incluyendo ante una eventualidad de falla de dichos equipos

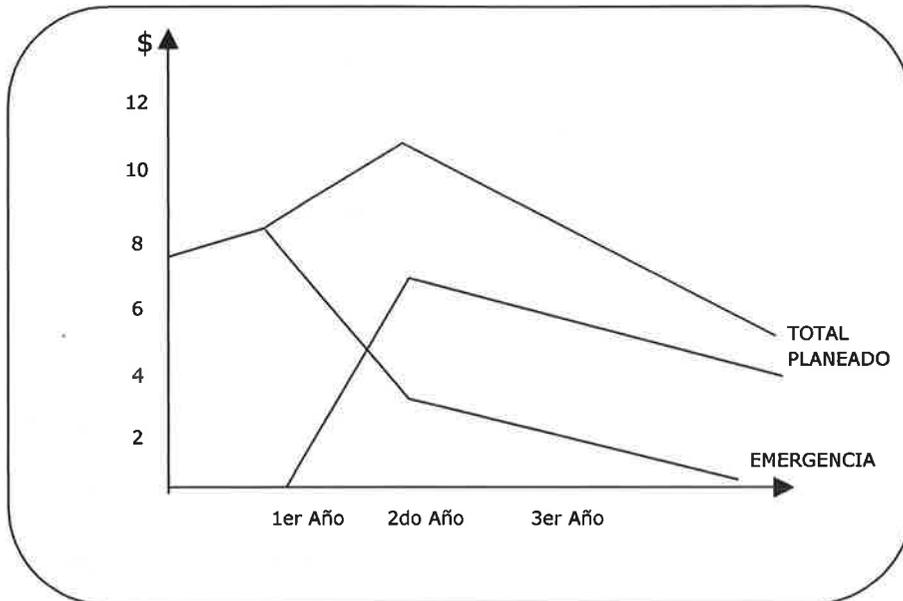
TABLA 6.2 : RELACION DE COSTOS DE MATERIALES UTILIZADOS EN LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN UNA SET

CANT	UND	DESCRIPCION	UNID DE CALCULO	COST. UNID	COSTO TOTAL
TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
CANT	UND	Mantenimiento Preventivo (Limpieza, Pruebas Funcionales y Lubric.)	Celda		
3.00	KG	Tocuyo		12.00	36.00
2.00	GL	Jabon Liquido		15.00	30.00
2.00	GL	Solvente dielectrico		108.23	216.46
0.25	UN	Limpiacontactos		77.34	19.34
0.25	KG	Vaselina		30.00	7.50
1.00	UN	Limpiador Desengrasante		38.72	38.72
0.50	GL	Barniz Aislante		84.01	42.01
0.25	UN	Afloja todo		17.34	4.34
0.50	UN	Aceite 3 en 1		10.00	5.00
				TOTAL	\$/ 399.36
CANT	UND	Mantenimiento de Caja de Comando Gradin (MR y LS)	Transf.		
3.00	GL	Aceite Shell Diala D		38.28	114.84
0.25	UN	Limpia Contactos		77.34	19.34
2.00	KG	Tocuyo		12.00	24.00
1.00	GL	Disolvente Dielectrico		108.23	108.23
2.00	HJ	Lija		1.13	2.26
0.25	UN	Aceite 3 en 1		10.00	2.50
0.25	UN	Afloja todo		17.34	4.34
				TOTAL	\$/ 275.50
CANT	UND	Mantenimiento del Conmutador Bajo Carga	Transf.		
82.50	GL	Aceite Dielectrico Shell Diala D		38.28	3158.10
2.00	KG	Tocuyo		12.00	24.00
				TOTAL	\$/ 3,182.10
CANT	UND	Mant. al Relé Buccholtz	Transf. ó polo		
1.00	KG	Tocuyo		12.00	12.00
1.00	GL	Aceite Dielectrico Shell Diala D		38.28	38.28
1.00	BL	Nitrógeno		200.00	200.00
1.00	GL	Solvente Dielectrico		108.23	108.23
0.25	UN	Limpia Contactos		77.34	19.34
0.25	UN	Aceite 3 en 1		10.00	2.50
0.25	UN	Afloja Todo		17.34	4.34
				TOTAL	\$/ 384.68
CANT	UND	Mant. a los Relés de Temp. de Aceite e Imagen Térmica	Transf. ó polo		
2.00	KG	Tocuyo		12.00	24.00
0.50	GL	Disolvente Dielectrico		108.23	54.12
0.25	UN	Limpia Contactos		77.34	19.34
0.25	UN	Aceite 3 en 1		10.00	2.50
0.25	UN	Afloja Todo		17.34	4.34
				TOTAL	\$/ 104.29
CANT	UND	Cambio de Sal Higroscópica Silicagel	Cuba + conmut.		
1.00	KG	Tocuyo		12.00	12.00
0.25	GL	Disolvente Dielectrico		108.23	27.06
0.25	UN	Afloja Todo		17.34	4.34
0.25	UN	Aceite 3 en 1		10.00	2.50
0.25	UN	Limpia Contactos		77.34	19.34
5.00	KG	Sal Higroscópica		90.35	451.75
				TOTAL	\$/ 516.98
CANT	UND	Muestra de Aceite Aislante	Transf. ó polo		
1.00	KG	Tocuyo		12.00	12.00
0.25	GL	Disolvente Dielectrico		108.23	27.06
0.25	UN	Afloja Todo		17.34	4.34
				TOTAL	\$/ 43.39

CANT	UND	Pruebas Eléctricas Completas (TTF, F.d.p, Cap, Corr. de Exc. Etc.)	Transf. ó polo		
1.00	UN	Derivación "T" AA 491 mm2/Tubo Cu 30mm		195.00	195.00
2.00	KG	Tocuyo		12.00	24.00
0.50	GL	Disolvente Dielectrico		108.23	54.12
0.25	UN	Afloja Todo		17.34	4.34
0.25	UN	LimpiaContactos		77.34	19.34
0.25	UN	Aceite 3 en 1		10.00	2.50
				TOTAL	S/. 299.29
CANT	UND	Intervenciones Mayores (Cambio de Empaquetaduras y Limpieza Gral.)	Transf. ó polo		
5.00	KG	Tocuyo		12.00	60.00
3.00	GL	Disolvente Dielectrico		108.23	324.69
1.00	UN	Afloja Todo		17.34	17.34
1.00	UN	LimpiaContactos		77.34	77.34
1.00	UN	Aceite 3 en 1		10.00	10.00
2.00	MT	Empaquetaduras de Nitrilo		650.00	1300.00
3.00	UN	Derivación "T" AA 491 mm2/Tubo Cu 30mm		195.00	1170.00
				TOTAL	S/. 2,959.37
RELES DE PROTECCION					
CANT	UND	Pruebas de Relés de Protección (Inyección Equipo ISA)	Set		
0.50	UN	Afloja todo		17.34	8.67
0.50	GL	Solvente Dielectrico		108.23	54.12
1.00	KG	Tocuyo		12.00	12.00
0.25	UN	Limpia contactos		77.34	19.34
				TOTAL	S/. 94.12
CANT	UND	Mantenimiento Electrónico de Relés y Verificación de Ajustes	Set		
0.25	UN	Afloja todo		17.34	4.34
0.50	GL	Solvente Dielectrico		108.23	54.12
1.00	KG	Tocuyo		12.00	12.00
0.25	UN	Limpia contactos		77.34	19.34
				TOTAL	S/. 89.79
CONTROL Y MANTENIMIENTO DE CELDAS DE ALTA TENSION					
CANT	UND	Mantenimiento Preventivo de Celdas (Limpieza, Lubr, Func, Etc.)	Celda		
5.00	KG	Tocuyo		12.00	60.00
1.00	GL	Solvente Dielectrico		108.23	108.23
0.25	KG	Grasa amarilla		14.00	3.50
0.25	KG	Grasa grafitada ALCAN		877.00	219.25
0.25	KG	Vaselina		30.00	7.50
0.25	UN	Aflojatodo		17.34	4.34
0.25	UN	Limpia contactos		77.34	19.34
				TOTAL	S/. 422.15
CANT	UND	Prueba de Interruptores de Potencia	Las 3 Fases		
2.00	UN	Empalme Recto Paralelo P. AA 491mm2/Tubo Cu 30mm		196.39	392.78
1.00	GL	Solvente Dielectrico		108.23	108.23
1.00	KG	Tocuyo		12.00	12.00
3.00	HJ	Lija		1.13	3.39
				TOTAL	S/. 516.40
CANT	UND	Pruebas de Transformadores de Medida.	Las 3 Fases		
2.00	UN	Empalme Recto Paralelo P. AA 491mm2/Tubo Cu 30mm		196.39	392.78
1.00	GL	Solvente Dielectrico		108.23	108.23
1.00	KG	Tocuyo		12.00	12.00
3.00	HJ	Lija		1.13	3.39
0.25	UN	Aceite 3 en 1		10.00	2.50
				TOTAL	S/. 518.90
CANT	UND	Prueba de Pararrayos 220 kV	Las 3 Fases		
1.00	UN	Empalme Recto Paralelo P. AA 491mm2/Tubo Cu 30mm		196.39	196.39
1.00	GL	Solvente Dielectrico		108.23	108.23
1.00	KG	Tocuyo		12.00	12.00
3.00	HJ	Lija		1.13	3.39
				TOTAL	S/. 320.01

CANT	UND	Prueba de Seccionadores.	Las 3 Fases		
2.00	UN	Empalme Recto Paralelo P. AA 491mm2/Tubo Cu 30mm		196.39	392.78
1.00	GL	Solvente Dieléctrico		108.23	108.23
1.00	KG	Tocuyo		12.00	12.00
2.00	HJ	Lija		1.13	2.26
0.50	UN	Limpia Contactos		77.34	38.67
				TOTAL	\$/ 553.94
CANT	UND	Mantenimiento Correctivo de Seccionadores	Las 3 Fases		
6.00	UN	Empalme Recto Paralelo P. AA 491mm2/Tubo Cu 30mm		196.39	1178.34
0.50	KG	Tocuyo		12.00	6.00
0.25	GL	Solvente Dieléctrico		108.23	27.06
0.50	UN	Aceite 3 en 1		10.00	5.00
0.25	UN	Afloja todo		17.34	4.34
0.25	KG	Vaselina		30.00	7.50
				TOTAL	\$/ 1,228.23
CANT	UND	Mantenimiento Correctivo de Interruptores.	Las 3 Fases		
6.00	UN	Empalme Recto Paralelo P. AA 491mm2/Tubo Cu 30mm		196.39	1178.34
0.50	KG	Tocuyo		12.00	6.00
0.25	GL	Solvente Dieléctrico		108.23	27.06
0.50	UN	Aceite 3 en 1		10.00	5.00
0.25	UN	Afloja todo		17.34	4.34
0.25	KG	Vaselina		30.00	7.50
				TOTAL	\$/ 1,228.23
MANTENIMIENTO DE SERVICIOS AUXILIARES					
CANT	UND	Mantenimiento Banco de Baterías y Rectificadores.	Set		
0.25	UN	Limpia contactos		77.34	19.34
0.25	KG	Vaselina		30.00	7.50
				TOTAL	\$/ 26.84
CANT	UND	Revisión/Mantenimiento Alumbrado en Set's.	Set		
30.00	UN	Flourescentes rectos de 220 V 40W		6.00	180.00
10.00	UN	Reactor para Florescentes de 40 W		7.62	76.20
0.50	UN	Afloja todo		17.34	8.67
				TOTAL	\$/ 264.87
CANT	UND	Mediciones de Puestas a Tierra en SET'S	Todas		
4.00	KG	Tocuyo		12.00	48.00
1.00	UN	Electrodo Cooperweld para puesta a tierra		20.00	20.00
1.00	UN	Cinta Masking Type		3.00	3.00
4.00	UN	Conectores Tipo Cocodrilo		5.00	20.00
4.00	UN	Conectores Bananas		2.50	10.00
2.00	GL	Solvente Dieléctrico		108.23	216.46
6.00	HJ	Lija al agua		0.93	5.58
				TOTAL	\$/ 323.04

GRAFICO 6.7
COSTOS DE MANTENIMIENTO CON PLANEAMIENTO



CONCLUSIONES

- Uno de los fines de todo plan de mantenimiento es el de disminuir considerablemente las intervenciones por emergencia, pues éstas además de causar malestar conllevan a grandes gastos para la empresa concesionaria, pues para reparar un equipo siniestrado se requiere muchas veces, en el peor de los casos reemplazarlo por otro nuevo ó el empleo de personal altamente calificado y especializado.
- De lo anteriormente indicado, podemos afirmar que el mantenimiento es la pieza clave para el correcto y continuo funcionamiento de una instalación eléctrica.
- Un plan agresivo de mantenimiento conllevará a mantener operativo y en buenas condiciones y hacer más duradera la vida útil de los diferentes equipos que conforman una Subestación Eléctrica de Transmisión.
- Se debe de dar gran importancia a las inspecciones planeadas, pues son éstas las que nos permitirán descubrir y corregir las condiciones y/o actos subestándar que se pudieran presentar a fin de evitar un accidente.
- Tomando una SET de 220/60/10 kV, 120 MVA instalada en un medio urbano como ejemplo práctico de aplicación de mantenimientos, se llega a la conclusión que dichas actividades representan un gasto de \$US 251.88 y \$US 91.36 por cada MVA instalado en mano de obra y materiales empleados respectivamente.
- El presente trabajo, tiene por finalidad, dar a conocer los criterios básicos que se deben de tener en cuenta para poder planear y ejecutar un programa de mantenimiento en una SET, así como también los costos que se deben de considerar para realizarlos.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda que las actividades de mantenimiento sean realizadas por personal capacitado y con experiencia en las mismas, ya que con esto se evitarían o disminuirían considerablemente posibles accidentes que conllevarían daños personales y/o de equipos.
- Es necesario extremar las medidas de seguridad en cuanto a la señalización y delimitación del área donde se va a realizar una actividad de mantenimiento, utilizando carteles, cintas de señalización, conos de seguridad, etc. El propósito de esto es que cualquier persona ajena al trabajo pueda darse cuenta de la zona donde se está trabajando y por consiguiente tome las precauciones necesarias.
- Se recomienda para llevar un mejor control de actividades la elaboración de archivos de historiales de los equipos más críticos, tales como el Transformador de Potencia e Interruptor, donde se registren todas las intervenciones realizadas al equipo (mantenimientos, fallas, renovaciones, etc.) correlativas en el tiempo, para así tener conocimiento de la tendencia de funcionamiento así como del control de mantenimientos realizados a dichos equipos.
- Es muy importante dar prioridad en la corrección de posibles fallas o desperfectos detectados en el Transformador de Potencia e Interruptor por ser éstos los equipos más críticos en una Subestación ya que si se produjera una falla en ellos, traería como consecuencia la interrupción del servicio en una celda o en el peor de los casos de toda una Subestación.

BIBLIOGRAFIA

- Diseño de Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión, Jorge Linares O; 1990
- Diseño de Subestaciones Eléctricas; José Raúl Martín; Editorial Mc Graw – Hill.
1992
- Catálogos de Fabricante de Interruptores, Seccionadores, etc.
- Normas ASTM (Parámetros de Análisis de Aceite Dieléctrico en Transformadores de Potencia).
- Power Transformer ; IEC, Publicación 38; 1967.

ANEXOS

- A : TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- B : SECCIONADOR
- C : TRANSFORMADORES DE MEDIDA COMBINADOS
- D : INTERRUPTOR DE POTENCIA
- E : PARARRAYOS
- F : ANÁLISIS DE ACEITE
- G : PROTOCOLO DE PRUEBAS

ANEXO A

CARACTERISTICAS TECNICAS TRANSFORMADOR

25 MVA, TRIFASICO, 58/10.05 HZ.

NUCLEO MAGNETICO

Núcleo tipo asimétrico de tres columnas y dos yugos.

Plancha magnética laminada en frío a cristales orientados tipo M2H30, aislada en ambas caras con un revestimiento especial "S" (S-COATING) resistente al aceite y al óxido.

Prueba de aislamiento de 2.0 kv. durante 60 seg.

El núcleo es puesto a tierra mediante platina de cobre para evitar diferencias de potencial.

El prensaje de las columnas es efectuado mediante muelles de fierro aislado con papel pressphan y con cinta polyglas termorestringente.

El ruido y las vibraciones son reducidas.

ARROLLAMIENTOS

Los arrollamientos están dispuestos en la forma siguiente: B.T. al interior, A.T. al medio, regulación al exterior.

La forma constructiva es de discos continuos para B.T., A.T. y hélice de 14 principios para regulación.

Los arrollamientos son fabricados con platina de cobre de 99.9 % de pureza.

El aislamiento de los conductores es de papel para uso eléctrico de pura celulosa.

En el aislamiento entre discos y entre arrollamientos se ha utilizado papel pressphan, calidad Transformer Board IV preprensado, fabricado por la Cía. H. WEIDMAN (Suiza).

Las bobinas son tratadas y prensadas antes de ser ubicadas en las respectivas columnas. El prensaje de las mismas es obtenido utilizando discos de una sola pieza, colocados en los dos extremos.

Los esfuerzos dieléctricos y el corto circuito son chequeados mediante computadora.

OSIA	CARACTERISTICAS TECNICAS	TRANSFORMADOR: POT.: 25 MVA RELAC.: 58/10.05 KV Nº: 161120 T	PAG. 1/6
------	-------------------------------------	--	-------------

TANQUE

- El tanque es fabricado con planchas de fierro soldadas y puede ser transportado y levantado sin que se presenten deformaciones ni fugas de aceite.
- Los espesores de las planchas son:
 - 8 mm. - los costados
 - 10 mm. - el fondo
 - 10 mm. - la tapa.
- El tanque es apto para efectuar el llenado de aceite bajo vacío.
- Es posible revisar la puesta a tierra del núcleo desde la válvula de seguridad.
- Las empaquetaduras son de jebe sintético y las partes metálicas tienen topes para evitar una sobre-compresión.
- Es posible cambiar los aisladores sin necesidad de levantar la tapa.
- Se han previsto válvulas entre el tanque y los radiadores, además en la conexión entre la tapa y el conservador para eventuales reparaciones sin destapar el transformador.
- El tanque y los radiadores son probados con presión interna.
- Se han ubicado, en lugares oportunos, ganchos para levantar la parte activa y el transformador completo, además refuerzos para gata (Ver plano de Dimensiones).
- En la estructura de base se han ubicado cuatro ruedas orientables.
- Se han previsto dos válvulas para regeneración del aceite una válvula para tomas de muestras de aceite y una válvula de descarga rápida.
- Se ha previsto una ventana de inspección del conmutador.

CONSERVADOR DE ACEITE

- El conservador tiene forma cilíndrica.
- El tamaño permite la expansión del aceite desde 0 hasta 100 °C.
- Se ha previsto un tapón de llenado y un tapón de vaciado para limpieza completa de tornillo de prueba de aceite, por cada compartimento.
- Es posible remover el conservador para revisión por medio de las bridas de enlace entre la tapa y el conservador y entre el conmutador y el conservador.
- El tubo de conexión entre la tapa y el conservador tiene una inclinación de 3° para facilitar la evacuación de gases. Dicho tubo entra al interior del conservador aproximadamente 3 cm. para evitar que el aceite en el fondo del conservador se mezcle con el aceite del tanque.

- En el tubo de conexión entre la tapa y el conservador se ha ubicado el relay Buchholz.
- El conservador está dividido en dos partes: la más grande es para el aceite del transformador y la más pequeña para el aceite del conmutador. Ambas están previstas de medidor de nivel de aceite magnético tipo flotador, con contactos de mínimo y máximo nivel.
- Igualmente el aire que circula al interior es secado previamente por el deshumecedor de silicagel, ubicado a una altura oportuna para su revisión.
- En el tubo de conexión entre el conmutador y el conservador se ha ubicado el relay de protección RS2001.

5.- AISLADORES

- Los aisladores cumplen las Normas IEC.
- Están ubicados en la tapa.
- Tienen las siguientes características:

B.T. : 10 KV, 2000 A, montaje exterior,
fabricados por C.E.D. - Italia.

A.T. y Neutro A.T. : 72.5 KV, 800 A tipo GOB 325/800, montaje exterior
fabricado por ABB.

- Ver catálogos adjuntos.

6.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

- En la fase "V" de B.T. se incluye un TA marca ABB de 2000/5A para alimentar el termómetro temperatura embobinado (Relay imagen térmica).

7.- RADIADORES

- El transformador tiene ocho radiadores completos de dos válvulas cada uno.
- La refrigeración es ONAN/ONAF según Normas ITINTEC 370.002 e IEC 76.
- Es posible cambiar los radiadores con el transformador lleno de aceite, cerrando las dos válvulas ubicadas en la parte superior e inferior de cada radiador.
- Cada radiador tiene tapón de llenado y vaciado.

8.- ELEMENTOS PARA VENTILACION FORZADA

El transformador está diseñado y preparado para instalar electroventiladores (ventilación forzada - ONAF) aumentando su capacidad nominal hasta 25 MVA.

Las características de los electroventiladores son las siguientes:

- Caudal: 10,000 m³/H.
- Completo de motor trifásico, 220 V, 60 Hz, 0.5 HP, 850 RPM.

Los electroventiladores serán montados en el costado de los radiadores, para lo cual han sido instalados unos anillos con pernos. Son conectados según lo indicado en el Plano YPLS 802354 y LAS 3362 hojas 1 y 2.

9.- CONMUTADOR BAJO CARGA

- El conmutador bajo carga es fabricado por la Cía. MASHINENFABRIK REINHAUSEN de Alemania, tipo VIII 350 - Y - 60 - 14271 W, veintisiete posiciones, 60 KV, 350 A.
- El cubículo de mando tipo MA9 para mando manual por palanca y motorizado, está ubicado en el costado corto del transformador.
- Para su funcionamiento, puesta en servicio y mantenimiento ver los catálogos adjuntos.

10.- SISTEMA AUTOMATICO DE REGULACION DE TENSION

Los elementos necesarios para la regulación automática de la tensión (Marca MR y entregados sueltos) son los siguientes:

- Regulación de tensión tipo MK 30.
- Aparato de control de paralelo tipo MK 30.
- Indicador de posición del conmutador según 894957: 3M (144 x 144 mm) completo, de convertidor incorporado y resistencia de ajuste.
- Para su funcionamiento, puesta en servicio y mantenimiento ver los catálogo adjuntos.

11.- EQUIPOS ELECTRICOS PARA CONTROL Y SEÑALIZACION

Se entregarán sueltos por cada transformador los equipos: ver LAS 3363 hojas 2- 6 y PLS 802355-01-02 y 03.

12.- PANEL DE SELECCION (Ver TN7120 - Hoja 3)

- Se ha previsto un panel de selección para exterior, completo de pasacables de entrada y salida, en el cual se alimentan los siguientes aparatos: indicador del nivel de aceite del conmutador, indicador del nivel de aceite del transformador, relay buchholz, válvula de seguridad, relay protección del conmutador transformador de corriente, indicador de temperatura por resistencia, mando electroventiladores.

- Se ha previsto una caja de protección con mica transparente, para termómetro de dial y dispositivo de imagen térmica (termómetro temperatura embobinado) independiente del panel de selección.
- Es necesario que dichos elementos sean oportunamente conectados para control y protección del transformador.

ACCESORIOS

El transformador tiene los siguientes accesorios y componentes:

- Conservador de aceite transformador (ver ítem 4).
- Conservador de aceite conmutador (ver ítem 4).
- Radiadores (ver ítem 7).
- Elementos para ventilación forzada (Ver ítem 8).
- Aisladores (ver ítem 5).
- Conmutador bajo carga (ver ítem 9).
- Válvulas relay de protección (ver TN0321).
- Relay de protección conmutador, tipo RS2001.
- Sistema automático de regulación (ver ítem 10).
- Equipos eléctricos para el panel de regulación (ver ítem 1).
- Panel de selección (ver ítem 12).
- Deshumedecedores de silicagel completos de carga, tipo V2 y V5.
- Relay buchholz, tipo DN50M (tipo magnético a prueba de sismos).
- Válvulas relay buchholz (ver TN0324).
- Indicadores de nivel de aceite, tipo IML 220. Los indicadores tienen contactos que indican el nivel mínimo y el nivel máximo; con el cuadrante completamente rojo el nivel es el mínimo y con el cuadrante completamente blanco el nivel es el máximo.
- Válvula de seguridad, tipo 208-60F.
- Indicador de temperatura por resistencia.
- Termómetro temperatura aceite.
- Termómetro temperatura embobinado (relé de imagen térmica).
- Ganchos para levantar la parte activa.
- Ganchos para levantar el transformador completo.
- Planchas de apoyo gatas.
- Ruedas bidireccionales.
- Anclaje de fijación (ver 554-39910-D).
- Válvulas para regeneración de aceite.
- Válvulas para muestras de aceite.
- Placa de características (TN5966-1)
- Transformador de corriente (ver 7120-1 hoja 3)

- Caja de bornes del transformador de corriente (ver TN0325).
- Bornes de puesta a tierra.
- Pozos termométricos.
- Anillos de tracción.
- Ventana de inspección del conmutador.
- Conexión a tierra del borne neutro.

14.- DIMENSIONES EXTERIORES

Ver Plano N° 96-1640.

15.- PESOS

Ver Plano N° 96-1640.

16.- ACEITE

Se ha llenado el transformador con aprox. 42 cilindros de aceite SHELL Diala D (ver instrucciones adjuntas).

17.- PINTURA

El transformador ha sido pintado con pintura base epoxi de cromato de zinc y pintura de acabado apoxi, marca VENCEDOR color "gris electrolima" de buena resistencia al polvo y a los agentes atmosféricos.

18.- PRUEBAS

Se efectuaron todas las pruebas indicadas por las recomendaciones de las Normas IEC 76, según relación aprobada por ELECTROLIMA.

19.- MARCACION DE LOS TERMINALES

Ver Plano N° TN5965-1, Según Normas indicadas en el ítem 18.

20.- TRANSPORTE

El transformador será transportado completamente armado con las válvulas de los radiadores cerradas y sin aceite en estos. La dotación de aceite faltante se enviará por separado con los elementos para la regulación automática de la tensión (ver ítems 10, 11 y 12).

21.- INSTRUCCIONES DE PUESTA EN SERVICIO, MONTAJE Y MANTENIMIENTO

Ver información adjunta.

ANEXO B

tipo

SG3C

**SECCIONADORES GIRATORIOS DE EXTERIOR,
DE DOBLE APERTURA
DE 145 · 170 y 245 KV. (1.600 · 2.000 y 2.750 A.)**

**INSTRUCCIONES DE MONTAJE,
PUESTA EN SERVICIO Y MANTENIMIENTO**

El equipo descrito en estas instrucciones debe ser seleccionado para una aplicación específica, y debe ser instalado, operado y mantenido por personas cualificadas. Esta publicación ha sido realizada únicamente para esas personas específicas y no pretende ser un sustituto de una adecuada especialización.

1 - SUMINISTRO

Los seccionadores de tres columnas, tipo SG3C, figura nº 1, se suministran debidamente embalados, pudiendo incluir uno o más aparatos tripolares en el mismo embalaje, así como las transmisiones de unión entre polos. Los aparatos se envían en la posición de "cerrado". A fin de economizar en embalajes, transporte, etc., pueden enviarse con los aisladores aparte, para realizar su montaje en obra.

El desembalado debe realizarse con la máxima precaución, a fin de evitar roturas o deformaciones en los aisladores o en las partes conductoras de los aparatos.

No recomendamos que se mantengan los aparatos en embalajes cerrados, como marítimos por ejemplo, por espacio superior a los tres meses a contar desde la entrega realizada en nuestra fábrica.

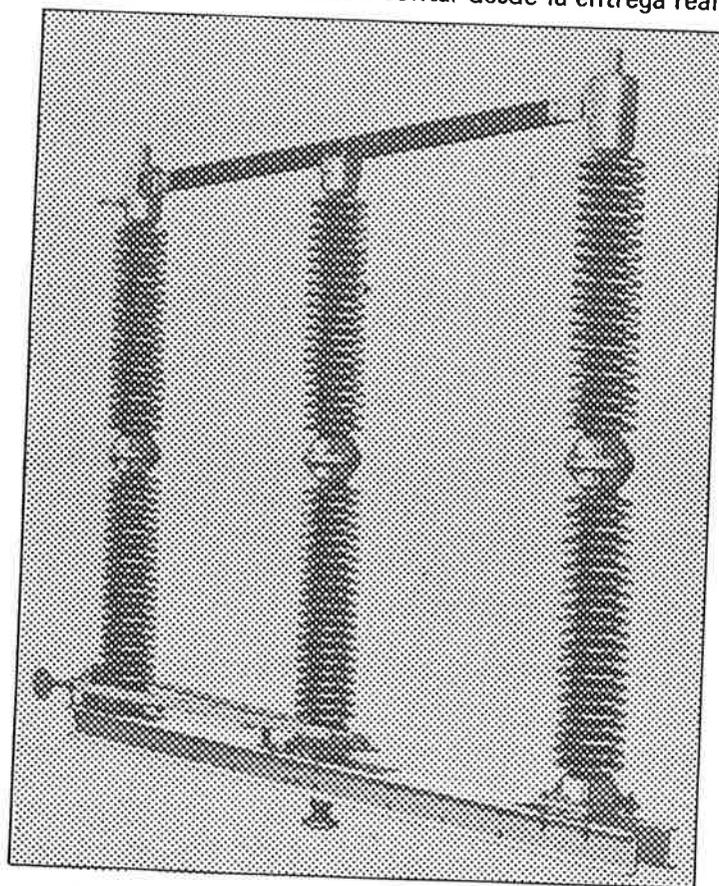


FIG. 1

Debe tenerse también en cuenta que es recomendable realizar una inspección visual a la llegada del material a destino, con objeto de comprobar si se ha producido algún daño en el transporte, en cuyo caso debe realizarse la correspondiente reclamación a la compañía aseguradora.



mesa-gáfica, s.a.

Apartado 58
MUNGUÍA - VIZCAYA - ESPAÑA

Teléfono (94) 674 02 00*
Telex 31922 MEMG E

FOLLETO
428
hoja-1
9-1984

2 - ESTRUCTURA

La estructura sobre la que se ha de montar el seccionador, deberá ser rígida y con las distancias necesarias para que el aislamiento entre polos y entre éstos y tierra sean las correctas y además permita la colocación de las distintas piezas del mando.

Antes de colocar las bases o los polos de los seccionadores sobre la estructura, se comprobará:

- Que los perforados de la estructura correspondan con los de anclaje de las bases.
- Que los puntos de anclaje o de apoyo estén alineados y a nivel.
- Que la distancia entre fases sea la prevista.
- Que en el caso de que se hayan realizado perforados en el montaje, deberán protegerse adecuadamente las superficies que queden sin galvanizado.

3 - MONTAJE Y ALINEACION DE LAS BASES

Se procederá de la siguiente forma:

- Colocar las bases sobre la estructura y atornillar sin apretar.
- Alinear las dos bases de los extremos, haciendo referencia en la estructura y, a continuación, la central haciendo referencia en las de los extremos, y apretar los tornillos.
- Nivelar las bases en el sentido longitudinal y transversal.
Si fuese necesario, se colocarán suplementos entre las bases y la estructura.
- Caso de que el seccionador lleve dispositivo de Puesta a Tierra, es aconsejable hacer la alineación y el nivelado sobre los ejes de dicha Puesta a Tierra, con el fin de facilitar el montaje de la transmisión entre cuchillas de Puesta a Tierra.

El montaje del conjunto formado por estructura, seccionador y mandos, puede realizarse de diferentes formas. En la figura nº 2 representamos un montaje de los más usuales.

4 - MONTAJE DE LOS AISLADORES

El montaje de los aisladores, en los seccionadores que se envían con los citados elementos aparte, se realizará con sumo cuidado, una vez ancladas fuertemente las bases sobre la estructura.

Se tendrá en cuenta que la disposición de los aisladores depende de la posición de montaje del seccionador apoyado, vertical o suspendido y que en ningún caso será tal que permita la acumulación de agua en las aletas de los aisladores.

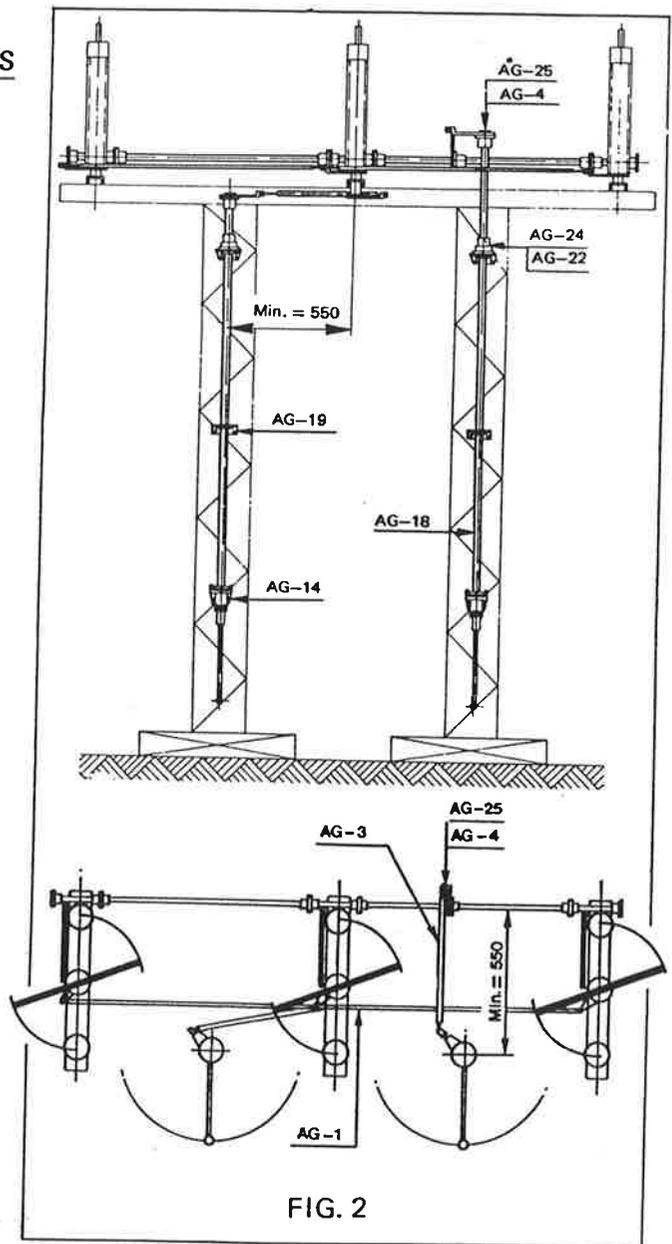


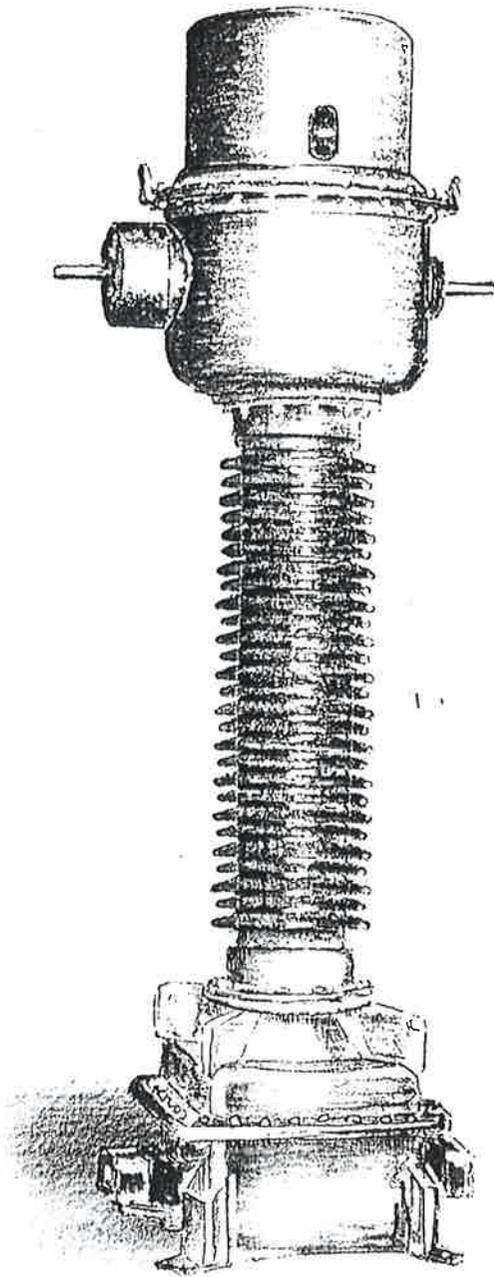
FIG. 2

ANEXO C



ARTECHE

ELECTROTECNICA ARTECHE
HERMANOS, S.A.



sets
Chou 60kv
Zopoli 60kv

TRANSFORMADORES COMBINADOS

SERVICIO INTEMPERIE DESDE 36 kV HASTA 123 kV

COMBINED TRANSFORMERS FOR OUTDOOR SERVICE

FROM 36 kV TO 123 kV

neral

transformadores combinados de medida son unida-
para servicio exterior que contienen en su interior un
transformador de intensidad y un transformador de ten-
inductivo.

aplicación es, por lo tanto, la misma que la de los apa-
de que consta; separar del circuito de alta tensión
instrumentos de medida, contadores, relés, etc... y
reducir las intensidades y tensiones a valores manejables
proporcionales a las primarias originales.

consejamos la lectura de los folletos "Transformadores
de Intensidad, servicio exterior tipo CA" y "Transforma-
res de Tensión, servicio exterior tipo UT").

este folleto sólo se pretende reflejar los hechos dife-
renciados del transformador combinado de medida, ya
de la utilización, características de aislamiento, hermeti-
dad, núcleos, potencias de precisión, controles de cali-
etc ..., están ampliamente expuestos en los folletos
emitidos anteriormente.

Instrucción

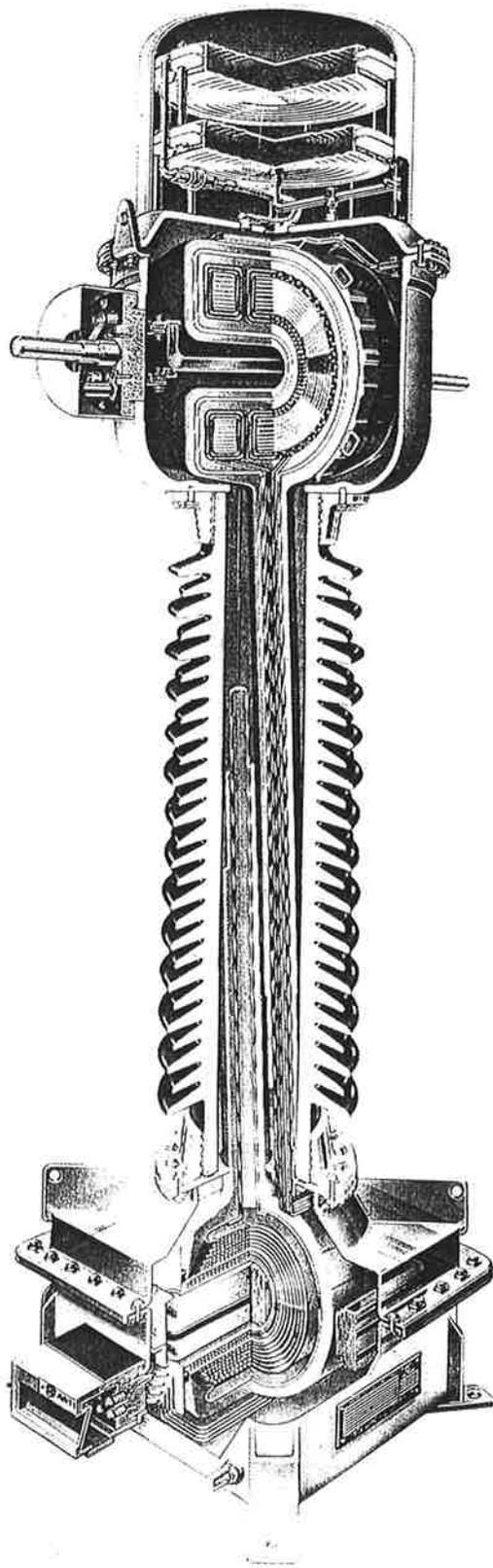
transformadores combinados de medida ARTECHE se denominan
mediante las letras KA seguidas de 2 ó 3 cifras que coin-
ciden con la tensión máxima de servicio según normas
para la que ha sido diseñado.

transformador de intensidad consta de uno o varios
núcleos con sus arrollamientos secundarios dentro de
una caja metálica que hace de pantalla de baja tensión y
de la que se coloca el aislamiento de papel aceite,
pantalla de alta tensión y arrollamiento primario (pasante
combinado con reconexiones s/caso). El conjunto está en
la parte superior y los conductores secundarios descien-
dentro de una borna condensadora aislada con papel
aceite y formada por pantallas distribuidoras del campo.

partes activas del transformador de intensidad están
protegeradas en una cabeza de aluminio, fabricada median-
te la técnica de la embutición de aluminio laminado. Dicha
técnica garantiza la absoluta estanqueidad de la cabeza.

transformador de tensión va colocado en la parte infe-
rior. Los arrollamientos son de diseño antirresonante lo
que proporciona al aparato un correcto comportamiento
a frecuencia industrial como ante fenómenos tran-
sitorios de alta frecuencia.

El conjunto está herméticamente sellado con un compen-
sador metálico que absorbe las variaciones de volumen
de aceite. Va provisto de un dispositivo de toma de mues-
de aceite para su análisis periódico.



Los aparatos se empujan... con descargas parcia-
les, $\tan \delta$, aislamiento... están diseñados para
soportar todos los... aplican las normas.

neral

ARTECHE combined transformers are designed for outdoor service and comprise a current transformer and an inductive potential transformer.

Its application is the same as that of other instrument transformers: i.e. Isolation from high voltage circuits and reductions of the currents and voltages to more suitable values (which are always proportional to the original values), these lower currents and voltages are used for the purposes of instrumentation, metering and operation of relays, etc.

For further information about our instrument transformers refer you to our leaflet "Current Transformers Outdoor Service type CA" and "Potential Transformers Outdoor Service type UT".

The present leaflet describes the constructional and general design of the combined transformers. For further details regarding accuracy class, burdens, cores, insulating characteristics, hermetic sealing and performance, etc. reference should be made to the above mentioned leaflets.

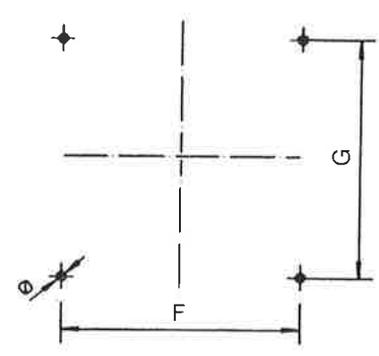
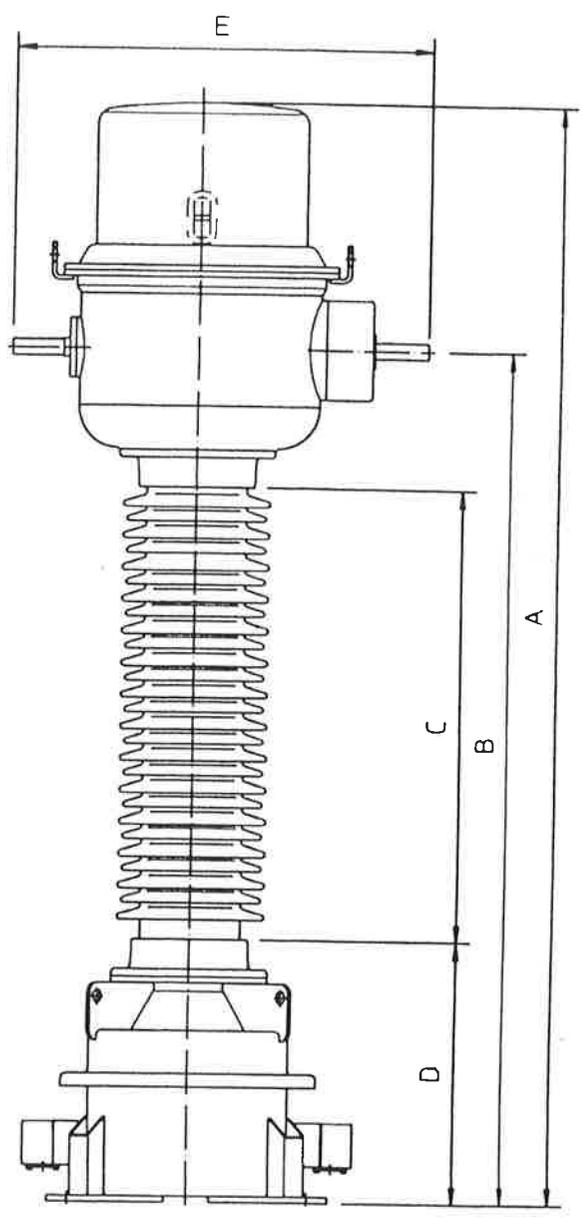
Construction

The combined transformers are named with the letters followed by 2 or 3 figures which indicates the highest system voltage according to IEC Standards.

The current transformer may comprise several cores with secondary windings located inside a metal box which protects the low voltage shield. This box is taped with many layers of oil impregnated paper forming the insulation. A high voltage shield is placed around the core and winding assembly followed by the primary winding. The primary windings comprise a single bar passing through the transformer core assembly or several evenly distributed turns without primary tappings. The total assembly is placed in the upper part of the combined transformer with the secondary leads being taken to the terminal box via a metal tube fitted with a graded insulation capacitor type bushing. This bushing is built up around the metal tube with oil-paper and shields distributing and grading the electric field along its length.

The head is made from press-formed sheet aluminium. This technique guarantees an absolute hermeticity of the transformer.

The potential transformer is placed in the lower part of the combined transformer and consists of a magnetic core, a primary winding and one or more secondary windings. The windings are designed and wound in antiresonant layers to ensure a uniform distribution of transient over-voltages.



The transformer is hermetically sealed, and is provided with stainless steel compensators at the top of the transformer, for oil volume variation compensation. The transformer

características de los terminales y porcelanas pueden ser diferentes a las normalizadas que se indican en este folleto. Normalmente, las características técnicas, como tensiones de ensayo y otras que aparecen en la tabla, pueden ser objeto de especificación especial.

Los transformadores combinados están especialmente estudiados para ser instalados en obras con problemas de espacio, reduciendo además el coste de las instalaciones puesto que el número de conectores, conexiones, estructuras soportes, etc ... es menor que cuando se utilizan aparatos independientes.

La tabla muestra la gama actual de combinados fabricados por ARTECHE. Las características son orientativas y basadas en las normas CEI, pero ARTECHE puede fabricar otros transformadores de acuerdo con cualquier norma nacional o internacional (ejemp. UNE-IEEE-AS-BS-CSA-VDE, etc.).

Por otra parte, una continua labor de investigación y desarrollo permite una mejora constante de diseño así como la posible ampliación de la gama. Por tanto, los datos que se indican en este folleto, así como los que aparecen en los folletos anteriormente mencionados, son únicamente orientativos. Cualquier comentario al respecto será bien recibido.

work at a constant pressure. A sampling valve is provided for periodic checking of the oil (oil gas content, etc). Each unit is submitted to all routine tests prescribed by the applicable standard specifications. The combined transformers have been designed to withstand all the type tests as specified and required by the standards.

The combined transformers have been specifically designed for installation in substations, etc where surface room is restrictive. Other advantages are the reduction of connection costs, terminals and support structures.

Range

The table shows the present range of the ARTECHE combined transformers and the given performances, according to IEC-Standards, are indicative only. ARTECHE manufactures these units also to comply with UNE, AS, IEEE, BS, VDE, CSA, etc. For further specific applications please refer to ARTECHE.

As the policy of our company is a continuous research and development as well as the widening of the application range, the values and details given here, and in the other leaflets previously mentioned, are not limiting to our range of manufacture. Accordingly we would welcome any opportunity to discuss or research any requirements you may have, should they not be adequately covered or described in any of our leaflets.

Tabla de Datos / Data Table

Modelo / Model	KA - 72			KA - 123		
Tensión Máxima de Servicio Highest System Voltage (kV)	72,5			123		
Tensiones de Ensayo Test Voltages (kV)	140 / 325			230 / 550		
Distancia de Fuga Estándar Standard Creepage Distance (mm)	1905			2825		
Máx. Nº de Secundarios Max. Nr. of Secondaries	T.I. / C.T. 6		T.T. / P.T. 3	T.I. / C.T. 6		T.T. / P.T. 3
Corriente Nominal Primaria Máx. Max. Rated Primary Current (A)	SRP / SPR 4000	DRP / DPR 2 x 2000	TRP / TPR 4 x 300	SRP / SPR 4000	DRP / DPR 2 x 2000	TRP / TPR 4 x 300
Fuerza a tracción Antilever Strength (kg.)	200			200		
Dimensiones de Montaje Mounting Dimensions (mm)	A B C D E FxG	2055 1615 760 570 900	400 x 430	2775 2155 1140 665 1030	600 x 600	
Peso Total Total Weight (kg.)	376			700		

ANEXO D

SIEMENS

Leistungsschalter 3AP1 FI

für Nennspannung bis 245 kV

Betriebsanleitung

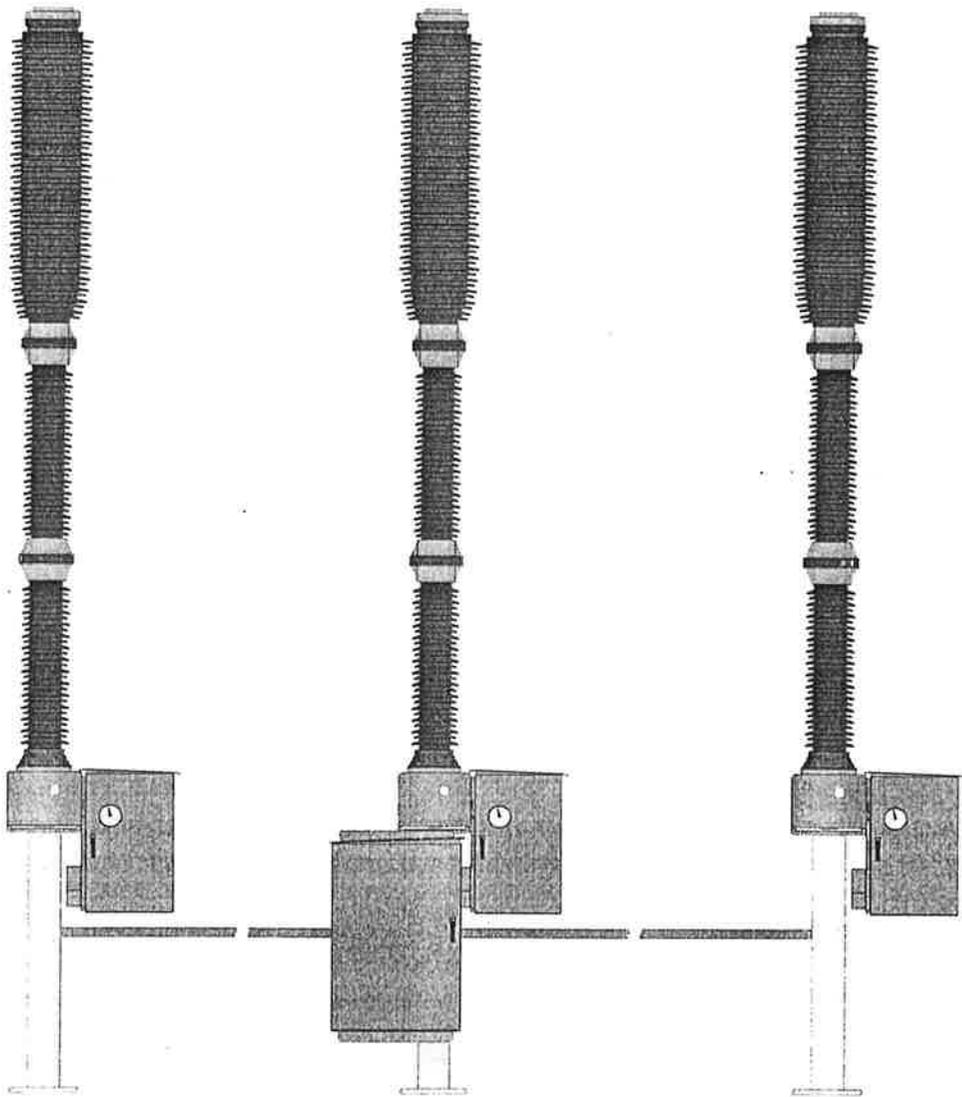
Bestell-Nr.: 927 00200 166 C

Interruptor de potencia 3AP1 FI

para tensiones nominales hasta 245 kV

Instrucciones de servicio

No de pedido: 927 00200 166 C



Siemens Aktiengesellschaft
Alle Rechte vorbehalten.
© Siemens AG 1999

Siemens Aktiengesellschaft
Reservados todos los derechos.
© Siemens AG 1999

15 Isoliervermögen nach IEC

Nennspannung	kV	245
Nennfrequenz	Hz	50;60
Bemessungs-Kurzzeit-Wechselspannung (eff)		
– gegen Erde	kV	460
– über die Schaltstrecke	kV	460
– zwischen den Polen	kV	460
Bemessungs-Blitzstoßspannung (1,2 / 50 µs):		
– gegen Erde	kV	1050
– über die Schaltstrecke	kV	1050
– zwischen den Polen	kV	1050
Schlagweite		
– gegen Erde	mm	2200
– über die Schaltstrecke	mm	1900
– zwischen den Polen	mm	siehe Maßbild
Min. Kriechweg		
– gegen Erde	mm	6150
– über die Schaltstrecke	mm	6125

Das Isoliervermögen der Luft nimmt mit steigender Höhe ab. Für Aufstellhöhen über 1000 m ergibt sich die Spannungsfestigkeit der äußeren Isolation des Schalters durch

$$\text{Nennspannung am Aufstellort (Bemessungsspannungen)} = \frac{\text{Nennspannung (Bemessungsspannungen)}}{k_a}$$

Der Divisor k_a ergibt sich aus

$$k_a = e^m \cdot \left(\frac{H - 1000}{8150} \right)$$

H... Aufstellhöhe in m

m...Faktor

$m = 1$ für Wechselspannung und Blitzstoßspannung sowie Schaltstoßspannung zwischen den Phasen.

$m = 0,9$ für Schaltstoßspannung über die Unterbrecher-einheit.

$m = 0,75$ für Schaltstoßspannung gegen Erde.

(Aus IEC 6 94 05/96)

1-2

15 Capacidad de aislamiento según IEC

Tensión nominal	kV	245
Frecuencia nominal	Hz	50;60
Tensión alterna de dimensionado - de corta duración (eff)		
– respecto a tierra	kV	460
– a través del interruptor de potencia abierto	kV	460
– entre los polos	kV	460
Tensión de impulso de dimensionado (1,2 / 50 µs):		
– respecto a tierra	kV	1050
– a través del interruptor de potencia abierto	kV	1050
– entre los polos	kV	1050
Distancia de ruptura		
– respecto a tierra	mm	2200
– a través del interruptor de potencia abierto	mm	1900
– entre los polos	mm	véase croquis de dimensiones
Recorrido mín. de las corrientes de fuga		
– respecto a tierra	mm	6150
– a través del interruptor de potencia abierto	mm	6125

La capacidad aislante del aire disminuye según aumenta la altitud. Para el montaje a altitudes superiores a 1000 m, la rigidez dieléctrica del aislamiento exterior del interruptor se obtiene de la siguiente manera

$$\text{Tensión nominal en el lugar de emplazamiento (Tensiones de dimensionado)} = \frac{\text{Tensión nominal (Tensiones de dimensionado)}}{k_a}$$

El divisor k_a se obtiene por

H... altitud en m

m...factor

$m = 1$ para la tensión alterna soportable y la tensión soportable de choque por rayos, así como la tensión soportable de choque de maniobra entre las fases.

$m = 0,9$ para la tensión soportable de choque de maniobra por encima de la unidad ruptora.

$m = 0,75$ para la tensión soportable de choque de maniobra respecto a tierra.

(De IEC 6 94 05/96)

20 Elektrische Daten

Nennspannung	kV	245
Nennfrequenz	Hz	50/60
Nennstrom	A	3150
Nennkurzschlußausschaltstrom	kA	50
Transiente Wiederkehrspannung b. Klemmenkurzschluß		gem. VDE, IEC
Nenneinschaltstrom	kA	125
Nennkurzschlußdauer	s	3
Nennschaltfolge		O - 0,3 s - CO - 3 min - CO CO - 15s - CO

20 Datos eléctricos

Tensión nominal	kV	245
Frecuencia nominal	Hz	50/60
Corriente nominal	A	3150
Corriente nominal de ruptura en cortocircuito	kA	50
Tensión de restablecimiento transitoria en caso de cortocircuito en bornes		según VDE, IEC
Corriente nominal de cierre	kA	125
Duración nominal de un cortocircuito	s	3
Ciclo nominal de maniobras		O - 0,3 s - CO - 3 min - CO CO - 15s - CO

25 Schaltzeiten

		Auslöser normal	Auslöser schnell
Befehlmindestdauer	ms	80	80
Schließzeit	ms	58 ± 8	49 ± 8
Ausschalteigenzeit	ms	37 ± 4	27 ± 3
Lichtbogenzeit	ms	≤ 19	≤ 19
Ausschaltzeit	ms	≤ 60	≤ 50
Ein-Aus-Kontaktzeit	ms	60 ± 10	60 ± 10
Pausenzeit	ms	276	276

25 Tiempos de maniobra

		Disparador normal	Disparador rápido
Duración mínima de la orden	ms	80	80
Tiempo de cierre	ms	58 ± 8	49 ± 8
Tiempo propio de abierto	ms	37 ± 4	27 ± 3
Tiempo de arco	ms	≤ 19	≤ 19
Tiempo de ruptura	ms	≤ 60	≤ 50
Tiempo cerrado-abierto	ms	60 ± 10	60 ± 10
Tiempo de pausa	ms	276	276

0410 Aufbau des Leistungsschalters

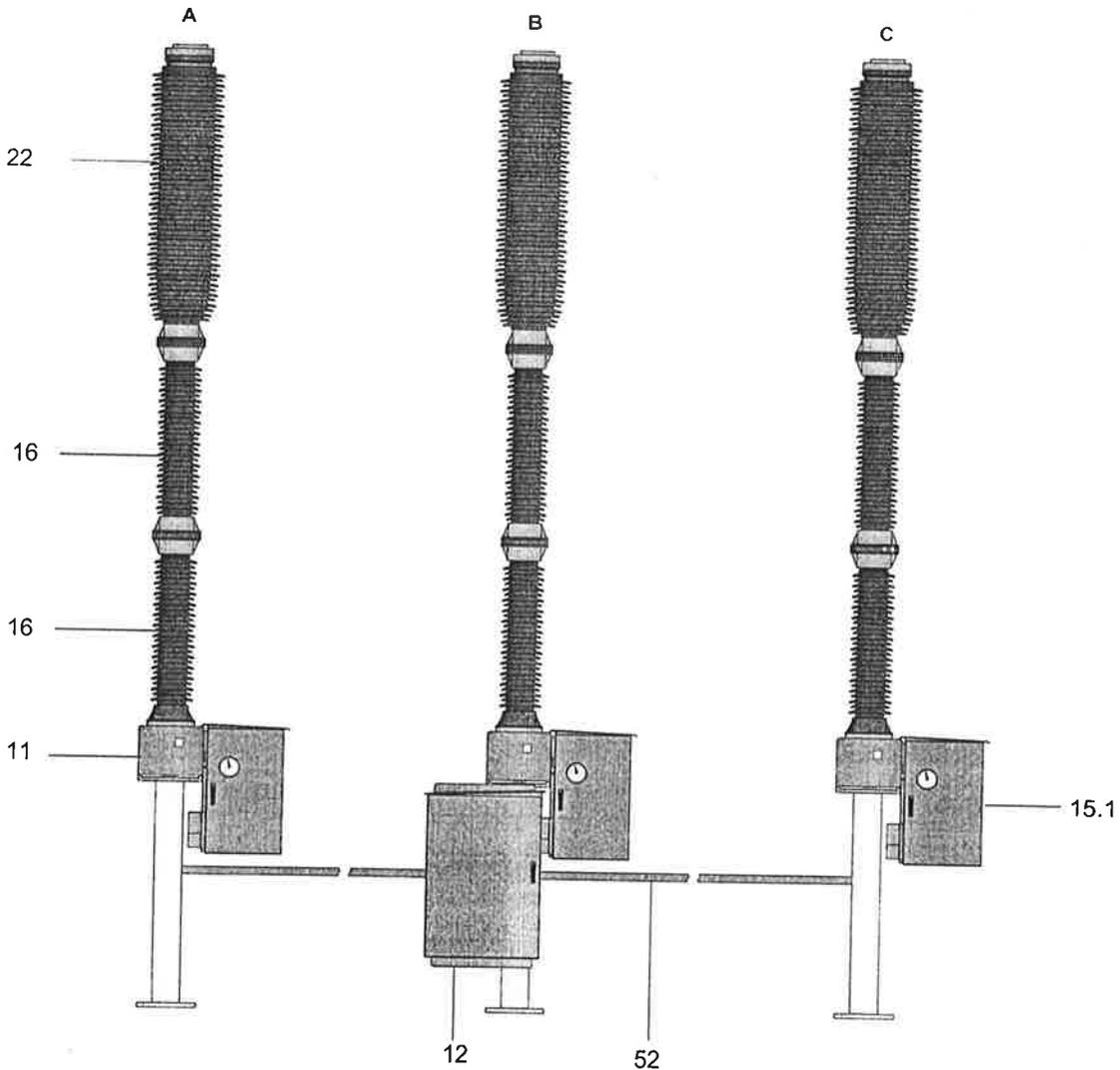
0410 Configuración del interruptor de potencia

Die drei Polsäulen des Leistungsschalters stehen einzeln auf je einem Träger 11 an dem je ein Antriebsschrank 15.1 seitlich befestigt ist.

Las tres columnas de polos del interruptor de potencia se hallan individualmente sobre sendos un soporte 11 al que está sujeto lateralmente sendos un armario de accionamiento 15.1.

Am Pol B befindet sich zusätzlich der Steuerschrank 12.

En el polo B se halla adicionalmente el armario de mando 12.



- 11 Träger
- 12. Steuerschrank
- 15.1 Antriebsschrank
- 16 Stützer
- 22 Unterbrechereinheit
- 52 Kabelverlegung

Fig. 1 Aufbau des Leistungsschalters 3AP1 FI

- 11 Soporte
- 12. Armario de mando
- 15.1 Armario del mecanismo de accionamiento
- 16 Aislador de apoyo
- 22 Unidad ruptora
- 52 Tendido de cables

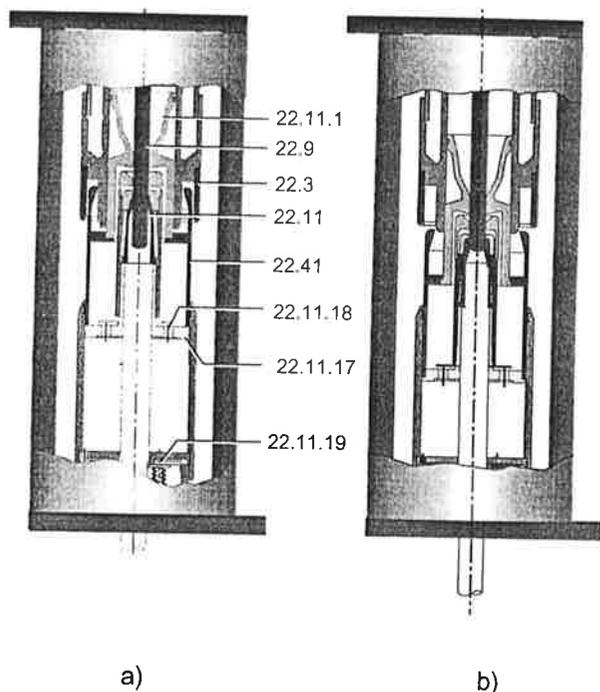
Fig. 1 Constitución del interruptor de potencia 3AP1 FI

Jede Polsäule enthält eine SF6-Füllung als Lösch- und Isoliermittel und stellt einen abgeschlossenen Gasraum dar.

Cada polo contiene una carga de SF6 como agente extintor y aislante-y constituye una cámara de gas cerrada.

1010 Lichtbogenlöschung

Beim Ausschaltvorgang wird zuerst der aus den Kontaktfingern 22.3 und dem Heizzylinder 22.41 bestehende Hauptkontakt geöffnet (Fig. 1b). Der Lichtbogenkontakt, bestehend aus dem Pin 22.9 und dem Rohrkontakt 22.11, ist noch geschlossen, so daß der Strom auf den Lichtbogenkontakt kommutiert.



a)

b)

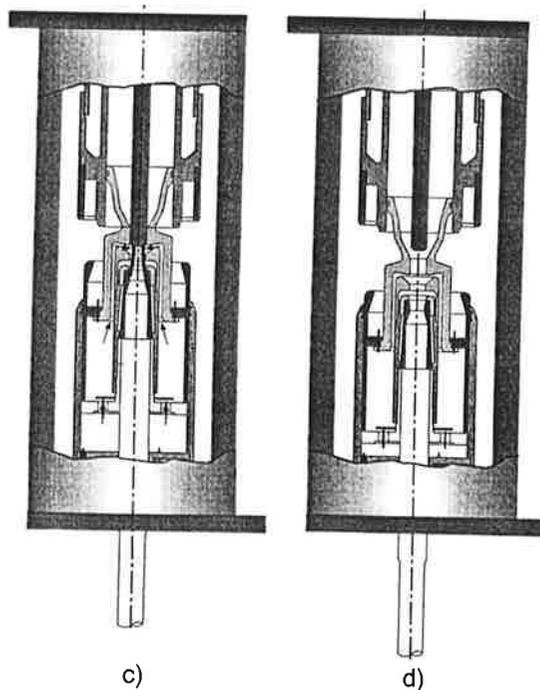
22.11 beweglicher Lichtbogenkontakt
 22.11.1 Düse
 22.11.17 Kolben
 22.11.18 Rückschlagventil
 22.11.19 Ventilgruppe
 22.3 Kontaktfinger
 22.41 Heizzylinder
 22.9 Pin

Fig. 1 Ausschaltvorgang, schematisch
 a) Schaltstellung „EIN“
 b) Ausschaltung: Hauptkontakt geöffnet
 c) Ausschaltung: Lichtbogenkontakt geöffnet
 d) Schaltstellung „AUS“

Im weiteren Verlauf öffnet unter Entstehung eines Lichtbogens der Lichtbogenkontakt (Fig. 1c). Gleichzeitig bewegt sich der Heizzylinder 22.41 nach unten und verdichtet das zwischen Kolben 22.11.17 und Ventilgruppe 22.11.19 befindliche Löschgas. Dabei strömt das Löschgas entgegen der Bewegungsrichtung der beweglichen Kontaktteile durch das Rückschlagventil 22.11.18 in den Heizzylinder sowie durch den Spalt zwischen Rohrkontakt 22.11 und Löschdüse und löscht den Lichtbogen.

1010 Extinción del arco

En la operación de apertura se abre primero el contacto principal compuesto por las uñas de contacto 22.3 y el cilindro calentador 22.41 (Fig. 1b). El contacto de arco, compuesto por el pin 22.9 y el contacto del tubo 22.11, está cerrado aún, de modo que la corriente conmuta al contacto de arco.



c)

d)

22.11 Contacto de arco móvil
 22.11.1 Tobera
 22.11.17 Émbolo
 22.11.18 Válvula de retención
 22.11.19 Grupo de válvulas
 22.3 Uñas de contacto
 22.41 Cilindro calentador
 22.9 Pin

Fig. 1 Esquema de la operación de apertura
 Posición „CERRADO“
 b) Apertura: contacto principal en posición abierta
 c) Apertura: contacto de arco abierto
 Posición „ABIERTO“

En el transcurso posterior de la operación de apertura, el contacto de arco se abre, creándose un arco (Fig. 1c). Al mismo tiempo, el cilindro calentador 22.41 desciende, comprimiendo el gas extintor que se encuentra entre el émbolo 22.11.17 y el grupo de válvulas 22.11.19. Esto provoca que el gas extintor fluya en dirección opuesta al movimiento de los componentes móviles de contacto a través de la válvula de retención 22.11.18 hacia el cilindro calentador y a través del orificio entre el contacto del tubo 22.11 y la tobera de extinción, extinguiendo el arco.

4130 Schalter mit SF6-Gas füllen

4130 Carga del interruptor con gas SF6

05 Schalter mit SF6-Gas füllen

Für das Auffüllen der Pole mit SF6-Gas aus einer Gasflasche bietet die Siemens AG eine komplette Füllvorrichtung W 423 an (Fig. 1).

Das Füllen der Pole darf nur durch sachkundiges Personal und unter Berücksichtigung der SF6- Füllkurve erfolgen.

Siehe Kapitel 1, Abschnitt 0080 „Technische Daten“.



WARNUNG

Gefährlicher Gasdruck - Berstgefahr!

Bei Überschreiten des zulässigen Fülldrucks sind schwere Körperverletzungen und Sachschäden durch Bersten der Polsäulen möglich.

Ein Sicherheitsventil (Ansprechdruck 8 bar/0,8 MPa/116 psig) muß Bestandteil der Füllvorrichtung sein. Durch das Sicherheitsventil wird eine Überbeanspruchung der Druckräume durch unzulässig hohen Druck vermieden.

05 Cargar de gas SF6 el interruptor

Para cargar los polos con gas SF6 de una bombona, la Siemens AG ofrece un dispositivo de carga W 423 completo (Fig. 1).

La carga de los polos sólo debe efectuarla personal especializado y considerando la curva de carga de SF6.

Véase capítulo 1, apartado 0080 „Datos técnicos“.



ADVERTENCIA

Presión de gas peligrosa – peligro de ruptura

Si se excede la presión de llenado admisible puede reventar el disyuntor y causar graves daños corporales o materiales.

En el dispositivo de carga debe haber una válvula de seguridad (presión de reacción 8 bar/0,8 MPa/116 psig). Mediante la válvula de seguridad se evitan presiones inadmisiblemente altas en las cámaras presurizadas.

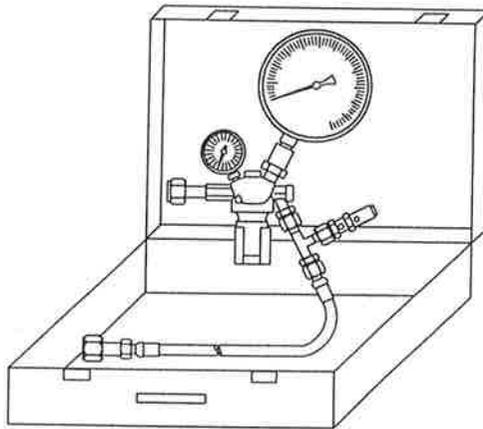


Fig. 1 SF6-Füllvorrichtung W 423

Zum Füllen den Schlauch der Füllvorrichtung mit dem Füllanschluß W1 des Pols koppeln (Fig. 2 u. 3).

Mit dem Handrad am Regulierventil den Gasstrom so regeln, daß ein eventuelles Vereisen der Flasche vermieden wird. Füllvorgang am Feinmeßmanometer überwachen.

Auf den richtigen, von der Umgebungstemperatur abhängigen Fülldruck (s. Leistungsschild mit Angabe des Fülldrucks bei 20 °C) achten.

Fig. 1 Dispositivo de carga de SF6 W 423

Para la carga, acoplar el tubo flexible del dispositivo con el empalme de carga W1 del polo (Figs. 2 y 3).

Con el volante en la válvula reguladora, regular la corriente de gas de tal modo que se evite un posible congelado de la bombona. Vigilar el carga en el manómetro de precisión.

Observar que la presión de carga, dependiente de la temperatura ambiente, sea la correcta (véase la placa de características, en la que se indica la presión de carga a 20°C).

ANEXO E

Mounting of EXLIM P surge arresters
Montage des parafoudres EXLIM P
Montageanweisung für EXLIM P Ventilableiter
Montaje de EXLIM P descarregadores
Montaje de pararrayos EXLIM P

Instruction
 SESWG/A
 2512Y

Edition 1
 1992-04

IMPORTANT!

The following instruction is valid for surge arresters for vertical, upright mounting. For other installations, e.g. suspended mounted arresters, other instructions are valid.

- EXLIM Pxxx-AV012 to EXLIM Pxxx-AH362 6000 Nm
- EXLIM Pxxx-BL123 to EXLIM Pxxx-BM550: 12500 Nm

Details of how to assemble the insulating base is found in the package containing the base.

- * Multi-unit arresters must be erected with their units in the correct order as shown in the different figures. The units have the same serial number with a consecutive suffix number to identify their position in the multi-unit stack, i.e. top unit = N.../1, next unit = N.../2, etc.
- * Fit the line terminal and earth terminal. Fit the grading ring where supplied. Note that all multi-unit arresters have grading rings.
- * Connect the line conductor but ensure that the cantilever strength does not exceed the following values, measured at the base of the arrester:

- * Connect the earth terminal to the common earth system using the shortest length of conductor. The earth conductor need not exceed 25 mm². When a surge counter is to be installed, ensure additionally that:
 - the arrester is insulated from the structure by an insulating base
 - the conductor between the surge arrester and counter is as short as possible, ≤3 meters, and insulated for 3 kV rms
 - the surge counter housing is connected to the common earth system.

WARNING!

All works related to the surge arresters shall be made with disconnected and earthed line leads. Follow all regulations and rules as stated by international and national safety regulations.

IMPORTANT!

Instruction s'appliquant pour parafoudres posés. Pour une installation en suspendu ou inversé, il existe une autre notice.

- * Les parafoudres multi-éléments: Les éléments doivent être impérativement montés dans l'ordre décrit sur les différentes figures. Les éléments d'un même parafoudre portent le même numéro de série. Ce numéro est suivi d'une barre oblique et d'un chiffre qui identifie la position de l'élément dans la pile:
 - Élément supérieur (du haut) n° série / 1
 - Élément en dessous n° série /2 Etc.
- * Mettre en place la borne de ligne de terre. Monter l'anneau de garde si il est fourni. Prière de noter que tous les parafoudres multi-éléments comportent un anneau de garde.

* Connecter le conducteur de ligne en s'assurant que le couple appliqué ne dépasse pas les valeurs ci-après, sur la base des parafoudres:

- EXLIM Pxxx-AV012 à EXLIM Pxxx-AH362: 6000 Nm
- EXLIM Pxxx-BL123 à EXLIM Pxxx-BM550: 12500 Nm

Une notice d'assemblage des pièces pour la base isolante se trouve dans la boîte contenant cette base.

- * Connecter la borne de terre au réseau de terre commun en utilisant un câble le plus court possible. La section du câble de terre doit être de 25 mm² ou éventuellement plus. Pour installer un compteur, il faut assurer les prestations ci-après:
 - Le parafoudre est isolé de la structure par une base isolante.
 - Le conducteur entre le parafoudre et le compteur doit être aussi court que possible, ≤3 mètres, et isolé à 3 kV eff.
 - Le boîtier du compteur est connecté au réseau de terre commun.

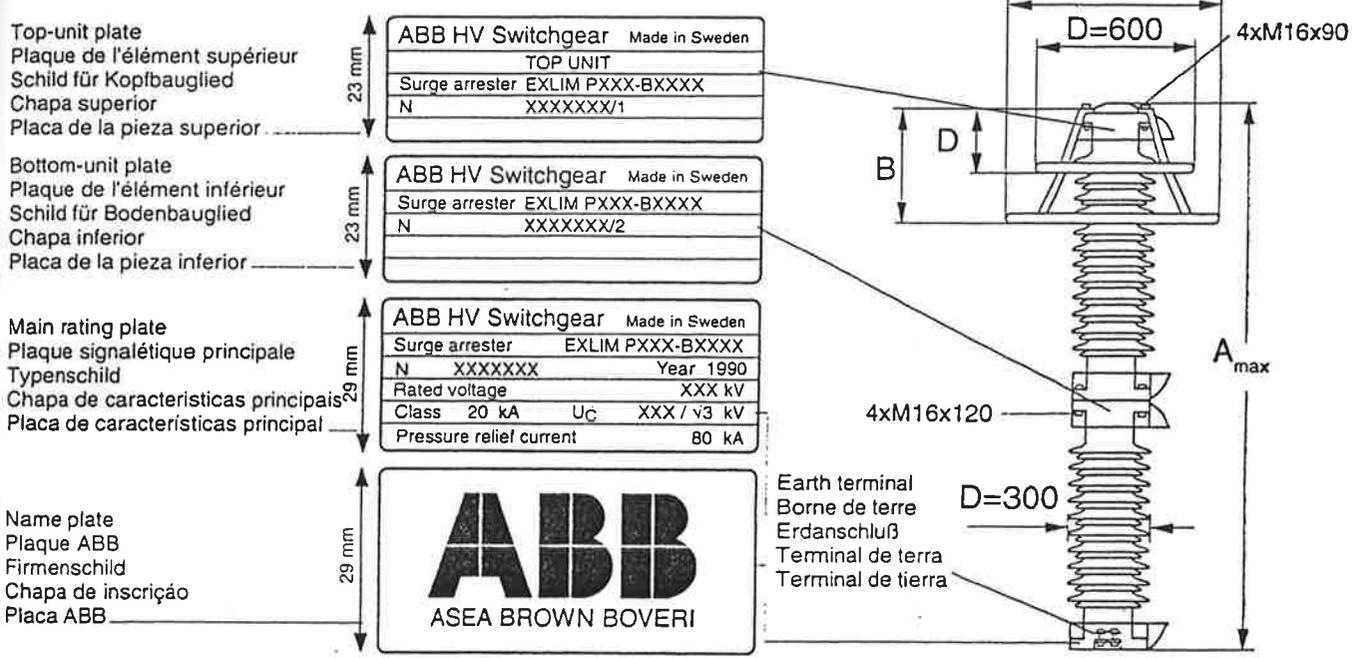
ATTENTION

Tous les travaux relatifs aux parafoudres doivent être réalisés avec les lignes ouvertes et mises à la terre il faut suivre toutes les normes et réglementations en vigueur tant au plan international qu'au niveau Français.

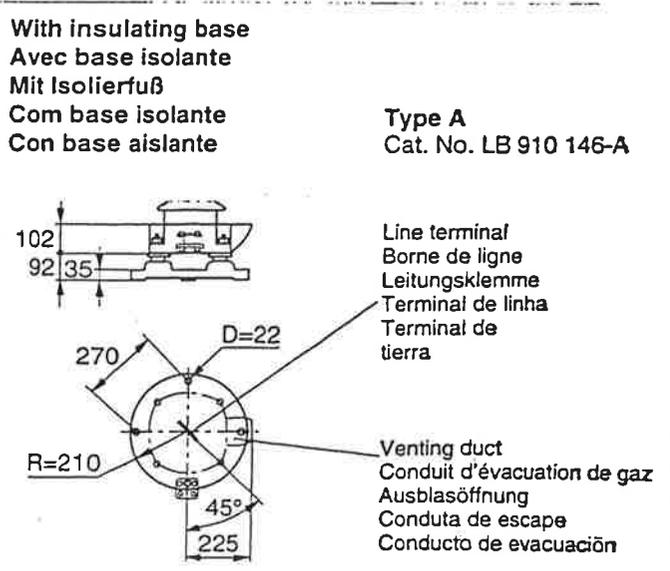
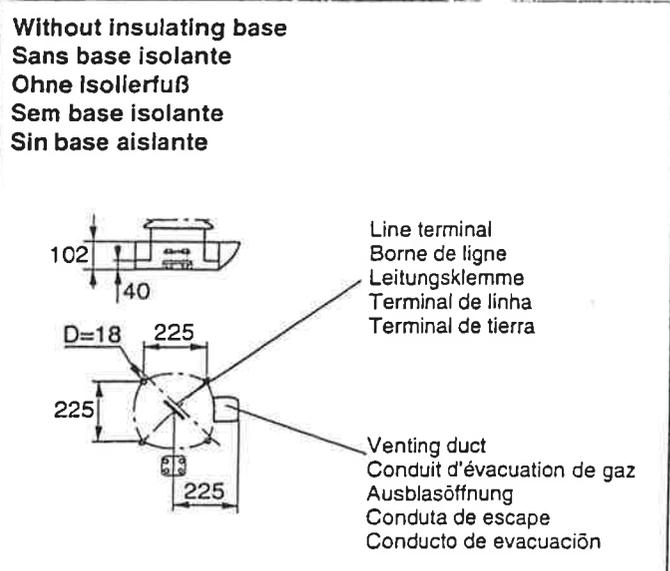
Dimensions, weights and accessories EXLIM P-B
Dimensions, poids et accessoires EXLIM P-B
Abmessungen, Gewichte und Zubehör EXLIM P-B
Dimensões, pesos e acessórios EXLIM P-B
Dimensiones, pesos y accesorios EXLIM P-B

Rated voltage Tension assignée Bemessungsspannung Tensão nominal Tensión asignada kV	Housing Enveloppe Gehäuse Tipo do isolador Envolvente	System voltage Tension composée réseau Netz-Nennspannung Tensão da rede Tensión del sistema kV	A _{max} mm	B mm	C mm	D mm	Creepage distance Ligne de fuite Kriechweg Linha de fuga Línea de fuga mm	Mass Poids Gewicht Peso kg
132-168	BH	170	2145	400	800	160	5005	175
132-168	BV	170	2265	400	800	160	5430	185
180-210	BM	245	2145	400	800	160	5005	190
180-228	BH	245	2670	650	900	250	6780	210
216-276	BM	300	2670	550	900	250	6780	215

- For details of the grading ring arrangement see page 18
- Pour les détails d'assemblage de l'anneau de garde voir page 18
- Einzelheiten über die Anordnung der Schirmringe siehe Seite 18
- Para pormenores relativos à instalação do anel de manobra, ver página 18
- Para detalles de disposición del anillo de reparto de potencial ver página 18



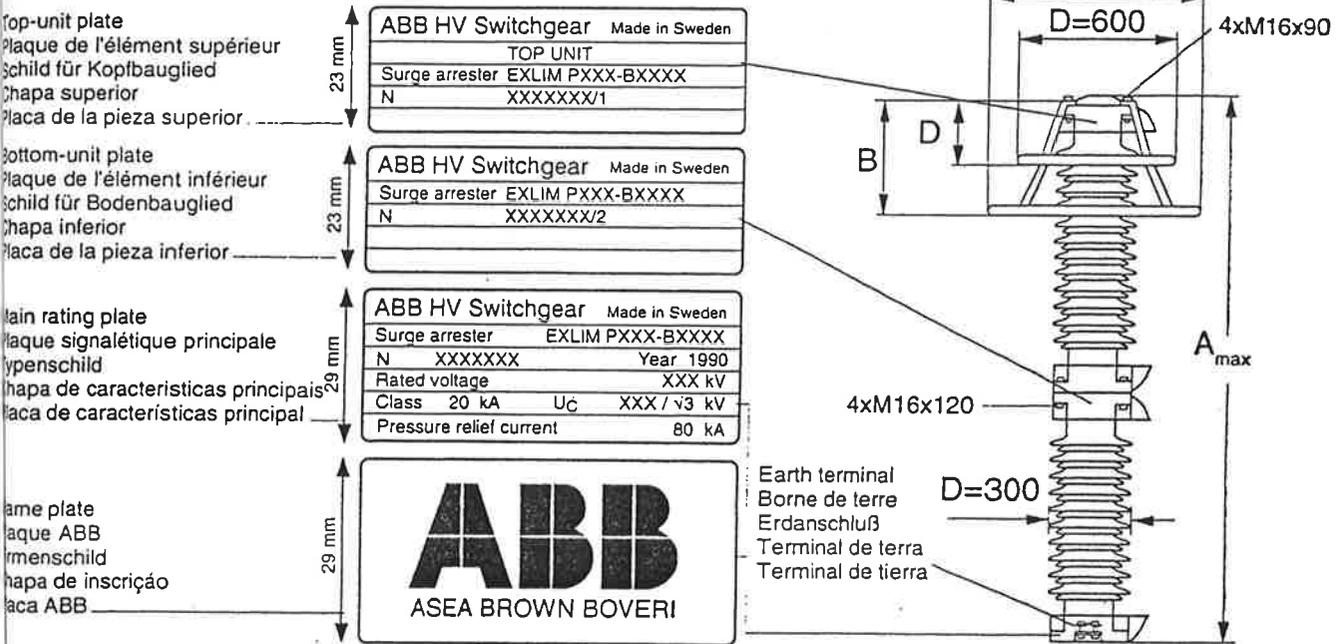
Drilling plans • Plans de perçage • Bohrplan • Planos de atravancamento • Planos de taladrado



Dimensions, weights and accessories EXLIM P-B
Dimensions, poids et accessoires EXLIM P-B
Abmessungen, Gewichte und Zubehör EXLIM P-B
Dimensões, pesos e acessórios EXLIM P-B
Dimensiones, pesos y accesorios EXLIM P-B

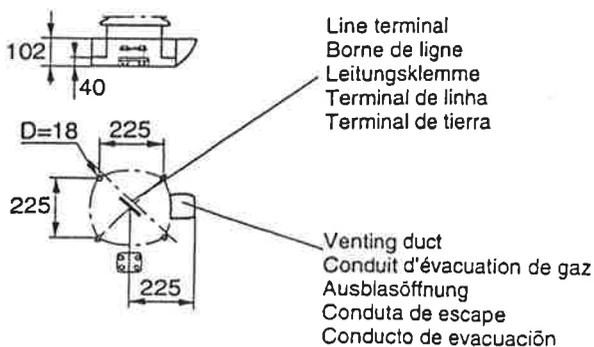
Rated voltage Tension assignée Nennspannung Tensão nominal Tensión asignada kV	Housing Enveloppe Gehäuse Tipo do isolador Envoltente	System voltage Tension composée réseau Netz-Nennspannung Tensão da rede Tensión del sistema kV	A _{max} mm	B mm	C mm	D mm	Creepage distance Ligne de fuite Kriechweg Linha de fuga Línea de fuga mm	Mass Poids Gewicht Peso Peso kg
132-168	BH	170	2145	400	800	160	5005	175
132-168	BV	170	2265	400	800	160	5430	185
180-210	BM	245	2145	400	800	160	5005	190
180-228	BH	245	2670	650	900	250	6780	210
216-276	BM	300	2670	550	900	250	6780	215

- For details of the grading ring arrangement see page 18
- Pour les détails d'assemblage de l'anneau de garde voir page 18
- Einzelheiten über die Anordnung der Schirmringe siehe Seite 18
- Para pormenores relativos à instalação do anel de manobra, ver página 18
- Para detalles de disposición del anillo de reparto de potencial ver página 18



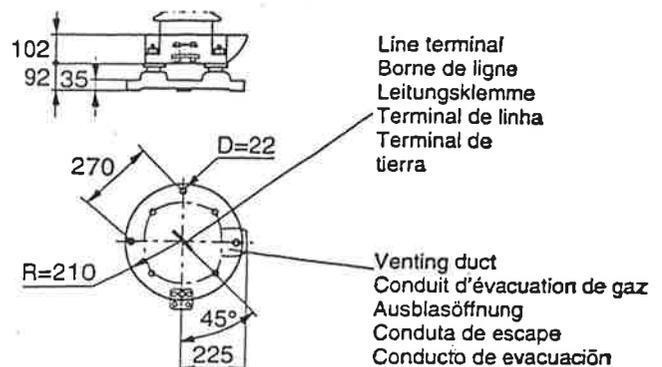
Drilling plans • Plans de perçage • Bohrplan • Planos de atravancamento • Planos de taladrado

Without insulating base
Sans base isolante
Ohne Isolierfuß
Sem base isolante
Sin base aislante



With insulating base
Avec base isolante
Mit Isolierfuß
Com base isolante
Con base aislante

Type A
Cat. No. LB 910 146-A



ANEXO F



CARACTERISTICAS

Shell Diala D Oil

	Valores Típicos
- Densidad a 20°C, (Kg./Lt.)	0.892
- Viscosidad cSt a 40 °C	9.5
- Viscosidad cSt a 100 °C	2.4
- Índice de Viscosidad	50
- Punto de Inflamación (OC) °C	149
- Punto de Fluidez °C	-45
- Visc. cSt a 20 °C:	25 máx.
- Visc. cSt a -30 °C:	1100 máx.
- T.A.N. mg KOH/gr.:	0.03 máx.
- Factor de Disipación Dieléctrica a 90 °C	0.003 máx.
- Rigidez Dieléctrica IEC 156:	> 60 Kv.
- Estabilidad a la oxidación:	
<input type="checkbox"/> IEC. 74:	
• Lodo total %:	0.05 máx.
• T.A.N. mg. KOH/gr.:	0.3 máx.
• DDF a 90 °C:	0.15 máx.
<input type="checkbox"/> DIN. 51554 (BAADER):	
• SAP. mg. KOH/gr.:	0.30 máx.
• Lodo total %:	0.05 máx.
• DDF a 90 °C:	0.06 máx.

Shell cubre todas sus necesidades

Asea Brown Boveri S.A.

Av. Argentina 3120
Lima 1 - Perú

Apartado Postal 3846
Lima 100 - Perú

Teléfono
(51-1) 5610404

Telefax:
(51-1) 5613040
5612902



TABLA 1 Contenido en agua y gas

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR	METODO DE ENSAYO
Contenido en agua	ppm (P/P)	10	ASTM D - 1533
Contenido en gas	ppm (V/V)	5000	en preparación

TABLA 2 Rigidez dieléctrica en función de la tensión de servicio del transformador

TENSION MAX. DE SERVICIO DEL TRANSFORMADOR KV.	TRANSFORMADORES NUEVOS			TRANSFORMADORES YA EN SERVICIO		
	CEI 156 KV/2,5mm	ASTM D-1816 KV/0,08"	ASTM D-877 KV/0,1"	CEI 156 KV/2,5mm	ASTM D-1816 KV/0,08"	ASTM D-877 KV/0,1"
Hasta 36	≥ 50	≥ 40	≥ 28	≥ 40	≥ 32	≥ 25
37 - 170	≥ 55	≥ 45	≥ 29	≥ 45	≥ 36	≥ 26
171 - 300	≥ 60	≥ 50	≥ 30	≥ 50	≥ 40	≥ 28
más de 300	≥ 65	≥ 55	≥ 32	≥ 55	≥ 45	≥ 30

Asea Brown Boveri S.A.

Av. Argentina 3120
Lima 1 - Perú

Apartado Postal 3846
Lima 100 - Perú

Teléfono
(51-1) 5610404

Telefax:
(51-1) 5613040
5612902

NORMAS Y VALORES A CONSIDERAR PARA EL ACEITE DIELECTRICO SEGÚN LA ASTM

ITEM	NORMA ASTM	PRUEBAS FISICOQUÍMICAS	UNIDAD	VALORES NORMADOS
1	877	Rigidez dieléctrica (2,5 mm)	kV	≥ 30
2	1816	Rigidez dieléctrica (1,0 mm)	kV	≥ 30
3	924	Factor de disipación ó Tangente delta a 25 ° C	%	$< 0,1$
4	924	Factor de disipación ó Tangente delta a 100 ° C	%	$< 2,99$
5	971	Tensión interfacial	dinas/cm	≥ 30
6	974	Indice de neutralización ó acidez	mgKOH/g	$\leq 0,05$
7	1524	Color		$\leq 1,5$
8	1533	Contenido de humedad	ppm	≤ 10

ITEM	NORMA ASTM	PRUEBA ANÁLISIS CROMATOGRAFICO	UNIDAD	VALORES NORMADOS
1	3612	Hidrógeno (H ₂)	ppm	< 150
2	3612	Metano (CH ₄)	ppm	< 25
3	3612	Etano (C ₂ H ₆)	ppm	< 10
4	3612	Etileno (C ₂ H ₄)	ppm	< 20
5	3612	Acetileno (C ₂ H ₂)	ppm	< 5
6	3612	Monóxido de Carbono (CO)	ppm	< 500
7	3612	Dióxido de carbono (CO ₂)	ppm	< 6000
8	3612	Nitrógeno (N ₂)	% del vol. total	1 - 10
9	3612	Oxígeno (O ₂)	% del vol. total	0,2 - 3,5
10	3612	Gases combustibles	ppm	< 500

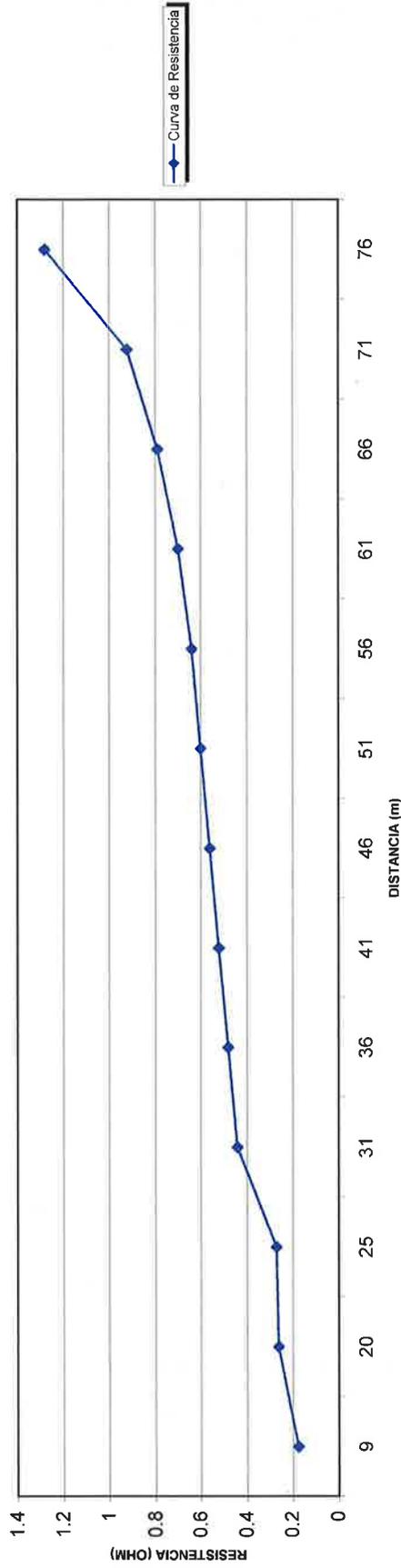
ASTM : American Society for Testing and Materials

ANEXO G

MEDICIÓN DE MALLA DE PUESTA A TIERRA

R(Ohms)	0.17	0.26	0.27	0.44	0.48	0.52	0.56	0.6	0.64	0.7	0.79	0.92	1.28
D (m)	9	20	25	31	36	41	46	51	56	61	66	71	76

CURVA DE RESISTENCIA



EQUIPOS DE PRUEBA UTILIZADOS

RESPONSABLE

REALIZADA POR

FECHA DE PRUEBA

FECHA PRÓXIMA PRUEBA

OBSERVACIONES:

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRICA

Elaborado

Vr-B*

Fecha

PROTOCOLO DE

PRUEBAS ELÉCTRICAS

PUESTA A TIERRA

SET : _____

CIRCUITO: _____

PROTOCOLO PRUEBAS ELECTRICAS TRANSFORMADOR DE POTENCIA 60/10 KV

CARACTERISTICAS

Marca :	Tipo de gradin :
Tipo :	N° de fabrica de gradin :
N° de fabrica :	Peso del nucleo y carcaza :
N° de Kardex :	Peso de adimentos :
Potencia en MVA :	Peso de aceite :
Tension de C.C. (%) :	Frecuencia :
Tipo de conexión :	Pos. tap lado 10 KV :
Año de fabricacion :	
Tipo de aceite :	

PRUEBAS REALIZADAS

PRUEBAS ELECTRICAS

NOM.	(%) PF	CAP.(pF)												
CH+CHL														
(BT vs AT+T)														
CH														
(AT+T)														
CHL														
(AT + BT)														
CL+CLH														
(AT vs BT+T)														
CL														
(BT + T)														
CLH														
(AT vs BT+T)														

CORRIENTE DE EXCITACIÓN (mA)

I _{exc.} (1.1 - 1.2)														
I _{exc.} (1.2 - 1.1)														

AISLAMIENTO (M - Ω)

TENSION DE PRUEBA (Vdc)

	2500	5000	2500	5000	2500	5000	2500	5000	2500	5000	2500	5000	2500	5000
AT vs T														
AT vs BT														
BT vs T														
AT vs BT+T														
BT vs AT+T														
AT+BT vs T														
error relación (%)	U-O, w-u													
	V-O, u-v													
	W-O, v-w													
R.Ohmica (20°C) Entre Terminales (Ohms)	AT. U-V													
	V-W													
	W-U													
	BT. u-v													
	v-w													
	w-u													
FECHA														
RESPONSABLE														
CONTRATISTA														
ACCION														
EQUIPOS UTILIZADOS														
OBSERVACIONES														

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS

Elaborado : H. Qulspe A.

V'B* :

fecha :

CONMUTADORES BAJO CARGA TIPO MR

SET:		CIRCUITO:	
CONMUTADOR		CAJA DE ACCIONAMIENTO	
Marca: MR		Marca: MR	
Tipo		Tipo	
N° Fábrica		N° Fábrica	Año:
Año		Marca y tipo motor:	
		N° Fábrica:	

ACTIVIDADES

DESCRIPCIÓN	RESULTADOS			
1° CONMUTADOR				
1.1 Limp. y lavado de cuba y ruptor c/ aceit. nuevo				
1.2 Revisión de contactos/cambio.				
1.3 Revisión de trenzas/cambio				
1.4 Valor de resistencia de paso R/S/T (Ω)				
1.5 Medición desgaste de contactos principales				
1.6 Medición desgaste de contactos auxiliares				
1.7 Cambio de acumulador de energía				
1.8 Cambio de aceite / tipo				
1.9 Purgar rele(s) buchholz y conmutador				
1.10 Medir resistencia de paso				
1.11 Nivel de aceite tanque de expansión				
1.12 Control y engrase arbol de accionamiento				
1.13 Cambio de empaquetaduras del conmutador				
1.14 Verificar apertura Interruptor por relé buchholz del conmutador				
2° CAJA DE ACCIONAMIENTO				
2.1 Funcionamiento correcto equipo de caldeo				
2.2 Aspecto externo de los aparatos				
2.3 Pruebar funcionamiento de fin de carrera				
2.4 Verificar nivel de aceite de caja de contacto				
2.5 Sincronizar caja de mando con conmutador				
2.6 Cambio de aceite				
2.7 Lubricación de la caja de mando				
2.8 N° de maniobras al final del mantenimiento.				
2.9 Prueba de relación de transformación				
Fecha de trabajo				
Firma Técnico Responsable				

OBSERVACIONES :	UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO	
	FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	
	PROTOCOLO DE MANTTO. A CONMUTADORES BAJO CARGA - TIPO MR	Elaboró: Bach. H. Quispe A Fecha :

SET:

CIRCUITO:

PROTOCOLO DE PRUEBAS DE SECCIONADOR DE POTENCIA

CARACTERISTICAS

Marca _____
 Tipo _____
 Corriente nominal (kA) _____
 Año de fabricación _____
 N° de fábrica _____
 Tensión de servicio (kV) _____
 N° de fábrica de caja de mando de las cuchillas principales _____
 N° de fábrica de caja de mando de las cuchillas de puesta a tierra _____

CONTROLES

Posición correcta montaje de Piezas y accesorios _____
 Tensión de mando de motores _____
 Montaje de caja de mandos _____
 Mando Eléctrico Local _____
 Mando Eléctrico Remoto _____
 Sentido de Giro del Motor _____

Resistencia Fase R _____
 de contactos Fase S _____
 (MICRO-OHM) Fase T _____
 TEMPERATURA AMBIENTE 25° C _____

PRUEBA DEL AISLAMIENTO

Prueba del Fase R _____
 Aislamiento Fase S _____
 Fase a Tierra Fase T _____
 (Giga-OHMIOS) _____

FECHA _____
 RESPONSABLE _____
 CONTRATISTA _____
 ACCION _____

EQUIPO UTILIZADO _____
 OBSERVACIONES _____

SET :

CIRCUITO :

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS A TRANSFORMADORES DE MEDIDA COMBINADOS

CARACTERISTICAS			FASES		
R	S	T	RELACION DE TRANSF. TENSION	NUCLEO 1	NUCLEO 2
Marca			Up/Us	VA	
Tipo			Clase		
N de fabrica			Up/Us	VA	
Corriente nominal			Clase		
Tension Nominal (KV)			Up/Us	VA	
Frecuencia (Hz)			Clase		
Año de fabricación			Ip/Is	VA	
Tipo de aceite			Clase		
Kardex			Ip/Is	VA	
			Clase		

PRUEBAS REALIZADAS

MEDICION DEL FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO Y CAPACITANCIA

TENSION DE PRUEBA(Vdc)	R			S			T		
	(%) PF	Cap.(pF)	(%) PF						
1000									
2000									
3000									
4000									
5000									

CORRIENTE DE EXCITACION (mA)

exc.(P1-N)					
exc.(N-P1)					

AISLAMIENTO (M-O)

AT-BT					
5000V					
AT-Masa					
5000V					
BT-Masa					
1250V					

FECHA

RESPONSABLE

CONTRATISTA

ACCION

EQUIPO UTILIZADO

OBSERVACIONES

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
 PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS
 Elaborado : Bach. H. Quispe A
 V°B° :
 fecha :

SET

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS DE PARARRAYOS

CIRCUITO

CARACTERISTICAS										CONTADOR DE DESCARGAS																																		
T					S					R					S					T																								
Marca					Modelo / tipo					año de fabricacion					Tens. Nominal (KV)					N° de Cuerpos					Marca					Modelo/ Tipo					N° de Serie					Año				
PRUEBAS REALIZADAS																																												
MEDICION DE PERDIDAS DE POTENCIA																																												
CUERPO		R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T																			
		(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts	(mA)	Watts																	
A																																												
B																																												
C																																												
D																																												
E																																												
MEDICION DE LA RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO (M-OHM)																																												
A1-A2	A																																											
B1-B2	B																																											
C1-C2	C																																											
D1-D2	D																																											
E1-E2	E																																											
MEDICION DEL FACTOR DE POTENCIA Y LA CAPACITANCIA																																												
CUERPO		R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T																
		(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)	(%JPF	Cap.(Pf)															
A																																												
B																																												
C																																												
D																																												
E																																												
REVISION DE CONTADOR DE DESCARGAS																																												
N° desc.																																												
Condición																																												
FECHA																																												
RESPONS.																																												
CONTRATI.																																												
ACCION																																												
EQ. UTILIZADO																																												
OBSERVAC.																																												
UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO Facultad de Ingeniería E																																												
PROTOCOLO DE PRUEBAS ELECTRICAS																																												
Elaborado : Bach. H. Quispe A.																																												
V° B° :																																												
Fecha :																																												

**PROTOCOLO DE TOMA DE MUESTRA
DE ACEITE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

ED-ET-S07-01

Hoja 1 de 1

DATOS DEL EQUIPO	
SUBESTACIÓN	
CIRCUITO	
FASE	
MARCA	
Nº FABRICA	
TIPO	
POTENCIA (MVA)	
TENSIÓN PRIMARIA (kV)	
TENSIÓN SECUNDA. (kV)	
PESO DEL ACEITE (kg)	
PESO TOTAL (kg)	
TIPO DE ENFRIAMIENTO	

DATOS DEL SERVICIO	
FECHA PROGRAMADA	
FECHA REALIZADA	
HORA :	
CONTRATISTA	
PERSONAL CONTRATISTA	
SUPERVISOR	
HUMEDAD RELATIVA (%)	
TEMP. AMBIENTE (°C)	
TEMP. ACEITE (°C)	
TEMP. BOBINADO (°C)	
CARGA DEL Tr. Pot. (MVA)	

PRUEBAS SOLICITADAS					
	SI	NO		SI	NO
1. Análisis Físicoquímico	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5. Factor de Potencia	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2. Análisis Cromatográfico	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6. Contenido de Metales	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3. Análisis de Furanos	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	7. Contenido de Inhibidor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4. Análisis de PCB	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA					
	SI	NO		SI	NO
1. Válvula de extracción de muestra presenta fuga de aceite	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4. Aceite sobrante almacenado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2. Area de extracción de muestra presenta manchas de aceite	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3. Muestra etiquetada	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

OBSERVACIONES:

Firma Supervisor

NOMBRE :

Firma de CONTRATISTA

NOMBRE:

Elaborado:

Bach. H. Quispe A.

Editada :

Revisada :

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

