



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de ingeniería en Electricidad y Computación

**PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO, PRUEBAS
ELECTRICAS Y PRUEBAS FUNCIONALES APLICADAS A
EQUIPOS PRIMARIOS DE SUBESTACIONES ELECTRICAS
CONVENCIONALES Y ENCAPSULADAS LOCALIZADAS EN
NUESTRO PAÍS**

TESIS DE GRADUACION

Previa a la obtención del título de

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION POTENCIA

Presentado por:

ROOSSWELT ISAAC SARAGURO RIOS

GUAYAQUIL - ECUADOR

AÑO

2001

DEDICATORIA

A mi creador por escuchar mis plegarias y concederme el entendimiento suficiente para enfrentar los diferentes aspectos de la vida

A mis padres, por la admiración y respeto que les profeso, por enseñarme el significado del calor familiar y brindarme sus consejos y compañía cuando más los necesito.

A mi hermana, a mis Abuelitos Servilio y Manuela, por ser el pilar de apoyo y la causa de mi lucha por alcanzar el éxito.

A mis mejores amigas Paola e Ingrid, por apoyarme en todo momento y brindarme sus palabras de aliento que quedaron marcadas en el desarrollo de este documento; siendo el tiempo el único capaz de entender su grandeza

AGRADECIMIENTO

Agradezco a DIOS en primera instancia, por haberme proporcionado la fuerza suficiente para culminar mis estudios universitarios y la capacidad de asimilar todos los conocimientos impartidos por mis maestros

A mis padres, por brindarme su apoyo y por ser los guías en el arduo camino hacia el éxito profesional y espiritual.

A mis maestros, en especial al Ing Armando Altamirano Ch., director de esta Tesis; por formar parte del conjunto de personas que me capacitaron para desarrollarme en el ámbito profesional.

Al personal de dirección Técnica del departamento de mantenimiento de subestaciones eléctricas del Consorcio Coelit-Coplinsa y a los señores Carlos, Kléber, Fernando y Franklin; personas que me ayudaron a adquirir los conocimientos prácticos que complementan la formación teórica adquirida en las aulas.

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Rooswelt Isaac Saraguro Ríos

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



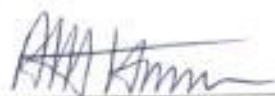
Ing. Carlos Monsalve

SUBDECANO DE LA F.I.E.C.



Ing. Armando Altamirano

DIRECTOR DE TESIS



Ing. Alberto Hanze Bello

VOCAL



Ing. Juan Gallo G.

VOCAL

INDICE GENERAL

	Pág.
OBJETIVOS	II
INDICE GENERAL	III
INDICE DE FIGURAS	IV
INTRODUCCIÓN	VI

Pág.

I. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I.)

I.1. Definición-----	1
I.2. Elementos constituyentes del S.N.I. -----	2
I.2.1. Generación-----	2
I.2.1.1. Empresas Generadoras -----	2
I.2.1.1.1. Funciones -----	3
I.2.1.1.2. Obligaciones-----	4
I.2.2. Transmisión-----	5
I.2.2.1. Empresa Transmisora-----	5

I.2.2.1.1.	Funciones -----	6
I.2.2.1.2.	Obligaciones-----	7
I.2.3.	Distribución y Comercialización-----	8
I.2.3.1.	Empresas Distribuidoras y Comercializadoras-----	8
I.2.3.1.1.	Funciones -----	9
I.2.3.1.2.	Obligaciones-----	10

II. SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

2.1.	Características Generales -----	12
2.2.	Concepto de Subestación eléctrica-----	12
2.3.	Tipos de Subestaciones Eléctricas -----	13
2.3.1.	Clasificación de acuerdo a la conexión -----	14
2.3.2.	Clasificación de acuerdo al tipo de Construcción -----	15
2.4.	Elementos constituyentes de una Subestación eléctrica -----	15
2.4.1.	Autotransformador de potencia -----	17
2.4.2.	Interruptor automático de potencia-----	20
2.4.2.1.	Tipos de interruptores automáticos de potencia ---	22
2.4.3.	Seccionadores -----	23
2.4.3.1.	Tipos de Seccionadores -----	24
2.4.4.	Equipos de Medición -----	25
2.4.4.1.	Transformadores de Potencial -----	25

2.4.4.2.	Transformadores de Corriente -----	26
2.4.5.	Equipos de protección-----	27
2.4.5.1.	Pararrayos -----	27
2.4.5.2.	Relés empleados en las S/E Eléctricas del S.N.I. - -----	27
2.4.5.2.1.	Relé diferencial -----	28
2.4.5.2.2.	Relé de sobrecorriente-----	28
2.4.5.2.3.	Relé buchholz-----	29
2.4.5.2.4.	Relé de alivio de sobrepresión súbita-----	33
2.4.5.2.5.	Relé de distancia-----	35
2.4.5.2.6.	Esquemas de protección -----	36
2.5.	Símbolos empleados en diagramas unifilares y trifilares, sistema de numeración de cables y conexiones elementales -----	42

III. PRINCIPIOS GENERALES DE MANTENIMIENTO

3.1	Concepto de Mantenimiento -----	55
3.2	Tipos de Mantenimiento -----	57
3.2.1	Mantenimiento Predictivo-----	57
3.2.2	Mantenimiento Preventivo-----	58
3.2.3	Mantenimiento Correctivo -----	60

3.3	Materiales y Equipos empleados en el Mantenimiento de los Equipos de las S/E del S.N.I. -----	61
3.4	Planificación Cronológica del Mantenimiento aplicado a equipos Primarios de una Subestación Eléctrica -----	97

IV. PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO, PRUEBAS ELÉCTRICAS Y FUNCIONALES APLICADAS A EQUIPOS PRIMARIOS DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA ENCAPSULADAS AISLADAS EN SF6

4.1.	Consideraciones Generales -----	117
4.1.1.	Antecedentes Históricos y Uso del SF6 -----	119
4.1.2.	Ventajas de una Subestación Eléctrica encapsulada aislada en SF6 en comparación con una Subestación Eléctrica Convencional-----	126
4.2.	Características generales de las Subestaciones eléctricas encapsuladas aisladas en SF6 -----	135
4.2.1.	Principio Modular-----	135
4.2.2.	Blindaje Monofásico/Trifásico -----	137
4.2.3.	Aisladores Soporte-----	139
4.2.4.	Blindaje Metálico -----	141
4.2.5.	Nivel reducido de Presiones de Aislamiento -----	144

4.2.6.	Subdivisión del equipo en compartimentos independientes -	145
4.2.7.	Hermeticidad -----	147
4.2.8.	Descargas de sobretensiones Internas -----	149
4.2.9.	Factibilidad de ampliación -----	152
4.3.	Descripción de los Componentes Principales -----	153
4.3.1.	Interruptores automáticos de potencia o disyuntores ---	153
4.3.2.	Seccionadores -----	157
4.3.3.	Switches de puesta a tierra -----	159
4.3.4.	Transformadores de Corriente -----	161
4.3.5.	Transformadores de potencial -----	162
4.3.6.	Pararrayos -----	164
4.3.7.	Barras Colectoras -----	165
4.3.8.	Interconexión cable-Subestación -----	167
4.3.9.	Acoplamiento con el autotransformador de Potencia ----	167
4.3.10.	Sistema de Gas SF6 -----	170
4.3.11.	Gabinetes de Control -----	170
4.4.	Características del Montaje, Operación y Mantenimiento general del Equipo -----	172
4.5.	Tratamiento del Gas aislante SF ₆ -----	177
4.5.1.	Equipo empleado en el Tratamiento del SF ₆ -----	177

4.5.2.	Descripción cronológica del proceso de tratamiento de SF ₆	181
<hr/>		
4.6.	Pruebas eléctricas y Funcionales aplicadas en las Subestaciones de Transmisión Eléctrica Encapsuladas	197
4.6.1.	Objetivos de las Pruebas	197
4.6.2.	Clasificación de las Pruebas	198
4.6.2.1.	Pruebas de Prototipo	199
4.6.2.2.	Pruebas de Rutina	201
4.6.2.3.	Pruebas en sitio después del montaje	202
4.6.2.3.1.	Pruebas de aceptación	204
4.6.3.	Nivel de Tensión de prueba	205
4.6.4.	Formatos y esquemas de conexionado de pruebas eléctricas aplicadas a los equipos de una subestación encapsulada de la Zona Occidental perteneciente a la Compañía nacional de transmisión Eléctrica (TRANSLECTRIC S.A.)	205
4.6.5.	Factores que ocasionan las descargas Disruptivas	222
4.6.6.	Criterios de aceptación	222
4.6.6.1.	Conclusiones que se obtienen del análisis de los resultados de las pruebas	223
4.7.	Puesta en Servicio de una Subestación Eléctrica Encapsulada	223
<hr/>		

4.8. Análisis de algunos problemas presentados en las Subestaciones Eléctricas encapsuladas presentes en nuestro País -----	230
---	-----

V. PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO GENERAL PARA EQUIPOS PRIMARIOS DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CONVENCIONALES

5.1. Equipos Primarios de las Subestaciones de Transmisión Eléctrica-----	257
5.1.1. Generalidades-----	257
5.1.2. Interruptores Automáticos de Potencia (Disyuntores) ---	259
5.1.2.1. Datos de Placa-----	259
5.1.2.2. Esquema de Control-----	259
5.1.2.3. Procedimientos de Mantenimiento General-----	260
5.1.3. Seccionadores-----	364
5.1.3.1. Clasificación de Seccionadores de acuerdo a su ubicación en la Subestación Eléctrica-----	364
5.1.3.1.1. Seccionador de Línea -----	365
5.1.3.1.2. Seccionador de Barra -----	366
5.1.3.1.3. Seccionador de puesta a Tierra -----	367
5.1.3.1.4. Seccionador Selector de Barra-----	369

5.1.3.1.5.	Seccionador Bypass-----	370
5.1.3.2.	Datos de Placa-----	372
5.1.3.3.	Esquema de Control-----	372
5.1.3.4.	Procedimientos de Mantenimiento General-----	372
5.1.4.	Equipos de Medición y Protección-----	388
5.1.4.1.	Transformadores de Corriente-----	388
5.1.4.1.1.	Datos de Placa-----	388
5.1.4.1.2.	Procedimientos de Mantenimiento General---	388
5.1.4.2.	Divisores Capacitivos de Potencial-----	390
5.1.4.2.1.	Clasificación de acuerdo a su función-----	390
5.1.4.2.2.	Datos de Placa-----	391
5.1.4.2.3.	Procedimientos de Mantenimiento General---	391
5.1.5.	Banco de Autotransformadores-----	393
5.1.5.1.	Banco de Autotransformadores Monofásicos y Trifásicos -----	393
5.1.5.1.1.	Características Generales-----	393
5.1.5.1.2.	Procedimientos de Mantenimiento General---	395
5.1.5.1.3.	Tratamiento de Aceite-----	459
5.1.5.1.3.1.	Equipo para el tratamiento de aceite-----	459
5.1.5.1.3.2.	Descripción cronológica del desarrollo del tratamiento de aceite-----	461
5.1.6.	Otros Equipos Eléctricos-----	473

VI. PRUEBAS ELÉCTRICAS Y FUNCIONALES APLICADAS A EQUIPOS PRIMARIOS DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CONVENCIONALES

6.1.	Interruptores Automáticos de Potencia (Disyuntores) -----	501
6.1.1.	Tipos de Pruebas-----	502
6.2.	Seccionadores -----	531
6.2.1.	Clasificación de Seccionadores de acuerdo a su ubicación en la Subestación Eléctrica -----	532
6.2.1.1.	Tipos de Pruebas -----	532
6.3.	Equipos de Medición y Protección -----	543
6.3.1.	Transformadores de Corriente -----	544
6.3.1.1.	Tipos de Pruebas -----	544
6.3.2.	Divisores Capacitivos de Potencial -----	563
6.3.2.1.	Clasificación de acuerdo a su función -----	563
6.3.2.1.1.	Tipos de Pruebas -----	563
6.4.	Banco de Autotransformadores -----	594
6.4.1.	Tipos de bancos de autotransformadores-----	596
6.4.1.1.	Tipos de Pruebas e Inspección General-----	596
6.4.1.1.1.	Tiempos, esquemas y procedimientos de las pruebas eléctricas aplicadas a los transformadores de potencia presentes en las	

	subestaciones eléctricas de nuestro sistema nacional interconectado -----	633
6.5.	Bushings-----	689
6.5.1.	Tipos de Pruebas-----	689
6.6.	Pararrayos -----	710
6.6.1.	Tipos de Pruebas-----	710
6.7.	Otros equipos eléctricos -----	725

VII. CONCLUSIONES

VIII. ANEXOS

IX. BIBLIOGRAFÍA

OBJETIVOS

- 1) Presentar la realidad de la Ingeniería de Mantenimiento que se aplica en nuestro País, especialmente en las S/E que conforman nuestro Sistema Nacional de Transmisión.
- 2) Desarrollar los conceptos fundamentales sobre la gestión de mantenimiento a partir del tratamiento teórico (planificación) y de las experiencias en el campo (ejecución) de las subestaciones eléctricas, con el fin de obtener las variables más importantes sobre la gestión de mantenimiento en niveles técnicos y gerenciales
- 3) Impulsar al lector a la destrucción de los paradigmas del mantenimiento implantados y conservados erróneamente durante muchos años; tales como las funciones y ocupaciones reales del área de mantenimiento dentro de una organización
- 4) Explicar de una manera detallada cada uno de los procedimientos de mantenimiento aplicados a equipos primarios presentes en las Subestaciones Eléctricas de nuestro País.

- 5) Explicar las diferentes pruebas eléctricas que son aplicadas en el proceso de montaje y mantenimiento de equipos primarios de las Subestaciones eléctricas que conforman nuestro Sistema Nacional de Transmisión así como los respectivos instrumentos y equipos de prueba necesarios para su desarrollo.

- 6) Detallar las diferentes pruebas funcionales que se aplican para la aprobación, verificación y recepción de equipos primarios montados en Subestaciones Eléctricas de nuestro País.

- 7) Describir y explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de equipos primarios presentes en las Subestaciones Eléctricas convencionales y encapsuladas localizadas en nuestro País.

- 8) Proporcionar los elementos necesarios para unificar los criterios, en la determinación de las características que deben guardar los equipos de las subestaciones eléctricas al ser probados y al ser mantenidos

- 9) Presentar como contribución personal una guía gráfica y teórica para ser empleada en el departamento de Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas de la Compañía Nacional de Transmisión (TRANSELECTRIC), Zona Occidental (S/E Pascuales); de los diferentes procedimientos de

mantenimiento, pruebas eléctricas y pruebas funcionales aplicadas a equipos primarios de las Subestaciones Eléctricas de nuestro País.

10) Establecer conclusiones referentes al estado del equipo primario así como los puntos en los que se debe centrar el enfoque durante el análisis de los resultados obtenidos al efectuar las diferentes pruebas eléctricas a los equipos primarios presentes en las Subestaciones Eléctricas.

11) Entregar el trabajo realizado para que sirva como referencia bibliográfica en la materia de Subestaciones y Líneas de Transmisión en la Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación.

INTRODUCCIÓN

Como respuesta a la expansión industrial y el crecimiento acelerado de nuestro país, la demanda de energía eléctrica crece en forma exponencial a través del tiempo y ha obligado a que el Sistema nacional Interconectado utilice elevados niveles de voltaje (230 – 138 KV) para la transmisión de grandes volúmenes de energía.

Una interrupción del servicio de energía, es uno de los asuntos más críticos para la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELECTRIC S.A.

Para asegurar que esto no ocurra, es necesario:

- *Que los equipos eléctricos estén diseñados y contruidos con precisión*
- *Que el **MANTENIMIENTO** y las **INSPECCIONES** se realicen estructuralmente programadas y sean ejecutadas secuencialmente*

El grado de mantenimiento e inspecciones necesarias para los equipos de las diferentes subestaciones eléctricas, depende de las capacidades, del lugar de la instalación en el Sistema Nacional Interconectado, de la temperatura ambiente y de las condiciones de operación de los mismos.

Los presentes procedimientos de mantenimiento y pruebas eléctricas; así como, los fundamentos para desarrollar pruebas y emitir conclusiones, poseen como objetivo fundamental unificar ideas y experiencias en el mantenimiento e inspecciones de los diferentes equipos de las subestaciones eléctricas localizadas en la Zona Occidental de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica y de esta manera llegar a normalizar métodos e interpretaciones de resultados a ser manejados por el personal del Consorcio Coelit – Coplinsa, encargado de la operación y mantenimiento de las Subestaciones y Líneas de Transmisión de la zona mencionada; siendo este conocimiento de vital importancia para la determinación de los índices que caracterizan a los equipos; tales como confiabilidad y calidad.

En la elaboración del presente documento, participaron el personal de dirección técnica del Consorcio Coelit-Coplinsa, así como el personal de ejecución (electromecánicos), con la experiencia lograda durante más de 20 años en la operación y mantenimiento de las subestaciones eléctricas de la Zona Occidental; por lo que se deja constancia del reconocimiento por su colaboración en un trabajo en equipo llevado a cabo durante casi 18 meses.

Todos los procedimientos son versiones iniciales y al entrar en vigencia el primer borrador de procedimientos, quedó establecida la posibilidad de

evaluarlos en el tiempo, así como de recibir observaciones y recomendaciones para disponer de un conjunto de procedimientos eficientes, actualizados y útiles a nivel Zonal y luego con el intercambio de experiencias con las demás Zonas conformar uno Nacional

CAPITULO 1

1. EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I.)

1.1. Definición

El Sistema Nacional Interconectado es la obra fundamental del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, formado por el conjunto de centrales de generación termoeléctricas e hidroeléctricas, que abastecen a las diferentes regiones de nuestro territorio Nacional, por medio de Líneas de Transmisión que transportan la energía hasta las Subestaciones principales, ubicadas cerca de los más importantes centros poblados del País. Nuestro Sistema Nacional Interconectado está constituido básicamente, por un anillo troncal de 230 KV. con ramificaciones de 138 KV. y 69 KV. para recibir el aporte de los diferentes centros de generación o para alimentar los correspondientes centros de carga.

El objetivo fundamental del Sistema Nacional Interconectado es, brindar suficiente energía eléctrica al País, por medio de la explotación programada y coordinada de los diferentes recursos naturales de que se dispone en el Ecuador, de tal forma que los

programas de electrificación se ejecuten de la manera más económica posible y se aproveche eficientemente los recursos disponibles.

1.2 Elementos constituyentes del S.N.I.

1.2.1 Generación: Empresas Generadoras

El estudio de las Empresas Generadoras se inicia en el conocimiento de los activos que las constituyen; por lo que citamos del *Capítulo IX, de la Ley de Régimen del sector Eléctrico "DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA" Art. 50. - Transferencia de activos.*- Las instalaciones actuales de generación que son propiedad del estado por intermedio de INECEL, serán transferidas a favor de las Empresas de Generación que se crearán en conformidad con la Ley y que se conformarán como sociedades anónimas. Estas empresas actuarán en un régimen de libre competencia entre ellas y con las empresas de generación del sector privado bajo la misma normativa señalada en la Ley, en este Reglamento, en la Ley de Compañías, así como en cualquier otra disposición emanada del CONELEC o del CENACE.

1.2.1.1 Funciones

Las diferentes funciones que desempeñan las Empresas de Generación pueden ser observadas en el análisis de los siguientes artículos de la Ley de Régimen del Sector eléctrico: *Art. 52. - Programas de Operación, Art. 53. - Mantenimiento de Unidades, Art. 54. - Información y Art. 55. - Unidades Terminales remotas.*

Art. 52. - Programas de Operación. - "Los generadores deberán cumplir con los programas de operación de corto plazo que establezca el CENACE para atender la demanda al mínimo costo horario de todo el equipamiento de generación. No obstante, en casos de contingencia o situaciones imprevistas, tales como salidas forzadas de servicio totales o parciales de unidades de generación, las empresas participantes podrán apartarse de la programación del CENACE, el cual ordenará la entrada de las unidades que corresponda según su disponibilidad y el despacho de carga... "

Art. 53. - Mantenimiento de unidades. - "Los generadores deberán entregar al CENACE el plan de mantenimiento de las unidades y equipos asociados, para el año siguiente, antes del 31 de octubre, a efectos de que éste coordine y elabore el programa anual de mantenimiento global de todo el parque

generador, el cual deberá ser aplicado por cada empresa generadora.....”

Art. 54.- Información.- “Los generadores deberán proporcionar al CENACE toda la información relativa al estado actual y características de sus unidades de generación, estadísticas, niveles de embalse, almacenamiento de combustible, disponibilidad de repuestos, así como cualquier otra que el CENACE considere necesaria para el desarrollo de sus funciones. Todas las informaciones suministradas serán auditables por el CENACE, en caso de falsedad de la información suministrada se aplicarán las sanciones previstas en los respectivos contratos de concesión...”

Art. 55 - Unidades Terminales Remotas.- “El generador deberá diseñar y construir su equipamiento para permitir la instalación y operación de unidades terminales remotas asociadas al sistema de supervisión y control (S.S.C.) del CENACE.”

1.2.1.2 Obligaciones

Según la *Ley de Régimen del Sector Eléctrico Sección 1: Doc. 1*

Art.31.- Obligaciones de las empresas de generación.- Los generadores explotarán sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación,

bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetarán a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONELEC, así como a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables. Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no podrán asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco podrán celebrar entre sí acuerdos o integrara asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes. Ninguna Persona natural o jurídica por sí o por tercera persona, podrá controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada a nivel nacional.

1.2.2 Transmisión: Empresa Transmisora

Según el Capítulo X "DE LA TRANSMISIÓN", Art. 60 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece lo siguiente: Art. 60.- Empresa de Transmisión.- La Empresa Única de Transmisión se conformará como una sociedad anónima y será propietaria desde su inicio de las instalaciones actuales de transmisión pertenecientes al Estado.

En lo referente a los activos de la empresa Transmisora se dice:
Art. 61. - Activos de la Empresa Única.- Los activos de propiedad del estado que corresponden inicialmente a la Empresa Única de Transmisión comprenderán líneas y Subestaciones de transmisión del sistema nacional interconectado, que existen en la actualidad, Así como las estructuras, terrenos, instalaciones y bienes en general, directamente relacionados a la transmisión.

1.2.2.1 Funciones

Las diferentes funciones que desempeña la Empresa Única de transmisión se detallan a continuación en la mención de los siguientes artículos: *Art. 62. - Planificación de la Expansión* (del sistema de Transmisión), *Art. 64. - Mantenimiento del Sistema de Transmisión* (operación y mantenimiento de las instalaciones), *Art. 65. - Unidades Terminales Remotas* (S.S.C Sistema de Supervisión y Control).

Art. 62. - Planificación de la Expansión.- "La expansión del Sistema de Transmisión para atender el crecimiento de la demanda en forma confiable y para corresponder al Plan

Maestro de electrificación, será planificada obligatoriamente por el Transmisor aprobada por el CONELEC.

La planificación se realizará utilizando criterios de eficiencia económica y de contabilidad ampliamente aceptados."

Art. 64. - *Mantenimiento del Sistema de Transmisión.*- "La Empresa de Transmisión será responsable por la operación, en coordinación con el CENACE, y por el mantenimiento programado y correctivo de sus instalaciones, conservará un alto nivel de disponibilidad del sistema, dentro de los estándares de sistemas con características similares. Los planes definitivos de mantenimiento serán elaborados por el CENACE sobre la base de los planes preliminares preparados por el transmisor....."

Art. 65. - *Unidades Terminales Remotas.* - "El transmisor deberá diseñar y construir su equipamiento para permitir la instalación y operación en sus Subestaciones, de unidades terminales remotas asociadas al sistema de supervisión y control del CENACE."

1.2.2.2 Obligaciones

De acuerdo a la *Ley de régimen del Sector Eléctrico Sección I:*
Doc. 1 Art. 33. - Obligaciones del Transmisor.- El transmisor

tendrá la obligación de expandir el sistema sobre la base de planes preparados por él y aprobados por el CONELEC.

Mediante el pago del correspondiente peaje, el transmisor y los distribuidores están obligados a permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transmisión, transformación y distribución de sus sistemas, de acuerdo con los términos de la presente Ley y sus reglamentos. Para los fines de esta ley la capacidad de transmisión incluye la transformación y el acceso a toda otra instalación o servicio que el CONELEC determine, siempre y cuando esas instalaciones sean directamente necesarias para la prestación del servicio respectivo. El transmisor y los distribuidores no podrán otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones para el transporte de energía, a los generadores, consumidores o distribuidores; excepto, Las que puedan fundarse en categoría de consumidores o en diferencias concretas y objetivas que se determinen mediante el reglamento respectivo. El transmisor no podrá comercializar energía eléctrica.

1.2.3 Distribución y Comercialización: Empresas Distribuidoras y Comercializadoras

De acuerdo al *Capítulo XI "DE LA DISTRIBUCIÓN"* de la *Ley de Régimen del Sector Eléctrico*: *Art. 68. - Empresas de Distribución.* - "La actividad de distribución y comercialización será realizada por Empresas de Distribución conformadas como sociedades anónimas, operando como únicas empresas concesionarias en cada área geográfica, lo cual le impone un carácter de obligatoriedad a la prestación del servicio y a la satisfacción de la demanda de energía requerida en la respectiva zona de concesión, todo ello en las condiciones fijadas en este Reglamento y en los respectivos contratos de concesión."

1.2.3.1 Funciones

Las funciones de las Empresas Distribuidoras se describen puntualmente en el Art. 34 de la *Ley de Régimen del Sector Eléctrico*; el que se cita a continuación: *Art. 34 De las empresas de distribución.* - La distribución será realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida.

El CONELEC otorgará la concesión o distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de electricidad.

1.2.3.2 Obligaciones

Se puede analizar las obligaciones que tienen las empresas de comercialización y distribución de la Energía Eléctrica conociendo principalmente cuales son sus limitaciones dentro del Sector eléctrico Ecuatoriano: *Art. 35. - Limitaciones.-* Los distribuidores no podrán generar energía eléctrica, salvo generación que resulte de equipamientos propios existentes al momento de entrar en vigencia la presente Ley, siempre y cuando se constituyan personas jurídicas, diferentes e independientes para la operación de esa generación. Los generadores no podrán ni por sí ni por interpuestas personas transmitir ni distribuir energía eléctrica salvo las excepciones previstas en esta Ley. No obstante lo señalado en los párrafos anteriores, el CONELEC podrá autorizar un generador, distribuidor o gran consumidor a construir a su exclusivo costo y para atender sus propias necesidades una red de transmisión, con la finalidad de entregar energía al sistema de transmisión o

recibir energía directamente de un generador respectivamente, para lo cual el CONELEC establecerá las modalidades.

2. SUB

2.1. Central

1.1

1.2

1.3

1.4

1.5

1.6

1.7

1.8

2.2. Co

1.1

1.2

1.3

1.4

2.3. "

CAPÍTULO 2

2. SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

2.1. Características Generales.

La mayoría de las Subestaciones Eléctricas que conforman nuestro Sistema Nacional Interconectado (SNI.), han sido ejecutadas con equipamiento de tipo CONVENCIONAL, pues no se han presentado dificultades respecto a la disponibilidad de terrenos, ni de características en la capacidad portante de los suelos; que pueden justificar el uso de equipos compactos, como los ENCAPSULADOS en hexafluoruro de azufre (SF_6).

2.2. Concepto de Subestación Eléctrica

Se define a la Subestación Eléctrica como el *conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.*

2.3. Tipos de Subestaciones Eléctricas



FIG 2.1 Tipos de subestaciones encapsuladas presentes en la Zona Occidental TRANSELECTRIC S.A.
ENVOLTURA MONOFÁSICA Y ENVOLTURA TRIFÁSICA

Las Subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- a) Subestaciones transformadoras de tensión
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito
- c) Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores)

En nuestro país, de acuerdo con la potencia y tensión que manejan las Subestaciones, se ha estandarizado su subdivisión en los siguientes grupos de:

- a) Subestaciones de transmisión: Arriba 230 KV.
- b) Subestaciones de subtransmisión: entre 230 y 115 KV.
- c) Subestaciones de distribución primaria: entre 115 y 23 KV.
- d) Subestaciones de distribución secundaria: Debajo de 23 KV.

2.3.1. Clasificación de acuerdo a la conexión

La determinación de la denominación o identificación de una Subestación eléctrica, se basa en el tipo de diagrama unifilar que se ha establecido para el diseño de la misma, a continuación, se describen las diferentes identificaciones de las Subestaciones Eléctricas presentes en nuestro País, siguiendo un orden creciente de complejidad:

- 1) Subestación Eléctrica con un solo juego de barras ($\emptyset A$, $\emptyset B$ y $\emptyset C$)
o BARRA SIMPLE
- 2) Subestación Eléctrica con un juego de barras principales y otro de transferencia (BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA)
- 3) Subestación Eléctrica con doble juego de barras o barra partida (DOBLE BARRA)

2.3.2. Clasificación de acuerdo al tipo de Construcción

Las Subestaciones de Transmisión Eléctrica presentes en nuestro País, y que se ubican en esta clasificación son:

- a) Subestaciones Eléctricas Convencionales
- b) Subestaciones Eléctricas Encapsuladas

2.4. Elementos constituyentes de una Subestación eléctrica

La configuración y disposición de los elementos o equipos primarios en una Subestación Eléctrica de nuestro S.N.I. está gobernada fundamentalmente por el tipo de esquema de barras que se utiliza. Se trata de mantener diseños normalizados de disposición para cada módulo característico (línea, transformador, acoplamiento o transferencia), en cada uno de los niveles de voltaje.

El diseño de la disposición o ubicación se desarrolló bajo los siguientes criterios:

- a) Mantener las distancias mínimas entre fases y de fase a tierra.
- b) Mantener las distancias libres necesarias entre partes conductoras y el suelo.
- c) Disponer las distancias suficientes entre elementos, tales que faciliten las labores de construcción, operación y mantenimiento.
- d) Ubicar las posiciones (BAYS) de cada nivel de voltaje, de tal manera que se consiga una distribución uniforme de corriente en barras.
- e) Proveer suficiente espacio para desmontar y remover cualquier elemento, sin necesidad de remover otros.
- f) Contar con adecuadas vías internas para movilización de equipos y personal.
- g) Preveer espacios para futuras expansiones.
- h) Ubicar las casas de control lo más cercanas al centro geométrico de las Subestaciones, a fin de evitar longitudes exageradas de los circuitos de control.

Respecto a la instalación de bancos de autotransformadores monofásicos con una unidad de reserva, conviene señalar, que esta permanece normalmente conectada a barras auxiliares de alta y baja

tensión desenergizadas. La unidad de reserva se instala en la mitad de los dos bancos, cuyas unidades pretende reemplazar. El transformador de reserva puede sustituir en un corto tiempo y mediante operaciones simples, a cualquiera de las unidades que se encuentran en operación en los dos bancos.

Generalmente, todos los equipos primarios, al igual que el resto de equipos que conforman una Subestación Eléctrica de nuestro S.N.I., se adquieren regularmente *mediante licitaciones públicas internacionales*, en tal virtud, el **equipamiento existente en las Subestaciones es variado, en lo relacionado con países de procedencia, tipos, fabricante, etc.**

2.4.1. Autotransformador de potencia

Las potencias de los Autotransformadores de poder han sido normalizadas en función de un estudio de requerimientos para todo nuestro Sistema Nacional Interconectado.

Las potencias trifásicas en uso, son las que se indican a continuación, para sistemas de enfriamiento del tipo ONAN/OFAF/OFAF (primera etapa de enfriamiento natural del autotransformador por aire y aceite mediante el golpe del aire en



**FIG. 2.2 Vista de Bancos de Autotransformadores
monofásicos 138/69/13.8 KV y 230/138/13.8 KV**

los radiadores y por la circulación natural del aceite de las partes inferiores a las superiores del autotransformador por las diferencias de temperatura, una segunda etapa de enfriamiento forzado por aire al arrancar cierto grupo de los ventiladores montados en los radiadores y una circulación forzada de aceite mediante el arranque de algunas de las bombas de circulación de aceite acopladas entre la cuba y los radiadores del autotransformador; y una tercera etapa de enfriamiento mediante el arranque del resto de ventiladores y bombas para enfriar forzosamente tanto por aire como con aceite) u ONAN/ONAF/OFAF (primera etapa de enfriamiento natural mediante el golpe del aire a los radiadores y la circulación del aceite de las zonas inferiores a las superiores del autotransformador debido a la diferencia de temperaturas, una segunda etapa de enfriamiento natural por aire y forzada mediante el arranque de un cierto número de las bombas de circulación del aceite; y una última etapa de enfriamiento en el que se arrancarán tanto los ventiladores como las bombas de circulación de aceite, obteniéndose un enfriamiento forzado mediante aire y aceite en el autotransformador).

- 1) Para la relación 230/138 KV. (Bancos de Autotransformadores 1Ø (4) o (1) autotransformador 3Ø):

- 100/133.3/166.7 MVA
- 225/300/375 MVA
- 2) Para la relación 230/69 KV. (Bancos de Autotransformadores Monofásicos)
 - 60/80/100 MVA
 - 100/133.3/166.7 MVA
- 3) Para la relación 138/69 KV.
 - 20/26.7/33.3 MVA (Autotransformadores Trifásicos)
 - 40/53.3/66.7 MVA (Autotransformadores Trifásicos)
 - 60/80/100 MVA (Bancos de Autotransformadores Monofásicos)
 - 90/120/150 MVA (Bancos de Autotransformadores monofásicos)

En algunos casos especiales se han utilizado potencias diferentes a las normalizadas.

En todos los casos se dispone de bobinados terciarios de 13.8 KV., accesibles desde el exterior, que se utilizan para servicios auxiliares y alimentación a reactores o condensadores estáticos. Las características de los transformadores y autotransformadores son las normalizadas para estos rangos de Potencia.

2.4.2. Interruptor automático de potencia o Disyuntor



FIG. 2.3 Disyuntor Mitsubishi en SF₆ tipo PUFFER 230 KV

En el Sistema Nacional interconectado, se consideran al interruptor o disyuntor y al transformador de potencia, como los dispositivos de mayor importancia dentro de la configuración y operación de una Subestación Eléctrica. Lo anterior se fundamenta en la acción que este realiza al permitir insertar o desconectar de cualquier tipo de circuito energizado a máquinas, líneas aéreas, cables y demás elementos que puedan aportar con corrientes de falla y por ende interrumpir la continuidad del servicio.

Generalmente, un interruptor automático de Potencia, se encuentra destinado al cierre o apertura en la continuidad de un circuito eléctrico bajo condiciones de carga (operación normal) y principal y fundamentalmente bajo condiciones de cortocircuito.

2.4.2.1. Tipos de interruptores automáticos de potencia

Para los niveles de tensión de **230 y 138 KV**, se utilizan casi exclusivamente interruptores en SF₆, sea del tipo "*TANQUE MUERTO*" o "*TANQUE VIVO*" (*tipo columna*). Para **69 KV**, la mayoría son en *ACEITE*, sea de gran volumen o bajo volumen, aunque se tiene también una cantidad de *INTERRUPTORES EN SF₆*. Las capacidades de interrupción requeridas van de 20 a 31.5 KA para los niveles de 230, 138 y 69 KV.

Fundamentalmente se adquieren interruptores con transformadores de corriente incorporados (tipo "Bushings"), aunque este sistema trae consigo una serie de complicaciones para la transferencia de circuitos de corriente en los sistemas de protección, control y medición, razón por la cual se puede y permite adquirir transformadores de

corriente separados, sin variaciones sustanciales de costo y con la ventaja de poder realizar transferencias de los circuitos de protección, control y medición de una manera mucho más sencilla.

La mayoría de interruptores de **230 KV.**, tienen tiempos de apertura muy rápidos (**del orden de 30 ms**), mientras que los de **138 KV.** son **del orden de 50 ms**

Algunos interruptores de 230 KV. están equipados con resistencias de preinserción de 400 ohmios, para limitar los sobrevoltajes de maniobra en el caso de líneas largas.

De manera general, todos los interruptores presentes en los patios de las diferentes Subestaciones Eléctricas del S.N.I. responden a las exigencias establecidas en las diferentes normas internacionales.

2.4.3. Seccionadores

Los seccionadores se consideran como dispositivos para conectar y desconectar partes de una instalación eléctrica, con la finalidad de efectuar maniobras de operación o para darles mantenimiento.

La principal diferencia entre un disyuntor y un juego de seccionadores, considerando que ambos abren y cierran circuitos,

2.4.3. es que los seccionadores o cuchillas NO pueden abrir un circuito con corriente.

2.4.3.1. Tipos de Seccionadores

Los seccionadores en su gran mayoría son del tipo de *DOBLE APERTURA LATERAL*, con tres columnas de aisladores, siendo la columna central giratoria. Como dato de interés, hay que señalar, el alto nivel de ruido que por efecto corona producen los seccionadores de 230 KV. presentes por ejemplo en la S/E Sta. Rosa.



FIG. 2.4 Vista de cuchillas seccionadores 230 KV

2.4.4. Equipos de Medición

En las diferentes Subestaciones Eléctricas, presentes en nuestro Sistema Nacional Interconectado, se realizan las mediciones de las siguientes magnitudes eléctricas, dependiendo del "Elemento" del Sistema de Potencia del que se trate:

1. *Terminales de Línea:*
 - Corriente en cada fase
 - Voltaje en cada fase (con selector)
 - Potencia Activa
 - Potencia Reactiva
2. *Transformadores (lado de entrega de energía al cliente):*
 - Corriente en cada fase
 - Voltaje en cada fase (con selector)
 - Potencia activa
 - Potencia reactiva
 - Energía activa
 - Energía reactiva
3. *Barras*
 - Voltaje en cada fase (con selector)

2.4.4.1. Transformadores de Potencial

Por razones de costos, en las Subestaciones Eléctricas de nuestro Sistema Nacional Interconectado, se utilizan transformadores de potencial **TIPO CAPACITIVOS** para todas las aplicaciones de **230 KV.**, tanto en terminales de líneas, como en barras. Para **138 KV.**, se utilizan igualmente del **TIPO CAPACITIVO** para terminales de línea y del **TIPO INDUCTIVO** para barras. En **69 KV.** se usan exclusivamente del **TIPO INDUCTIVO**.

2.4.4.2. Transformadores de Corriente

Este equipo de medición, desarrolla fundamentalmente dos tipos de funciones: transformar la corriente y aislar los instrumentos de medición y protección conectados a los circuitos de alta tensión.

Principalmente, son equipos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque con un desfase ligero.

Los principales tipos de Transformadores de Corriente que se emplean en las Subestaciones de nuestro S.N.I., en los equipos primarios, son: los Transformadores Acopladores

Lineales Tipo Bushing BLC; que generalmente vienen incluidos en los interruptores.

2.4.5. Equipos de protección

2.4.5.1. Pararrayos

Los pararrayos o *descargadores de sobretensiones* que se emplean en las Subestaciones Eléctricas del S.N.I., fueron inicialmente del tipo VALVULA, pero durante los últimos años y hasta la actualidad se están adquiriendo exclusivamente del tipo "OXIDO DE ZINC", por las excelentes características de protección de éstos.

2.4.5.2. Relés empleados en las S/E Eléctricas del S.N.I.

La mayor parte de los relés utilizados en los sistemas de protección son del tipo electromecánico, aunque existe en operación un apreciable porcentaje de relés en estado sólido. El grupo más importante de relés en estado sólido se puso en operación durante el periodo de 1982 a 1983, obteniéndose resultados satisfactorios hasta la presente fecha. No se han utilizado relés con sistemas programables incorporados, aunque existe completa apertura para

introducir en el Sistema Nacional las series más actualizadas de relés, dependiendo lógicamente de la conveniencia económica de los mismos.

2.4.5.2.1. Relé Diferencial

El relé diferencial, generalmente está formado por tres bobinas, dos de restricción y una de operación, trabajan por diferencia de las corrientes entrantes con las salientes del área protegida. El relé diferencial de mayor empleo en el S.N.I. es el del tipo Porcentaje, formado en su forma más elemental por tres bobinas; una de operación y dos de retención.

La operación se produce cuando existe una diferencia entre estas corrientes; lo cual indica que dentro del elemento protegido existe una fuga de corriente.

2.4.5.2.2. Relé de sobrecorriente

Este es el relé de mayor empleo en las Subestaciones e instalaciones eléctricas en general, los mismos que suelen tener un disparo instantáneo y disparo temporizado, con

bobina de corriente de 4 a 16 amperios para los de fase y de 0,5 a 2 amperios para los de tierra.

Su calibración se basa, en la selección de señales de corriente por encima del valor máximo de la corriente nominal del circuito protegido. Ante condiciones de cortocircuito máximo deben proporcionar una buena coordinación de la secuencia de disparo de los interruptores automáticos de potencia que controlan los diferentes tramos de una línea de Transmisión.

2.4.5.2.3. Relé Buchholz

Este relé es muy importante para la protección de transformadores inmersos en aceite, en contra de fallas de ignición o principio de inflamación (fallas o cortocircuito no francos) y es fijado o instalado en el tubo conector de la cuba del transformador con el conservador. La operación del relé esta dividida en 2 pasos: el primer paso (**first step**) es para fallas NO serias y el segundo paso (**second step**) es para fallas serias. El primero es usado para la señales de alarma y el segundo para el disparo. Su construcción interna se muestra en la figura 4.35, aquí se

pueden observar dos FLOTADORES localizados, uno en la parte superior y el otro en la parte inferior de la carcasa de acero del relé (en la cámara de aceite); encontrándose ambos fijados de tal manera que puedan girar con la "uña" o "diente" sujetador (pieza metálica triangular) como el centro de su giro.

Cada flotador tiene un switch de mercurio y los contactos se cierran cuando el flotador rota o gira a un cierto grado. Si los materiales aislantes y los materiales de estructura orgánica que se encuentran en el interior del transformador se queman o se producen gases de combustión debido a PEQUEÑOS ARCOS, el gas se acumula y permanece en la parte superior dentro de la carcasa del relé. Y cuando el volumen de gas excede al volumen fijado (aproximadamente 150 a 250 cc) la posición del flotador del primer paso es disminuida y por tanto los contactos se cierran y opera el dispositivo de alarma.

El flotador inferior, el cual es para el segundo paso, es calibrado (en su posición) para cerrar los contactos y operar el dispositivo de alarma o disparar el circuito del

breaker cuando el arco es generado dentro del transformador y gas y vapores de aceite se producen repentinamente forzando un movimiento súbito del aceite.

También cuando el nivel de aceite esta descendiendo por debajo del nivel mínimo del conservador, el dispositivo de alarma es operado como se mostró anteriormente. En una de las caras de la carcasa del relé Buchholz se encuentra instalada una VENTANA DE INSPECCION para permitir la observación del VOLUMEN y del COLOR de los gases producidos y tomar muestras del gas (a través de la purga) para juzgar las causas y el grado de la falla que los produjo.

Para efecto de la **INSTALACION Y MANTENIMIENTO**, se de realizar lo siguiente: en el momento de montar el relé, remover los sujetadores que están siendo utilizados para sujetar los flotadores o el material de embalaje que también se puede usar para prevenir el movimiento de los flotadores durante el transporte, limpiar además el interior del relé (la cámara de aceite), chequear si los contactos de mercurio y los terminales de conexión están en buena condición y proceder al montaje estando muy seguro de la

dirección del flujo al momento del llenado del transformador con el aceite y de su elevación con respecto a la parte superior de la cuba del transformador. Cuando el transformador se encuentra inmerso con el aceite (durante el llenado, chequeando paulatinamente), abrir la purga de liberación de gas en la parte superior del relé para remover el aire del interior del relé y empezar la operación del transformador. Los contactos de mercurio tienen que ser sujetos con mucho cuidado para evitar que se puedan romper con el impulso o la vibración excesiva. Como rutina, inspeccionar las fugas o goteos de aceite y la producción de gas del relé.

Si el gas se encuentra próximo a producir el primer paso de la operación, tomar muestras del gas y analizarlas, también chequear el nivel de aceite del conservador. Limpiar el vidrio de la ventana de inspección, inspeccionar dentro del relé y chequear si los flotadores se mueven en condiciones normales con el brazo de soporte como su centro de giro, en intervalos regulares. El relé puede funcionar de una manera errónea cuando el flotador se encuentra demasiado cubierto o sumergido en el aceite

debido a que el brazo soporte posee partículas metálicas (suciedad) o cuando existe una fuga o goteo del aceite de la cámara.

2.4.5.2.4. Relé de Sobrepresión Súbita

Este relé es usado para un propósito similar que el del Relé Buchholz y funciona por detección de un incremento súbito de presión debido a fallas internas del transformador, y está montado en el espacio del gas del transformador inmerso en aceite (usualmente en la parte superior de la ventiladera de liberación de presión).

Este relé es diferente al Relé Buchholz y tiene únicamente "segundo paso" (para fallas graves) y se emplea para disparo del circuito del breaker etc.. Si la presión interna de la chimenea para el gas fluctúa lentamente mientras el transformador se encuentra en servicio, el relé no opera ya que la presión interna de la chimenea para el gas y su presión interna (presión interna en el relé) se mantienen iguales por el "orificio ecualizante". Cuando una falla ocurre, la presión dentro de la chimenea para el gas se incrementa abruptamente mientras que la presión dentro

del relé posee un incremento retardado debido a la resistencia del líquido en el "orificio ecualizante", y la diferencia de la presión resultante opera el micro-switch.

Si este micro-switch se conecta, a través de un relé auxiliar, al circuito del breaker el circuito del transformador puede ser cortado. Cuando la falla en el interior del transformador es seria y el incremento de presión es remarcablemente rápida el relé puede ser operado, por efecto de resistencia de el orificio ecualizante, así que el relé puede operar en un corto tiempo y llegar a ser más sensible su selectividad para diferenciar la presión normal interna.

Para efecto de la **INSTALACION Y MANTENIMIENTO** se debe realizar lo siguiente: cuando se monta el relé debe chequear si los pernos de sujeción no se han perdido en sus hilos y si la válvula están en buena condición. Después de que el relé haya sido montado, un cambio abrupto en el interior del tanque del transformador puede causar un disturbio en las características operacionales del relé; por lo que debe tenerse mucho cuidado cuando

se cambie el aceite o se llene de nitrógeno la cuba del transformador, para de esa manera no provocar cambios abruptos en la presión interna, también debe tenerse mucho cuidado de que no ingrese aceite en el relé.

La característica de operación del relé es dependiente de la presión de operación del relé y del volumen del aire moviéndose a través del orificio ecualizante, y así una inspección regular es necesitada para chequear si las características están mantenidas.

Para esta inspección, emplee el *plug de prueba* y las instrucciones del fabricante del relé, estando seguro de la característica de operación se mantiene.

Después de la inspección el relé tiene que ser completamente sellado en su montaje empleando silicona o pastas adhesivas.

2.4.5.2.5. Relé de Distancia

Este tipo de Relé, se basa en la comparación de la corriente de falla, vista por el relé, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. El elemento de medición del relé es de alta

velocidad (instantáneo) o con un retardo que suministra un elemento de tiempo. Normalmente, la impedancia es la medida eléctrica de la distancia, a lo largo de una línea de transmisión, desde la Subestación hasta el lugar donde ocurre la falla.

La característica direccional de un relé de distancia puede ser propia, o se incluye, acoplándole un relé direccional. Tienen una alta aplicación en protección de líneas, en donde se requiere la operación selectiva de interruptores en cascada, y también, en los casos en que las corrientes de carga pueden ser mayores que las de cortocircuito.

2.4.5.2.6. Esquemas de Protección

A continuación, se muestra un pequeño resumen de los **ESQUEMAS de PROTECCION** empleados en la operación de nuestro Sistema nacional Interconectado; en los cuales se emplean los diferentes Relés mencionados anteriormente:

ESQUEMAS DE PROTECCION DE LINEAS

1) *Disparo Transferido permisivo de Sobrealcance*

Esquema que utiliza en todas las líneas de 230 KV. y en las de interconexión de 138 KV. (excepto en las del Sistema Pisayambo, que fueron construidas en una fase anterior y que utilizan un esquema de subalcance).

El esquema está constituido por:

- a) Protección Primaria
- b) Protección Secundaria
- c) Protección contra falla del interruptor
- d) Recierre de alta velocidad
- e) Equipo de onda portadora

a) *Protección Primaria*

Consiste fundamentalmente de una protección piloto de distancia para fases y tierra, y en caso de requerirse, un relé de bloqueo contra oscilaciones de potencia. Los relés piloto de distancia, se calibran con un alcance mayor que la barra remota siguiente y operan en combinación con un canal de onda portadora que está enviando permanentemente una señal de guardia para prevenir el disparo. Al producirse una falla interna, opera el relé piloto

de cada extremo y hacen que la señal de guardia cambie a señal de disparo, en el canal de onda portadora.

En cada terminal se producirá la apertura correspondiente del interruptor siempre que:

- a) La falla haya sido detectada por un relé piloto
- b) Haya disparado la señal guardia
- c) Se haya recibido la señal de disparo dentro de un tiempo previsto luego de desaparecida la señal de guardia

b) Protección Secundaria

Está constituida por una protección convencional de distancia de doble zona por fases y tierra.

Este esquema funciona en forma completamente independiente de la protección primaria. La **zona 1** se calibra para proteger un 85% de la línea con disparo de alta velocidad, mientras que la **zona 2** brinda protección retardada al 100% de la línea.

c) Protección contra Falla del Interruptor

El relé detector de falla opera para cualquier falla que provoque una operación de los relés de línea, actuando a través de un temporizador. Si después de un tiempo predeterminado, la falla persiste, el temporizador energiza al relé de disparo, que mediante contactos selectivos, ordena la apertura de todos los interruptores que alimentan a la falla.

d) Recierre de Alta Velocidad

El Recierre se permite solamente en caso de fallas de FASE-TIERRA detectadas por el RELE PILOTO. La reconexión se efectúa con posterioridad a la apertura del interruptor del extremo remoto.

e) Equipo de Onda Portadora

El equipo de Onda Portadora para el disparo Transferido, es del tipo de variación de frecuencia de banda angosta. Se dispone de circuitos de prueba para los canales de onda portadora.

2) *Protección Convencional de Distancia*

Se emplea en líneas radiales largas tanto de 138 KV. como de 69 KV.

La protección PRIMARIA consiste de relés convencionales de distancia para fases y tierra, que trabajan de manera análoga a la descrita para la protección secundaria de la explicación anterior (a).

El esquema se completa con la protección contra falla de interruptor y el Recierre de alta velocidad, similares a los descritos anteriormente.

3) Protección de Sobrecorriente

Utilizada principalmente en líneas cortas de 69 KV. y eventualmente en las de 138 KV. Consiste de relés de sobrecorriente para fases y tierra, y recierre de alta velocidad. En caso de que se prevea la presencia de fuentes de generación en los dos extremos de la línea, se usan relés direccionales.

ESQUEMAS DE PROTECCION DE BARRAS

a) Para Doble Barra

Se utilizan relés diferenciales de ALTA IMPEDANCIA (un solo relé para las dos barras), comandados por relés selectores de barra, (suelen ser relés de distancia) instalados en la posición de ACOPLAMIENTO de barras, consiguiéndose así un esquema de selección automático que permitirá desconectar solamente aquellos interruptores conectados a la barra que falla.

b) Para "Barra Principal y Transferencia" o "Barra Simple"

Se utilizan igualmente relés diferenciales de alta impedancia.

Tanto en este esquema, como en el doble barra, a la protección diferencial de Barra se asocia un sistema de supervisión de voltaje, mediante relés de sobre y bajo voltaje, con contactos para alarma.

ESQUEMA DE PROTECCION DE TRANSFORMADORES

Los Transformadores están provistos de un esquema de protección DIFERENCIAL, que suele cubrir inclusive a los interruptores correspondientes de alta y baja tensión. Los relés diferenciales son de alta velocidad, de porcentaje variable, con elementos de restricción de armónicas.

Además los transformadores se equipan con los dispositivos normales de monitoreo y protección, tales como: Relé Buchholz, Indicadores de Nivel de Aceite, Termómetros, Relés de Temperatura, Válvulas de sobrepresión, etc.

2.5. Símbolos para Diagramas Unifilares y Trifilares, sistema de numeración de cables, conexiones elementales

En los diferentes planos unifilares y trifilares de las subestaciones eléctricas de nuestro sistema nacional interconectado, se han estandarizados siguientes símbolos, identificaciones y códigos para los diferentes componentes del sistema eléctrico ya sea de control, de protección o de alimentación a los equipos primarios:

A) LISTA DE NÚMEROS PARA CABLES DE INTERCONEXIÓN:

- 1) A todos los cables de interconexión que son instalados en la subestación eléctrica se les asigna un número de cable para usar en los diagramas esquemáticos, diagramas de fabricante y diagramas de conexiones.
- 2) Se usan los siguientes números estandarizados para cables de interconexión:

CODIGO DE CABLE	PROPOSITO
A	Fase A de fuerza
B	Fase B de fuerza
C	Fase C de fuerza
NE	Neutro
E	Cable de control
G	Conexión a tierra
K	Anunciador <i>(nota 1)</i>
N	Polo negativo c.c. <i>(nota 2)</i>
P	Polo positivo c.c. <i>(nota 2)</i>
U	208 V c.a. con retorno por tierra
X	480 V c.a. fase <i>(nota 2)</i>
SH	Pantalla de tierra

CODIGO DE CABLE	PROPOSITO
CX	Cable coaxial
1	Cierre
2	Disparo
3	Interbloqueo
3A	Lámpara ámbar
3Am	Lámpara amarilla
3Az	Lámpara azul
3V	Lámpara verde
3R	Lámpara roja
3B	Lámpara blanca
4	Potencial de la fase A
5	Potencial de la fase A
6	Potencial de la fase B
7	Potencial de la fase B
8	Potencial de la fase C
9	Potencial de la fase C
0	Potencial o corriente del neutro <i>(nota3)</i>

NOTAS:

NOTA 1.- Los circuitos de alarma se emplean con un número sufijo (K1, K2, etc.) para sus contactos de energización o cables de lámparas y en fuentes de corriente continua.

NOTA 2.- Se aumenta un número sufijo N1, N2, P1, P2, X1, X2, etc., después de switches, fusibles o contactos de circuito.

NOTA 3.- Se aumenta una letra o letra y número para identificar al circuito al cual el neutro está asociado.

B) SIMBOLOGIA EMPLEADA EN CIRCUITOS DE MANDO Y CONTROL EN SUBESTACIONES ENCAPSULADAS

SIMBOLO	DISPOSITIVO/EQUIPO/FUNCION
AX	Relé auxiliar del contacto P63A
BC	Bloqueo de llave
BM	Bloqueo de maniobra de seccionador de puesta a tierra
Ca	Contactos auxiliares
CA-CC	Capacitor
D	Diodo
E	Excitación del motor
EA	Electroválvula de apertura

EA'	Electroválvula No. 2 de apertura
EC	Electroválvula de cierre
FA	Contacto fin de carrera de apertura
FC	Contacto fin de carrera de cierre
GX	Relé auxiliar del contacto 53G
LI	Lámpara iluminación tablero
LS	Lámpara de señalización de seccionador en maniobra
LA(1/12)	Lámpara señalización alarma
M	Motor
N	Número de maniobra
P63A'	Contacto preóstatos de alarma y bloqueo del cierre del disyuntor por baja presión de gas
P63C	Contacto preóstatos de alarma baja presión de gas SF6
P63L	Contacto preóstatos puesta en marcha motor compresor
P63R	Contacto preóstatos bloqueo circuito de recierre del disyuntor
PI	Pulsador lámpara iluminación tablero

PL	Pulsador prueba de lámparas
PR	Pulsador restablecimiento alarma
PRD	Pulsador restablecimiento alarma a distancia
R	Resistencia de freno motor
RA	Resistencia anticondensación
RC	Resistencia de calefacción
RD	Resistencia adicional
RL	Resistencia de protección
RT	Relé térmico
S	Indicador de posición
TA	Contactador comando de apertura seccionador
TC	Contactador comando de cierre seccionador
VS	Electroválvula descargo de condensación
....XA	Relé auxiliar de posición (contacto abierto)
....XB	Relé auxiliar de posición (contacto cerrado)

XE	Relé de apertura y bloqueo para el cierre del disyuntor
X	Relé de control mínima presión de SF6 - aire
XX	Relé de comando de emergencia
Y	Relé de antibombeo (disyuntores tipo PUFFER)
1L	Manipulador de maniobra
Z	Relé de bloqueo eléctrico
4 A	Relé comando apertura
4C	Relé comando cierre
8C	Alimentación circuitos de comando
8M	Alimentación motor seccionador
8MC	Alimentación motor-compresor disyuntor
8R	Alimentación circuitos relés de comando
8RA	Alimentación circuitos de calefacción
8S	Alimentación circuitos de señalización y alarma
23	Termostato

27X	Relé auxiliar de control de tensión
42	Contactador de comando motor - compresor
43E	permisivo apertura de emergencia
43L-R	permisivo a lleve de comando local - remoto
48	Relé de control maniobra de seccionadores
48D	Relé temporizado de discordancia entre polos del disyuntor
48DA	Relé auxiliar del contacto 48D
48T	Relé temporizado de control máximo tiempo de maniobra de seccionador
63G	Contacto de bloqueo por mínima presión de aire
63G'	Contacto de bloqueo por mínima presión de SF6
63GAL	Contacto de alarma por mínima presión de SF6
74	Relé de alarma

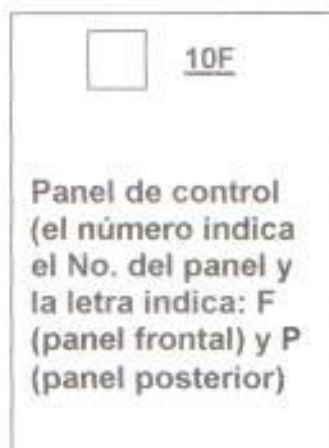
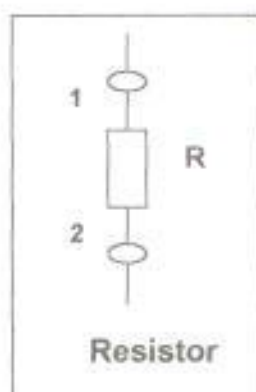
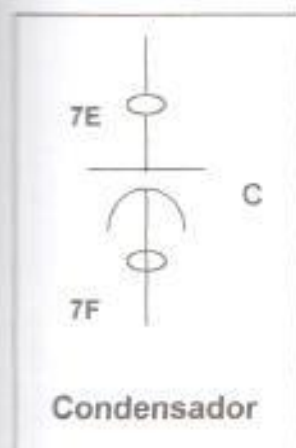
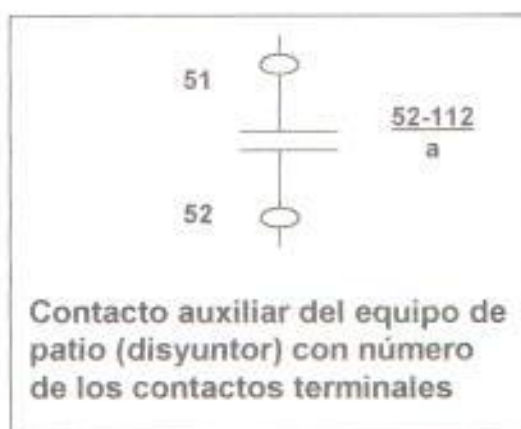
C) SIMBOLOGIA EMPLEADA AL NIVEL DE SERVICIOS AUXILIARES EN LAS SUBESTACIONES CONVENCIONALES Y ENCAPSULADAS

SIMBOLO	EQUIPO/PANEL/TABLERO
T1	Transformador "PAD MOUNTED" con llave de transferencia bajo carga (13.8 KV / 480 o 240 V)
T2	Transformador "PAD MOUNTED" (13.8 KV / 480 o 240 V) alimentación de red pública
P1	Tablero de conmutación automática y centro principal de distribución 480 V
P2	Centro de distribución de cargas NO críticas
T3	Transformador "PAD MOUNTED" 480 / 208 V
P8	Centro principal de distribución de 208 / 120 V
P4-A / P4-B	Centros de distribución de 480 V para patio de maniobras 138 KV, alimentación a disyuntores y

	seccionadores
P3	Centro de distribución de 480 V para patio de maniobras de 230 KV
GDE	Generador diesel eléctrico para emergencias
BC1	Cargador de baterías No. 1
BC2	Cargador de baterías No. 2
BBE	Banco de baterías 125 Vcc 60 celdas 400 A-h
D2	Centro principal de distribución y medición de 125 Vcc
D1-A / D1-B	Centro de distribución de 125 Vcc para patio de maniobras de 138 KV
D4	Centro de distribución de 125 Vcc para patio de maniobras d 230 KV
PDE	Tablero de control local del generador diesel eléctrico
BC3	Cargador de baterías comunicaciones
PC	Panel 48 Vcc comunicaciones
P9	Panel tomas de patio y calefactores 208 / 120 voltios
L4	Panel de iluminación - casa del

	guardián 208 / 120 voltios
L1	Panel de iluminación principal - sala de control 208 / 120 voltios
L3	Panel de iluminación de emergencia para patios de maniobras (125 Vcc)
P6	Panel principal de distribución 480 V para aire acondicionado

D) CONEXIONES ELEMENTALES



D1

Fuente de alimentación
corriente continua



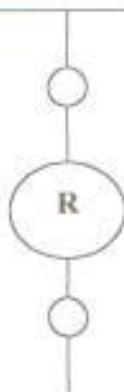
Cable de un equipo o panel
que se dirige a otro, mostrando
el número del cable

R^C

Cable de
reserva

TB-Q1

Los números o letras subrayadas
indican equipos o paneles



Luz indicadora:

R roja (cerrado)

V verde (abierto)

Az Azul (línea puesta a tierra)

Am Amarillos interbloqueo listo para
funcionamiento del seccionador

CTS switch de prueba de señales de corriente

VTS switch de prueba de señales de potencial

TT bornera de prueba



CAPÍTULO 3

3. PRINCIPIOS GENERALES DE MANTENIMIENTO.

3.1 Concepto de Mantenimiento

El "Mantener" un equipo representa siempre un GASTO, el cual debe ser optimizado durante el transcurso de la vida útil del mismo; lo que se puede lograr llevando un análisis estadístico detallado de su desarrollo en la operación normal y trabajo al que está sujeto.

De lo anterior podemos definir que: Mantenimiento, es una parte fundamental en la selección acertada de un equipo o producto; ya que de una buena selección del equipo para que esté disponible continuamente, traerá como consecuencia una utilización correcta y sin forzamientos; evitando así un arrastre hacia un mantenimiento de mayor costo y periodicidad.

En la realidad industrial, siempre se debe tener presente que el principal problema que se debe librar para poder planificar mantenimiento es el aspecto ECONOMICO. Lo anterior es lo que se conoce como el *Conflicto-Relación de Operación y Mantenimiento*; ya la parte operativa

está encargada prioritariamente de la producción; fundamental en el hecho de que permite los ingresos económicos de la empresa-industria, llegando a una postergación e impedimento de la realización de todo mantenimiento planeado con el sentido de preservar funcionando al equipo evitando de que se deteriore en mayor grado; volviéndose como consecuencia, motivo de discordia, ya que la anterior planificación traerá paralización de la producción y por ende disminución de ingresos que deben ser analizados desde el punto de vista global; ya que un daño grave en los equipos conllevará a peores paralizaciones y pérdidas extremadamente grandes tanto en el aspecto de producción como en los activos de la empresa-industria por el egreso de dinero para la obtención de repuestos o equipos nuevos dependiendo de la magnitud del daño.



**FIG. 3.1 Personal de
Mantenimiento
Preventivo durante
trabajo programado**

3.2 Tipos de Mantenimiento

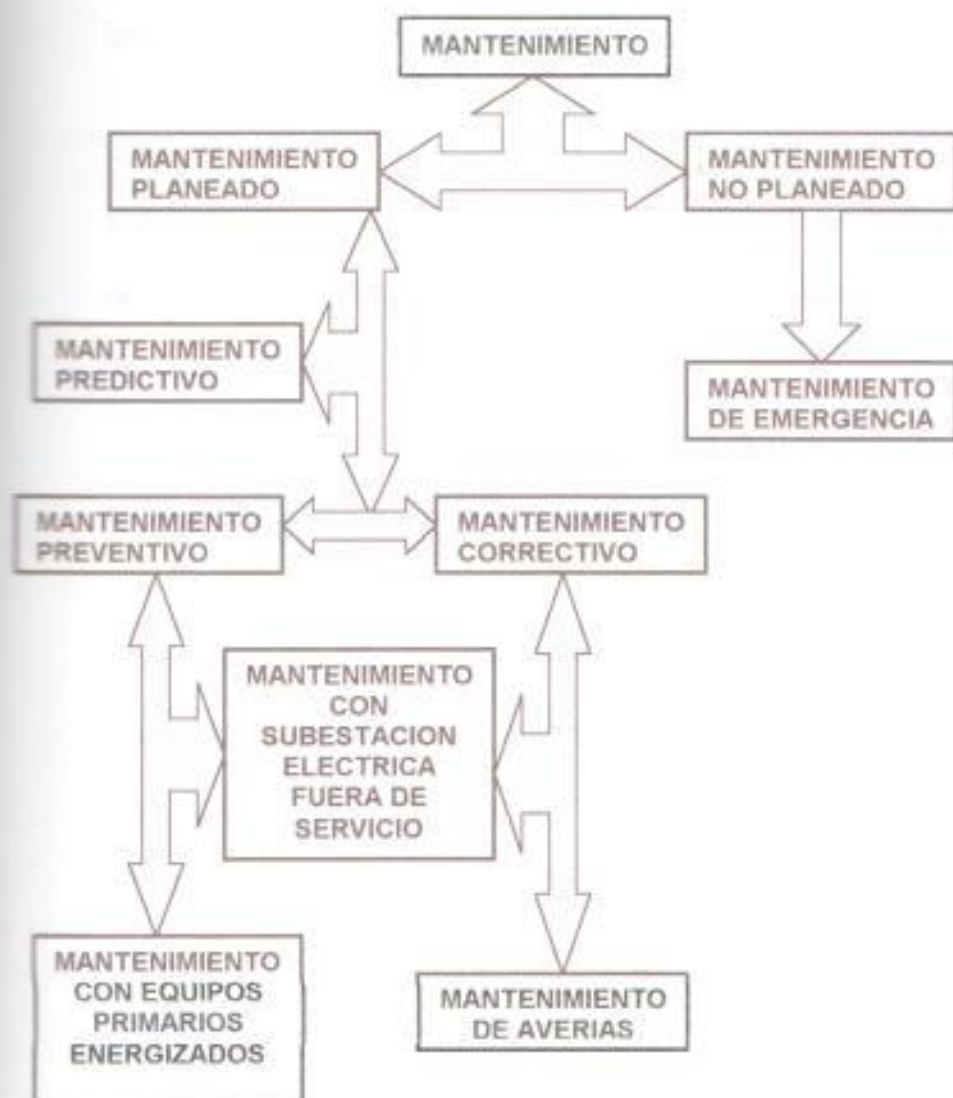


FIG. 3.2 Estructura básica de los tipos de mantenimiento

3.2.1 Mantenimiento Predictivo

Mantenimiento Predictivo es aquel que *mide la funcionalidad del equipo (rendimiento)*, así como la sensibilidad producto de su

trabajo al que está sujeto, para de esta manera determinar si se están produciendo cambios en las condiciones físicas (analizando las operacionales) del equipo.

Este tipo de mantenimiento puede hacer reducir las frecuencias de operaciones periódicas o analizar el verdadero tiempo de ejecución del mantenimiento preventivo, mostrar la conveniencia en si de ya cambiar determinado repuesto o no, y con esto podemos conseguir en lo posible, una reducción del gasto de mantenimiento.

Por lo tanto, el *Mantenimiento Predictivo* es para establecer si ha sucedido cualquier cambio en las condiciones de operación, y para este defecto se debe disponer de recursos técnicos, como de herramientas o instrumentos de medición que permitan encontrar estas variaciones apenas comiencen y de esta manera evaluar que medida ayude para corregir sobre la base de esta predicción.

3.2.2 Mantenimiento Preventivo

Este tipo de Mantenimiento es el más común y periódicamente utilizado de acuerdo a un pre-desarrollado plan de acción de acuerdo a las recomendaciones del fabricante del equipo y/o las

experiencias obtenidas en función del mantenimiento Predictivo que se ha aplicado a los equipos.

El objetivo principal de este mantenimiento es mantener los equipos y máquinas en buenas condiciones de funcionamiento, evitando que ocurran averías y que las reparaciones de emergencia sean las mínimas posibles e idealmente nulas.

En un mantenimiento Preventivo se presentan las siguientes operaciones principales:

- a) Lubricación periódica (de necesitar)
- b) Inspección del equipo, desarmado del mismo
- c) Cambios por repuesto de acuerdo al tiempo de uso
- d) Ajustes de acuerdo a la operación

Siempre se debe tener presente que el mantenimiento preventivo debe ser planeado para poder determinar la inversión de repuestos y accesorios necesarios; así como la disponibilidad de mano de obra entrenada y/o especializada, para de esta manera

presupuestar los gastos que incurren estas acciones; logrando así una disminución de gastos y obtención de ahorros tales como:

- a) Disminución de los riesgos de daño al personal
- b) Mejores formas de utilización de la mano de obra
- c) Mejor control de repuestos y accesorios
- d) Lograr la continuidad de un equipo con su mejor rendimiento
- e) Mejorar la calidad y continuidad de servicio

3.2.3 Mantenimiento Correctivo

Este es el tipo de Mantenimiento que NO DEBE en lo posible existir, cuando se lleva un mantenimiento periódico preventivo y más aún cuando es producto de una buena predicción en los equipos.

El Mantenimiento Correctivo está caracterizado fundamentalmente por lo siguiente:

- a) Incurre en muchos gastos no planeados
- b) Utilización de mano de obra muchas veces no disponible
- c) El daño puede ser tan grave que requiera de asistencia en talleres externos a la planta
- d) Trastorna a la producción
- e) Como es emergencia se puede incurrir en trabajos con actos inseguros

- E) Por lo anteriormente mencionado, se debe evitar que exista este mantenimiento, ya que conlleva a abandonar lo que para ese momento se tenía planeado como una ejecución periódica, atrasando lo concebido y arrastrando a un no-cumplimiento de las metas y objetivos que se desean llevar.

Se puede concluir con lo anteriormente descrito, que las condiciones del local donde el equipo está instalado, las cualidades de las instalaciones eléctricas o electromecánicas externas ligadas a los equipos primarios, la frecuencia de las maniobras realizadas por la Operación del Sistema, la estabilidad de las tensiones de alimentación y la frecuencia de la ocurrencia de sobrecargas y cortocircuitos; determinan los **PERIODOS MAXIMOS y MINIMOS**, de las **RUTINAS** de MANTENIMIENTO.

Cada organismo o empresa propietaria de determinados Equipos Primarios, deberá estudiar su caso particular de operación y con base a información recopiladas estadísticamente; podrá planear el mantenimiento más apropiado.

3.3 Materiales y Equipos de Prueba empleados en el Mantenimiento de los Equipos Primarios de las S/E del S.N.I.

EQUIPOS DE PRUEBA:**A) SVERKER 750 RELAY TESTING UNIT****FIG. 3.3 Vista general del SVERKER 750**

El equipo SVERKER 750, está diseñado principalmente para probar los equipos de protección como los relés, pero tan bien puede ser usado para otros variados propósitos. Virtualmente todos los dispositivos o relés de protección monofásicos que no necesiten frecuencia variable pueden ser probados, y el sverker 750 puede también probar dispositivos de protección trifásicos que puedan ser probados fase por fase. Sin embargo, muchos sistemas de

protección por relés que requieren una señal de fase pueden ser probados.

La fuente de corriente construida dentro del sverker 750 puede proveer de 0-10 A, 0-40 A, 0-100 A, 0-250 VAC o 0-300 VDC.

La temporización y la generación (señal de salida del equipo), pueden ser llevadas simultáneamente. Cuando el dispositivo de protección dispare, ambas salidas y la temporización se interrumpirán.

Existe también una fuente de voltaje AC construida separadamente. Esta puede variar desde 0 a 110 VAC, y es empleada para suministrar el voltaje de entrada para el relé. Una fuente de voltaje de 20-220 VDC es usada para proveer voltaje auxiliar.

El Sverker 750 está equipado con un temporizador, un amperímetro y un voltímetro, y estos instrumentos pueden también ser usados para indicar resistencia, impedancia, ángulo de fase, potencia y factor de potencia. Además, estos instrumentos pueden ser usados para mediciones en circuitos externos. Un conjunto de resistencias y un capacitor están provistos, y pueden ser conectados dentro de los circuitos a ser probados para producir desfases, mayor precisión

en los ajustes y demás características que el personal de prueba desee.

Un contacto de acción/ruptura puede usarse para sincronizar otros circuitos con las pruebas que están siendo conducidas. Las calibraciones del sverker 750 están hechas empleando los controles en el panel de control frontal del equipo. Muchos otros seteos o calibraciones pueden ser realizados mediante el "display" o pantalla que se localiza también en el panel de control.

La unidad de comprobación de relés SVERKER 750 se la puede analizar, en lo referente a sus características, de la siguiente manera:

- a) Prueba prácticamente todas las protecciones monofásicas y también los dispositivos de reconexión automática
- b) Posee una sección universal de medida con fuente de corriente, fuente de tensión separada y variable y fuente de tensión auxiliar, todo en una sola unidad compacta para comprobación de relés.
- c) Mide el tiempo (por ejemplo: tiempo de operación y duración de impulsos de disparo), la corriente y la tensión.

- d) También mide la impedancia (Z), la resistencia R , la reactancia (X), la potencia activa (P), la potencia virtual o aparente (S), la potencia reactiva (Q), el factor de potencia ($\cos\Phi$) y el ángulo de desfase (Φ). Como referencia puede usarse la corriente o la tensión
- e) La corriente y la tensión pueden presentarse como porcentaje del valor nominal si así se desea.
- f) Función de inmovilización (HOLD) para las lecturas. Se pueden inmovilizar ciclos muy cortos
- g) Las entradas de arranque y parada del temporizador tienen cada una, una lámpara indicadora que se enciende para indicar que el circuito está cerrado o que hay tensión en la entrada. Las entradas de arranque y parada están separadas e independientes de la polaridad. Reaccionan a los cambios y también pueden manejar la tensión de C.A.
- h) Basta con pulsar un solo botón, para indicar la generación, la puesta en cero del instrumento y la medida del tiempo.
- i) Características especiales de generación tales como generación en tiempo limitado, generación manual y arranque de generación (usada para probar dispositivos de reconexión)
- j) Salidas de hasta 200 Amp.
- k) El inicio de la generación esta sincronizado con la red, eliminando así la imprecisión (dispersión) de los resultados de medida

atribuibles al momento en que se arranca el SVERKER 750 durante el periodo de tensión de la red.

- l) Se puede almacenar en la memoria hasta diez series diferentes de ajustes de prueba, lo cual es muy útil cuando se prueban distintos tipos de relés de protección.
- m) Panel de control bien distribuido y fácil de usar.
- n) Preparado para la comunicación con un ordenador personal
- o) Portátil: pesa aproximadamente 18 Kg.

B) EQUIPO DE PRUEBA DE CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACION (BIDDLE 2.5 KV)

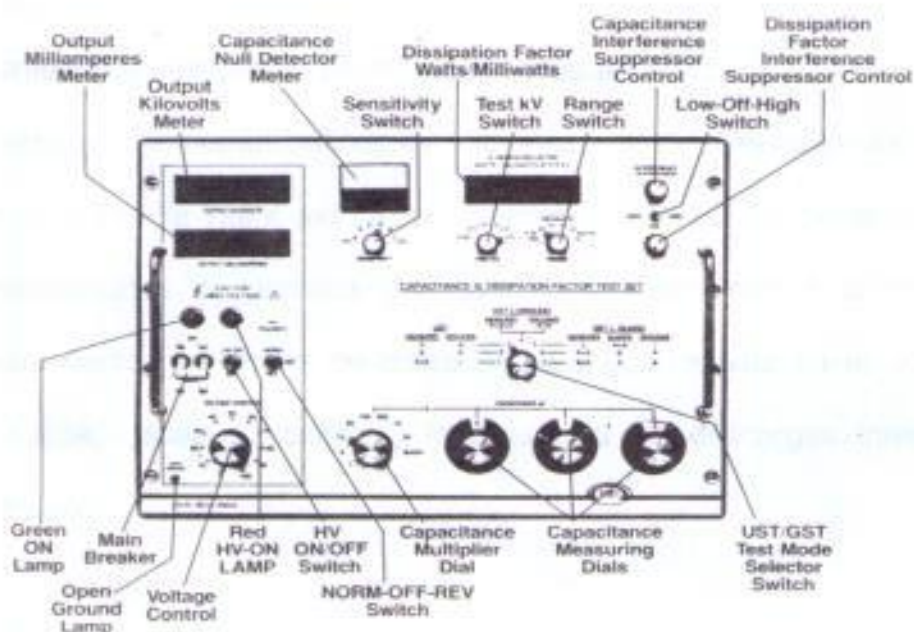


FIG. 3.4 Vista frontal del panel del set de prueba FDYC 2.5 KV AVO BIDDLE

El equipo de prueba BIDDLE para factor de disipación y capacitancia, es empleado para desarrollar pruebas en laboratorio y en el campo, al aislamiento de circuitos eléctricos de alto voltaje a 50/60 Hz mediante la aplicación de un voltaje de prueba superior a los 2.5 KV. Este equipo es muy útil para la evaluación de la naturaleza y la calidad de los materiales y sistemas de aislamiento para equipos eléctricos, procesos industriales y para determinar grados de contaminación excesiva, fracturas, trizaduras y otros defectos que acompañan el deterioro del aislamiento.

Las pruebas son realizadas mediante la medición del factor de disipación (factor de potencia) y capacitancia de un espécimen sometido a voltajes de prueba superiores a los 2.5 KV. Los valores medidos, cambiarán cuando condiciones indeseables se presenten, tales como la humedad en el exterior o interior del aislamiento, cortocircuitos o circuitos abiertos en los devanados o en el aislamiento, presencia de contaminantes conductivos en el aceite aislante, gases o sólidos y la presencia de descargas internas parciales.

Entre las aplicaciones del equipo de prueba BIDDLE tenemos que es capaz de medir:

- a) Capacitancia y pérdidas dieléctricas (factor de disipación) del aislamiento eléctrico en equipos de potencia de alto voltaje tales como cables, bushings, aisladores, disyuntores, transformadores, máquinas rotativas, capacitores, pararrayos y aceites aislantes
- b) Cambios de la capacitancia y pérdidas dieléctricas del aislamiento eléctrico debido a variaciones con el nivel de voltaje y condiciones ambientales, cambios bruscos en la temperatura, humedad, presión, choques mecánicos, vibración y estrés.
- c) Constante dieléctrica
- d) Corriente de excitación de transformadores
- e) Las principales características de este equipo son las siguientes:
 - Operación sencilla (balance semiautomático)
 - Lectura directa para capacitancia y factor de disipación (o los watts equivalentes disipados)
 - Realiza las pruebas de capacitancia y factor de disipación en aparatos de alto voltaje mediante los siguientes modelos:
 - ◆ Prueba con el espécimen no-aterrizado (UST: ungrounded specimen test)
 - ◆ Prueba con el espécimen aterrizado (GST: grounded specimen test)

- ◆ Prueba con el espécimen aterrizado empleando una conexión a guarda (GST-G: grounded specimen test and guard)
-
- f) Posee un switch selector para circuito UST y GST que simplifica las calibraciones para la prueba, así como minimiza las conexiones
 - g) Los cables de salida duales de bajo voltaje simplifican las mediciones en transformadores multidevanados, y disyuntores que contengan bushings internos y externos
 - h) Posee circuitos de supresión especiales para pruebas en lugares de interrupción bajo condiciones de interferencia electrostática y magnética
 - i) El circuito para relación de transformación, de baja impedancia, añadido de circuitos completamente a guarda, aseguran todos los ensamblajes críticos internos, y las conexiones y cables exteriores esencialmente eliminan la influencia de capacitancias parásitas a tierra
 - j) Está construido en material resistente para seguridad del operador así como del equipo.

C) MEGGER BIDDLE



FIG. 3.5 Megger BIDDLE 5000 VDC (motorizado 120 VAC)

El medidor de resistencia de aislamiento (MEGGER) perteneciente a la familia AVO BIDDLE, es un dispositivo de inyección de tensión continua de hasta 5000 VDC, de fácil manejo y transporte; constituyéndose en una herramienta práctica y eficiente en el proceso de comprobación de los valores normales del aislamiento en equipos primarios y secundarios localizados en las diferentes subestaciones eléctricas pertenecientes a la Zona Occidental de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica.

Este medidor de resistencia de aislamiento, brinda dos modos de operación en el campo de prueba, ya sea a través del modo "motorizado", para lo cual requiere de una alimentación de 120 VAC, o mediante el modo "manual", a través del empleo de una manivela acoplada en una de las caras laterales del equipo. Posee tres terminales de conexión a los cuales se acoplan tres terminales tipo "uña", pertenecientes a los DOS cables de prueba con terminales tipo lagarto que posee el equipo. Uno de los terminales posee la marquilla de un RAYO y representa el punto de conexión del terminal VIVO o POSITIVO, el mismo que posee una pequeña extensión de conductor cuyo punto de conexión es el terminal marquillado con G de "GUARDA"; el otro cable de prueba, representa la TIERRA y su terminal de conexión es el marquillado con E de earth o TIERRA.

La conexión fundamental para la medición de la resistencia de aislamiento de cualquier tipo de equipo, es desarrollada mediante la conexión del terminal de prueba o cable de LINEA al terminal del equipo a probar (terminal de alto voltaje), mientras que el terminal o cable de prueba de tierra, se conecta a la carcasa o estructura metálica del equipo o punto referente al cual se desea establecer el

valor del aislamiento. Para la obtención de los valores de resistencia de aislamiento, el equipo posee dos escalas en MEGAOHMOS, las mismas que serán leídas dependiendo de la perilla de escala seleccionada para la prueba (MI o MII, escala superior o escala inferior), y dependiendo del nivel de voltaje o tensión continua que se emplee para la prueba (hasta 5000 VDC) se establecerá el multiplicador que se debe aplicar a cada lectura directa de la escala del MEGGER.

Un punto muy importante del equipo MEGGER BIDDLE 5000VDC, es que posee la opción de "DISCHARGE" o descarga del equipo en la misma perilla de selección del nivel de tensión de prueba, por lo que es imposible que el operador pase por alto la descarga del equipo después de cada prueba, ya que como principio básico de seguridad se sabe que primer deberá bajar el nivel de tensión de prueba y por ende descargará el equipo luego de cada medición de la resistencia de aislamiento.

En conclusión, a pesar de que lo ideal es poseer un medidor de resistencia de aislamiento de 10000 VDC, el Megger Biddle 5000 Vdc, brinda un margen de exactitud de un $\pm 1\%$, y una confiabilidad del 90%, por lo que su uso es aceptado dentro del proceso de

pruebas de aislamiento para autotransformadores de potencia, disyuntor, seccionadores y demás equipos de medición y protección localizados en las subestaciones eléctricas pertenecientes a TRANSELECTRIC S.A.

D) DLRO (DIGITAL LOW RESISTANCE OHMMETER) AVO

El medidor digital de baja resistencia o DLRO, es un equipo portátil y rígido, que presenta un lectura directa en su pantalla digital de la resistencia en 5 rangos. Puede alimentarse por baterías recargables contenidas en este, o mediante una extensión, cable o línea de alimentación de 115 VAC.



FIG. 3.6 DLRO (digital low resistance ohmeter)

Este equipo de prueba ha sido diseñado y construido bajo los requerimientos de la norma ANSI C39.5.1974 "Requerimientos de seguridad para instrumentación eléctrica y electrónica de medición y control". No existe riesgo alguno de una descarga en el equipo y puede ser empleado libremente en ambientes húmedos o exteriores. La línea para el cargado de la batería así como la fuente AC deberán ser usadas y mantenidas por personal entrenado quienes estarán familiarizados con las precauciones usuales para el manejo del equipo energizado.

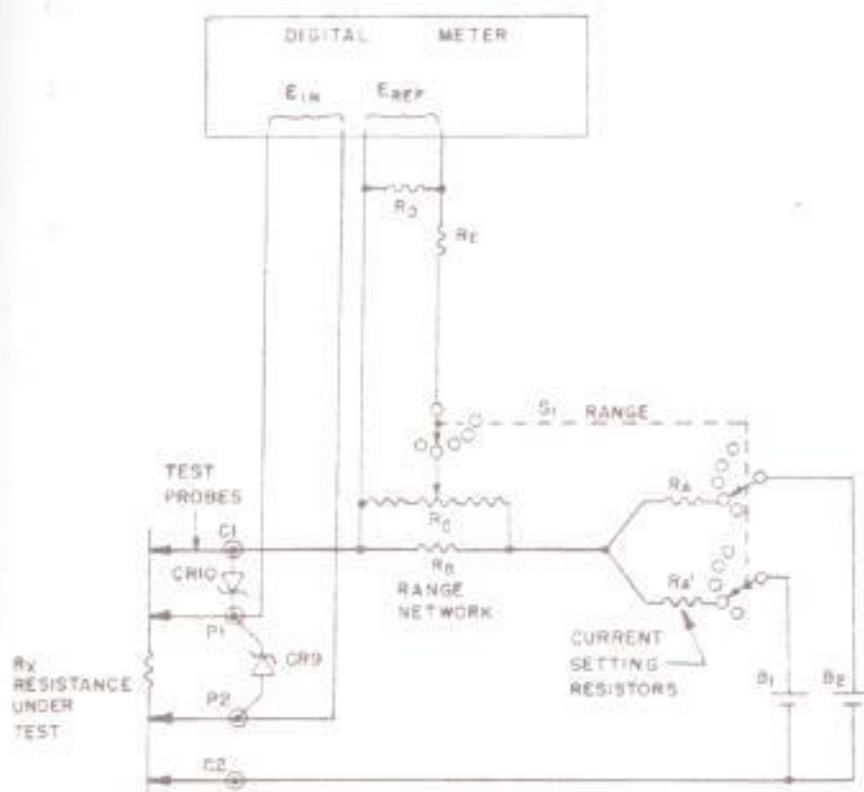


FIG. 3.7 Esquema elemental interior del equipo DLRO

La figura anterior muestra un diagrama de circuito de medición simplificado. B1 y B2 son las baterías del circuito de medición que proveen la corriente de prueba (dos baterías tamaño F níquel-cadmio son usadas para inyectar los amperios-hora requeridos).

RA y RA' establecen la corriente de prueba a los valores dados en las especificaciones del fabricante del equipo de prueba; existiendo un par de resistencias para cada rango. En los 6 miliohms, rango de 10 Amp., la corriente de prueba está también afectada por la resistencia de las puntas de prueba conectadas a los terminales C1 y C2. El instrumento está diseñado para operar con terminales de corriente que posean una resistencia de 0.02 ohms cada una. Empleando puntas terminales con resistencias diferentes a 0.02 ohms, no afectará la precisión del instrumento, pero causará que la corriente de prueba sea diferente.

RB es una resistencia estable empleada para obtener un voltaje proporcional a la corriente de prueba. RC es un ajustador de calibración. Existen cinco (5) de estas redes de valores, una para cada rango.

Un medidor digital, provisto de celdas de tamaño D de níquel-cadmio, presenta en la pantalla la relación:

$$6 \times (E_{IN} / E_{REF})$$

Donde:

- 1) E_{IN} es el voltaje a través de RX donde las puntas de potencial están conectadas
- 2) E_{REF} proporcionado debido al divisor RD-RE, está establecido por la red de valores y representa la corriente en RX

La red de calibración en cada rango está determinada para producir, en una corriente de prueba específica, 60 mV nominalmente en la entrada E_{REF} . Considere un espécimen de prueba, RX de 1.5 miliohms y una corriente de prueba de 10 amperios, la pantalla mostrará:

$$6X ((0.0015 \times 10 \text{ A}) / (0.060V)) = 1.500 \text{ miliohms}$$

Si la corriente de prueba es reducida a 9 amperios:

$$6X ((0.0015 \times 9 \text{ A}) / (0.054V)) = 1.500 \text{ miliohms}$$

Lo anterior nos muestra que la lectura es independiente de las variaciones de la corriente de prueba causadas por los cambios en el voltaje de las baterías, o por diferentes resistencias de las puntas terminales de prueba.

El medidor digital de baja resistencia tiene un circuito de auto-encerado que normalmente mantiene cualquier desviación del enceramamiento a uno o al menos dos valores, y convertidor de onda

dual que es sintonizado para expulsar la interferencia de la frecuencia de línea, ya sea 50 o 60 Hz.

El cargador de batería suministrado con algunos modelos, y que tienen baterías internas recargables, es un tipo de corriente constante específicamente diseñado para usarse con baterías de níquel-cadmio. Existen dos circuitos de carga: uno suministra 0.4 A para cargar la batería de la pantalla y otro dos puntas que alimentan con 0.7 A para cada una de las dos baterías de los circuitos de medición. Estos valores de corriente son los valores recomendados por el fabricante como los valores "rango de 10 horas" y representan un nivel de carga de seguridad que no dañará las baterías, incluso si es que están permitidas de mantenerse en carga indefinidamente.

Las corrientes de carga están establecidas en la fábrica y necesitan reajustes únicamente cuando las baterías son reemplazadas.

Los diodos zener CR9 y CR10 protegen al instrumento de daños causados por los transientes del switcheo que pueden ocurrir cuando se realiza las mediciones de la resistencia de algún espécimen inductivo, y por pick-up de 60 Hz que pueden ocurrir

cuando se realiza la medición en equipos grandes de alto voltaje de seccionamiento.

E) TRANSFORMER RATIO METER TR 800

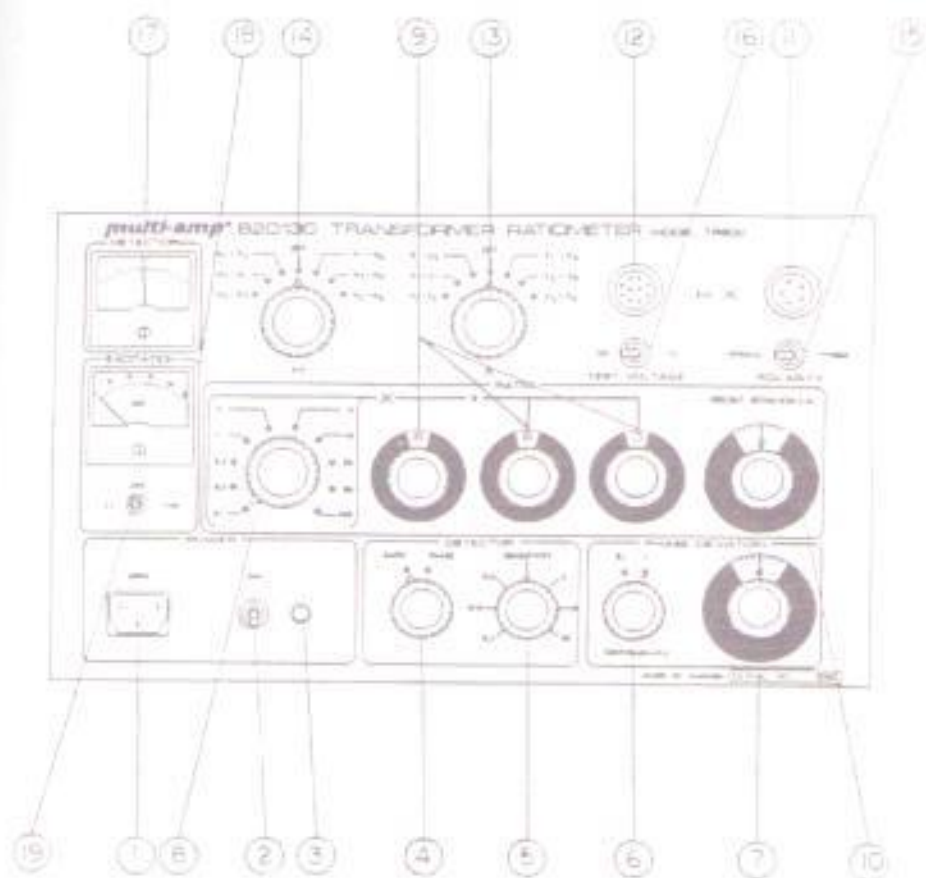


FIG. 3.8 Vista frontal del panel de control del equipo TR 800

El TR 800 es un equipo portátil diseñado para la medición aproximada de la relación de transformadores y demás equipos que posean divisores métricos de relación AC asociados a ellos.

Construido dentro del TR 800 se encuentra un medidor de corriente para la medición de la corriente de excitación del transformador bajo prueba. Se ha probado que manteniendo un historial de la corriente de excitación, se logra un camino muy adecuado para detectar problemas en los transformadores.

Su principio de operación, básicamente se puede simplificar de la siguiente manera:

- a) Ocho (8) voltios alternos (8 Va.c.) son aplicados a través del lado de bajo voltaje del transformador probado, y del lado fijo del transformador de referencia en el set de prueba o equipo
- b) El lado de alto voltaje del transformador probado es conectado en serie con el lado ajustable o variable del transformador de referencia del set de prueba
- c) Gracias a que la polaridad del transformador de referencia es opuesta al del espécimen o transformador probado, una corriente fluye a través del detector de vueltas hasta que la relación del transformador de referencia se ajuste de manera igual a la del transformador probado

La característica de desviación de fase del TR 800 brinda al operador la diferencia de fase entre los voltajes primario y secundario, lo cual es muy útil en la determinación si es que existe un cortocircuito entre las vueltas o si es que el devanado posee un número desigual de vueltas conectadas en paralelo.

Los interruptores trifásicos en el TR 800 simplifican los procedimientos de pruebas, ahorran tiempo y reducen notablemente el riesgo de shocks eléctricos.

F) CTER-91 (Medidor de relacion de transformación - polaridad - saturacion de CT's)



FIG. 3.9 CTER-91 (120 VAC)

El set de prueba MULTIAMP CTER-91, es una unidad liviana y portátil empleada en el desarrollo de pruebas de excitación, polaridad y relación de transformación en transformadores de corriente empleando el método de comparación de voltajes.

Utilizando la última tecnología, el modelo CTER-91 provee un voltaje de salida variable y una instrumentación de precisión para probar transformadores de corriente de relaciones únicas y de multirelaciones. Todas las tres pruebas; excitación, relación y polaridad, pueden ser desarrolladas sin cambiar ninguna de las conexiones de los terminales de prueba.

Los transformadores de corriente pueden ser probados en la configuración misma del equipo en el cual están montados; ya sea en transformadores, disyuntores inmersos en aceite o grupos encapsulados GIS.

Entre sus principales aplicaciones se tienen:

Prueba de saturación.- El modelo CTER-91, provee un voltaje de salida variable y una instrumentación digital para la medición del voltaje de excitación y la corriente de excitación que resulta del incremento del voltaje aplicado al CT bajo prueba. Como el transformador de corriente bajo prueba se saturará, un gran

incremento en la corriente será detectado por un pequeño incremento en el voltaje.

Prueba de relación de transformación.- La prueba de relación es desarrollada mediante la comparación de un voltaje aplicado al devanado secundario para el voltaje resultante producido en el devanado primario del CT bajo prueba. Por ejemplo; si 1 voltio por vuelta es aplicado al devanado secundario, el voltaje presente en el devanado primario debería ser de 1 voltio. Más específicamente, si 10 voltios fueran aplicados al secundario de un transformador de corriente de 600:5 (relación 120:1), 1 voltio debería hacerse presente en el devanado primario.

Prueba de polaridad.- La polaridad de los transformadores de corriente bajo prueba es determinada mediante una circuitería especial que divide el voltaje aplicado al devanado secundario para 10 o para 100, dependiendo de la posición del switch selector de prueba y le añade o suma este resultado al voltaje en el primario. Un incremento en magnitud, indica polaridad correcta y un decremento muestra una polaridad incorrecta.

Entre las principales características y beneficios del CTER-91, se tienen:

- a) El voltímetro puede ser usado para medir voltajes externos de hasta 600 voltios AC.
- b) Un switch RUN/HOL congela las lecturas en el instrumento cuando el selector se lo coloca en la posición HOLD.
- c) Un rango bajo de voltaje (40 voltios) está provisto para CT's que se saturan en bajos voltajes.
- d) La unidad está provista de un rango grande de voltaje de 1000 voltios.
- e) Un bloqueo de arranque en cero está incorporado. Este minimiza la posibilidad de la energización de un CT bajo prueba con un repentino alto voltaje.

PRODUCTOS QUIMICOS:

En las S/E de Transmisión de la Zona Occidental, se ha estandarizado el empleo de los productos para el mantenimiento marca **OYMA** proveidos por **ODEMET**. Todos los productos **OMYA** han sido especialmente desarrollados para contribuir directamente en la reducción de los costos por cortes en la Producción. Su correcta y periódica aplicación asegura una eficiente y continua operación de los equipos y maquinarias, aumentando su vida útil. Ahorran valioso tiempo

durante el mantenimiento, gracias a la eficiencia y rapidez de su actuación. Brindan protección y seguridad al personal técnico, no afectan la capa de ozono puesto que no utilizan FREÓN ni CLOROFLUOROCARBONOS (CFC), cumplen con las especificaciones U.S.D.A., F.D.A., E.P.A y militares. Su empaque en aerosol previene la adulteración o contaminación de su contenido; solucionan problemas específicos asociados al campo del mantenimiento.

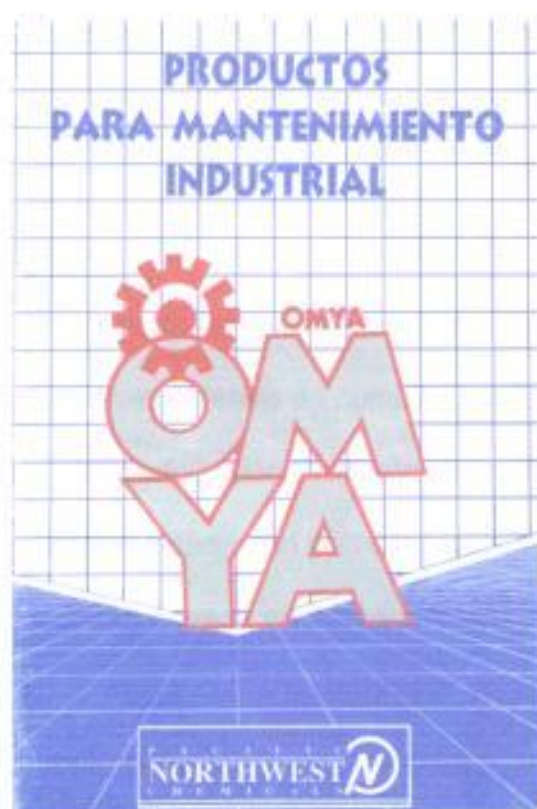


FIG. 3.10 Presentación productos químicos OMYA

- **AEROSALES; "AMIGABLES AL MEDIO AMBIENTE"**

Para que un producto químico pueda ser considerado amigable al medio ambiente; debe satisfacer las siguientes exigencias:

- a) Mínima cantidad necesitada para cumplir una función
- b) Mínima generación de desperdicios
- c) Envase capaz de ser reciclado al término de su vida útil
- d) Mínimo efecto sobre la atmósfera o tierra durante su aplicación.

El envase en aerosol es el empaque ideal para cumplir con estas exigencias cuando es usado adecuadamente para el propósito requerido:

- 1) Los aerosoles han sido diseñados para entregar la cantidad exacta de producto en el sitio donde es requerido y en la forma apropiada, con el objetivo de cumplir una función con la máxima eficiencia (rociado seco, rociado húmedo, chorro, espuma húmeda, espuma seca, gel polvo, grasas, aceite, crema)
- 2) Debido a que el envase en aerosol realiza su trabajo de manera eficiente, el desperdicio ocasionado al aplicar en exceso es considerablemente reducido. También se evita desperdicios originados al mezclar o medir incorrectamente, así como por evaporización, derrame, goteo, filtraciones o contaminación.

- 3) El envase en aerosol no solamente que es reciclable al término de su vida útil, sino que es fabricado con al menos un 25% de acero reciclable.
- 4) Debido a que tanto el desperdicio como la cantidad necesitada son menores, en comparación con otros métodos de aplicación, tan solo esto ya reduce el efecto negativo sobre la atmósfera y el suelo durante su utilización. Los ingredientes utilizados para la fabricación de los otros tipos de productos químicos disponibles al granel son los mismos que los utilizados en los aerosoles, con solo una diferencia: EL PROPELENTE UTILIZADO.

El hidrocarburo, el propelente más frecuentemente utilizado en los aerosoles, NO CONTAMINA EL SUELO, EL AGUA o LA TIERRA. Además no tiene NINGUN EFECTO SOBRE EL CALENTAMIENTO GLOBAL o la CAPA de OZONO.

Su efecto sobre la formación de smog es mínimo, especialmente cuando es comparado con las formas químicas de smog producidas por las emisiones de las chimeneas industriales de las plantas generadoras d energía, debido a la combustión de los derivados del petróleo.

Por lo tanto, es fácil concluir que todos los métodos disponibles para la aplicación de químicos en los que se requiere del

cumplimiento de una tarea específica, el uso de envases de aerosol es de lejos, el MAS AMIGABLE AL MEDIO AMBIENTE.

Los productos OMYA son fabricados con PROPELANTES que NO AFECTAN a la CAPA de OZONO. Además su envase es 100% reciclable.

Entre los principales productos tenemos:

A) LIMPIADOR DE BATERIAS

Código: OMYA BTC-13

ACCION INMEDIATA

Sabemos que las partículas que se acumulan en las Baterías que se encuentran en una Subestación Eléctrica pueden provocar grandes daños a toda la instalación debido a la gran importancia de estas en situaciones de emergencia operacional y en el correcto funcionamiento de equipos de control, medición y protección. La correcta limpieza y protección de las baterías extiende no sólo su vida útil, sino que constituye a reducir costos operativos. Este moderno limpiador garantiza una rápida y eficaz limpieza de los bornes, terminales, cables y soportes. La efectiva acción de remoción de sulfatos de esta espuma, agiliza y simplifica esta tediosa tarea de limpieza

B) PROTECTOR DE BATERIAS

Código: OMYA BP-14

PREVIENE SULFATACION

Recubrimiento protector de larga durabilidad para todo tipo de baterías. Resiste el ataque de ácidos y álcalis. Protege los bornes, cables, terminales y soportes. Extiende la vida útil de la batería. Previene la corrosión y nuevas formaciones de sulfato, asegurando el correcto encendido de los motores. Recomendado para bancos de baterías en subestaciones eléctricas y empresas telefónicas.

C) LIMPIADOR DE CONTACTORES

Código: OMYA CC-15

NO INFLAMABLE – NO CONDUCTIVO

La aplicación periódica de este producto en contactores de motores de disyuntores, seccionadores; es decir, circuitos de fuerza presentes en una Subestación Eléctrica, asegura un óptimo funcionamiento de los motores, especialmente durante el crítico instante de encendido, preservando su vida útil, evitando así, costosos cortes. Debido a su completa no inflamabilidad y elevada resistencia dieléctrica, puede se

aplicado aun en equipos energizados. Remueve carbón, grasa, polvo, tierra, etc., rápida y eficazmente sin dejar residuos, protegiendo de esta forma la importante inversión en tableros eléctricos y paneles de control.

D) DESPLAZADOR DE HUMEDAD

Código: OMYA MD-60

NO INFLAMABLE – PREVIENE LOS CORTOCIRCUITOS

Las fallas que se pueden presentar en las cajas de control local de seccionadores, panel de control local de disyuntores y demás equipos de Patio o expuestos a la intemperie en una Subestación Eléctrica debido a la acumulación de agua o excesiva humedad pueden ser eliminadas, gracias a la aplicación preventiva de este singular producto. Todos los equipos en intemperie pueden ser protegidos no sólo contra el agua sino también contra la oxidación, gracias a la acción residual de este producto, el cual puede ser aplicado con seguridad aún en equipos energizados, debido a su completa no inflamabilidad. Elimina los problemas de encendido por presencia de agua en el distribuidor de los vehículos, además puede ser aplicado en boquillas y zócalos para incrementar la

vida de los focos expuestos a la humedad y facilitar su reemplazo, ya que previene el trabamiento por oxidación.

E) GRASA ROJA DE LITIO

Código: OMYA RLG-83

NO INFLAMABLE – RESISTENTE AL AGUA

Específicamente recomendado para ser aplicado en partes de difícil acceso o manipuleo, gracias a su válvula especial que permite dirigir el chorro. Inicialmente fluye líquido, lo cual asegura una lubricación en lugares donde la grasa normalmente no penetra, luego al volatilizarse el solvente, adquiere su consistencia natural. Soporta temperaturas bajo cero de hasta -40°C . No se descompone en presencia del calor ya que opera hasta 260°C . Resiste la presión, pero especialmente el agua, debido a su base de Litio. Lubrica y protege cadenas, cables, rodamientos, rodillos, ejes, etc. Debido a su no inflamabilidad, puede ser aplicado en los dispositivos móviles de los disyuntores, ejes y cuchillas seccionadores de hasta 13.8 KV. en Subestaciones Eléctricas.

F) PENETRANTE LUBRICANTE

Código: OMYA PL-20

VÁLVULA ESPECIAL DE 360°

Lubricante fortificado con micropartículas de bisulfuro de molibdeno y TFE (tetrafluoretileno). Afloja rápida y eficazmente pernos, tuercas, herramientas, etc., trabadas o tomadas. Evita ruptura de piezas con ahorro de mano de obra. No contiene solventes clorinados o silicones. No daña plásticos, cauchos o pinturas. La fuerza del rociador ayuda a penetrar a través de la corrosión, para destrabar eficazmente las piezas más tomadas. Elimina los molestos ruidos. Posee una válvula especial de 360° que permite rociar desde cualquier posición, para un máximo aprovechamiento de su contenido. Cumple con las especificaciones ASMT STP 332.

G) PENETRANTE NO INFLAMABLE

Código: OMYA NBL-29

RAPIDA ACCION

Durante el mantenimiento, la rapidez en reactivar la operación de equipos es la prioridad principal. Un perno roto debido a la utilización de penetrantes convencionales es irrelevante frente al costo originado por el tiempo perdido en la corrección del

problema. Este moderno producto ha sido específicamente desarrollado para asegurar un rápido destrabamiento, sin pérdida de tiempo. Gracias a su completa no inflamabilidad, puede ser aplicado con toda seguridad en áreas donde existe riesgo de incendio o descargas eléctricas. Deja una película protectora que protege contra la oxidación y la humedad.

H) EXTERMINADOR DE AVISPAS

Código: OMYA WHK-144

NO INFLAMABLE – ALCANCE 6 METROS

Este moderno producto ha sido específicamente desarrollado para eliminar instantáneamente avispas, abejas, avispones, etc., cuya presencia en lugares determinados (estructuras de Líneas de Transmisión, Tableros de fuerza o control, Equipos primarios, etc.) dificulta y puede inclusive poner en peligro la seguridad personal, específicamente cuando se trabaja en sitios elevados. Para su aplicación no se requiere de exposiciones cercanas a los nidos, ya que el poderoso chorro asegura un alcance constante de 6 metros. Recomendado para cuadrillas telefónicas y de distribución eléctrica, gracias a las excepcionales características de no inflamabilidad, no conductividad y elevada resistencia dieléctrica. Este producto

es único en su clase con aprobación de la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos, EPA. EPA REG. #7405-44. EPA EST. #7405-FL1

I) LIMPIADOR MULTIPROPÓSITO

Código: OMYA APC-90

NO TOXICO – BIODEGRADABLE

Es un producto líder debido a su eficiencia, amplitud de uso y precio. Puede limpiar completamente desde un teléfono hasta un motor a diesel. Esta espuma blanca de agradable fragancia cítrica, cambia de color a medida que actúa. Se adhiere perfectamente sobre superficies verticales, lo cual permite la remoción, sin escurrirse rápidamente, como ocurre cuando se utiliza limpiadores líquidos. Basta luego enjuagar o aplicar un wipe. Debido a que no afecta las manos o la piel, puede ser usado tanto a escala industrial como en el hogar, oficinas, colegios, vehículos, vidrios, ventanas, etc. Seguro al medio ambiente.

J) EMULSION DESENGRASANTE BIODEGRADABLE

Código: OMYA BED-880

**SEGURO AL PERSONAL Y AL MEDIO AMBIENTE DILUIBLE
- NO INFLAMABLE**

Este nuevo desengrasante de fresca fragancia cítrica ha sido específicamente formulado con componentes 100% biodegradables, para garantizar la protección del ecosistema. Por su eficiencia, características e incomparable dilución en el agua, este moderno producto asegura la mejor relación precio-calidad. Las constantes quejas en relación con la irritación de las manos o de gases tóxicos dejarán de ser un problema, puesto que no requiere utilización de guantes o mascarillas. Remueve eficazmente grasas, aceites y grasa animal, suciedad, etc. No contienen solventes clorinados, ni destilados de petróleo.

K) REVESTIMIENTO DE ACERO INOXIDABLE

Código: OMYA SSC-72

SOPORTA ALTAS TEMPERATURAS

Ha sido formulado a partir de partículas de acero inoxidable 316 de elevada pureza. Es altamente resistente al ataque de químicos, a la corrosión y a la abrasión. No se oxida ni se

obscorece, más bien, tiene a brillantarse con los años. Asegura una excelente adhesión al metal, madera, cerámica y cuero. Embellece y protege a la vez. Soporta temperaturas de hasta 480°C y es de alta duración. Ideal para ambientes salinos. Dirigido a refinerías, plantas generadoras de energía eléctrica, Subestaciones Eléctricas, plantas químicas, de procesamiento de alimentos y mineras, etc.

L) TRANSFORMADOR DE OXIDO

Código: OMYA RE-88

NEUTRALIZADOR A LA PRIMERA VEZ

Recubrimiento especialmente formulado para detener y prevenir la formación de óxido. Su actuación es rápida y no requiere de una mayor preparación de la superficie. Elimina la necesidad de raspar o de la aplicación de chorro de arena. Al neutralizar el óxido, forma una película negra, fuerte y resistente que acepta la aplicación de pintura, si es requerido, puesto que actúa como un excelente PRIMER paso de protección o prevención. Para ser usado en equipos de empaquetado y embotellamiento, tanques, tuberías, cercas, sistemas de

refrigeración, y equipos primarios fuera de servicio o desenergizados a la intemperie en Subestaciones Eléctricas

M) FORMADOR – SELLADOR DE EMPAQUES DE SILICON

Código: OMYA – RTV (20B, 21R, 25B)

**SOPORTA ELEVADAS PRESIONES Y TEMPERATURAS,
REEMPLAZA A EMPAQUE STRADICIONALES,
APLICACIONES DIRECTAS EN SITIO, ENVASE
PRESURIZADO – NO SE SECA**

Es un moderno producto curable Vulcanizable a Temperatura de Habitación o Sitio (RTV – Room Temperature Vulcanizable) debido a que al ser aplicado a los pocos minutos pierde su viscosidad inicial adquiriendo una consistencia tipo goma o caucho.

Los principales beneficios y características ofrecidos por los silicones RTV consisten en su no-conductividad y excelente resistencia a la vibración, humedad y envejecimiento. Operan satisfactoriamente en un amplio rango de temperaturas, desde aplicaciones bajo cero a -85°F (-65°C) hasta temperaturas considerablemente elevadas, del orden de los 500°F (260°C) y

además pueden soportar picos intermitentes de hasta 600°F (312°C).

Este producto supera a los empaques tradicionales de corcho, fieltro, asbesto, papel, metal, etc., debido a que positivamente tienen la capacidad de cubrir y llenar irregularidades e imperfecciones presentes en las superficies y no se combarán, encogerán o volverán quebradizos.

Así este producto puede ser utilizado fácilmente sobre formas irregulares y en equipos sujetos a condiciones duras y severas.

Aprobado por la F.D.A. regulación 21CFR.

2.4 Planificación Cronológica del Mantenimiento aplicado a equipos primarios de una Subestación Eléctrica

Todo Programa de Mantenimiento debe ser constituido y seleccionado por cada una de las actividades que realizan todos los equipos primarios que constituyen una Subestación de Transmisión de Energía Eléctrica.

Idealmente las acciones de mantenimiento preventivas y correctivas se deben realizar cronológicamente como está especificado por el fabricante y expresado en el manual del equipo.

Al mencionar las características anteriores y de acuerdo con los medios operativos, se determina la importancia de mantener un control perenne del mantenimiento realizado y a realizarse; control que debe comprender lo siguiente:

- a) Un Inventario completo y detallado, así como la hoja de vida de cada uno de los equipos de la Subestación.
- b) Inventario exacto de los repuestos y accesorios disponibles en bodega
- c) Tener conocimiento del costo de un equipo, su repuesto y/o accesorio
- d) Plan de mantenimiento preventivo
- e) Seguimiento o estadísticas de trabajo de los equipos.

Clasificación e Identificación de los Equipos.- Es una base importante de datos, donde se sugiere una clasificación por unidades similares en tamaño, potencia; tomando en cuenta sus funciones, como y cuando es su tiempo de posible reposición de determinados repuestos.

Una buena selección hace factible que exista una codificación numérica adecuada que sea entendible, en lo referente a su lugar y uso.

Recolección de Información.- Siempre es indispensable poseer la mayor cantidad de información posible de cada equipo, complementaria a la dada por el fabricante, cualquier otra que indique en forma semejante equipos con características similares, o información de cualquier fuente bibliográfica que brinde consejos sobre mantenimiento.

Otras características que debemos conocer son:

- ≡ Acceso al mantenimiento de los Equipos Primarios en concordancia con las estadísticas de producción
- ≡ Conocer perfectamente al equipo para facilidad de localizar y detectar posibles fallas
- ≡ Seguimiento bajo hojas de vida del estado de equipo y su rendimiento.

La información recolectada es también aquella que tenga que ver con los planes de operación que están o se van a elaborar ya que estos son muchas veces cambiados dependiendo de la demanda de Energía Eléctrica, por épocas o periodos.

Recursos.- Este factor es el más importante ya que influye en mantener los equipos en correcto funcionamiento de operación; está constituido por:

- a) Personal entrenado y especializado en el área de mantenimiento.
- b) Grado de eficiencia del personal de mantenimiento
- c) Apropriadas herramientas y equipos de Trabajo-Protección Personal
- d) Disponibilidad de repuestos
- e) Ubicación del equipo en el plan de mantenimiento elaborado y planificado
- f) Supervisión siempre disponible

De acuerdo a las actividades relativas de mantenimiento, como lubricación, inspección, chequeo, detección de fallas y reparaciones en la forma en que estas se realicen, dependerá la correcta forma de elaborar una planificación de mantenimiento.

Lo anterior es establecido por la medida en el tiempo de cómo se aplican las acciones del mantenimiento PREDICTIVO y PREVENTIVO, lo que da una influencia sobre que esté siempre habilitado un equipo para la operación.

La información del rendimiento con el que trabaja un equipo, que es lo que está de acuerdo con el uso y las condiciones de operación que se den, principalmente cuando estos por una u otra razón sufre una sobrecarga de trabajo, es lo que nos permite establecer la vida útil del equipo.

Una vez obtenida las informaciones, está adecuadamente posibilitado para establecer un programa lo más acercado a la realidad del uso de los Equipos Primarios, de tal forma que en ningún momento haya la posibilidad de pérdida de continuidad en el servicio de transmisión de energía eléctrica y por consiguiente falla de ingresos por la venta de esta energía.

En lo relacionado con los diferentes procedimientos de mantenimiento aplicados a equipos Primarios de las Subestaciones Eléctricas de nuestro Sistema Nacional Interconectado, se ha establecido de manera estandarizada:

- a) Efectuar cada 2000 horas de operación (aproximadamente cada 3 meses), una limpieza general interna y externa de los Equipos Primarios. Debiéndose tener un particular cuidado con la limpieza de las superficies aislantes (porcelana de Bushings, material químico

empleado como aislante, etc.). Cualquier demostración de "caminamiento eléctrico" sobre las superficies aislantes es determinante para la extensión de la vida útil del Equipo Primario.

- 2) En los paneles localizados en ambientes agresivos (alta contaminación o elevado porcentaje de salinidad), se debe realizar esta inspección, particularmente en las placas de pasaje de Barras, en un período NO SUPERIOR a 2000 horas.
- 3) La verificación de que los elementos deshumificadores (calefactores) operan normalmente y si atienden a las características citadas en las inspecciones y limpiezas generales referente el proceso del montaje eléctrico de determinado equipo eléctrico. Este procedimiento deberá ser realizado a cada 6000 horas de operación.
- 4) En caso de cortocircuitos de gran magnitud o sobrecargas prolongadas, eliminar el efecto que los provocaran y antes de colocar el equipo en funcionamiento normal, se recomienda verificar:
 - a) Si los conductores, barras y cables están en perfectas condiciones.
 - b) Si los sistemas de contactos de los disyuntores y seccionadores están perfectas o si presentan algún principio de desgaste.
 - c) Si la regulación y operación de los relés sufrió algún daño.
 - d) Si los instrumentos de precisión no sufrieron daños.
- 5) La limpieza externa de los paneles se lo debe realizar con paños o esponjas humedecidas con solución detergente neutro y el retiro de

la suciedad y restos de detergentes, con paños o esponjas humedecidas en agua limpia o aplicando el limpiador Multipropósito (ALL PURPOSE CLEANER); aunque si es necesario podría emplearse en combinación con otros productos como el desplazador de óxido, desplazador de humedad o el desengrasante líquido. Nunca utilice solventes inflamables, en la limpieza externa e interna.

- 3) Es recomendable verificar cada 6 meses las condiciones de los anillos de GOMA NEOPRENE o ANILLOS O'RING, que se ubican en los tornillos de fijación de algunas pasatapas y demás uniones de partes metálicas.
- 4) El mantenimiento POR EQUIPOS, es una organización general de cómo efectuar los procedimientos de mantenimiento en los periodos de la utilización de los Equipos Primarios. En el caso de que se desee el mantenimiento para una determinada MARCA o PROCEDENCIA de Equipos Primarios, con la finalidad de esquematizar un plan de mantenimiento; es recomendable consultar al fabricante del equipo, el mismo que podrá suministrar las características necesarias.
- 5) En casos de sustitución total o parcial de los componentes o del equipo Primario en sí, que sufrieron algún tipo de daño ante fallas eléctricas, se deben verificar si es que las piezas a sustituir tienen las

mismas características mecánicas y eléctricas de aquellas deterioradas.

3.2. Inspección

Se ha establecido que dentro de la Inspección de la condición operacional de una Subestación Eléctrica, los principales pasos o acciones que se deben realizar de manera secuencial para posteriormente proceder a la elaboración del **REPORTE PREVENTIVO** que ayude a la planificación del Mantenimiento Preventivo de una Subestación son los siguientes:

- 1) Inspección general externa (patios de la Subestación eléctrica)
- 2) Verificación de las lámparas indicadoras
- 3) Verificación de las perillas (observar que trabajen los contactos: libres en su movimiento)
- 4) Inspeccionar posibles daños en las puertas de acceso tanto a la Sala de Control de la Subestación, así como de los Paneles dúplex
- 5) Verificar los dispositivos de protección en las puertas
- 6) Inspeccionar la presencia de vidrios rotos en los instrumentos, relés y luces indicadoras
- 7) Inspeccionar que los equipos de medición, control y primarios se encuentren conectados a tierra perfectamente.
- 8) Medir resistencia a tierra
- 9) Inspeccionar y medir estado de cables de fuerza (resistencia mecánica y aislamiento)

- 12) Inspeccionar y medir estado de barras
- 13) Inspeccionar y medir estado de cables de control
- 14) Reajustar la tomillería de las Barras (desenergizadas), y en el caso en que estas estén descubiertas limpiarlas de la acumulación de partículas sólidas (polvo, residuos de quemadores cercanos, etc)
- 15) Limpiar aisladores de las Barras
- 16) Verificar conexionado y aislamiento de los transformadores de medición
- 17) Verificar la resistencia de calefacción
- 18) Reportar todas las condiciones inseguras
- 19) Verificar que todos los circuitos (o los más importantes de acuerdo a su función), posean el correcta marquillaje o señalización
- 20) Verificar mecanismos elevadores y otros
- 21) Lubricar mecanismo
- 22) Verificar y limpiar contactos auxiliares
- 23) Limpieza interior de los cubículos o paneles
- 24) Prueba a los interruptores de Servicios Auxiliares y Disyuntores de Potencia
- 25) Inspeccionar y verificar instrumentos
- 26) Anotar calibraciones de los diferentes relés de Protección
- 27) Determinar la correcta calibración de los Relés si es que la encontrada no es la adecuada (solo anotarla; ya que el Ingeniero de Mantenimiento

debe reportar las novedades antes de proceder a la recalibración de los mismos).

- 28) Verificar el voltaje de Control en los Tableros de Medición y Control de la Sala de una Subestación Eléctrica
- 29) Verificar disparo correcto de los interruptores de Potencia actuándolos relés manualmente
- 30) Verificar las operaciones de las alarmas
- 31) Operar controles, cerrando y disparando eléctricamente los interruptores. Deben estar en posición de prueba.
- 32) Verificar la transferencia automática
- 33) Realizar la inspección visual final

Basándose en los ítems mencionados anteriormente, se pueden construir los cuadros descriptivos del mantenimiento preventivo en función del tiempo, aplicados a los equipos de mayor importancia de una subestación eléctrica: autotransformadores de potencia, disyuntores, divisores capacitivos de potencial, descargadores de sobretensión, y bancos de baterías; que por la importancia del papel que cumplen dentro de una subestación eléctrica, se pueden tomar como referencia para la construcción de las tablas de mantenimiento para el resto de equipos y sistemas, presentes en una subestación de transmisión eléctrica.

TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIONES

TIPO DE MANTENIMIENTO	PERIODO				
	DIARIO	SEMANAL	MENSUAL	1 AÑO	2 AÑOS
Verificación General de toda la Instalación					
Limpieza de todos los equipos					
Limpieza de los contactos eléctricos					
Verificación de las uniones de las barras y de todos los bornes de conexión					
Verificación mediante MEGGER del aislamiento de los circuitos eléctricos					
Verificación del funcionamiento de los equipos de mando y protecciones					

TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO

TIPO DE MANTENIMIENTO	PERIODO				
	DIARIO	SEMANAL	MENSUAL	1 AÑO	2 AÑOS
Limpieza General exterior (porcelana: acumulación de partículas sólidas; cuando está desenergizado: limpieza del terminal o punto de conexión)					
Control de la posición del nivel de aceite.					
Pruebas Eléctricas: Factor de Potencia					

PARARRAYOS

TIPO DE MANTENIMIENTO	PERIODO				
	DIARIO	SEMANAL	MENSUAL	1 AÑO	2 AÑOS
Limpieza General exterior (porcelana: acumulación de partículas sólidas)					
Control del funcionamiento a través del contador de descarga (análisis estadístico)					

CARGADOR DE BATERÍA Y TABLERO DE DISTRIBUCIÓN

TIPO DE MANTENIMIENTO	PERÍODO				
	DIARIO	SEMANAL	MENSUAL	1 AÑO	2 AÑOS
Verificación general de toda la instalación					
Limpieza de todos los equipos					
Verificación del funcionamiento de interruptores y eficiencia de protecciones					
Limpieza de contactos de los interruptores					

TIPO DE MANTENIMIENTO	PERIODO	
	MENSUAL	1 AÑO
<p>A) Controlar el nivel del electrolito. Si hace falta, llenar con agua destilada o desmineralizada, para mantener el líquido al nivel justo. JAMAS AÑADIR ACIDO SULFURICO NO DILUIDO. Si la tensión de la batería está regulada dentro de los límites mencionados en datos de placa y fabricante, ese completamiento se debe efectuar solamente POCAS VECES POR AÑO.</p>		
<p>B) Controlar las lecturas de la tensión y comprobar que la tensión por elemento se mantenga dentro de los límites mencionados en las pruebas dadas por el fabricante</p>		
<p>C) Averiguar las lecturas del peso específico, sin olvidar que las cifras relativas a los pesos específicos de 1,21 proceden de elementos completamente cargados con temperatura a 15°C. *** Mientras más descargados están los elementos entonces más bajo es el peso específico. CORRECCION DE LOS DATOS DE LECTURA, RELATIVOS AL PESO ESPECIFICO CON LA TEMPERATURA. Cuando la temperatura sube, el electrolito se dilata y los datos de lectura del densímetro indican valores menores; por lo tanto, todos los datos de lectura deben corregirse, en relación a la temperatura, antes de compararse entre ellos. Para efectuar esto, se deben seguir la siguientes reglas: 1.) POR CADA 1,5°C DE TEMPERATURA SUPERIOR A LOS 15°C AÑADIR UN PUNTO (0,001) AL DATO DE LECTURA; 2.) POR CADA 1,5°C DE TEMPERATURA INFERIOR A LOS 15°C QUITAR UN PUNTO (0,001) AL DATO DE LA LECTURA. Ejemplo: el dato lectura del densímetro es 1,19 a 40°C, el elemento se corrige así:</p> <p>1,19 + ((40-25)/0.001)/1.5 = 1.19 + 0.01 = 1.20 !!!</p> <p>**** Notamos que en el cálculo la diferencia (40-25) nos da los 15°C de la regla arriba mencionada.</p>		

TIPO DE MANTENIMIENTO	PERIODO	
	MENSUAL	1 AÑO
A) Controlar que los pernos de conexión estén bien apretados (BORNES)		
B) Tratar que todos los elementos y estantes estén bien limpios		
C) Para asegurar que exista la menor diferencia posible de los datos de lectura de la tensión de cada elemento, constituyente de la batería, <i>habría que suministrar de vez en cuando una carga de ecualización</i> ***. Esta consiste en una normal carga prolongada hasta cuando la tensión y los pesos específicos se queden constantes por 3 lecturas horarias siguientes.		
<p>*** DEFINICION DE SISTEMA DE CARGA DE BATERIAS: A) CARGA DE FLOTACION Y B) RECARGA MANUAL O CARGA DE ECUALIZACION</p> <p>A) CARGA DE FLOTACION: La mayoría de las baterías fijas están conectadas permanentemente con los circuitos que deben estar alimentados en cada momento. Esto se efectúa conectando la batería en paralelo con un cargador que marcha continuamente según los circuitos de utilización deseados. Por lo tanto, el cargador se regula según una tensión que permita a la batería absorber, justamente, suficiente corriente para que pueda mantenerse completamente cargada. El cargador suministra también la corriente para la carga conectada. Este se llama FUNCIONAMIENTO EN FLOTACION y garantiza una BATERIA COMPLETAMENTE CARGADA, lujista en cualquier momento y por cualquier emergencia. La tensión de FLOTACION debe ajustarse de esta forma: para elementos de planta de elevada prestación: 2,19 / 2,23 voltios por elemento. (voltaje por celda)</p> <p>B) RECARGA MANUAL O CARGA DE ECUALIZACION: Tiene la finalidad principal de NIVELAR LAS TENSIONES de los elementos cuando estos han tenido una CAIDA por un PROLONGADO PERIODO DE TIEMPO debido a una defectuosa regulación del cargador, etc. También es útil para REHACER la carga COMPLETA de la batería en un tiempo MINIMO después de una DESCARGA DE EMERGENCIA. Consiste en una carga normal suministrada con $I = 0.05 C_{10}$ Amp con una TENSION SUPERIOR A LA DE MANTENIMIENTO, prolongada <i>hasta que la tensión y los pesos específicos se queden constantes por 3 lecturas horarias siguientes.</i></p>		

**PROGRAMACION del MANTENIMIENTO PREVENTIVO
EQUIPOS PRIMARIOS de una SUBESTACION ELECTRICA**

1.-) TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tipo Mantenimiento	MENSUAL	ANUAL	CADA DOS AÑOS
Chequear nivel del aceite			
Chequear Temperatura (durante condiciones criticas)			
Inspeccionar Fugas			
Chequear y PROBAR el aceite. Limpiar Bushings			
Inspeccionar Bushings y soportes			
Inspeccionar conexiones a Tierra			
Desconectar el neutro y medir la Resistencia a tierra			

2.-) INTERRUPTORES DE POTENCIA

Tipo Mantenimiento	ANUAL O DESPUES DE OPERACION
Inspeccionar contactos o tubos de arco. Meggar el interruptor	
Chequear la operación de cierre y la operación del interruptor en posición de prueba	
Chequear la operación del mecanismo (manual y eléctricamente) y lubricar.	
Chequear el relé de cierre y la bobina de disparo.	

2.-) INTERRUPTORES DE POTENCIA

Tipo Mantenimiento	ANUAL O DESPUES DE OPERACION
Disparar el interruptor por cierre de los contactos del relé de protección	
Chequear los contactos y operación del interruptor auxiliar	
Chequear conexiones flojas para evitar sobrecalentamiento	
Repegar los Bushings del interruptor	
Repintar	
Limpiar partes aisladas	

3.-) TABLEROS DE MEDICION Y CONTROL

Tipo Mantenimiento	ANUAL
Examinar las barras, condición de aislamiento y evidencia de sobrecalentamiento	
Inspeccionar los contactos de todos los interruptores y chequear su operación	
Examinar el bloque de terminales en busca de conexiones flojas	
Chequear fusibles de los transformadores de instrumentos (PT's y CT's)	
Inspeccionar y probar las conexiones a tierra	

4.-) MOTORES ELECTRICOS

Tipo Mantenimiento	SEMANTAL	CADA 6 MESES	CADA AÑO
Chequear nivel de aceite sobre la caja de rodamientos			
Asegurar que el nivel de aceite no sea demasiado alto			

Inspeccionar la caja de rodamientos para detectar temperaturas o vibración excesiva			
Chequear el acople del motor			
Chequear la carcasa y los bornes del motor			
En los motores de cojinetes de Bolas y Rodillos en servicio continuo, purgue la grasa y añada nueva			
Siga las instrucciones del fabricante y asegúrese de no poner mucha grasa			
Chequear goteo de la caja de cojinetes			
Observar sobre la caja de cojinetes el desgaste de los mismos, incluyendo el juego longitudinal de la superficie del cojinete			
Sacar el aceite y llenarlo con uno nuevo			
Chequear la carga para condiciones de cambio			
Chequear resistencia de aislamiento			
Chequear entrehierro			
4.-) MOTORES ELECTRICOS			

Tipo Mantenimiento	SEMANAL	CADA 6 MESES	CADA AÑO
Chequear rodamientos y reemplazar los defectuosos			
Limpiar el motor completamente			
Chequear barras del rotor para localizar daños o evidencia de sobrecalentamiento			
Chequear conexiones a tierra			
Chequear ajustes de terminales			

5.-) RELES DE PROTECCION

Tipo Mantenimiento	ANUAL
Chequear aceleración y tiempo de disparo	
Chequear operación de las tarjetas digitales del relé (en caso de tenerlas)	
Chequear conexiones de alimentación de señales y de envío de órdenes	

6.-) ESTACIÓN DE BATERIAS

Tipo Mantenimiento	CADA SEMANA	CADA MES
Chequear Gravedad específica, voltaje y temperatura de una celda		
Cambiar la medición de celda		
Chequear Gravedad específica y voltaje de todas las celdas		

En lo anteriormente mencionado, se puede llegar a establecer la política de mantenimiento; la misma que será la más acertada dependiendo de ciertos factores como:

- a) Factores relacionados con los equipos (necesarios para dimensionar los trabajos de mantenimiento en tiempo)
- b) Factores económicos (necesidad de identificar que equipos son críticos)
- c) Factores de seguridad (restricciones a ser tomada de las decisiones)

Estos factores pueden ser aplicados decidiendo a partir de las mejores recomendaciones; esto nos da la ventaja de escoger con mejor criterio; para que en todo momento y a la larga no se incrementen los costos, para estar satisfechos en los aspectos de una producción segura, sin implicaciones de incumplimiento (evita acciones legales) y otros.

CAPÍTULO 4

4. PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO, PRUEBAS ELÉCTRICAS Y FUNCIONALES APLICADAS A EQUIPOS PRIMARIOS DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA ENCAPSULADAS AISLADAS EN SF₆.

4.1. Consideraciones Generales

En nuestro Sistema nacional Interconectado, se pueden encontrar equipos GIS en los Patios de Maniobras del Proyecto Paute, Fases A y B (500 MW) y del Proyecto Agoyán (156 MW) y además equipos similares en la Fase C del Proyecto Paute C (565 MW). También, en las Subestaciones Eléctricas "TRINITARIA" (Patios de 230, 138 y 69 KV) y "POLICENTRO" (Patios de 138 y 69 KV) localizadas en la Zona Occidental del Sistema de Transmisión Eléctrica.

A continuación se presenta, una descripción de las características principales de este tipo de Subestación y de aspectos específicos relacionados con la construcción de las Subestaciones en los Proyectos mencionados.



FIG. 4.1 Posición encapsulada (GIS) a 138 KV Subestación Policentro



FIG. 4.2 Posición encapsulada (GIS) a 230KV Subestación Molino
(Central Hidroeléctrica Paute)



FIG. 4.3 Posición encapsulada (GIS) 138 KV Subestación Trinitaria

4.1.1. Antecedentes Históricos y Uso del SF₆

ANTECEDENTES HISTORICOS

Ante la creciente necesidad de abastecer de energía eléctrica a los grandes centros urbanos e industriales, se forzó el desarrollo de subestaciones compactas, es así, que a partir de 1950 se empieza a utilizar en 69 y 138 KV cubiertas metálicas, usando aire comprimido como medio aislante. A mediados de la década de 1960, el gas SF₆ sustituyó al aire como medio aislante, lo que permitió el uso de voltajes normales de trabajo y niveles de tensión de impulso de 6 a

10 veces mayores que en los Sistemas de aislamiento de aire a presión atmosférica.

Desde 1965 en que tuvo lugar la instalación de las primeras unidades, fue proliferando cada vez con mayor intensidad y frecuencia la utilización de interruptores de circuito aislados a GAS. En el año de 1967 se encuentra funcionando instalaciones de maniobra de alta tensión compactas y eternamente aisladas con SF₆ a 110 KV. Las constantes investigaciones sobre el uso del SF₆ como medio de aislamiento e interrupción han permitido desde entonces el desarrollo y perfeccionamiento de unidades a mayores tensiones. En 1975 son comunes las subestaciones a 550 KV y la Comisión Eléctrica Internacional (IEC) emite en ese año las normas para la fabricación de este tipo de subestaciones con disposiciones para voltajes nominales de hasta 765 KV. En 1976 se incorpora el uso de Subestaciones Trifásicas a niveles de voltajes de hasta 145 KV en la que los diferentes dispositivos para las tres fases se encuentran encapsuladas en una envoltura común, a diferencia de fabricaciones anteriores en las que únicamente se utilizaba una envoltura común para las barras colectoras.

Luego de los resultados satisfactorios obtenidos con niveles de voltaje comprendidos entre 72.5 KV y 800 KV, se encuentran actualmente en experimentación instalaciones de maniobra de este tipo para niveles de voltaje de hasta 1200 KV.

Las investigaciones dedicadas al desarrollo y evolución de la técnica del SF₆, han tenido y tienen como metas esenciales la REDUCCIÓN de las dimensiones promedio de las instalaciones y de los COSTOS de los equipos, conservando en todo caso las ventajas primordiales que constituyen la más alta confiabilidad operacional, la seguridad personal y los períodos reducidos de mantenimiento. Estas consideraciones, junto con el requerimiento ineludible de abastecer zonas de aglomeración poblacional y de gran industria con energía eléctrica de alta tensión y el hecho de ser en ellas difícil de conseguir sitio para las Subestaciones construidas en forma convencional, indican que en los tiempos modernos se requerirá con mayor preferencia al empleo de las instalaciones de maniobra aisladas en SF₆.

USO DEL SF₆ (HEXAFLUORURO DE AZUFRE)

Aunque el SF₆ fue sintetizado en el año de 1900, su producción a escala industrial se efectuó en la segunda mitad de la década de los

40. Investigaciones sobre la aplicación del SF₆ como gas aislante y medio de extinción se efectuaron ya en 1938. Trabajos amplios de investigación y desarrollo condujeron a conocimientos fundamentales referentes a la concepción de cámaras de operación de alta tensión con SF₆. Estos conocimientos se ganaron a mediados de los años sesenta.

El SF₆ es claramente el GAS más apropiado para la utilización de equipos de maniobra encapsulados porque posee la mejor combinación de las siguientes características:

- Alta rigidez dieléctrica
- Poder para extinción del arco eléctrico
- Estabilidad química
- Capacidad de transferencia de calor

Esas cualidades resultan, por una parte, de su regular estructura molecular y, por otra, de su comportamiento como gas noble (por la incorporación de los electrodos de azufre en los átomos de flúor).

A la presión atmosférica, el SF₆ tiene una rigidez dieléctrica más o menos tres veces mayor que la del aire. Con una pequeña sobrepresión, la rigidez dieléctrica ya alcanza valores obtenibles

solamente con aceite y materiales aislantes rígidos. Las curvas de descarga de la FIG. 4.4 muestran que a una sobrepresión de 1 bar el voltaje que soporta es más alto que del aceite y muchas veces que para el aire. Esta capacidad aislante del SF_6 resulta parcialmente del hecho que el gas es electronegativo, forma iones negativos pesados los cuales son ineficaces como conductores de corriente (alta capacidad de absorción de electrones libres).

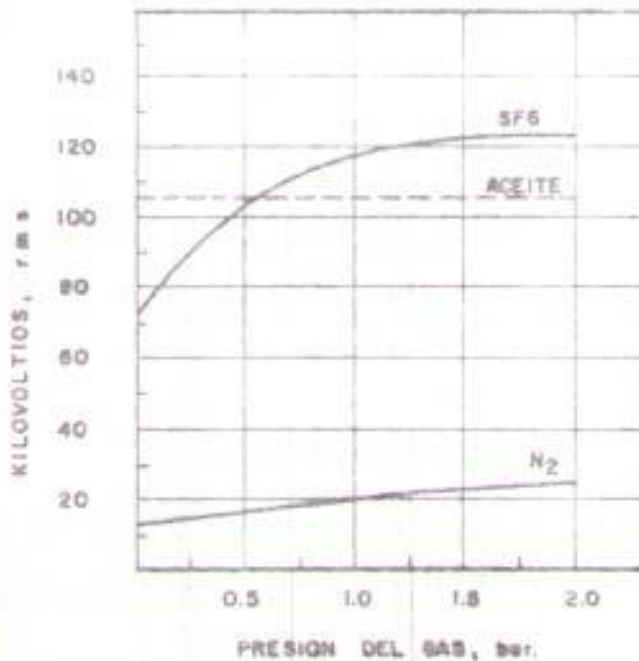


FIG. 3.1 60HZ RIGIDEZ DIELECTRICA

FIG. 4.4 Curvas de descarga SF_6 / ACEITE / H_2

Las buenas cualidades dieléctricas contribuyen al comportamiento excelente del SF_6 como medio de extinción en los interruptores de

poder. Su alta estabilidad química, que permite una rápida recombinación de los productos resultantes de la acción del arco y las cualidades muy favorables del SF₆, en cuanto a la transmisión de calor (su baja constante de tiempo) produce un enfriamiento rápido y efectivo y la desionización del arco, lo que es decisivo para la alta capacidad de extinción del SF₆.

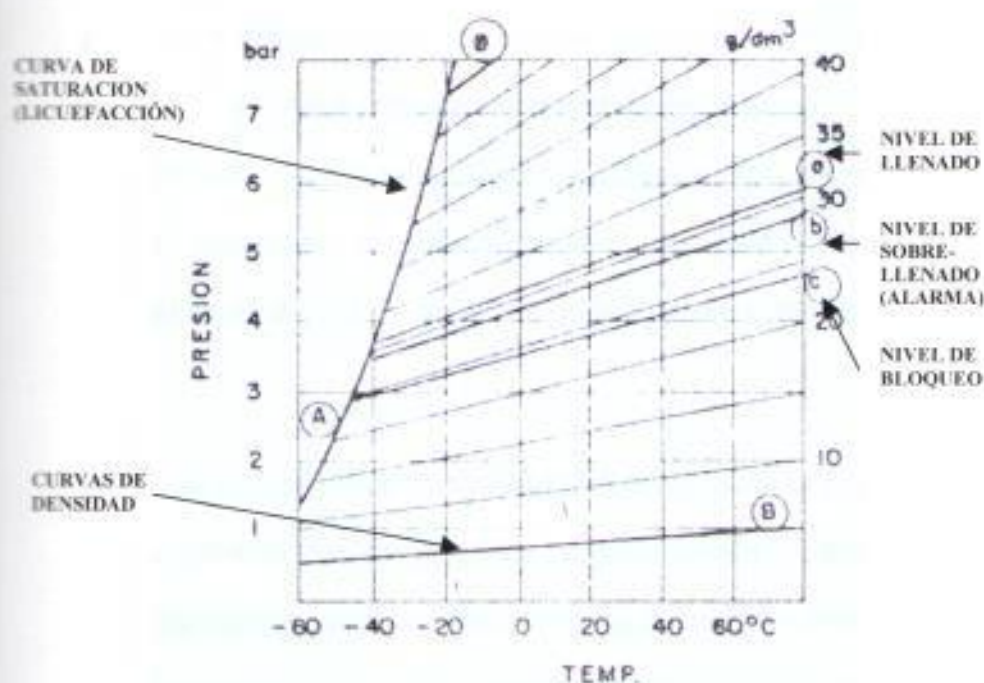


FIG. 4.5 Curvas presión/temperatura del SF₆

En la FIG. 4.5 se presenta el diagrama PRESION-TEMPERATURA del SF₆ incluyendo las curvas de densidad constante y la curva de condensación del gas. Este diagrama muestra que la temperatura de

licuefacción del SF_6 es baja. Las experiencias realizadas demuestran que la rigidez dieléctrica del SF_6 se mantiene prácticamente independiente de la temperatura hasta el instante en que comienza la condensación, decreciendo entonces rápidamente.

El uso de altas presiones requeriría que el gas sea calentado para prevenir la condensación; de ahí que, dependiendo de la tensión de operación, se utilice presiones nominales que no superan el MÁXIMO de 5 bar (valor absoluto) en los interruptores a 20°C; de esta manera queda asegurado el estado gaseoso del medio aislante hasta temperaturas de -25°C, sin el uso de sistemas de calefacción.

El SF_6 es un gas inerte combustible, inodoro, insípido y no es tóxico, por lo que no puede ser percibido inmediatamente. Si se mezcla con una alta concentración de aire, produce sofocación debido a que el oxígeno contenido en una mezcla aire- SF_6 es muy baja para la respiración, lo que puede llevar a la pérdida del conocimiento. En condiciones normales es un compuesto químico muy estable, pero es bien conocido que sujeto a la acción repetida del arco eléctrico llega a descomponerse y los subproductos resultantes, tanto sólidos como gaseosos, son tóxicos. Estos hechos, recomiendan tomar las

debidas precauciones al manipular al gas y al efectuar labores de mantenimiento en el equipo eléctrico donde haya sido utilizado.

El SF₆ utilizado en equipos eléctricos debe guardar conformidad con las especificaciones de la publicación No. 376 de IEC o la norma ASTM-D 472-71.

4.1.2. Ventajas de una Subestación Eléctrica encapsulada aislada en SF₆ en comparación con una Subestación Eléctrica Convencional

Durante los últimos años ha sido constante el incremento de la utilización de instalaciones de maniobras encapsuladas con aislamiento en SF₆ principalmente con voltajes nominales de 123 KV a 420 KV. La razón de este desarrollo es que este tipo de subestación tiene un gran número de cualidades sobresalientes, como las que se indican a continuación:

A) POCO ESPACIO OCUPADO

La disponibilidad y el precio del terreno son decisivos en el momento de elegir el tipo de subestación. Los problemas de espacio surgen, especialmente, en:

- *Zonas urbanas de grandes ciudades*
- *Centros de gran concentración industrial*
- *Zonas montañosas con valles angostos*
- *Centrales eléctricas en caverna*

En estos casos las instalaciones de maniobra aisladas en SF₆ desplazan, por sus dimensiones extraordinariamente reducidas, a las de construcción convencional. *El área ocupada en una subestación aislada en SF₆ se encuentra entre el 5% y el 20% de la ocupada por una Subestación Convencional. Este porcentaje varía en función del voltaje nominal, en más altos voltajes corresponden menores espacios a la GIS); del esquema de conexión adoptado, y en general de la relación entre el número de posiciones de línea aérea o subterránea, siendo menor cuando la conexión es con cable subterráneo y mayor cuando la conexión es aérea a pórticos. Una GIS con encapsulamiento trifásico, ocupa solamente el 70% de la superficie ocupada por el tipo encapsulado monofásico.* Las antiguas instalaciones convencionales de media tensión pueden sustituirse por otras encapsuladas de mayor tensión sin ocupar más espacio.

B) SEGURIDAD EN OPERACIÓN

Todas las partes de alta tensión se encuentran dentro de una envoltura metálica que estanca o almacena al gas y que evita que el personal haga contacto con las mismas. El blindaje conectado a tierra ofrece completa seguridad al personal de servicio.

C) CONFIABILIDAD

Los conductores y aisladores no están expuestos al aire, así que estas partes no son afectadas por el ambiente externo y no están sujetos a cambios en calidad por un largo tiempo, por lo que se obtiene una extremadamente alta confiabilidad.

D) INSENSIBILIDAD A LAS IMPUREZAS

La envoltura metálica hace que la instalación de maniobras sea insensible a las influencias del medio ambiente, como son los sedimentos salinos en las proximidades de las costas, los vapores industriales, las precipitaciones, las tempestades de arena, etc. Las instalaciones para maniobras, relativamente pequeñas, pueden emplearse en montajes de sencilla construcción; para mantener reducidos los gastos permanentes y necesarios para limpieza y mantenimiento.

E) AHORRO EN OBRAS CIVILIES

La reducida superficie de planta de las instalaciones de maniobra disminuye los caros trabajos de nivelación y cimentación, particularmente en suelos desfavorables desde el punto de vista geológicos.

F) SERIES CONSTRUCTIVAS

El principio de las unidades de montaje permite la fabricación en serie y el empleo de componentes estándar y simplifica el mantenimiento de repuestos.

G) ASPECTO

Las S/E en SF₆, tienen aspectos aceptables, perfiles modernos y estructuras mucho más bajas. La protección ecológica dificulta en muchos lugares la construcción de instalaciones de maniobra a la intemperie. Los edificios pequeños, con instalaciones de maniobra compactas, pueden configurarse casi siempre de manera que armonicen arquitectónicamente con el paisaje. Se adoptan armónicamente a cualquier zona residencial y pueden alojarse sin dificultad en la planta baja de edificios grandes.

H) REDUCIDA SENSIBILIDAD A ESFUERZOS SISMICOS

El centro de gravedad de estas instalaciones es bajo, lo que permite resistir adecuadamente toda clase de vibraciones.

I) TRABAJOS DE INSTALACIÓN

El montaje preliminar en fábrica reduce los trabajos necesarios en el lugar de instalación y permite, al mismo tiempo, la expedición de unidades relativamente grandes.

J) MANTENIMIENTO MINIMO

La estanqueidad al gas evita el deterioro de las partes conductoras y aislantes lo cual, junto con el hecho de que todas las maniobras se realizan en el interior de los compartimientos encapsulados, contribuye al bajo costo del mantenimiento del equipo.

K) OPERACIÓN SILENCIOSA

Todas las operaciones de maniobras se realizan sin producir efectos exteriores, por lo que el nivel de ruido es extremadamente bajo, limitándose al producido por los mecanismos de operación

L) NO INFLAMABLE

El uso del gas SF6 como medio de interrupción y aislamiento garantiza la total no inflamabilidad

M) NO HAY INTERFERENCIA RADIAL

Al estar perfectamente encerrada la instalación de maniobras no emite radiación de alta frecuencia y en consecuencia elimina el problema de video y radio interferencia

Como desventajas, se puede indicar que en caso de falla se produce la salida de un número mayor de equipos, resultando en estos casos un más elaborado *MANTENIMIENTO GENERAL*.

Desde el punto de vista económico, bajo condiciones normales del sitio de instalación y sin considerar el costo del terreno, las GIS, con voltajes nominales de 420 KV y menores, son más caras que las subestaciones convencionales; aunque llegan a ser competitivas para voltajes nominales superiores. Sin embargo, en medio

ambientes particulares o donde la polución del aire no se puede pasar por alto, el costo de una GIS puede ya ser competitivo a rangos de voltajes de 420 KV y aún más atractivas para más altos voltajes.

Un ejemplo típico de comparación de costos realizados en un proyecto de Alemania en años anteriores (1976), arrojó los siguientes resultados:

PROCESOS	GIS (%)	CONVENCIONAL (%)
Equipamiento	90	45
Diseño y transporte	4	4
Erección	4	16
Obras Civiles	6	23
Estructuras e instalación de otros accesorios	---	12
TOTAL	104	100

TABLA 4T.1 Comparación costos entre subestaciones convencionales y encapsuladas

Comparando solamente el costo del equipamiento primario por el equipo de maniobra de alta tensión, el equipo GIS aparece aproximadamente dos veces más caro que el equipo convencional. Sin embargo, una evaluación total de costos para la Subestación completa muestra que los costos son casi

idénticos. Esto es debido al hecho de que costos adicionales tales como: costos de accesorios, estructuras de soporte, ingeniería civil, preparación del sitio, fundiciones, pasillos, etc., compensan los más altos costos del equipo GIS; especialmente con diseños compactos, los costos de cables de control y equipo de erección son considerablemente más bajos.

A inicios de 1983, Ingenieros del Sector Eléctrico Ecuatoriano, con la información disponibles de varios proyectos, realizaron un estudio económico para determinar la aplicabilidad de las GIS en áreas urbanas, a un nivel de voltaje de 138 KV. Se tomó como base de comparación el esquema de barra principal y transferencia, tanto para Subestaciones Eléctricas Convencionales como la GIS y, adicionalmente, se evaluó la aplicación de barra simple seccionada para la GIS. Para el efecto se consideraron los siguientes rubros:

- a) Costos de equipos y materiales: costo FOB de equipos y materiales; costos adicionales por flete marítimo, nacionalización, transporte interno, seguros, impuestos, equipo auxiliar, montaje, costos generales (ingeniería, administración, imprevistos)
- b) Costos del terreno y obras civiles: costo del terreno propiamente dicho y costos de obras civiles que cubren el movimiento de tierras (limpieza y desbroce, excavación, relleno) y las fundaciones.

- c) Costos de potencia y energía: en este rubro se evaluó la incidencia económica de las interrupciones de servicio y por ende el grado de confiabilidad de los esquemas. Para esta evaluación, se determina el costo de potencia no cubierta y el de energía no servida; el primero como función del número de interrupciones y potencia interrumpida y, el segundo, en función del número y duración de las interrupciones y de la potencia comprometida.

Los principales resultados del estudio se resumen a continuación:

- a) *Para el esquema de barra principal y transferencia en 138 KV, si se considera solamente el costo del equipo instalada, el equipamiento en SF₆ es del orden del 25% más alto que el costo del equipo convencional.*
- b) *El equipamiento en SF₆ es más económico que el convencional cuando se toma en cuenta los costos de: equipo, terreno y obras civiles y de interrupción de servicio.*
- c) *El esquema de Barra Simple seccionada en SF₆ es más económico y presenta similares condiciones de confiabilidad que el esquema de barra principal y transferencia, lo que conlleva la posibilidad de empleo futuros de configuraciones de conexiones más sencillas*

4.2. Características generales de las Subestaciones eléctricas encapsuladas aisladas en SF₆

4.2.1. Principio Modular

La ejecución modular de los varios componentes permite obtener cualquier tipo de configuración y de circuito, esta característica permite a la GIS la flexibilidad y la versatilidad de una Subestación Convencional.

El diseño mecánico está basado en el sistema modular, que para una configuración eléctrica dada, permite una diversidad de soluciones mecánicas equivalentes. De éstas se selecciona la que en cada caso mejor se adapte a las condiciones particulares existentes.

En general, cada fabricante ha establecido varias series constructivas dependiendo de los niveles de voltaje de operación. El concepto de series constructivas se basa en la existencia de módulos o elementos con los cuales se construyen los equipos independientemente de su tensión de operación particular, mientras quede comprendida dentro de los límites de la serie. Dentro de estos márgenes, la configuración geométrica de cada elemento (el diámetro, las bridas de unión, la

distancia entre el conductor activo y el blindaje al potencial a tierra, los aisladores internos de soporte, etc.) es idéntica.

Tan solo cambia la presión interna del Gas SF₆ aislante, que se determina en función de la tensión de servicio, de modo de asegurar en todos los casos los niveles de aislamiento exigidos por el cliente.

Cada serie constructiva comprende un sistema modular, que se compone de elementos o módulos preconfeccionados en fábrica, de dimensiones y bridas y unión uniformizadas, de tal modo que pueden ser combinados entre sí arbitrariamente según lo requiera la configuración elegida.

Las excepciones dentro de la uniformidad de cada sistema modular están dadas por el interruptor, los transformadores de tensión y los aisladores pasantes SF₆/aire eventualmente presentes en los límites del equipo blindado. Estos componentes tienen que ser dimensionados para un tensión de servicio perfectamente definida, no para un margen de tensiones. Sin embargo, las bridas para la unión de estos elementos al resto del equipo cumplen todos los requerimientos para permitir su fijación a cualquiera de los módulos componentes del mismo.

Hay disponibles una gran cantidad de módulos con bridas, codos (a 90° y a cualquier ángulo superior a los 120°), secciones en T, secciones en X y secciones rectas; así como conductos rectos con bridas, adecuados para interconectar los elementos primarios en cualquier disposición de disyuntores y barras.

4.2.2. Blindaje Monofásico/Trifásico

Las Subestaciones encapsuladas aisladas con SF₆ trifásicas, han venido utilizándose con éxito desde 1976 en voltajes de hasta 145 KV., sin embargo, en la actualidad se están fabricando Subestaciones con blindaje trifásico hasta 300 KV.

El equipo de maniobra con blindaje monofásico o trifásico debe ser diseñado para los mismo niveles de aislamiento, es decir, que la resistencia de estos equipos a los sobrevoltajes es independiente del tipo de encapsulamiento utilizado. Estudios teóricos y experiencias de servicio de un gran número de instalaciones trifásicas han confirmado que la confiabilidad de las GIS depende del correcto diseño mecánico y no si tienen blindaje monofásico o trifásico.

Como ventajas del SISTEMA MONOFÁSICO pueden mencionarse, que queda excluida la posibilidad de un cortocircuito interno trifásico. Si pese a todas las precauciones, llegare a producirse un arco interno,

tan sólo llevaría a un cortocircuito monofásico a tierra, en general, menos grave. Las operaciones de reparación o reemplazo involucrarán a un número de componentes y requieren de menor tiempo.

Otra ventaja fundamental del blindaje monofásico radica en la configuración cilíndrica y uniforme del campo eléctrico, lo que evita concentraciones críticas de las líneas de campo, que pudieran llevar a descargas parciales en los aisladores soporte.

El efecto de las descargas parciales es poco sensible por la escasa energía puesta en juego, pero estas pueden mantenerse a través del tiempo y el efecto acumulativo a largo plazo, afectaría el nivel de aislamiento, y por ende la seguridad del equipo, sin que se pueda apreciar ese efecto.

Como ventajas del SISTEMA TRIFÁSICO se destacan: su menor costo, al requerir menor cantidad de material; ahorro de aproximadamente 25 a 30% del espacio, pues las cámaras trifásicas requieren solamente dos veces el diámetro de una cámara Monofásica; permite una disposición clara de los equipos y una excelente accesibilidad lo que es de particular importancia ya que

facilita efectuar con eficiencia las labores de operación y mantenimiento; se obtiene una mejor hermeticidad al reducir la posibilidad de ingreso de humedad ya que las cámaras trifásicas utilizan menor longitud de empaques debido a que su circunferencia total es solamente cerca de los dos tercios de la circunferencia total de la cámara monofásica correspondiente.

4.2.3. Aisladores Soporte

Los aisladores que soportan mecánicamente al conductor activo, deben poseer la rigidez dieléctrica y la confiabilidad apropiada, compatibles con el excelente medio aislante que ofrece el SF₆.

Los siguientes son los requerimientos técnicos que deben cumplir un material aislante apropiado para utilizarse en las GIS:

- a) *Coefficiente de expansión térmica cercano al material usado en el blindaje*
- b) *Características mecánicas altas*
- c) *Excelentes características dieléctricas (esfuerzo dieléctrico alto, ángulo mínimo de pérdidas, alta resistencia)*
- d) *Capacidad de ser moldeado en moldes de gran tamaño.*

Los aisladores están elaborados con resinas sintéticas epoxidicas e higroscópicas, utilizándose alúmina como material de rellenos.

Su forma es tal, que evita toda concentración peligrosa de las líneas equipotenciales del campo eléctrico en el aislante sólido y garantiza que el gradiente de dicho campo en el material del aislador y en su superficie sea menor a aquel en el medio gaseoso, de modo que aquí también se han evitado picos de sollicitación dieléctrica y eventuales fenómenos de descargas parciales.

Estos aisladores son perfectamente estables frente al SF_6 y sus productos de descomposición, debiendo solo impedirse la formación de ácido fluorhídrico, es decir, la entrada de humedad en exceso al interior del equipo. ***Todos los aisladores se someten en forma rutinaria a pruebas de descargas parciales antes de montarlos, lo que ofrece elevada seguridad contra defectos de aislamiento, un buen comportamiento a largo plazo, y un muy elevado grado de fiabilidad, por lo que no se prevé revisión, ni sustitución de los aisladores soportes a lo largo de la vida útil del equipo, mientras no ocurran anomalías.***

4.2.4. Blindaje Metálico

Todas las partes componentes de la planta de maniobra están encerradas por una envoltura metálica puesta a tierra. Mediante anillos de metal insertados entre las bridas provistas en cada módulo o tubos consecutivos, quedando asegurada la continuidad galvánica sobre toda la superficie anular de contacto y a lo largo de toda la envoltura. De este modo se evitan diferencias de potencial inducidas entre partes del blindaje, así como eventuales descargas externas de alta frecuencia cuando se efectúan conexiones o desconexiones. Cuando se insertan elementos de expansión, se utilizan pletinas de puenteo.

Las corrientes de retorno circulan libremente por la envoltura metálica hacia tierra, aprovechando las puestas a tierra mediante barras de cobre en diversas partes de la instalación (en todos los seccionadores de puesta a tierra y en los transformadores de medida). A estas corrientes inducidas, que tratan de compensar el campo magnético creado por la corriente en el conductor, fuera de la envoltura, se agregan las corrientes parásitas inducidas en el espesor de la pared y las pérdidas por histéresis, si el material de la envoltura fuere ferromagnético.

Para compensar la dilatación térmica, así como pequeñas alteraciones de las cimentaciones, se incluyen juntas de dilatación o compensadores en los puntos críticos de la instalación. Se trata de elementos en forma de fuelles compresibles o dispositivos telescópicos, según la serie constructiva que se trate.

El material con el que se fabrican las envolturas se selecciona tomando en consideración las diferentes cargas mecánicas y el valor más alto de la corriente nominal especificada, utilizando principalmente el acero (acero con anillos de material amagnético), aleación de metal ligero (aluminio) y en ciertos casos, acero inoxidable.

Como regla general, los blindajes de gran tamaño (como el de los disyuntores) y los ductos lineales, son hechos de láminas soldadas; mientras que los módulos que tienen formas complicadas se fabrican mediante procesos fundición.

Los blindajes se diseñan en cumplimiento de las especificaciones normalizadas que regulan los recipientes bajo presión. Se toma en cuenta, no solo la presión de operación más alta establecida en las normas; sino la sobrepresión que podría resultar de un posible arco

interno. Como el pico de la sobrepresión depende del volumen del compartimento del gas en el que se produce la falla, la magnitud de la corriente de falla, la duración del arco y la velocidad de desplazamiento, la sobrepresión puede ser controlada por medio de relés de protección muy rápidos, compartimentos de gas suficientemente grandes y mediante dispositivos internos o externos limitadores de presión.

Como ventajas del acero en comparación con el aluminio como envoltura de instalaciones aisladas con SF₆, se pueden mencionar:

- a) *Resistencia al efecto de los arcos internos.* - La relación entre tiempos de perforación del acero y del aluminio en caso de arco interno es de 4:1
- b) *La razón de la resistencia en contra de la perforación.* - Se puede renunciar a una detección de arcos internos. De esta forma se elimina un componente adicional para la presencia de daños externos que a su vez pueden ser causa de mayores defectos.
- c) *No es necesario cambiar el compartimento en caso de daños ocasionados por arcos,* la parte afectada de la instalación estará disponible después de muy poco tiempo.

- d) *El acero tiene una dureza y resistencia mecánica muy alta.* - Por eso se puede realizar una instalación en pocas piezas de apoyo y armazón; así como, es más insensible a daños de transporte e instalación.
- e) *Tiene un coeficiente de expansión más pequeño* (α /acero = 12×106 ; α /aluminio = 24×106 , por grado de calentamiento).- Esto da por resultado una carga más pequeña para los compensadores y las conexiones de las bridas bajo el cambio de las temperaturas de servicio
- f) Como ventajas de las envolventes de aleación de aluminio se tiene su resistividad eléctrica baja y su reducido peso, que permite un fácil manejo, fundiciones más reducidas, estructuras-soporte más ligeras y equipos de izaje para operación y mantenimiento más pequeño.

4.2.5. Nivel reducido de Presiones de Aislamiento

La presión del gas dentro del equipo, depende de la tensión de operación no superando el máximo de 5 bar (valor absoluto) en ninguna de las series constructivas. La presión del disyuntor oscila entre 7 y 7,7 bar (presión nominal y presión de llenado inicial, respectivamente) a 20°C. El dispositivo de alarma es accionado cuando la presión cae en 0.5 bar bajo la presión nominal. El

interruptor es bloqueado si la presión del gas cae más de 1 BAR bajo la presión nominal.

Se impide así la desconexión intempestiva a través de los sistemas de protección en caso de sobrevivir una falla en estas condiciones, pero el disyuntor aún puede desconectar la corriente nominal, accionándose entonces por el comando manual de emergencia.

Al no existir alta presión en el gas del disyuntor, no resulta necesario el calentamiento del gas ni en el interruptor, ni en parte alguna del equipo. Tan sólo los accionamientos de los aparatos de maniobra, cuando están protegidos por cubiertas metálicas, poseen pequeñas resistencias de calefacción para evitar la condensación del vapor de agua atmosférico en su interior.

El diseño de las partes activas y la geometría del sistema blindado garantizan que aún con una caída de presión interna, hasta el valor de la presión atmosférica (1 BAR, valor absoluto), el SF₆ restante soporte perfectamente la tensión máxima de servicio.

4.2.6. Subdivisión del equipo en comportamientos independientes

El blindaje que encierra los elementos activos del sistema, está subdividido en una serie de compartimentos herméticos para el gas, tales que:

- a) Los efectos destructivos producidos por un eventual arco eléctrico originado en uno de los compartimentos, queden localizados en el recinto donde se originó la falla, sin extenderse a otras zonas que pueden continuar en operación.
- b) Una pérdida de gas en un determinado punto de blindaje, no produzca el vaciado de la instalación completa, sino solamente del compartimento donde se produjo, permitiendo detectar la fuga con mucha mayor antelación por la caída de presión más acelerada con relación a la cantidad de gas perdida.
- c) El mantenimiento o la sustitución de un aparato de maniobra o de un elemento de unión, puede efectuarse sin necesidad de vaciar toda la planta, limitándose al mínimo, la parte del equipo que debe sacarse de servicio.

El sistema modular, permite una serie de agrupamientos. Generalmente los más usuales son los siguientes:

- 1) Sistema de Barras Colectoras
- 2) Seccionadores de Barras – Transformadores de Corriente
- 3) Disyuntores
- 4) Uniones entre los seccionadores de Barra y el Interruptor, y entre este y la salida.

La separación física se realiza con aisladores cónicos, de diseño específico para esta función.

En ocasiones se utilizan en determinados compartimentos, detectores de arco, que permiten la ubicación inmediata del sector en que se produjo una falla, cuyo principio de operación se basa en la luminosidad del arco.

4.2.7. Hermeticidad

Las GIS están selladas muy cuidadosamente contra la atmósfera circundante, no necesitándose ningún sistema de reposición constante o automática del gas aislante, lo cual garantiza el mantenimiento permanente de un nivel mínimo de humedad en el interior del blindaje, e independiza al equipo de cualquier otra influencia del medio ambiente. Vale aclarar que la presión del SF₆, varias veces superior a la atmosférica, no constituye obstáculo alguno para que la humedad ambiente y demás gases de la atmósfera circundante se infiltren a través de cualquier fuga que hubiere en el encapsulado.

El motivo principal por el cual la estanqueidad de un equipo blindado es de fundamental importancia dentro del contexto general de la seguridad de tales equipos, no es tanto la pérdida del SF₆, denunciada por los manómetros de control de presión mucho antes de que pudiera

resultar peligrosa; sino sobre todo, la mencionada infiltración de humedad.

La estanqueidad de los compartimentos individuales hacia el medio ambiente, se asegura por medio de guarniciones anulares concéntricas, de sección circular (O-RINGS) alojadas entre las bridas de unión de cada par de módulos consecutivos. Para series constructivas de altos voltajes, se utilizan dos guarniciones concéntricas en cada brida. Algunos fabricantes, utilizan un doble método de sellado, a base de O-rings y de pasta sellante aplicada de determinada manera. **Se garantiza así, una pérdida de gas inferior al 1% anual por compartimento, pero las experiencias en servicio han demostrado que el valor efectivo es inferior al 0,5% anual.** Hay que resaltar que la cuota de fugas de gas garantizada, está referida a valores para cada recinto individual y no solo para la instalación de maniobra en conjunto, en la que el 1% podría significar la pérdida del gas de un recinto completo. Las mínimas pérdidas de gas, se compensan al cabo de largo periodos de tiempo, cuando se efectúa una revisión o mantenimiento del equipo (10 a 15 años).

Existen varios compartimentos en el equipo donde el establecimiento momentáneo de un arco eléctrico, de mayor o menor intensidad, forma parte de las condiciones normales de operación. Tal es el caso de los interruptores, los seccionadores de barras cuando se hace conmutación de barras, los seccionadores de puesta a tierra rápidos y los seccionadores bajo carga. *Entre los productos de descomposición del SF₆, por acción de un arco eléctrico, figuran átomos libres de flúor, con gran afinidad por el hidrógeno de eventuales moléculas de vapor de agua presentes, para formar ácido fluorhídrico (FH). Este ácido, es muy corrosivo y ataca tanto a las superficies metálicas, como de los aisladores de soporte en el interior del recinto.* Como prevención adicional contra este fenómeno, los interruptores y seccionadores bajo carga, están provistos de filtros estáticos muy efectivos para la absorción de humedad y productos de descomposición del SF₆. En algunos casos se instalan estos filtros también en los compartimentos de los transformadores de potencial, que absorben la humedad residual que los componentes orgánicos interiores pueden eventualmente liberar.

4.2.8. Descargas de sobretensiones Internas

En la actualidad, se posee información acerca de estudios exhaustivos sobre los posibles efectos de un arco eléctrico, el que puede

producirse en el interior del blindaje por causas impredecibles, y sobre la forma de reducir al mínimo los daños que pudiere ocasionar.

El aumento de presión y, por ende, las solicitaciones del blindaje bajo la acción de un arco eléctrico, es función fundamentalmente de tres parámetros: la duración temporal del arco, la intensidad de la corriente de falla y el volumen del compartimento dentro del cual se produjo la falla. El espesor del blindaje se determina basándose en modelos computacionales, que combinan toda la información experimental obtenida de estudios realizados sobre el funcionamiento del arco en el interior del blindaje. De otra parte, se evita el daño del blindaje limitando la sobrepresión producida dentro del compartimento afectado, para lo cual los fabricantes utilizan varios procedimientos.

Existen escapes de seguridad de presión externos en puntos seleccionados; en los conductos. Membranas de seguridad colocadas en todos los compartimentos para evacuar la sobrepresión si hubiere una falla persistente, placas deflectores colocadas delante de las membranas, protegen al personal al permitir que el plasma en estado gaseoso que se forma en caso de cortocircuito, solo puede salir en direcciones previstas.

Este procedimiento ofrece escasas ventajas, ya que la descarga a través de tales dispositivos, no se diferencia mayormente de una explosión de la envoltura, a esto se agrega que es muy difícil calibrar uniforme y confiablemente tales zonas preferenciales de rotura, en tanto que efectos de envejecimiento hacen aún más aleatoria la calibración a lo largo de la vida útil del equipo.

Estas consideraciones han llevado a utilizar verdaderas válvulas de seguridad, perfectamente calibradas y estables a través del tiempo, que se pueden disponer en cualquier brida de los módulos del equipo. Según sea el volumen del compartimento y la magnitud de la corriente de corto circuito en cada caso particular, todos o solo una parte de los compartimentos, van provistos de esta descarga de sobrepresión; como mínimo, se coloca siempre en una de la bridas libres del interruptor.

El dispositivo consiste en una PLACA de metal abulonada a la brida libre prevista, pero no en forma rígida, como las tapas normales, sino con inserción de resortes comprimidos entre la tuerca del Bulón de fijación y la placa de descarga. De esta forma, dicha placa queda presionada contra la brida adyacente en una fuerza perfectamente regulable, suficientemente elevada como para asegurar la

hermeticidad requerida para el equipo, pero simultáneamente lo bastante reducida como para que una sobrepresión interna despegue la placa antes de que se dañe la envoltura.

Ya que la operación de semejante dispositivo no implica su destrucción total, la Placa puede volver a su posición inicial tan pronto como se redujo la sobrepresión y solo se descarga la cantidad de gases indispensable. El chorro expansivo se distribuye sobre toda la periferia de la Placa y escapa radialmente sin dirección preferencial, pudiendo disponerse, si se desea, de pantallas de protección.

Otra solución, tiene como fundamento el aumento del volumen del compartimento. La resistencia mecánica de los aisladores de soporte puede hacerse menor que la de la envoltura metálica, de modo que ante una sobrepresión excesiva se destruye primero el aislador y el compartimento ubicado detrás, queda disponible para la expansión de los gases sin afectar para nada el ambiente circundante. Con aisladores de diferente resistencia mecánica se puede lograr que exista una sola dirección preferencial para la propagación de una eventual sobrepresión interna.

4.2.9. Factibilidad de ampliación

Básicamente NO EXISTE IMPEDIMENTO alguno a la ampliación posterior de un equipo blindado, ya sea que se deseen anexar celdas laterales al equipo existente o que se quieran equipar celdas intermedias. En ambos casos, hay que disponer del espacio necesario; en el primero, solo concerniente a la construcción civil, en el segundo, vinculado también al equipo existente, que ya debe prever el emplazamiento de las futuras celdas intermedias.

Cuando se prevén futuras ampliaciones, debe tenerse en cuenta las limitaciones que se presentan por la operación del equipo existente: las impuestas por motivos de seguridad durante del tiempo de montaje de la ampliación, encontrándose el equipo parcialmente abierto y las limitaciones impuestas para prevenir un siniestro en el equipo cuando las secciones de reciente instalación deben ser ensayadas antes de ser puestas en servicio.

4.3. Descripción de los Componentes Principales

4.3.1. Interruptores Automáticos de Potencia o Disyuntores

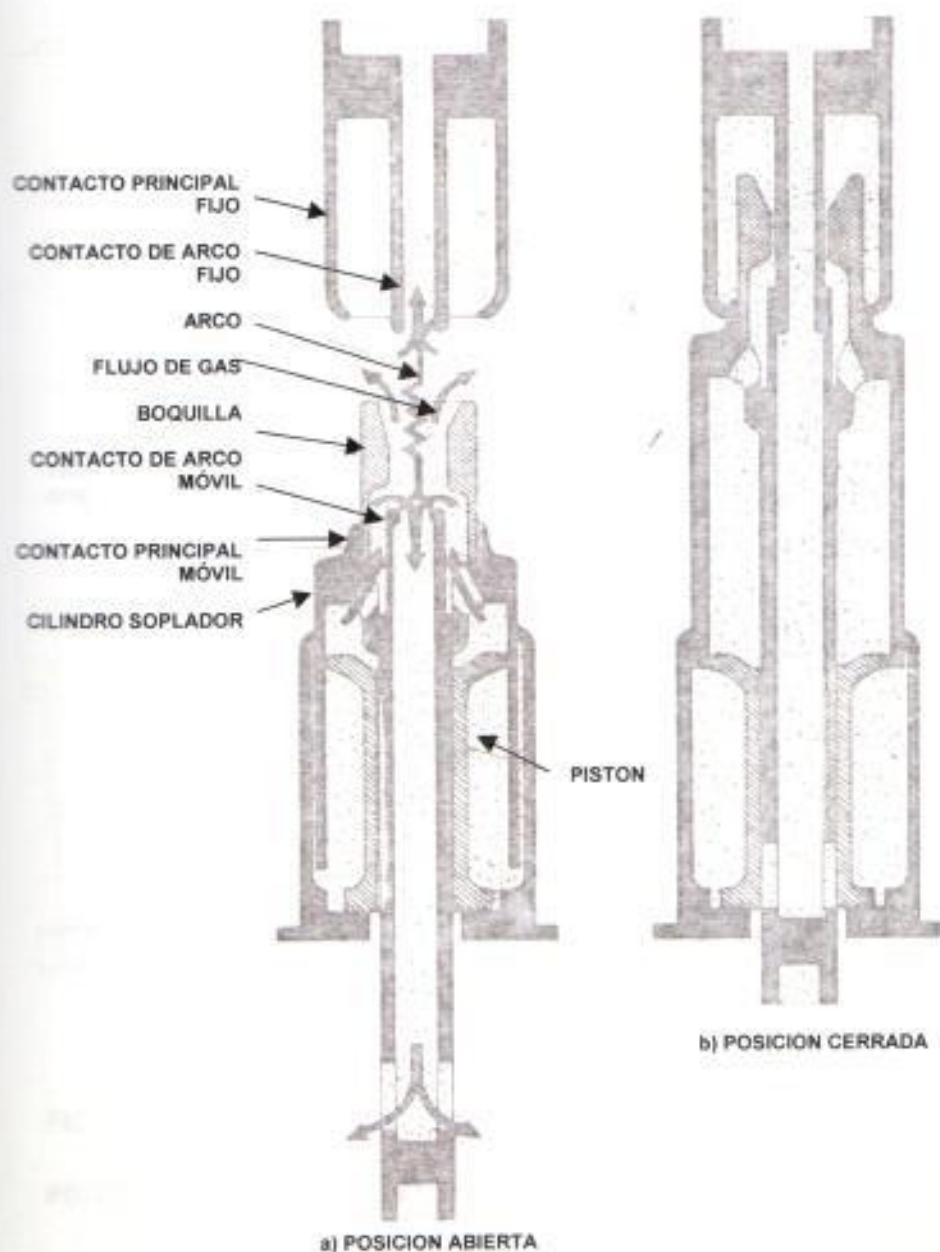
Son unidades de *Tipo Recipiente Amortiguador*, con Cámara de Interrupción para cada una de las tres fases en una sola envoltura metálica. Las cámaras de Interrupción de cada fase, se encuentran

aisladas entre sí, por medio de material aislante para eliminar la influencia del arco entre fases adyacentes.

La cámara de extinción del arco, **FIG. 4.6**, es una cámara de una sola presión con una simple estructura y un excelente funcionamiento de la interrupción.

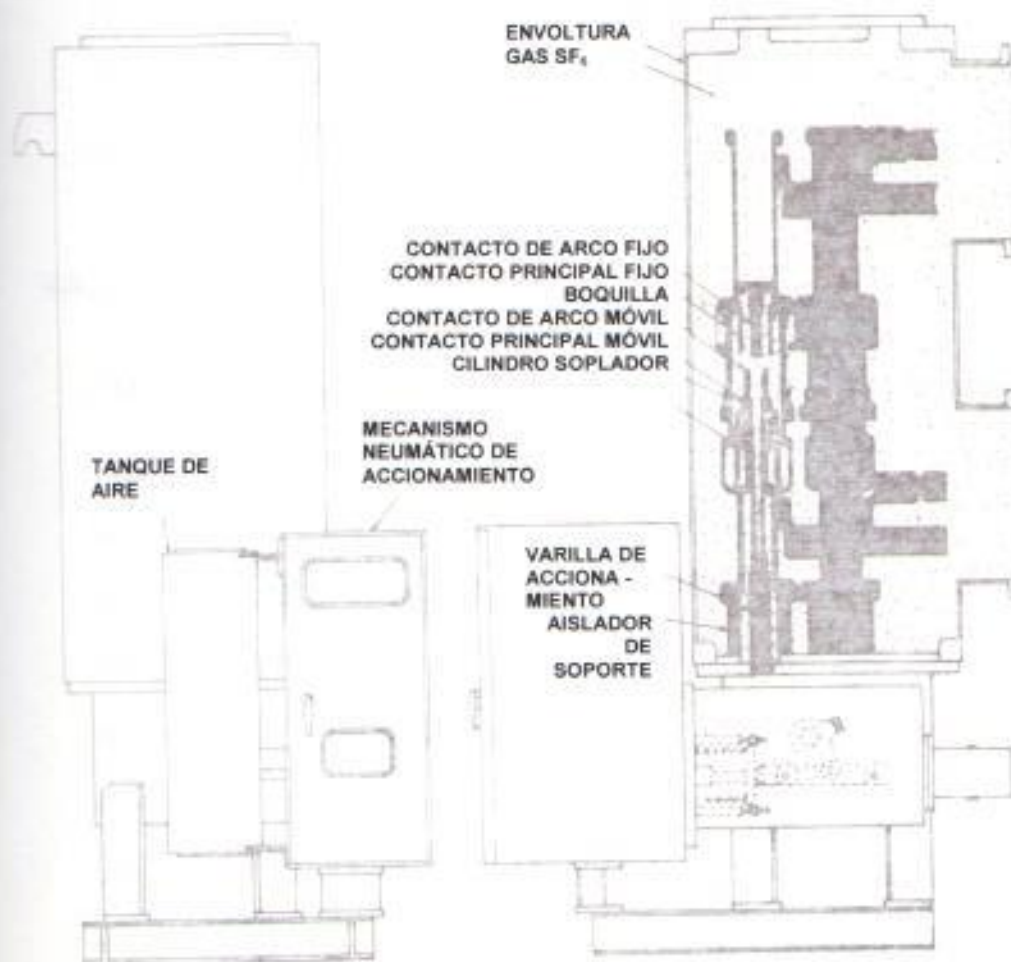
La interrupción se realiza por medio de un mecanismo de accionamiento, acoplado en la parte externa de la envoltura, **FIG.4.7**, este mecanismo mueve la varilla de accionamiento aislada y el contacto móvil hacia abajo; el gas del cilindro soplador es comprimido simultáneamente y expulsado por la boquilla, extinguiendo el arco entre los contactos.

La fuerza de apertura la provee la energía almacenada en el resorte de aceleración, componente del mecanismo neumático. Al cerrar, los contactos son impulsados a la posición de cierre por la compresión del resorte. No se produce soplado del gas durante el cierre. El mecanismo de operación del interruptor, es neumático, pudiendo ser hidráulico de acuerdo al requerimiento del cliente.



ESTRUCTURA DE LA CAMARA DE INTERRUPCION

FIG. 4.6 Estructura de la cámara de interrupción de un interruptor encapsulado



INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

FIG. 4.7 Esquema Interruptor Automático de una posición encapsulada

El sistema de accionamiento del Disyuntor, tiene capacidad suficiente para realizar con seguridad, al menos la operación CO (cierre - apertura). Se proveen dispositivos de enclavamiento que

bloquean el cierre del interruptor cuando no existe a continuación la energía acumulada suficiente para efectuar después, con seguridad, una apertura.

4.3.2. Seccionadores

Debido a que los seccionadores no son accesibles desde afuera, deben ser completamente confiables. Los contactos móviles generalmente se desplazan en sentido axial, por esta razón se denominan SECCIONADORES DE TIPO LINEAL.

Todos los contactos son de tamaño reducido; tienen una protección alrededor del contacto fijo, para mejorar la distribución del campo eléctrico y producir una alta rigidez dieléctrica **FIG. 4.8.**

Los contactos funcionan mediante rotación de la palanca de accionamiento que tienen el mismo diseño que el de los disyuntores.

Al igual que en los tipos Convencionales, estos seccionadores pueden ser equipados con diversos mecanismos de operación; así: manual, motor, resorte o neumático. Cada mecanismo de operación incluye un indicador de posición visible desde el piso al cual se tiene fácil acceso. Los seccionadores poseen unos sistemas de enclavamiento con los disyuntores y switches de puesta a tierra asociados, de tal manera,

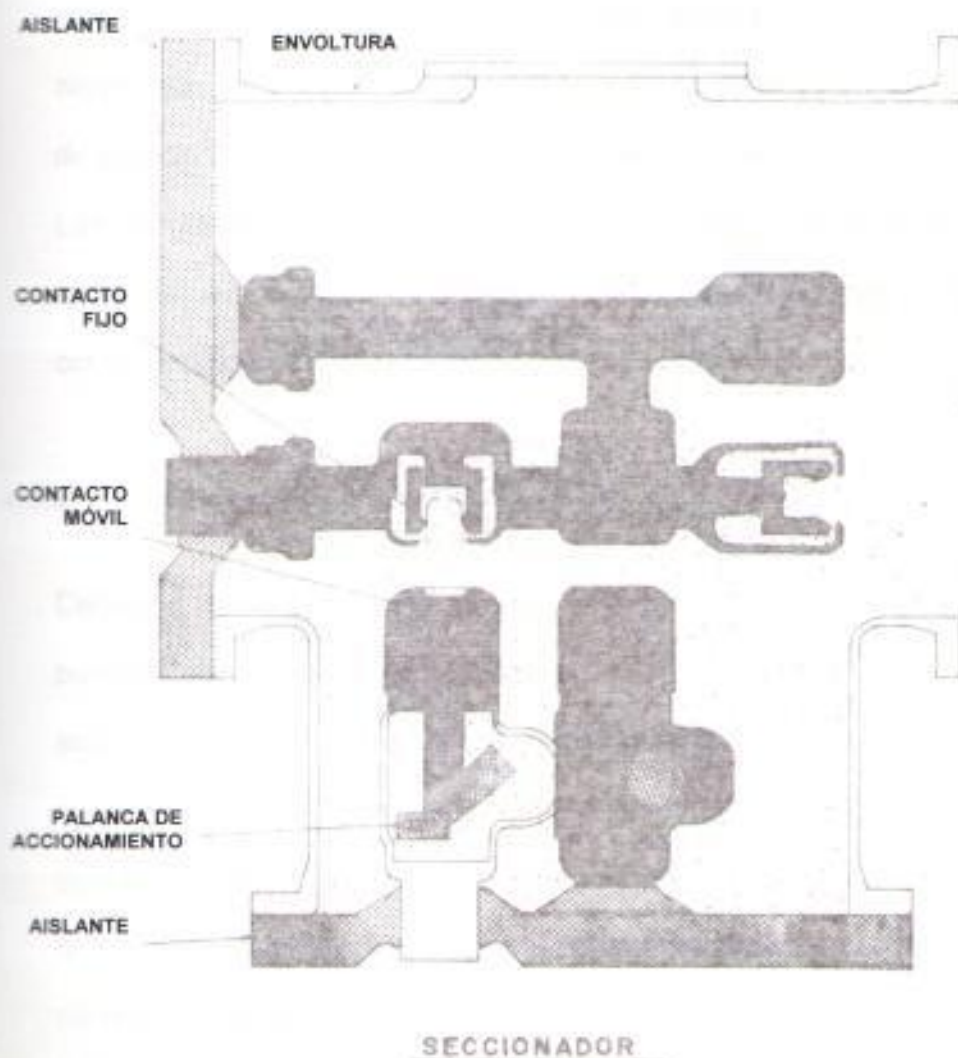


Fig. 4.8 Esquema interior del seccionador de una posición encapsulada

que no pueden abrirse con carga y energizar los conductores de puesta a tierra.

Este tipo de seccionador, puede abrir y cerrar corrientes capacitivas de barras Colectoras y corrientes de excitación de transformadores sin

carga con una pequeña carrera del contacto móvil y una velocidad de separación relativamente lenta, debido a las excelentes propiedades de extinción del arco y rigidez dieléctrica del gas SF₆.

Los seccionadores bajo carga están dotados de un mecanismo de operación a más alta velocidad, permitiendo interrupciones de alta corriente de carga.

4.3.3. Switches de Puesta a Tierra

Debido a que los contactos de los switches de puesta a tierra no pueden ser vistos desde afuera, están enclavados con los seccionadores de tal manera que la inspección de la parte desconectada pueda efectuarse en forma segura. El mecanismo de operación está provisto de un indicador mecánico de posición, visible desde el piso de operación, que muestra si el Switch está abierto o cerrado. Algunos fabricantes utilizan mirillas (**FIG. 4.9**) en estos dispositivos, mientras otros han descartado este procedimiento al considerar que se tendría un debilitamiento en este punto del blindaje; dicha mirilla permite la inspección visual de la posición del contacto móvil. A pesar de que normalmente están unidos a los seccionadores, los switches de puesta a tierra pueden estar instalados separadamente.

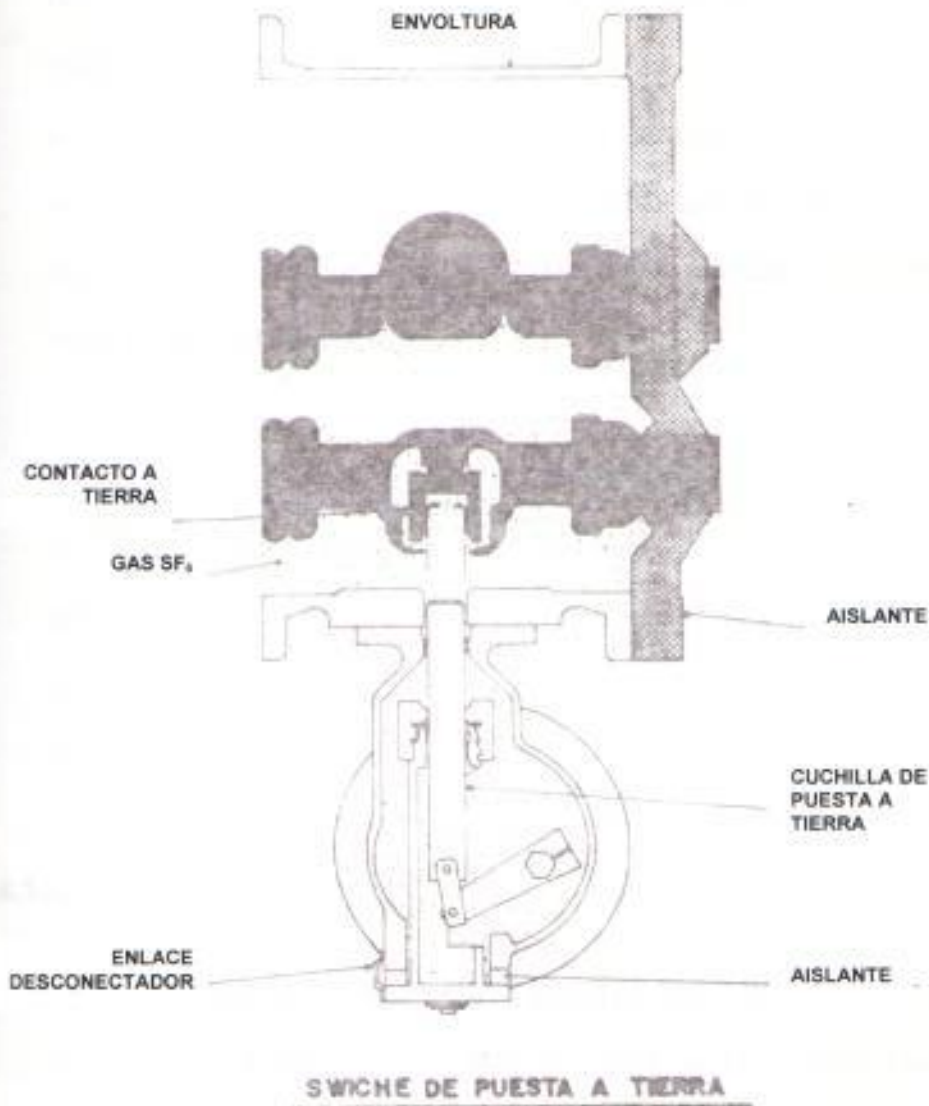


Fig. 4.9 Construcción interna de un switch de puesta a tierra de una posición encapsulada

Switches de puesta a tierra bastante rápidos, a prueba de averías o fallas, se usan para las Barras Colectoras y entrada de los cables; en

las que se usan mecanismos de resorte accionados por motor o neumático (cierre sobre falla a alta velocidad).

En el resto de la instalación se aplica generalmente la operación manual, a pesar de que también es posible aplicar mecanismos de resorte accionados por motor o neumáticos (switches de puesta a tierra para mantenimiento).

Extrayendo los enlaces entre la cuchilla a tierra y las otras partes del switch, es posible probar la sincronización del disyuntor, medir el aislamiento de los circuitos principales, comprobar la polaridad de los transformadores de corriente y probar la inyección de corriente primaria.

4.3.4. Transformadores de Corriente

Son transformadores de corriente del Tipo NUCLEO ANULAR (FIG. 4.10), están montados en el interior de una envoltura común trifásica. Estos transformadores están instalados en los lugares preestablecidos para los sistemas de protección y medición.

Su estructura es diseñada para que puedan comprobarse sus polaridades y probarse la inyección de corriente primaria desde los switches de puesta a tierra.

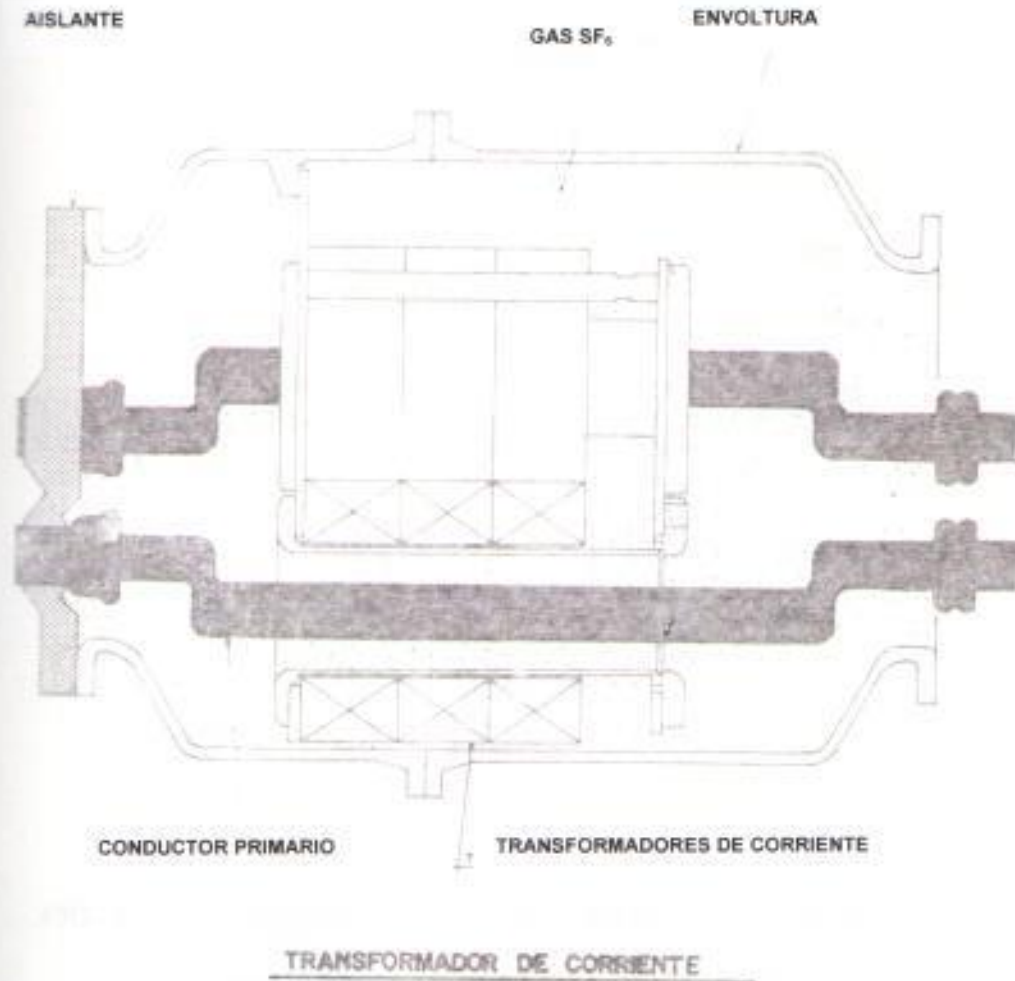


FIG. 4.10 Esquema de construcción interna de un transformador de corriente de una posición encapsulada

4.3.5. Transformadores de Potencial

Los transformadores de potencial, son de hilos bobinados, peso ligero y compactos y se ajustan a las necesidades de la subestación blindada y aislada con SF₆.

Un devanado trifásico se inserta en un contenedor o culata y se aísla de la envoltura con gas SF₆, como se puede apreciar en la FIG. 4.11.

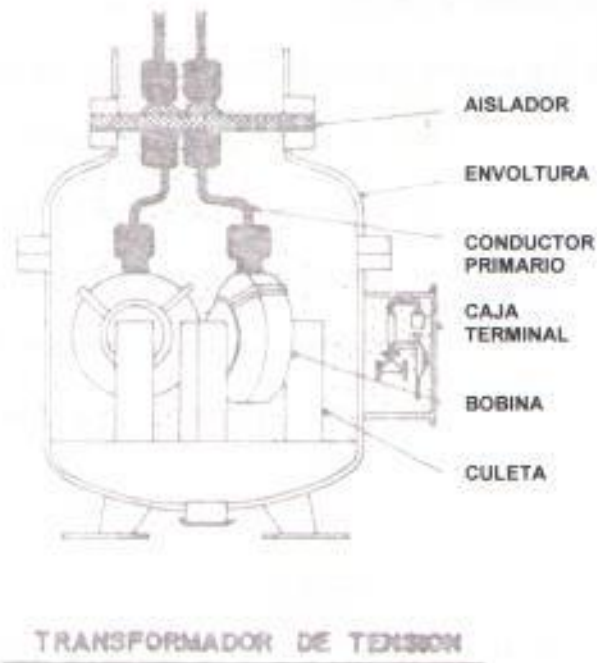


FIG. 4.11 Construcción interna de un transformador de potencial empleado en una posición encapsulada

Los transformadores de potencial, están montados exactamente en el lugar requerido y a pesar de que la presión del gas puede ser verificada en común con la circuitería principal, también es posible verificarla separadamente, en dichos transformadores.

4.3.6. Pararrayos

Los últimos pararrayos "Tipo Convencional" han sido construidos utilizando el carburo de silicio (SiC); pero en la última década se ha descubierto que las características de los pararrayos que utilizan óxido de zinc (ZnO), superan a las características de los descargadores de carburo de silicio (FIG. 4.12); y más aún si el aislamiento es con gas SF₆, tienen una no-linealidad, corriente – voltaje, que permite una corriente residual de solo 1 mA a la tensión nominal de la red. Esto ha hecho posible la construcción del pararrayo sin entrehierro en serie.

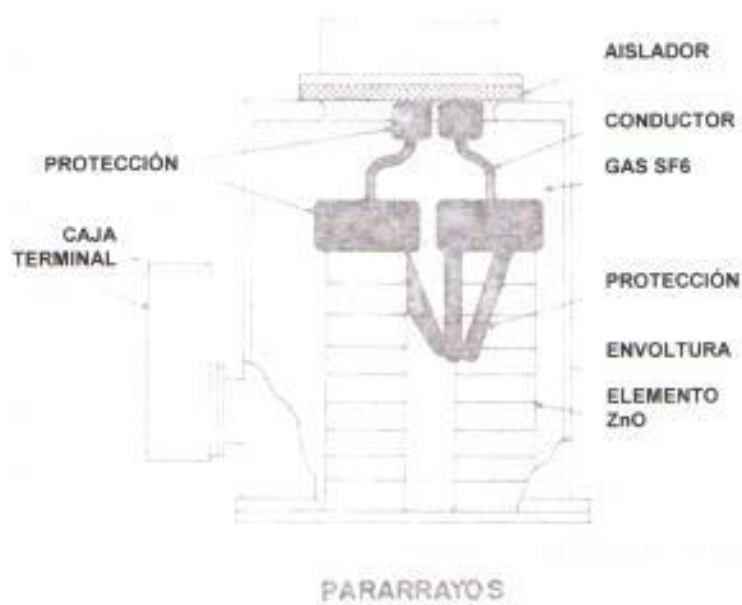


FIG. 4.12 Esquema interno de un pararrayo empleado en una posición encapsulada

En la **figura 4.12** se observa la construcción de un descargador con elementos de óxido de Zinc (ZnO). Un número determinado de elementos de óxido de Zinc consistente con el voltaje nominal, se encuentran apilados, o agrupados dentro de un tubo aislado, y un resorte provee la presión de contacto; como la envoltura metálica está a potencial de tierra, se produce capacitancia dispersa entre el elemento y la envoltura, lo que deteriora la distribución de potencial, pero esto se corrige mediante una pantalla en derivación.

4.3.7. Barras Colectoras

La estructura de las Barras Colectoras comprende tres conductores rígidos dentro de una envoltura metálica común, con aisladores de soporte para cada conductor, sujeto solamente al conductor y a la envoltura tal como se muestra en la **FIG. 4.13a y 4.13b**.

Con el fin de compensar cualquier variante en las barras, causadas por la temperatura u otros factores, se emplean juntas flexibles y contactos cónicos, en las conexiones de los conductores y se insertan fuelles de acero inoxidable entre las envolturas, en los lugares apropiados.

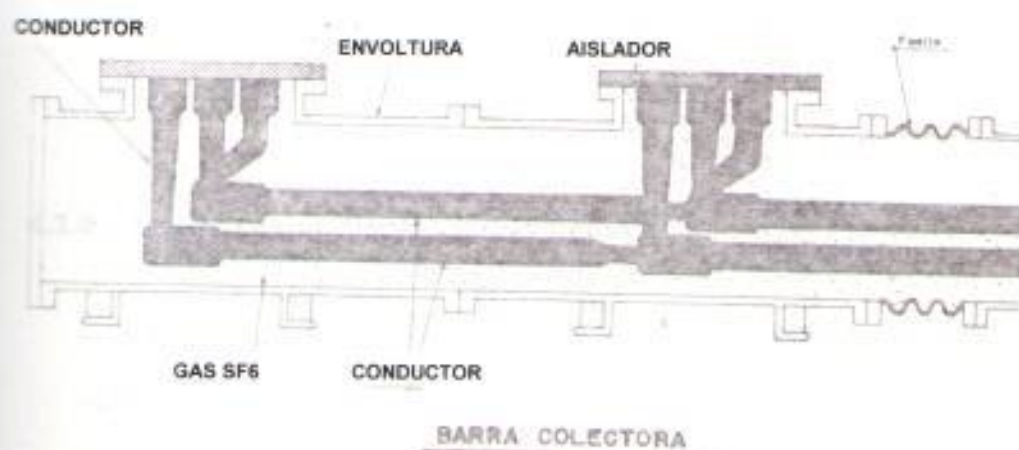


FIGURA N° 3.11



FIG. 4.13A Construcción interna de una barra colectora

FIG. 4.13B Vista en corte transversal de una barra colectora en un subestación encapsulada

Las juntas del conductor son cubiertas con pantallas electrostáticas para prevenir la concentración de esfuerzos dieléctricos los cuales

podrían causar efecto corona al voltaje de operación o reducir el voltaje de descarga o ambos.

4.3.8. Interconexión Cable - Subestación

La **FIG. 4.14**, muestra la conexión entre el cable de alimentación y la subestación blindada.

La caja de terminales de cables, es diseñada de tal forma que los cables y/o aisladores pasamuros de prueba, puedan conectarse y permitir las pruebas de resistencia de corriente continua, del cable en el lugar de la instalación.

Además, la parte inferior de la caja terminal podría permitir el montaje, si así se requiriese, de una toma central para cables.

4.3.9. Acoplamiento con el Autotransformador de Potencia

Observando la **FIG. 4.15** se reconoce la sección de acoplamiento directo entre el transformador y la Subestación con SF₆.

Este sistema reduce el espacio de la Subestación, lográndose una estructura completamente rígida y mejora notablemente la protección contra las condiciones del medio ambiente.

La sección de acoplamiento con el transformador emplea un aislador pasamuros de aceite y SF₆, y la construcción permite montar un

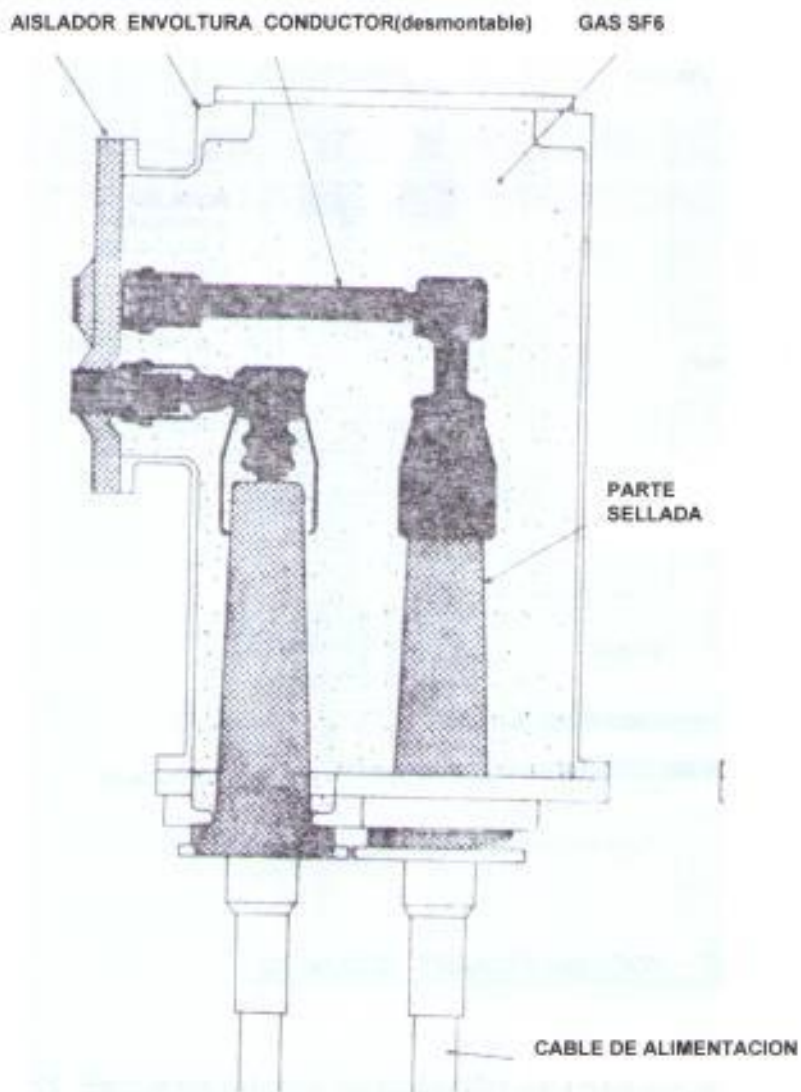


FIG. 4.14 Esquema interior conexión cable - subestación encapsulada

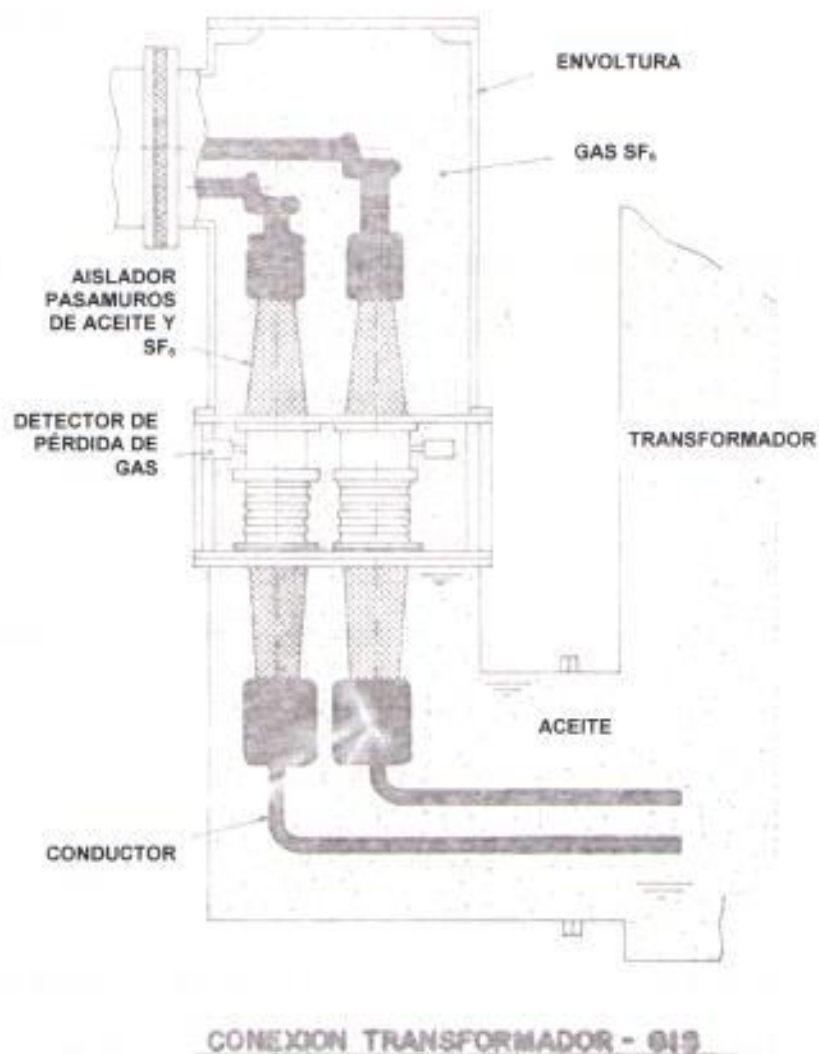


FIG. 4.15 Esquema interno de conexión de TRANSFORMADOR-GIS

detector de pérdidas en el aislador pasamuros, para evitar las pérdidas de Gas SF₆ al compartimento del transformador, a pesar de que esto es improbable que suceda.

4.3.10. Sistema de Gas SF₆

Las presiones de Gas son verificadas por interruptores de presión compensados por temperatura y por los manómetros de presión instalados en cada compartimento de gas. Si se detecta una presión anormal del gas, este sistema alerta al personal por medio de alarmas audibles y visuales y bloquea o dispara el disyuntor por presión extremadamente baja.

La FIG. 4.16, muestra un ejemplo del sistema de gas de una GIS. Los compartimentos de gas están divididos por espaciadores aislantes para cada unidad del equipo; los interruptores automáticos y los pararrayos están provistos con manómetro de presión e interruptores de presión compensados por temperatura, mientras que para los seccionadores y barras Colectoras; este sistema separa las secciones de gas de cada compartimento del equipo por medio de válvulas de paso que facilitan la inspección de la instalación.

4.3.11. Gabinetes de Control

Cada campo de maniobra está provisto de un armario de control local. Normalmente consta de dos secciones principales:

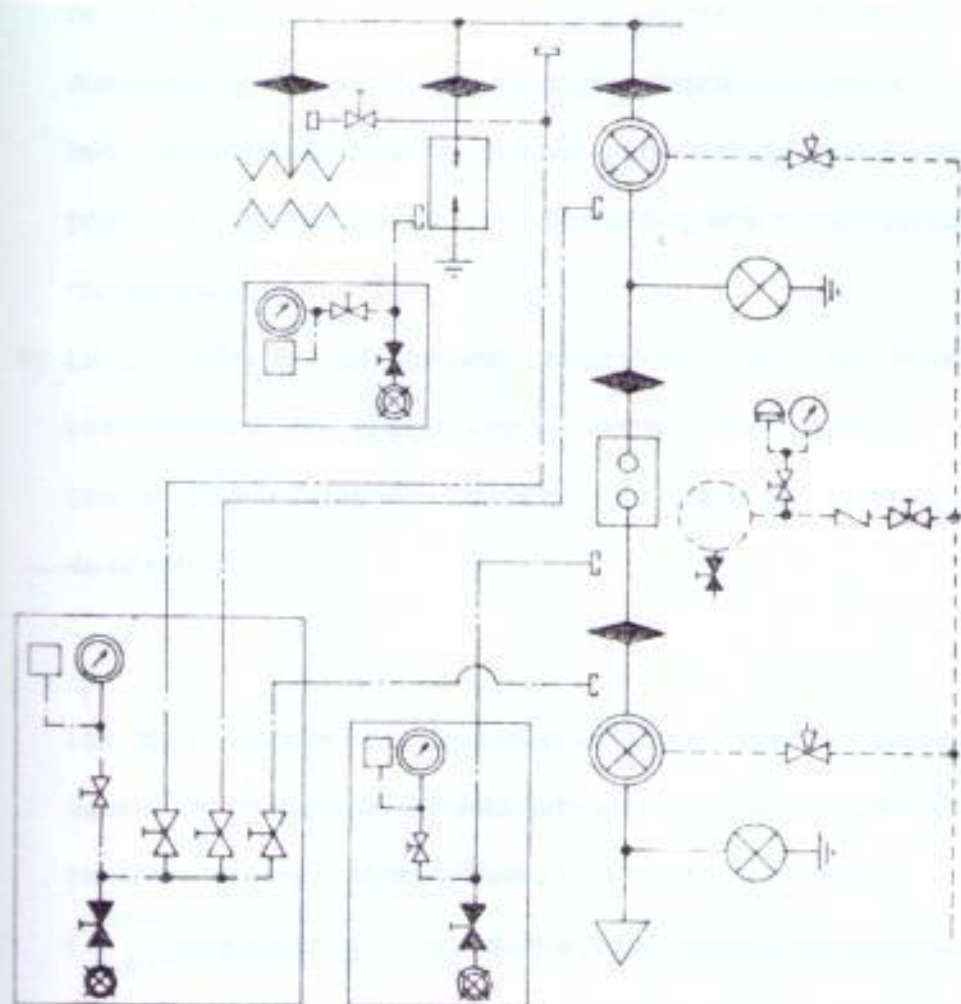


FIG. 4.16 Esquema del sistema de gas de una posición encapsulada GIS

- a) La SECCION A: que aloja un panel con los interruptores automáticos de baja tensión; un panel de alarmas; un set de gavetas con los dispositivos de control de los diferentes equipos; una gaveta con los relés para los interbloques eléctricos y una sección con los relés de protección. En esta sección se localiza el diagrama mimico del campo correspondiente.
- b) La SECCION B: que contiene los conectores para las diferentes interconexiones con el equipo de los varios campos de maniobra; los bloques de terminales y los dispositivos de control de los mecanismos de operación.

Las dos (2) secciones están protegidas con puertas de inspección y aquella de la Sección A está provista con ventana de material transparente para el control visual de los equipos y lámparas.

Los paneles de control normalmente, vienen armados y probados de fábrica.

4.4. Características del montaje, operación y mantenimiento general del equipo encapsulado

Las continuas y exhaustivas investigaciones de la técnica de equipos encapsulados aislados en SF₆, han tenido como fundamental objetivo,

además de garantizar una alta confiabilidad y seguridad del personal facilitar las labores de montaje en sitio y la operación y el mantenimiento del equipo, lo que al final significa una considerable reducción en los costos de las instalaciones de este tipo.

El Sistema Modular y el montaje previo en fábrica, constituyen una gran ayuda para simplificar y acelerar las tareas de montaje en el lugar de Instalación.

Por un lado, NO ES NECESARIO proceder a montar y verificar componentes individuales como es usual en las instalaciones convencionales, donde el equipo va creciendo prácticamente de las manos de los montadores, partiendo de elementos sueltos desvinculados, sin otra guía que los Planos de la Instalación. Por el otro lado, tampoco se transportan al emplazamiento gigantesco, equipos ensayados y listos para entrar en funcionamiento luego de unas pocas tareas de conexión y anclaje, pero con innumerables dificultades para el transporte y una mayor probabilidad de sufrir daños internos inadvertidos. Se aplica precisamente la solución óptima intermedia, con unidades de transporte compuestas por varios módulos unidos y ensayados en fábrica. Los límites de estas unidades se eligen de tal modo que el peso y las dimensiones de la unidad embalada, permitan una fácil manipulación en las operaciones

de carga, descarga y transporte, con medios auxiliares universalmente disponibles.

La operación de un equipo blindado no difiere sensiblemente de las consideraciones y normas válidas para los equipos de maniobras convencionales.

Los sistemas eléctricos de operación, control, alarma y enclavamiento están diseñados según los mismos esquemas básicos desarrollados a través de la experiencia con los equipos convencionales. Sólo se agregan los aspectos referentes al control de la presión de gas y cobra primordial importancia la confiabilidad de los sistemas de indicación de la posición de los aparatos de maniobra, al no ser visible la separación de contactos ni la posición de las cuchillas seccionadoras y de puesta a tierra.

La configuración de los equipos se diseña atendiendo, entre otras consideraciones, al fácil acceso y mantenimiento de todas sus partes sometidas a desgaste.

El **MANTENIMIENTO** se reduce a dos tipos de **INSPECCIONES**:

- a) La de RUTINA; que consiste en un control y lubricación de los accionamientos de los aparatos de maniobra, incluyendo eventualmente algunas mediciones para verificar el correcto funcionamiento y la exactitud de las indicaciones externas de posición o estado; así como un control de la calidad del gas SF6
- b) La INSPECCION de MANTENIMIENTO propiamente dicha; que abarca también revisiones y controles que se refieren a las partes internas activas del equipo, ya sean componentes mecánicos de los accionamientos, o electrodos y cámaras de extinción de los aparatos de maniobra para lo cual es necesario retirar del servicio la celda correspondiente o un sector del equipo.

En los primeros años, intervalos de mantenimiento relativamente cortos fueron recomendados por los fabricantes. Chequeos al azar efectuados durante el mantenimiento después de un periodo de operación de cinco años mostraron sin embargo, que los componentes dentro del blindaje no revelaban alteraciones en comparación con las condiciones originales. Basados en estos resultados, los intervalos de mantenimiento fueron al comienzo extendidos a 10 años y más tarde a 15 años.

La conservación invariable de las condiciones originales de los componentes dentro del encapsulado es indudablemente el resultado de la propiedad de Gas inerte del SF₆. Dudas de que en períodos largos de mantenimiento pueda penetrar vapor de agua al interior del blindaje, afectando la calidad del SF₆, fueron descartadas, sea que los equipos estén o no provistos de filtros. Esto es ciertamente el resultado del esmero que se dedica a la Hermeticidad del blindaje.

De las experiencias en operación del equipo de las GIS se llegó a las siguientes conclusiones:

- a) La limpieza durante el ensamblado es de vital importancia para la subsecuente confiabilidad operacional. Por esta razón el ensamblaje en fábrica de módulos completos, lo cual puede ser posible gracias a la producción de las dimensiones de los equipos, contribuye efectivamente a incrementar la confiabilidad.

- b) Trabajo de inspección que implican la apertura del blindaje no incrementa la seguridad operacional. El daño o deterioro de las propiedades el gas SF₆ cuando se abren los compartimentos es más grande que el beneficio de tal inspección. Debe evitarse toda manipulación en el encapsulado sino existen motivos de peso para

tener que abrir el blindaje, por las dificultades que pudieran surgir para volver a lograr la misma hermeticidad.

- c) Para los componentes dentro del blindaje, el Mantenimiento usual debe ser reemplazado por mediciones de diagnóstico las cuales pueden ser efectuadas sin abrir el blindaje. Las siguientes mediciones aseguran las operaciones libres de problemas: contenido de aire, contenido de humedad, acidez, resistencia del circuito principal. Para la evaluación de los resultados, se contrastan los valores medidos con aquellos obtenidos en el proceso de recepción. Por la introducción de mediciones de diagnósticos en vez de operaciones de mantenimiento, se logra disminuir considerablemente los costos de operación.

4.5. Tratamiento del Gas aislante SF₆

4.5.1. Equipo empleado en el Tratamiento del SF₆

En las subestaciones que conforman la zona occidental de la compañía nacional de transmisión eléctrica (TRANSELECTRIC S.A.), se emplea el equipo de origen japonés "SF₆ GAS HANDLING EQUIPMENT" o "Equipo para manejo del Gas SF₆".

A continuación, se presentarán los principales características del equipo, así como ciertas precauciones que deben tenerse presente en el momento de su operación.

El equipo para manejo del gas SF₆ del tipo KL40-11-RPOW (KLH-11-R) es empleado en el mantenimiento, chequeo e instalación de posiciones de desconexión encapsuladas o GIS.

Este equipo es capaz de extraer el gas SF₆ desde el GIS, almacenarlo en un tanque de almacenamiento y cargarlo nuevamente en el GIS.

Sus principales especificaciones son las siguientes:

a) Funciones

- Vaciado o extracción del gas SF₆ y almacenamiento
- Purificación y recarga del gas SF₆
- Evacuación del aire contenido en el Gis y en el equipo

b) Condiciones de operación

Las condiciones básicas para una operación adecuada del equipo, se citan en la TABLA 4T.2 que se presenta a continuación:

Presión del gas SF6 en el GIS	0.5 Mpa (a 20°C)
Ubicación del equipo	Intemperie (tipo portátil)
Temperatura ambiente	15 a 45°C (en operación debe ser menor a 40°C)
Fuente de alimentación	208 VAC, 3Ø, 60 HZ
Presión de almacenamiento	3.53 Mpa o menos (a 20°C)
Presión mínima de vacío	0 Mpa
Capacidad del tanque de almacenamiento	300 litros

Tabla 4T.2 Condiciones de operación de la máquina de tratamiento de gas SF6

c) Precauciones que deben tomarse en la operación:

La operación básica de la válvula debe ser, antes de arrancar deberá estar en la posición cerrada y finalizando el tratamiento deberá permanecer cerrada. Luego de chequear para asegurarse que todas las válvulas estén cerradas, se deben abrir las válvulas de acuerdo al procedimiento de operación descrito posteriormente; y cerrarlas cuando se haya completado la operación.



FIG. 4.17 Vista frontal de la máquina de tratamiento de SF₆

Chequear los siguientes items en el compresor del gas, en la bomba de vacío y en el refrigerador:

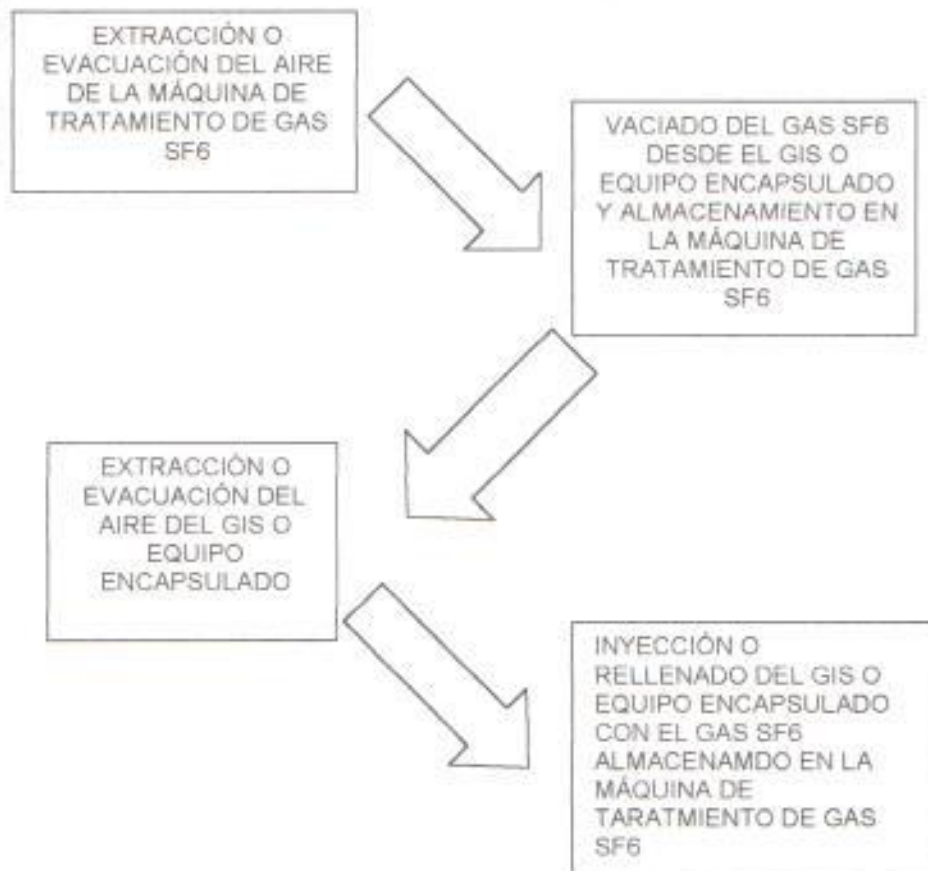
- 1) Chequear antes de la operación
 - Nivel del aceite lubricante
 - Dirección de rotación o giro
 - Indicaciones de los medidores de presión
 - Tornillos y tuercas flojos

- 2) Chequear durante la operación
 - Vibración y ruidos
 - Fugas en las tuberías y uniones
 - Indicaciones de los medidores de presión
- 3) La operación deberá realizarse de acuerdo a los procedimientos descritos posteriormente
- 4) Ubicar el equipo sobre una superficie nivelada, y proveer un espacio de 1 a 1.5 mts. Alrededor del equipo para su ventilación y operación
- 5) Evacuar el aire en el equipo antes de la extracción del gas SF₆ desde el GIS; y evacuar el aire del GIS antes de recargarlo de gas.

4.5.2. Descripción cronológica del proceso de tratamiento de SF₆

Básicamente, el proceso de tratamiento de gas SF₆ que se aplica en las subestaciones de la zona occidental de TRANSELECTRIC S.A., para un equipo encapsulado (ya sea un disyuntor con aislamiento de SF₆ o una posición encapsulada o GIS), se describe en el siguiente diagrama de bloques:

FIG. 4.17 Diagrama de bloques tratamiento de gas SF6



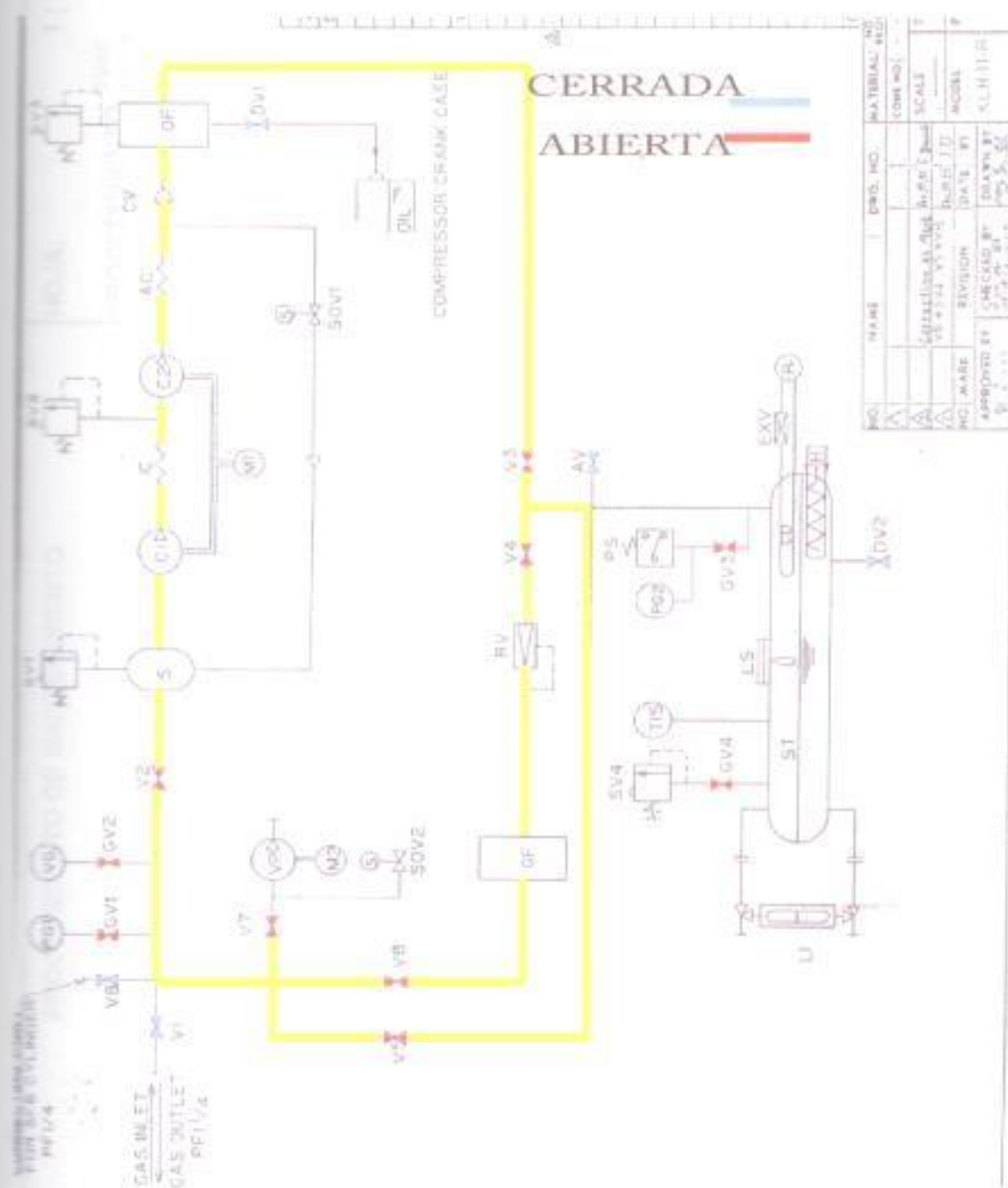
Los procedimientos de operación se describen a continuación:

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 3 PROCEDIMIENTO: EVAC-AIRE/MTSF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: Operador AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
1	<p>MEDIDAS DE SEGURIDAD</p> <p>Chequear siempre antes de la operación de la máquina de tratamiento de SF6 los siguientes aspectos: nivel del aceite lubricante, dirección de sentido de giro luego de haber conectado la alimentación de tensión requerida (ver procedimiento 1), las indicaciones de los medidores de presión</p>		
2	<p>Chequear durante la operación los siguientes aspectos: vibración y ruidos, fugas en las tuberías y uniones, indicación de los medidores de presión</p>		
1	<p>PROCEDIMIENTO</p> <p>Alimentar la tensión requerida por el equipo empleando un cable eléctrico con capacidad para 208 Vac 3Φ y realizar la respectiva conexión a tierra.</p>		
2	<p>Conectar los cables de alimentación principal al breaker ELB (el que debe estar en posición OFF), localizado en el panel de control de la máquina de tratamiento y revisar que la luz indicadora de fuente de alimentación WL se encienda al colocar el breaker ELB en la posición ON</p>		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 3
PARA: Evacuación del aire e impurezas de la máquina de tratamiento de gas SF ₆ LOCALIZACION: RPOW (KLH-11-R)		PROCEDIMIENTO: EVAC.-AIRE/MTSF6 ACTIVIDAD: Operador
		REALIZADO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
		HORAS
3	Chequear que todos los medidores de presión (PG1 y PG2) (ver fig. **) indiquen 0 Mpa o menos. Lo anterior permite verificar que las tuberías no se encuentran presurizadas o que la máquina no está realizando otro proceso	
4	Chequear que todas las válvulas (excepto las GV1, GV3 y GV4) (ver fig. **) estén CERRADAS. Normalmente GV1, GV3 y GV4 están ABIERTAS y V8, AV, DV1 y DV2 están CERRADAS (no se debe operar estas válvulas ya que son para un uso específico)	
5	Abrir las válvulas V2, V3, V4, V5, V6, V7 (guiarse por el marquillaje que poseen todas las válvulas y elementos en la máquina, además referirse a la fig. **)	
6	Colocar el switch selector de la BOMBA DE VACIO en la posición ON: * La bomba de vacío opera y evacua el aire, residuos de partículas sólidas y acumulaciones pequeñas de gas SF6 del equipo. Después de que el medidor de presión PG1 indique aproximadamente -0.1 MPa, ABRIR la válvula del MEDIDOR DE VACIO (manómetro de vacío GV2) y colocar el switch selector del medidor de vacío en la posición ON. Entonces el medidor de vacío (VG) empieza a marcar en la escala. Después de que el medidor de vacío indique 1 Torr o menos, continuar el proceso de evacuación de aire e impurezas por lo menos durante 10 minutos más	

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 3 3
	PARA: Evacuación del aire e impurezas de la máquina de tratamiento de gas SF ₆ LOCALIZACION: Máquina de tratamiento de gas SF ₆ tipo KL40-11-RPOW (KLH-11-R)	PROCEDIMIENTO: EVAC-AIRE/MTSFS	ACTIVIDAD:	REALIZADO: Operador
		AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y HORAS
7	Cerrar las válvulas en el siguiente orden: V2, V3, V4, V5, V6, V7 y GV2			
8	Colocar los switches selectores de la bomba de vacío y del medidor de vacío en la posición OFF			

ESQUEMA DE TUBERIAS EMPLEADAS EN EL PROCEDIMIENTO



	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 3
	<p>PARA: Evacuación del aire e impurezas del equipo encapsulado empleando la máquina de tratamiento de gas SF₆</p> <p>LOCALIZACION: RPOW (KLH-11-R) Máquina de tratamiento de gas SF₆ tipo KL40-11-</p>	<p>PROCEDIMIENTO: AREGIS/MTSF6</p> <p>ACTIVIDAD: Operador</p> <p>REALIZADO: 2001</p> <p>AÑO:</p>	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
1	<p>MEDIDAS DE SEGURIDAD</p> <p>Chequear siempre antes de la operación de la máquina de tratamiento de SF₆ los siguientes aspectos: nivel del aceite lubricante, dirección de sentido de giro luego de haber conectado la alimentación de tensión requerida (ver procedimiento 1), las indicaciones de los medidores de presión</p>		
2	<p>Chequear durante la operación los siguientes aspectos: vibración y ruidos, fugas en las tuberías y uniones, indicación de los medidores de presión</p>		
1	<p>PROCEDIMIENTO</p> <p>Alimentar la tensión requerida por el equipo empleando un cable eléctrico con capacidad para 208 Vac 3Φ y realizar la respectiva conexión a tierra.</p>		
2	<p>Conectar los cables de alimentación principal al breaker ELB (el que debe estar en posición OFF), localizado en el panel de control de la máquina de tratamiento y revisar que la luz indicadora de fuente de alimentación WL se encienda al colocar el breaker ELB en la posición ON</p>		

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 3 PROCEDIMIENTO: EVAC-AIREGIS/MTSF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: Operador AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
3	<p>Conectar una manguera para inyección y extracción de gas SF6 con una capacidad de soporte de presión (kg/cm²) superior al valor nominal de presión del equipo encapsulado; entre la válvula I/O (válvula puerto de entrada y salida de gas SF6) del equipo encapsulado y la válvula V1 (ver fig. **) de la máquina de tratamiento de gas SF6.</p> <p>**NOTA: es recomendable que antes de conectar la manguera a la válvula del equipo encapsulado, se verifique su estado exterior, como alguna fisura u orificio que pudiera causar mucho perjuicio al permitir el ingreso de humedad al interior del equipo primario aislado en SF6. Se puede verificar su condición arrancando la bomba de vacío (como se indica en el procedimiento EVAC-AIRE/MTSF6) y taponar el extremo de la manguera con algún tipo de tela gruesa y realizar un sondeo por la parte externa de la manguera buscando alguna fuga o deterioro considerable. Lo anterior se lo realiza durante un periodo de tiempo de corto y con mucha precaución</p>		
4	Chequear y confirmar que la presión en el equipo encapsulado o aislado en SF6 sea de 0 Mpa o menos		
5	Chequear que todas las válvulas estén cerradas		
6	Abrir las válvulas I/O (del equipo) y las V1 y V7 de la máquina de tratamiento de gas SF6		

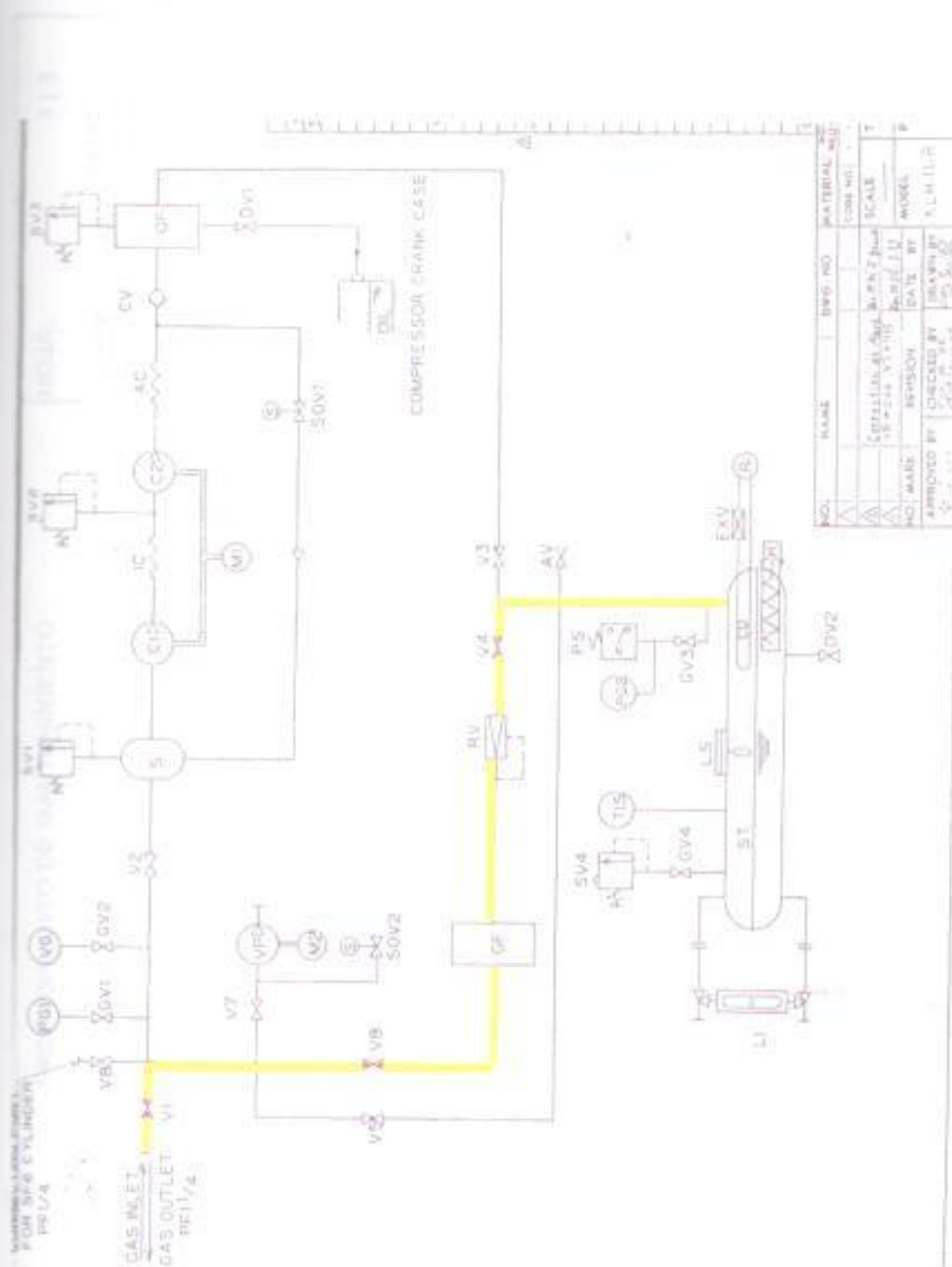
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	Y HORAS
	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: Evacuación del aire e impurezas del equipo encapsulado empleando la máquina de tratamiento de gas SF₆.</p> <p>LOCALIZACION: Máquina de tratamiento de gas SF₆ tipo KL40-11-RPOW (KLH-11-R)</p>			<p>HOJA: 3 3</p> <p>PROCEDIMIENTO: EVAC-AIREGSI/MTSF6</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO: Operador</p> <p>AÑO: 2001</p>
7	Colocar el switch selector de la BOMBA DE VACIO en la posición ON: la bomba de vacío debe operar y evacuar el aire que se encuentra en el equipo encapsulado. Después de que el medidor de presión PG1 indique aproximadamente -0.1 Mpa, ABRIR la válvula del MEDIDOR DE VACIO (GV2) y colocar el switch selector del medidor de vacío (VG) en la posición ON. Después de que el medidor de vacío (VG) indique 1 Torr o menos, continuar el proceso durante por lo menos 10 minutos más			
8	Cerrar las válvulas en el orden siguiente: I/O (equipo encapsulado), V1, V7 y GV2 en la máquina de tratamiento de gas SF ₆			
9	Colocar el switch selector de la bomba de vacío y del medidor de vacío en la posición OFF			

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 1 3
	<p>PARA: Inyección de gas SF6 desde la máquina de tratamiento al equipo encapsulado</p> <p>LOCALIZACION: RPOW (KLH-11-R)</p>	<p>ACTIVIDAD: Operador</p>	<p>PROCEDIMIENTO: SF6GIS/MTSF6 INY.</p> <p>AÑO: 2001</p>	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
1	<p>MEDIDAS DE SEGURIDAD</p> <p>Chequear siempre antes de la operación de la máquina de tratamiento de SF6 los siguientes aspectos: nivel del aceite lubricante, dirección de sentido de giro luego de haber conectado la alimentación de tensión requerida (ver procedimiento 1), las indicaciones de los medidores de presión</p>			
2	<p>Chequear durante la operación los siguientes aspectos: vibración y ruidos, fugas en las tuberías y uniones, indicación de los medidores de presión</p>			
1	<p>PROCEDIMIENTO</p> <p>Alimentar la tensión requerida por el equipo empleando un cable eléctrico con capacidad para 208 Vac 3φ y realizar la respectiva conexión a tierra.</p>			
2	<p>Conectar los cables de alimentación principal al breaker ELB (el que debe estar en posición OFF), localizado en el panel de control de la máquina de tratamiento y revisar que la luz indicadora de fuente de alimentación WL se encienda al colocar el breaker ELB en la posición ON</p>			

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 3
	<p>PARA: Inyección de gas SF6 desde la máquina de tratamiento al equipo encapsulado</p> <p>LOCALIZACION: Máquina de tratamiento de gas SF6 tipo KL40-11-RPOW (KLH-11-R)</p>		<p>INY- PROCEDIMIENTO: SF6GIS/MTSF6</p> <p>ACTIVIDAD: Operador</p> <p>REALIZADO: Operador</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS
3	<p>Conectar una manguera para inyección y extracción de gas SF6 con una capacidad de soporte de presión (kg/cm²) superior al valor nominal de presión del equipo encapsulado; entre la válvula I/O (válvula puerto de entrada y salida de gas SF6) del equipo encapsulado y la válvula V1 (ver fig. **) de la máquina de tratamiento de gas SF6.</p> <p>**NOTA: es recomendable que antes de conectar la manguera a la válvula del equipo encapsulado, se verifique su estado exterior; como alguna fisura u orificio que pudiera causar mucho perjuicio al permitir el ingreso de humedad al interior del equipo primario aislado en SF6. Se puede verificar su condición arrancando la bomba de vacío (como se indica en el procedimiento EVAC-AIRE/MTSF6) y taponar el extremo de la manguera con algún tipo de tela gruesa y realizar un sondeo por la parte externa de la manguera buscando alguna fuga o deterioro considerable. Lo anterior se lo realiza durante un periodo de tiempo de corto y con mucha precaución</p>		HORAS
4	Chequear y confirmar que el equipo encapsulado se encuentre en condición de vacío		
5	Chequear y confirmar que todas las válvulas se encuentren CERRADAS		

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 3 3 PROCEDIMIENTO: INY. SFG6IS/IMTSF6 ACTIVIDAD: Operador REALIZADO: 2001 AÑO:
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
6	Colocar el switch selector del CALEFACTOR en la posición ON: el calefactor deberá operar y evaporar el SF6 en estado líquido almacenado en el tanque de la máquina de tratamiento		
7	ABRIR las siguientes válvulas respetando el orden: V4, V6 y V1 en la máquina de tratamiento y la I/O en el equipo encapsulado. Ajustar la presión de CARGA del gas SF6 a 0.5 Mpa mediante la VALVULA REDUCTORA (RV) (ver fig. **)		
8	Cuando la presión en el equipo encapsulado sea de 0.5 Mpa (valor que se lo puede sensar con el medidor de presión PG1, CERRAR las válvulas en el siguiente orden V4, V6 y V1 en la máquina de tratamiento y la I/O del equipo encapsulado; y colocar el switch selector del calefactor en la posición OFF		

ESQUEMA DE TUBERIAS EMPLEADAS EN EL PROCEDIMIENTO



	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 1 3 PROCEDIMIENTO: EXTRC-SF6GIS/MTSF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: Operador AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
1	MEDIDAS DE SEGURIDAD Chequear siempre antes de la operación de la máquina de tratamiento de SF6 los siguientes aspectos: nivel del aceite lubricante, dirección de sentido de giro luego de haber conectado la alimentación de tensión requerida (ver procedimiento 1), las indicaciones de los medidores de presión			
2	Chequear durante la operación los siguientes aspectos: vibración y ruidos, fugas en las tuberías y uniones, indicación de los medidores de presión			
1	PROCEDIMIENTO Alimentar la tensión requerida por el equipo empleando un cable eléctrico con capacidad para 208 Vac 3Φ y realizar la respectiva conexión a tierra.			
2	Conectar los cables de alimentación principal al breaker ELB (el que debe estar en posición OFF), localizado en el panel de control de la máquina de tratamiento y revisar que la luz indicadora de fuente de alimentación WL se encienda al colocar el breaker ELB en la posición ON			

ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y HORAS
	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>HOJA: 2 3</p> <p>PROCEDIMIENTO: EXTRC-SF6GIS/MTSF6</p> <p>ACTIVIDAD: Operador</p> <p>REALIZADO: 2001</p> <p>AÑO: 2001</p>			
	<p>PARA: Extracción del gas SF6 del equipo encapsulado y almacenaje en el tanque de la máquina de tratamiento</p> <p>LOCALIZACION: Máquina de tratamiento de gas SF6 tipo KL40-11-RPOW (KLH-11-R)</p>			
3	<p>Conectar una manguera para inyección y extracción de gas SF6 con una capacidad de soporte de presión (kg/cm²) superior al valor nominal de presión del equipo encapsulado; entre la válvula I/O (válvula puerto de entrada y salida de gas SF6) del equipo encapsulado y la válvula V1 (ver fig. **) de la máquina de tratamiento de gas SF6.</p> <p>**NOTA: es recomendable que antes de conectar la manguera a la válvula del equipo encapsulado, se verifique su estado exterior, como alguna fisura u orificio que pudiera causar mucho perjuicio al permitir el ingreso de humedad al interior del equipo primario aislado en SF6. Se puede verificar su condición arrancando la bomba de vacío (como se indica en el procedimiento EVAC-AIRE/MTSF6) y taponar el extremo de la manguera con algún tipo de tela gruesa y realizar un sondeo por la parte externa de la manguera buscando alguna fuga o deterioro considerable. Lo anterior se lo realiza durante un periodo de tiempo de corto y con mucha precaución</p>			
4	<p>Chequear y confirmar que la presión en el equipo encapsulado o GIS sea aproximadamente 0.5 Mpa como mínimo</p>			
5	<p>Chequear que el nivel del SF6 líquido en el tanque de almacenamiento del máquina no sea muy elevado (observar en los visores de nivel, ver fig. **)</p>			

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 3 3
PARA: Extracción del gas SF6 del equipo encapsulado y almacenaje en el tanque de la máquina de tratamiento LOCALIZACION: RPOW (KLH-11-R) Máquina de tratamiento de gas SF6 tipo KL40-11-		PROCEDIMIENTO: EXTRC-SF6GIS/MTSF6 ACTIVIDAD: Operador REALIZADO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
6	Chequear y confirmar que todas las válvulas se encuentren CERRADAS	
7	ABRIR las siguientes válvulas respetando el orden: I/O (equipo encapsulado), V1, V2 y V3 en la máquina de tratamiento de gas SF6	
8	Colocar el switch selector del REFRIGERADOR en la posición ON: el refrigerador debe operar y enfriar el tanque de almacenamiento de la máquina de tratamiento	
9	Colocar el switch selector del COMPRESOR en la posición ON: el compresor opera, extrae el gas SF6 del equipo encapsulado y este se acumulará dentro del tanque de almacenamiento de la máquina de tratamiento de gas SF6	
10	Después de que el medidor de presión PG1 (ver fig. **) indique 0 Mpa, CERRAR las válvulas en el siguiente orden: I/O (equipo encapsulado), V1, V2 y V3 (máquina de tratamiento)	
11	Colocar el switch selector del compresor en la posición OFF	
12	Colocar el switch selector del refrigerador en la posición OFF, después de haberse completado la licuefacción del gas SF6 (esperar un intervalo de 15 a 30 seg)	

4.6. Pruebas eléctricas y funcionales aplicadas en las subestaciones de transmisión eléctrica encapsuladas

4.6.1. Objetivos de las Pruebas

La confiabilidad que en la actualidad se tiene de la utilización de los diversos niveles de voltaje de Subestaciones blindadas aisladas en SF₆, es el producto de las rigurosas pruebas y ensayos impuestas por los fabricantes en el desarrollo continuo de este tipo de equipamiento. Pruebas de DISEÑO son necesarias para todos y cada uno de los prototipos de cada componente, y Pruebas de RUTINA son necesarias sobre cada parte y componente antes de su despacho y envío al cliente; mientras que en sitio se requieren PRUEBAS COMPLEMENTARIAS que permitan detectar cualquier posible error durante el montaje, o daños producidos durante el transporte.

Las normas IEC-517, en su sección 4, prescriben las pruebas TIPO y de RUTINA que deben realizarse en la Fábrica y las que deben realizarse después del Montaje.

Como regla general: las Pruebas en Fábrica de los diferente componentes de una GIS son efectuadas en conformidad con las normas específicas de cada uno de los aparatos y elementos

constitutivos de la GIS. (IEC-56, para disyuntores; IEC-129 para seccionadores; ASME, para blindaje, etc.)

Las diversas pruebas tienen como finalidad la comprobación del cumplimiento de los requisitos especificados, para cada uno de los componentes del GIS y en su conjunto.

4.6.2. Clasificación de las Pruebas

La clasificación de las pruebas a subestaciones en SF₆ conforme a la NORMA IEC 517 es la siguiente:

- a) Pruebas de Prototipo
- b) Pruebas de Rutina
- c) Pruebas de Aceptación
- d) Pruebas de Puesta en Servicio

NOTA: Debido a que estas Subestaciones son de fabricación extranjera, no siempre se cuenta con un representante para que presencie las pruebas, por lo que la aceptación se lleva a cabo con la revisión de los resultados establecidos en protocolos enviados por cada uno de los fabricantes.

4.6.2.1. Pruebas de Prototipo

Son aquellas pruebas que se efectúan de acuerdo a una **NORMA y/o ESPECIFICACIÓN del CLIENTE**, y que tienen como finalidad verificar el cumplimiento del equipo con los parámetros de diseño de la Subestación.

Estas pruebas se efectúan en un campo de maniobra completo. Cuando esto no es posible, las **Pruebas Prototipo o Tipo**, pueden hacerse en ensamblajes prototipos representativos o subensamblajes, como se acuerde entre el fabricante y el usuario.

Estas pruebas incluyen pruebas de:

- a) Impulso
- b) Maniobra
- c) Estabilidad térmica
- d) Elevación de temperaturas
- e) Corriente instantánea
- f) Verificación del grado de protección de los circuitos auxiliares y de control

Generalmente, se acuerda que la ejecución de las Pruebas Tipo **NO SERÁ NECESARIA** si el fabricante presenta protocolos de

ensayos y adecuada certificación de organismos competentes, demostrando que equipo similar al contratado ha soportado dichas pruebas satisfactoriamente según las normas o excediéndolas.

En los proyectos de montaje de subestaciones encapsuladas desarrollados en nuestro país, se ha llegado a la conclusión de ubicar las pruebas mencionadas anteriormente dentro de los siguientes grupos específicos de pruebas prototipo; los mismos que son aceptados y recomendados también por el fabricante:

- Pruebas Dieléctricas: entre las que se pueden mencionar las pruebas de:
 - a) Potencial aplicado
 - b) Impulso por rayo
 - c) Impulso por maniobra
 - d) Descargas parciales

- Pruebas de temperatura y Medición de resistencias eléctricas

- Pruebas de Cortocircuito

- Pruebas de la capacidad interruptiva de los elementos de desconexión

- Pruebas de la resistencia mecánicas a las envolventes
- Pruebas de verificación de protección del personal contra contacto de partes vivas y en movimiento
- Verificación del Conexionado Eléctrico

4.6.2.2. Pruebas de Rutina

El propósito de estas pruebas es detectar posibles defectos de material o de manufactura. Estas pruebas son hechas en todos los módulos que se despachan como una sola unidad. Estas pruebas y verificaciones en su presentación general comprenden:

- a) Pruebas de alta tensión a corriente alterna
- b) Pruebas de aislamiento de los circuitos auxiliares y de control
- c) Descargas parciales
- d) Resistencia del circuito principal y de los de puesta a tierra
- e) Operaciones mecánicas
- f) Hermeticidad (fuga de gas)
- g) Verificación del cableado
- h) Pruebas de elementos auxiliares eléctricos, mecánicos e hidráulicos

Las pruebas anteriormente mencionadas se ubican de acuerdo a los parámetros o magnitudes de desarrollo de la prueba, así como también a los objetivos de la misma en las siguientes pruebas fundamentales:

- Prueba de potencial aplicado al circuito principal
- Prueba de potencial aplicado a los circuitos auxiliares y de control
- Medición de resistencia eléctrica al circuito principal
- Prueba de presión a las envolventes
- Prueba de fuga de gas

4.6.2.3. Pruebas en sitio después del Montaje

Comprenden las siguientes:

- 1) Pruebas de alta tensión en corriente alterna (a 80% de la tensión de prueba de la fábrica)
- 2) Pruebas de aislamiento de los circuitos auxiliares y de control
- 3) Pruebas para verificar la resistencia de los circuitos principales y de los de puesta a tierra de la subestación

- 4) Pruebas de funcionamiento de todos los componentes principales y circuitos de medición, control y auxiliares
- 5) Pruebas de fugas de gas
- 6) Mediciones del contenido de humedad del gas

Además se debe realizar la **VERIFICACION DE QUE AL OPERAR LOS SWITCHES SECCIONADORES** no se induzcan elevaciones transitorias de potencial con respecto a tierra en las cubiertas y otras partes exteriores del equipo en SF6, ni se generen en los circuitos de control y protección transitorios que signifiquen peligro para el personal o el equipo, o que puedan dar lugar, a fallas en el funcionamiento de los elementos de protección u operación intempestiva de relés.

Previa la iniciación de las pruebas se suscribe un acta entre los representantes del propietario de la Subestación Eléctrica, del Contratista del Montaje y el supervisor de Montaje (representante del Fabricante), por medio de la cual las partes convienen en los procedimientos y reglas a aplicar durante la prueba, el instrumental a emplear, las formas de medición, el objeto de la prueba, los datos de referencia, etc. El resultado de la prueba, con los datos obtenidos y procesados se hacen constar en un informe suscrito por las partes,

como evidencia de su conformidad y para su eventual uso en el mantenimiento futuro.

4.6.2.3.1. Pruebas de Aceptación

Son aquellas pruebas que se efectúan de acuerdo a una **NORMA y/o ESPECIFICACIÓN DEL CLIENTE** y que tienen por finalidad verificar la calidad de las componentes terminadas de montar en la subestación, ante la presencia de un representante del cliente.

4.6.2.4. Pruebas de puesta en servicio

Son aquellas pruebas que se establecen en una **NORMA y/o ESPECIFICACIÓN del CLIENTE** y que tienen por finalidad verificar que no se hayan alterado las características de las componentes de la Subestación durante el transporte, almacenamiento, ensamblado e instalación del equipo, para garantizar su correcta operación en servicio.

Entre las pruebas que son aplicadas durante la puesta en servicio de una subestación encapsulada se tienen las siguientes:

- Prueba de potencial aplicado al circuito principal
- Pruebas dieléctricas a los circuitos auxiliares

- Medición de la resistencia eléctrica al circuito principal
- Prueba de hermeticidad (fuga de gas)
- Medición del contenido de humedad
- Verificación del conexionado y de la operación de los dispositivos

4.6.3. Nivel de Tensión de prueba

El nivel de tensión de prueba para potencial aplicado en el sitio, se encuentra especificado por la **NORMA IEC 517 en el 80% de la tensión utilizada en la prueba de rutina, durante un minuto.**

NOTA: En algunas ocasiones, el cliente y fabricante, acuerdan realizar la prueba aplicando el 80% de la tensión especificada en la NORMA IEC 517, en un tiempo de 10 minutos, en forma escalonada.

4.6.4. Formatos y esquemas de conexionado de pruebas eléctricas aplicadas a los equipos de una subestación encapsulada de la Zona Occidental perteneciente a la

Compañía nacional de transmisión Eléctrica (TRANSELECTRIC)

Las pruebas que se aplican a las subestaciones de tipo encapsulada de la zona occidental, se han dividido fundamentalmente en dos grandes grupos:

a) **Pruebas específicas**, entre las que se mencionan:

- *Inspección de construcción*
- *Chequeo del cableado de control*
- *Pruebas de fugas de aire*
- *Pruebas de fugas de gas SF6*
- *Pruebas de presión de gas SF6 en los compartimentos de los desconectores e interruptor de la posición encapsulada*
- *Medición de la resistencia del circuito principal (incluyen las barras localizadas en el interior de la posición)*
- *Pruebas "SECAS" de voltaje a frecuencia industrial (power frequency withstand voltage dry tests)*
- *Prueba de descarga parcial*
- *Chequeo de la polaridad de los transformadores de corriente y de potencial*

b) **Pruebas para el equipo y sus componentes**; entre las que se encuentran:

- *Pruebas aplicadas al disyuntor*
- *Pruebas aplicadas al seccionador*
- *Pruebas aplicadas al seccionador de puesta a tierra*
- *Pruebas aplicadas a los transformadores de corriente*
- *Pruebas de resistencia a presión de vacío*
- *Pruebas oscilográficas de tiempo de operación*

FORMATOS DE PRUEBAS ESPECIFICAS Y DE LOS EQUIPOS Y SUS COMPONENTES

A continuación se describen los formatos empleados en los llamados reportes de prueba o "test report" que se han venido utilizando comúnmente en los procesos de realización de las diferentes pruebas de aceptación y puesta en servicio de los equipos constituyentes de una subestación encapsulada, de sus componentes y accesorios; además de las conexiones de los circuitos de prueba, así como ciertos datos bajo los cuales se deberán basar los análisis de los resultados obtenidos en cada una de las experimentaciones.

INSPECCION DE CONSTRUCCION

Barra No.	RESULTADOS			
	Chequeo del número de placa o serie	Chequeo de la dimensión	Chequeo de la apariencia	Daños
A				
B				
.				
.				

SATISFACTORIO
NO SATISFACTORIO

MUCHOS
POCOS
NINGUNO

CHEQUEO DEL CABLEADO DE CONTROL

Barra No.	Número de diagrama	Resultados
A		
B		
.		
.		

IDENTIFICACION
DEL PLANO O
DIAGRAMA

SATISFACTORIO
NO SATISFACTORIO

PRUEBAS DE FUGA DE AIRE

Barra No.	INICIAL		FINAL		FUGA	Resultados
	Presión (Mpa)	Temperatura (°C)	Presión (Mpa)	Temperatura (°C)	%/24horas	
A						
B						
.						
.						

SATISFACTORIO
NO SATISFACTORIO

NOTAS:	
1	Duración de la prueba 24 horas
2	Valor teórico MENOR al 5% / 24 horas
3	Incluye un pipeteo o muestreo temporal durante la prueba

PRUEBA DE FUGA DE GAS SF₆

SATISFACTORIO
NO SATISFACTORIO

Barra No.	Valor específico	Resultados
A	MENOR A 1% / AÑO	
B		
.		
.		

NOTAS:
La prueba de fuga de gas SF ₆ , debe ser realizada como se indica a continuación: cada unión o junta del equipo GIS, deberá ser envuelta por hojas de vinil o plástico para almacenar el gas producto de fugas. Después de tres (3) horas de dejar al equipo a una presión de gas NOMINAL o normal de operación, densidad de gas normal; medir para cada una de las uniones envueltas empleando el detector de fuga de gas

PRUEBAS DE PRESION DE GAS SF6 EN COMPARTIMENTOS DE LOS DESCONECTADORES

Barra No.	Sección de GAS	Alarma de Baja Presión (Mpa)		Bloqueo por baja presión (Mpa)		Temperatura (°C)	Resultados
		Operación	Reseteo	Operación	Reseteo		
A	63GA						
	63GL						
	63G11						
	63G21						
B	63GA						
	63GL						
	63G11						
	63G21						

SWITCHES DE PRESION

SATISFACTORIO
NO SATISFACTORIO

INFORMACIÓN TÉCNICA

DATOS AUTORIZADOS POR EL FABRICANTE (a 20°C)			
SWITCH DE PRESIÓN	Para compartimento correspondiente al disyuntor (Mpa)	ALARMA BAJA PRESION (63GA)	BLOQUEO POR BAJA PRESION (63GL)
Operación	0.48 +/- 0.03		
Reseteo		0.40 +/- 0.03	
	Para otros componentes (Mpa)	ALARMA BAJA PRESION (63G11 Y 63G21)	
			0.30 +/- 0.03

MEDICION DE RESISTENCIA DEL CIRCUITO PRINCIPAL

Barra No.	Puntos de medición	RESULTADOS DE LA PRUEBA :			Criterio (micro-ohmios)	Temperatura (°C)
		Resistencia (micro-ohmios)				
		FASE A	FASE B	FASE C		
A	1 -> 2				< 60	
	2 -> 3				< 30	
	3 -> 4				< 105	
	4 -> 9				< 32	
	5 -> 10				< 32	
B	5 -> 6				< 105	
	6 -> 7				< 30	
	7 -> 8				< 60	
Corriente aplicada		100 AMPERIOS D.C.				

SATISFACTORIO
 NO SATISFACTORIO

NOTA:

Ver el esquema adjunto para poder entender y ubicar los diferentes equipos que están contenidos en las secciones señaladas

MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Barra No.	Localización de la división, sección o compartimento medido	Posición de los contactos de los disyuntores y seccionadores (CB/DS)	Antes de las pruebas de alto voltaje (Mega-ohmios)	Después de las pruebas de alto voltaje (Mega-ohmios)	Resultados
	Entre el circuito principal y tierra	CERRADO	MAYOR A 2000	MAYOR A 2000	
	Entre los terminales	ABIERTO	MAYOR A 2000	MAYOR A 2000	▲
	Entre los circuitos de control y tierra		30	30	
	Entre el circuito secundario y tierra		MAYOR A 100	MAYOR A 100	

DATOS TÉCNICOS

SATISFACTORIO
NO SATISFACTORIO

Los equipos y condiciones bajo las cuales se recomienda realizar esta prueba son las siguientes:

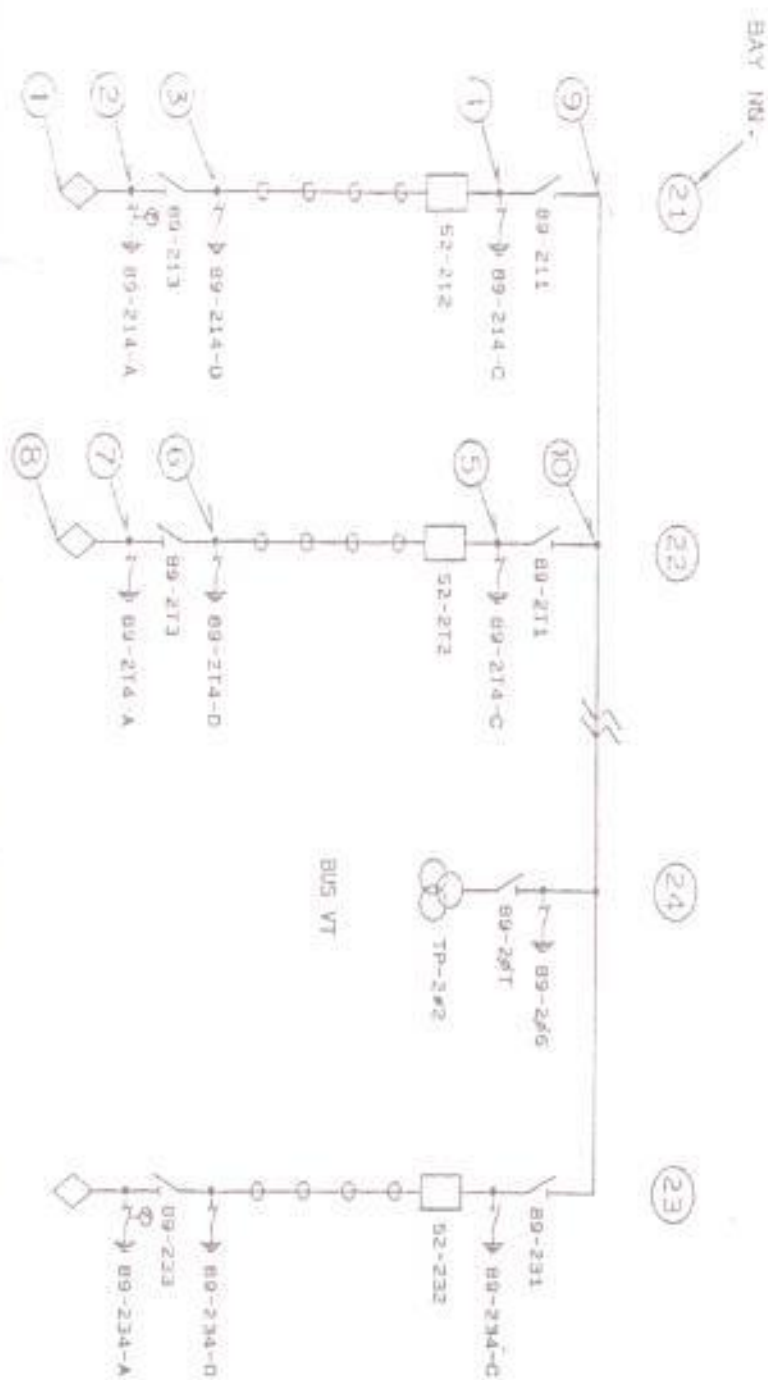
EQUIPO: MEGGER Empleado para el circuito principal 1000 Voltios

Empleado para el circuito de control 500 Voltios

CONDICION ATMOSFERICA:

Temperatura ambiente:	20°C
Presión barométrica:	1010 hPa
Humedad relativa:	61%

PUNTOS DE MEDICION DE RESISTENCIA DEL CIRCUITO PRINCIPAL



PRUEBAS SECAS DE VOLTAJE A FRECUENCIA INDUSTRIAL

Barra No.	Localización del voltaje aplicado	Posición de los contactos (CB/DS)	Voltaje aplicado (KV)	Resultados
	Entre el circuito principal y tierra	CERRADOS	395	
	Entre los terminales	ABIERTOS	395	↙
	Entre el circuito de control y tierra		2	
	Entre el circuito secundario y tierra		2.5	

DATOS TÉCNICOS

Condición de la prueba:	frecuencia	60 HZ
	duración	60 seg
Condición atmosférica:	Temperatura ambiente	20°C
	Presión barométrica	1010 hPa
	Humedad relativa	63%
Presión de Gas	CB (circuit breaker) (disyuntor):	0,4 Mpa (a 20°C)
	Otros componentes:	0,3 Mpa (a 20°C)

SATISFACTORIO
NO SATISFACTORIO

PRUEBA DE DESCARGA PARCIAL

Barra No.	Tramo de aplicación de la prueba	Voltaje de prueba y secuencia aplicada	Magnitud de la descarga	Resultado
	Entre el circuito principal y tierra (3 fases)	<p>245 KV 156 KV 10 seg pocos minutos</p>	Libre de corona (menor a 1 BGN)	
Condición atmosférica	Temperatura ambiente	Presión Barométrica	Humedad relativa	
	20°C	1010 hPa	0.63	

1 BGN = back ground noise (10 pc a 156 KV)

CHEQUEO DE LA POLARIDAD (Método "induction kick" con d.c.)

Barra No.	Equipo No.	Fase	Planos o diagramas No.	Resultados
	CODIGO Relación de transformación Tipo - Clase ↑	A B C		↗

Ejemplo:
 21 CT1
 2000/5 A
 SR
 Class X

SATISFACTORIO
 NO SATISFACTORIO

PRUEBAS FUNCIONALES Y ELECTRICAS EN DISYUNTOR

1) CHEQUEO DE BOBINAS

Bobinas	Resistencia (ohmios) a 20 °C			Limite (ohmios) a 20°C	Resultados
	FASE A	FASE B	FASE C		
Bobina para cierre (52C)				33 +/- 5%	
Bobina para apertura (52T)				20 +/- 5%	

SATISFACTORIO
NO SATISFACTORIO

2) OPERACIÓN MECÁNICA

Voltaje de control	Voltios DC	Presión de operación (Mpa)	Operación	Resultados
Cierre	106			
Apertura	87	1.2	cinco (5) operaciones de cierre y apertura	
Cierre	138			
Apertura	138	1.65	cinco (5) operaciones de cierre y apertura	
Nominal	125	1.5	cinco (5) operaciones de recierre	

3) PRUEBAS DE TEMPORIZACION

3.1 OPERACIÓN CIERRE - APERTURA

Operación	Voltaje de control (VDC)	Presión de operación (Mpa)	Corriente de control (A)	Tiempo de operación (miliseg)			Límite (miliseg)	Resultados
				A	B	C		
CIERRE	125		3,4 x 3				70 +/- 15	
APERTURA	125	1.5	5,0 x 3				20 +/- 5	

3.1 OPERACIÓN RECIERRE

Voltaje de control (VDC)	Presión de operación (Mpa)	Tiempo de operación (miliseg)				Tiempo límite de recierre (miliseg)	Resultados
		Operación	FASE A	FASE B	FASE C		
125	1.5	1era. Apertura				20 +/- 5	
		2da. Apertura					
		Recierre					

4) PRUEBA AL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA

Número de operaciones		Límite	Resultado
Operaciones de cierre y apertura		MAYOR a 2 VECES	

5) PRUEBA DE CHEQUEO DE FUGA DE GAS SF₆

Presión (Mpa)	Inicial		Final		Fuga (% / 24 horas)	Resultados
	Temperatura (°C)	Presión (Mpa)	Temperatura (°C)			

Información técnica de la prueba:		Duración	24 horas
		Valor especificado	menor al 5% / 24 horas

SATISFACTORIO
NO SATISFACTORIO

6) PRUEBAS A LOS SWITCHES DE PRESION DE AIRE

Aplicación	Seteo o calibración (Mpa)		Límite (Mpa)		Resultados
	Operación	Reseteo	Operación	Reseteo	
Alarma (63AA)			1,35 + / - 0,03	1,45 + / - 0,03	SATISFACTORIO NO SATISFACTORIO
Bloqueo (63AL)			1,20 + / - 0,03	1,40 + / - 0,03	
Boqueo y recierre (63AR)			1,35 + / - 0,03	1,45 + / - 0,03	

PRUEBAS FUNCIONALES Y ELECTRICAS EN SECCIONADORES

1) CHEQUEO DE BOBINAS

Bobinas	Resistencia (ohmios) a 20°C	Límite (ohmios) a 20°C	Resultados
Contactador electromagnético para cierre (CX)		877 + / - 5%	
Contactador electromagnético para apertura (TX)		877 + / - 5%	
Bobina de interbloqueo para operación manual		350 + / - 5%	

2) PRUEBAS OPERACIONALES

Voltaje de control (V DC)	Número de operaciones	Resultados	
		Cierre	Apertura
106	10 veces	10 veces	
125	50 veces	50 veces	
138	10 veces	10 veces	
operación MANUAL	50 veces	50 veces	

SATISFACTORIO
NO SATISFACTORIO

PRUEBA DE DESCARGA PARCIAL

ESQUEMA DE CONEXIONES

Leakage Reactant Test Set

Model 821106

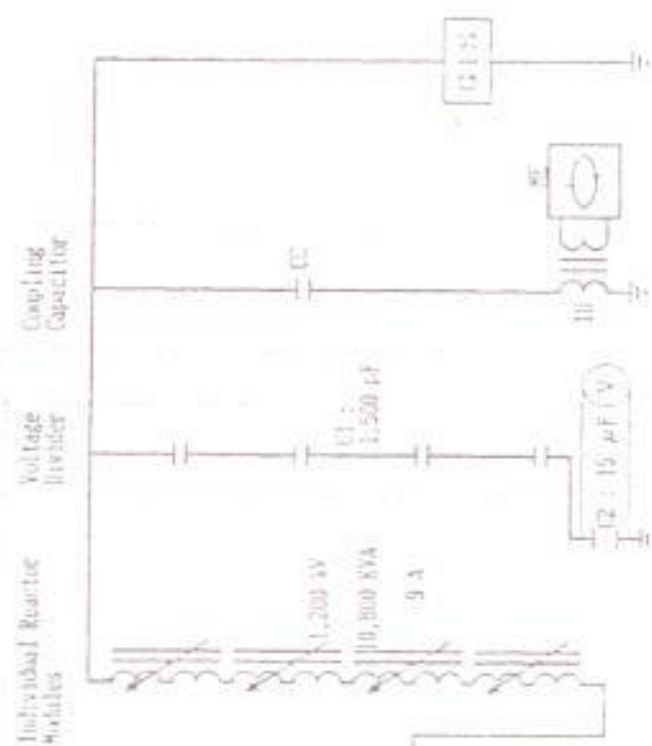
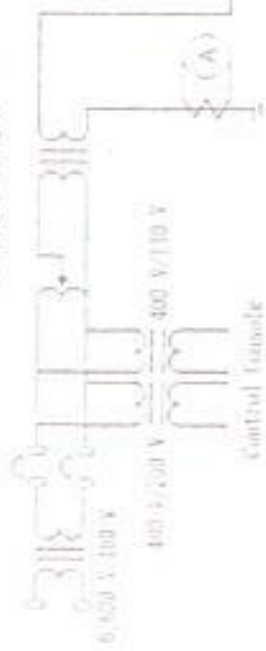
Primary Voltage : 1, 2, 3, 4 kV

Secondary Voltage : 400 V

Capacity : 1.0, 2.00 kVA

Leakage Reactant

Excitation Transformer
30 kV 250 kVA 9 A



ME : Input unit for EA-5 (Max 500pF)

ME : Measuring equipment TYPE 700

4.6.5. Factores que ocasionan las descargas Disruptivas

Entre los principales factores tenemos:

- a) Partículas móviles
- b) Partículas fijas
- c) Presencia de humedad
- d) Errores de ensamble o montaje
- e) Daño mecánico a los electrodos
- f) Objetos extraños
- g) Defectos de fabricación

4.6.6. Criterios de aceptación

Básicamente, los criterios de aceptación aplicados durante la prueba de potencial aplicado son los siguientes:

1. En la ausencia de descargas disruptivas, los resultados son **SATISFACTORIOS**
2. En la presencia de una (1) descarga disruptiva, se **REPITE la prueba y NO debe FALLAR para su aceptación.**
3. En la presencia de dos (2) o más descargas disruptivas, se **INSPECCIONA el equipo para localizar y corregir la falla.**

4.6.6.1. Conclusiones que se obtienen del análisis de los resultados de las pruebas

- a) Para garantizar la calidad de fabricación de las Subestaciones aisladas en SF₆, es necesario realizar las pruebas de prototipo, de rutina y de aceptación.
- b) Antes de la puesta en servicio de las subestaciones en SF₆, por norma interna del fabricante y cliente, se realizan las pruebas de potencial aplicado conforme a la NORMA IEC 517.
- c) Los técnicos en cargados de las pruebas de potencial aplicado, deberán poseer experiencia suficiente tanto en subestaciones de 85, 230 KV para garantizar la integridad del equipo de prueba, del personal que ayuda a la realización de la prueba y del equipo GIS al que se le realiza la prueba.

4.7. Puesta en Servicio de una Subestación Eléctrica Encapsulada

Los procedimientos que se siguen para la correcta puesta en servicio de una Subestación Eléctrica en nuestro país, están determinados en los contratos de suministro y/o montaje, e implican DOS ACCIONES primordiales:

a) *La Operación Experimental*

b) *Las Recepciones Provisional y Definitiva*

Las mismas se efectúan en conformidad con lo que se indica a continuación:

a) *La Operación Experimental*

La operación experimental se lleva a cabo con el objeto de comprobar que las unidades de Generación, sus equipos auxiliares y de control, los Sistemas Auxiliares y asociados (Transformadores, cables, equipos de maniobra), etc., **han sido instalados, probados, ajustados y calibrados correctamente**, de tal forma de encontrarse en capacidad de operar normalmente bajo los requisitos y condiciones impuestas por el sistema Eléctrico de potencia al cual se incorporan.

Terminados el Montaje, las Pruebas y Ajustes en el sitio, de los equipos principales y auxiliares de la unidad y de los demás equipos e instalaciones relacionadas, cada unidad se pone en operación experimental durante 720 horas. Durante este período los equipos trabajan en forma continua con carga del sistema y de acuerdo con un programa previamente establecido por el Propietario de la Subestación.

Si durante el período de operación experimental se detectan fallas que requieren su suspensión, se determina cual de las partes es responsable de la falla, y una vez superadas las fallas y luego de los acuerdos que correspondan, se reinicia la operación experimental. El personal autorizado de los fabricantes de los equipos y del Propietario supervisan las actividades de operación experimental.

Cumplido el periodo de operación experimental en forma satisfactoria, la responsabilidad de la operación de los equipos e instalaciones involucradas se transfieren a la Dirección de operación de la Subestación Eléctrica Encapsulada y se procede a la recepción Provisional y luego de cumplido un período de garantía técnica, a la recepción definitiva.

b) *Recepción Provisional y Definitiva*

Relacionando esta Recepción con las leyes vigentes en Nuestro País; podremos decir, que de acuerdo al literal e) del Art. 27 de la Ley de Licitaciones y Concurso de Ofertas vigente, establece que para proceder a la licitación, la entidad debe preparar entre otros documentos el "*Proyecto de Contrato que, a más de las cláusulas que le sean propias contendrá las estipulaciones relativas a la terminación o resolución del contrato, recepción provisional y definitiva..*", y en el Art. 48 se indica:

"la oportunidad en la que deberá levantarse el acta de recepción definitiva, en relación con la fecha en la que se haya procedido a la recepción provisional". Del Art. 16 se deduce que "existe la posibilidad de efectuar recepciones parciales".

Es decir, necesariamente en el Contrato debe establecerse la obligación de efectuar la recepción provisional y definitiva y las diferentes condiciones que deben cumplirse con tal objeto. Por otro lado, la Contraloría general del estado ha emitido determinadas normas que deben tomarse en cuenta en la elaboración de las actas.

Con respecto a las entregas y recepciones, basándonos en información bibliográfica de la Contratación Administrativa en el Ecuador, se puede determinar un procedimiento estándar seguido en las recepciones:

- a) La cláusula que contiene las condiciones acordadas sobre las entregas y recepciones tienen enorme significado. Basta citar que allí se legaliza la ejecución del contrato y se sientan las bases para la liquidación de plazos, devolución de garantías, pago del precio, terminación del contrato, etc.

- b) En el Sistema Ecuatoriano, existen entregas recepciones: la Provisional y la Definitiva. Para ambas diligencias se formulan actas que son firmadas por el contratista o su representante, legalmente acreditado, y por la comisión especial que designa la entidad contratante
- c) Por la trascendencia que tienen las entregas recepciones, se suele expresar en los contratos que los funcionarios públicos encargados de ejecutar las diligencias y de suscribir las actas correspondientes, son civil y penalmente responsables de sus actuaciones y de lo que consignen en dichos documentos.
- d) Las entregas recepciones se efectúan de acuerdo al tipo de contrato, según veremos enseguida.
- e) En los contratos de ejecución de obras públicas, cuando se han concluido los trabajos, se procede a la recepción provisional.
- f) La comisión que se integre, sin perjuicio de que participen los funcionarios de la fiscalización o supervisión de la obras, debe tener otros técnicos de la entidad, ajenos a esas funciones, en virtud del principio elemental de control interno administrativo (N.T.C.I. No. 140-03)
- g) Efectuadas las verificaciones, exámenes, análisis, pruebas, etc., se suscribe el acta de entrega recepción provisional. En el acta deben anotarse los antecedentes, condiciones generales de ejecución, condiciones operativas, liquidación de valores, liquidación de plazos,

constancia de la recepción y cualquier otra circunstancia que se estime necesario. (Norma Técnica Construcciones en Proceso No. 104-03)

- h) Transcurridos por lo menos seis (6) meses, contados a partir de la fecha del acta de entrega recepción provisional, se efectuará la entrega recepción definitiva. Esta diligencia tienen la finalidad de comprobar la debida ejecución de la obra y su comportamiento en un periodo prudencial de prueba. Si no existieren reclamaciones de la comisión encargada de la recepción ni de la entidad, se firmará el acta de entrega recepción definitiva

El mantenimiento de la sobras y las reparaciones, arreglos y adecuaciones de pequeñas deficiencias, entre la fecha de las actas, son de cargo del contratista.

- i) En bienes complejos, la diligencia requiere la intervención de técnicos capacitados para que efectúen las pruebas de funcionamiento y verifiquen los detalles técnicos esenciales. La entrega recepción definitiva se realizará después del tiempo que se acuerde en el contrato, el que no podrá ser menor a treinta (30) DÍAS CONTADO DESDE LA FECHA DEL ACTA DE LA ENTREGA PROVISIONAL. El documento definitivo se suscribirá siempre que no existan reclamaciones de la entidad pública que adquiere el equipo.

Cualquier arreglo o reparación de menor importancia incumbe al proveedor contratista, a su costo; y si fuere necesario reemplazar partes, elementos o unidades, debe hacerlo por su propia cuenta.

La efectividad de la observación de estas obligaciones por el contratista, depende en alto grado, de las decisiones de la entidad y de las acciones que adopte.

- j) Cuando la supervisión informe que las obras se encuentran concluidas, se conformará la comisión entrega recepción, integrada como en los casos anteriores, por delegados preparados y especializados en la materia del contrato, y por miembros de la fiscalización o supervisión.

La comisión efectuará todas las verificaciones que considera necesarias y las pruebas operacionales suficientes para conocer el funcionamiento de los sistemas.

Luego de verificar la conformidad con lo contratado, se suscribe el acta de entrega recepción provisional, en la que constará las condiciones generales y especiales de construcción, especificaciones operativas, liquidación de costos, computación de plazos y los demás datos necesarios

- k) Después de seis (6) meses por lo menos, desde la fecha del acta de entrega recepción provisional, se elabora y suscribe el acta de la diligencia definitiva, siempre que no hubiere reclamos de ninguna naturaleza

De haberlos, y si los defectos fueren de menor gravedad, el contratista los solucionará completamente. De requerirlo el problema, reemplazará partes, elementos, piezas, unidades, etc., con otros similares para que el sistema funcione de modo correcto. El MANTENIMIENTO conviene lo haga el contratista desde las entregas parciales hasta la definitiva.

4.8. Análisis de algunos problemas presentados en las Subestaciones Eléctricas Encapsuladas presentes en Nuestro País

**1.-) CASO : SUBESTACION MOLINO 230 KV. (Central Paute)
MARZO 11 de 1996**

INFORMACION PRELIMINAR

Fallas francas de fase a tierra, causaron graves problemas en la Barra No.1 y en la posición de la línea L4 (MILAGRO 1).

Estos problemas causaron daños totales en secciones de la barra en mención, y afectaron en la hermeticidad de la posición de la línea mencionada; lo que implicó el desarrollo de un PLAN de

MANTENIMIENTO CORRECTIVO que se desarrolló como se describe a continuación:

ACTIVIDADES REALIZADAS

1. Desmontaje de los elementos averiados para la posición de Línea MILAGRO 1 (230 KV.)

Esta actividad, contempló el desmontaje de los seccionadores codificados como 289-7L4 y 289-4BL4 que presentaban la mayor cantidad de elementos dañados de acuerdo a inspecciones previas realizadas.

Adicionalmente, se contempló el desmontaje de los tramos de las BARRAS, comprendidos entre los seccionadores 289-7L4 y 289-9L4, y el tramo de ACOPLÉ de barra entre el contacto fijo y el seccionador 289-7L4 y la BARRA No. 1, para las fases A, B y C; según se observa en el **GRÁFICO FIG. 4.18**

Las actividades fueron desarrolladas, con el *PROCEDIMIENTO MOLINO-SF₆/230 QUE SE INDICA A CONTINUACION*



FIG. 4.18 Vista de las zonas afectadas (seccionadores) y vista general de la posición afectada

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 4	
PARA: MODIFICACION POSICION GIS LINEA MILAGRO 1 LOCALIZACION: PATIO DE MANIOBRAS 230 KV (S/E MOLINO)		PROCEDIMIENTO: GIS-MOLINO.230 ACTIVIDAD: REALIZADO: ING. MANT. S/E AÑO: 1996	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD		
1	Barra No. 1 y 2-4 fuera de servicio		
2	Barra No. 1 y 2 puesta a tierra		
3	Colocar protección en caso de que la Línea Milagro No. 1 (solución emergente) se encuentre energizada		
4	Colocar protección contra cambio atmosférico		
5	Utilizar mascarillas cuando se proceda a abrir los compartimientos en gas SF6		
	PROCEDIMIENTO		
1	Extraer el gas de los compartimientos de los seccionadores 289-7L4, 289-9L4 y 289-4AL4 hasta una presión de 0.5 Kg/cm2. EQUIPO: Equipo de tratamiento de Gas SF6.		
2	Despresurizar barra No. 1. Se encuentra con nitrógeno a 1.1 Kg/cm2		
3	Disminuir la presión de gas SF6 en la barra No. 2 hasta 2 Kg/cm2		
4	Retirar los mecanismos de operación de los seccionadores 289-7L4, 289-4B14 y 289-4AL4. EQUIPO: Pinza para seguros, llaves mixtas No. 17 y 19, rache y copa No. 17 y 19		
5	Retirar estructura de soporte entre barras (junto al seccionador 289-7L4) EQUIPO: Llaves mixtas No. 19		
6	Retirar tapa de HAND HOLD de cada barra, fase por fase		
7	Desmontar tubería de interconexión de polos del seccionador 289-7L4 y colocar tapas (bridas) para evitar ingreso de humedad y agua. EQUIPO: 2 llaves mixtas No. 17		
8	Colocar soporte de barra conductora en tramo a desmontar. Desplazar la barra al lado del seccionador 289-7L4 EQUIPO: Soporte de barra		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 4
PARA: MODIFICACION POSICION GIS LINEA MILAGRO 1 LOCALIZACION: PATIO DE MANIOBRAS 230 KV (S/E MOLINO)		PROCEDIMIENTO: GIS-MOLINO.230 ACTIVIDAD: REALIZADO: ING. MANT. S/E AÑO: 1996
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
9	Realizar el desmontaje del seccionador 289-4AL4. Sujetar el polo adecuadamente, aflojar los pernos de sujeción, desplazarlo lentamente hacia la parte inferior EQUIPO: Torcómetro, llaves mixtas No. 24, rache y copa No. 24, pernos extractores	HORAS
10	Colocar brida provisional en el orificio dejado por la ausencia del seccionador 289-4AL4 EQUIPO: Brida de diámetro = 520 mm	
11	Colocar soportes del tramo a desmontar, utilizar tres puntos de apoyo. Se inicia por la fase A EQUIPO: Tres (3) Tecles de 1 Tonelada, cabos	
12	Aflojar los pernos de sujeción de la barra de acople entre los seccionadores 289-9L4 y 289-7L4 en el lado del 289-9L4 EQUIPO: Torcómetro, copa No. 24 con rache y 2 llaves	
13	Aflojar los pernos de sujeción de la parte inferior del seccionador 289-7L4 EQUIPO: Torcómetro, copa No. 24, 2 llaves mixtas No. 24 con rache	
14	Aflojar los pernos de sujeción del acople barra-seccionador 289-7L4. Parte inferior	
15	Utilizar pernos de separación para desunir el aislador de soporte cónico de contacto fijo de barra y la envoltura del seccionador 289-7L4 en la parte inferior. VER ESQUEMA 2 EQUIPO: Pernos de separación	
16	Desplazar lentamente hacia la parte superior del seccionador 289-7L4 hasta que permita desplazar hacia el lado del aislador de salida TODOS LOS MOVIMIENTOS DEBEN REALIZARSE LENTAMENTE.	
17	Una vez que se pueda desplazar, realizar la separación del acople del seccionador 289-9L4 y tramo de acople, se requiere desplazar aproximadamente 7 cm. Colocar el soporte de barra respectivo al iniciar los movimientos EQUIPO: Soporte de barra	
18	Al realizar el trabajo de los ítems 14 y 15 tener cuidado de NO dañar los O RINGS	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 3 4	
PARA: MODIFICACION POSICION GIS LINEA MILAGRO 1		PROCEDIMIENTO: GIS-MOLINO.230	
LOCALIZACION: PATIO DE MANIOBRAS 230 KV (S/E MOLINO)		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO: ING. MANT. S/E	
		AÑO: 1996	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
			HORAS
19	Una vez realizada toda la separación retirar todo el conjunto fuera de la posición, colocarlo en un lugar seco y limpio. Colocar bridas provisionales y llenar con nitrógeno.		
20	Colocar la brida de sello en el lado del seccionador 289-9L4. Previo a esta colocación realizar la limpieza del residuo sellante. Utilizar un torque de 1200 Kg.cm EQUIPO: Sellante, espátulas, papel absorbente, torcómetro, copa No. 24, llaves mixtas No. 24		
21	Realizar el desmontaje del aislador de soporte cónico y contacto fijo de barra al lado del seccionador 7. Tener cuidado al desmontar el aislador. Evitar la caída de objetos a la barra		
22	Realizar la limpieza del residuo del sellante y colocar la brida de sello en la barra. Utilizar un torque de 1200 Kg.cm EQUIPO: Sellante, espátulas, papel absorbente, copa No. 24, llaves mixtas No. 24		
***	EL PROCEDIMIENTO DESCRITO SE REALIZARÁ EN LAS TRES FASES		
23	Realizar el montaje del seccionador 289-4AL4	MONTAJE	
24	Concluido el trabajo para las tres fases, proceder a reponer el gas SF6 en la barra No. 2 hasta una presión de 4 Kg/cm2		
25	Terminado el montaje del seccionador 289-4AL4 en las tres fases, realizar VACIO hasta un valor de 0.25 atm (mantener el proceso durante dos (2) horas adicionales luego de alcanzar este valor)		
26	Realizar la carga de gas SF6 en seccionador 289-4AL4 hasta una presión de 4 Kg/cm2		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 4 4	
PARA: MODIFICACION POSICION GIS LINEA MILAGRO 1 LOCALIZACION: PATIO DE MANIOBRAS 230 KV (S/E MOLINO)		PROCEDIMIENTO: GIS-MOLINO.230	
		ACTIVIDAD: ING. MANT. S/E	
		REALIZADO: 1996	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
27	Realizar vacío en el seccionador 289-9L4 hasta un valor de 0.25 atm (mantener el proceso durante dos (2) horas adicionales luego de alcanzar este valor)		
28	Realizar la carga de gas SF6 en seccionador 289-9L4 hasta una presión de 4 Kg/cm2		
29	Realizar el cambio de desecante en toda la barra No.1 EQUIPO: llaves mixtas No. 17 y desecante		
30	Una vez concluido el ítem 29, realizar VACIO en la barra No. 1 hasta un valor de 0.25 atm. (mantener el proceso durante dos (2) horas adicionales luego de alcanzar este valor)		
31	Realizar la carga de gas SF6 en la barra No. 1 hasta una presión de 4 Kg/cm2		
32	Para todos los casos realizar detección de fugas de gas SF6		
33	Realizar el montaje de los mecanismos de actuación de los seccionadores 289-4AL4 y 289-9L4 EQUIPO: Llaves mixtas No. 19 y copa No. 19 y rache		
34	Realizar el montaje de la barra de soporte de salida del bushing		
35	Realizar la limpieza total de la posición		

NOTA: EL PROCEDIMIENTO ANTERIORMENTE DESCRITO, PUEDE SER GENERALIZADO PARA CUALQUIER SUBESTACION ELECTRICA DEL NIVEL DE TENSION MENCIONADO O DE OTRO NIVEL; SIEMPRE Y CUANDO EL GIS (GAS INSULATING SYSTEM) SEA DE LAS MISMAS CARACTERISTICAS TECNICAS DEL QUE SE HA MENCIONADO (BLINDAJE MONOFASICO, GIS TRIFASICO). Unicamente cambiarán los "nombres" o "códigos" de los elementos del GIS

De las inspecciones realizadas, en el desmontaje del seccionador 289-4AL4, se observó que el contacto móvil del polo A, presentaba chisporroteo en una de sus esquinas, así como también se observó la presencia de microdescargas en la pantalla y la presencia de polvo blanco en el interior del cubículo del seccionador. Se procedió a realizar la limpieza y asentamiento. Posteriormente, al montaje en su sitio respectivo. Las fases B y C no presentaron inconvenientes.

En las inspecciones restantes en el desarrollo del procedimiento de mantenimiento correctivo, no se observaron anomalías en los demás elementos.

En todos los puntos donde se retiraron elementos averiados, se colocaron bridas según recomendación de Mitsubishi (fabricante). Los elementos retirados, fueron almacenados en las bodegas respectivas con un control muy estricto del nivel de polución y humedad.

2. Cambio de pernería en el tramo de acople de barras

Como consecuencia de la falla presentada en la fecha descrita al inicio, se verificó que la longitud de los pernos en los tramos de acople de barras No. 1 – 3 y 2 – 4 no era la recomendada (50 mm).

Basándose en esta consideración, se procedió a realizar el cambio de los pernos de acuerdo con el **PROCEDIMIENTO MOLINO-SF₆J230-PERNOS** que se describe posteriormente, y al plano de componentes, suministrado por el fabricante.

Se debe indicar, que el **TORQUE** utilizado fue de **75 N-m**, considerando que el valor recomendado por el fabricante era insuficiente, si se considera que el valor promedio de los ajustes encontrados estaba entre **75 y 80 N-m**.

De la inspección realizada se encontró presencia de **HUMEDAD** en los pernos y el **deterioro de la GRASA (FOMBLIN)** utilizada en los mismos. Se realizó la limpieza de alojamientos y se utilizó la grasa **MOLICOMPOUND MP** (opcional), para los nuevos pernos.

3. Cambio de DESECANTE en Barra No. 1

Se realizó el cambio de DESECANTE a lo largo de toda la barra No. 1. Lo anterior permitió corroborar que el desecante presentaba una decoloración que superaba los límites normales de empleo.

4. Fotografías del sitio

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 2			
PARA: REEMPLAZAR PERNOS DE LAS BRIDAS EN EL ACOPLAMIENTO LOCALIZACION: PATIO DE MANIOBRAS 230 KV (S/E MOLINO)		PROCEDIMIENTO: GIS-MOLINO.230 ACTIVIDAD: REALIZADO: ING. MANT. S/E AÑO: 1996			
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y	HORAS
MEDIDAS DE SEGURIDAD					
1	Barra 2-4 fuera de servicio				
2	Colocar protección contra cambio atmosférico (lluvia) en la zona a trabajar				
PROCEDIMIENTO					
1	Disminuir la presión de gas SF6 en la barra 2-4 hasta un valor de 2 Kg/cm2				
2	Proceder a aflojar los pernos uno a la vez del acople Magnini-Mitusubishi, iniciando del lado Mitsubishi Fase A				
3	Limpiar el alojamiento y proceder al ajuste del perno de longitud mayor (55mm). Utilizar MOLYKOTE al introducir el perno. Dar un torque de ajuste de 75 N-m				
4	Una vez cambiado el primer perno, proceder al cambio del perno opuesto 180° con el mismo procedimiento 3				
5	En la parte inferior en donde se encuentran los soportes de las barras, utilizar pernos de longitud de 65 mm, con el mismo procedimiento				
6	Una vez concluida la actividad en el lado Mitsubishi, realizar el mismo trabajo en el acople del lado Magnini				
7	Concluido el cambio de pernos en el acople de barras, proceder al cambio en las siguientes zonas afectadas por la falla a reparar				
8	Mientras se realiza los cambios de pernos, no se de apoyar absolutamente nada sobre las barras				

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA:	2 2
PARA: REEMPLAZAR PERNOS DE LAS BRIDAS EN EL ACOPLAMIENTO LOCALIZACION: PATIO DE MANIOBRAS 230 KV (S/E MOLINO)		PROCEDIMIENTO: GIS-MOLINO.230 ACTIVIDAD: REALIZADO: ING. MANT. S/E AÑO: 1996	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
9	En los puntos donde se encuentre barras de cobre por continuidad del encapsulado, asegurarse que las arandelas queden en la posición correcta, aluminio-cobre-aluminio		
10	Terminado el cambio de todos los pernos, proceder a la reposición del gas SF6 en la barra 2-4 hasta un valor de 4 Kg/cm2		
11	En las zonas donde se realizó cambio de pernos, verificar si no existe fuga de gas		
12	El mismo procedimiento se utiliza para las barras 1-3		
NOTA	Este procedimiento es válido en cualquier subestación encapsulada que posea equipos encapsulados Magrini Galileo (envoltura monofásica) y equipos Mitsubishi (envoltura monofásica)		

A continuación, se adjuntan fotografías de los trabajos desarrollados, así como también de las pruebas realizadas.

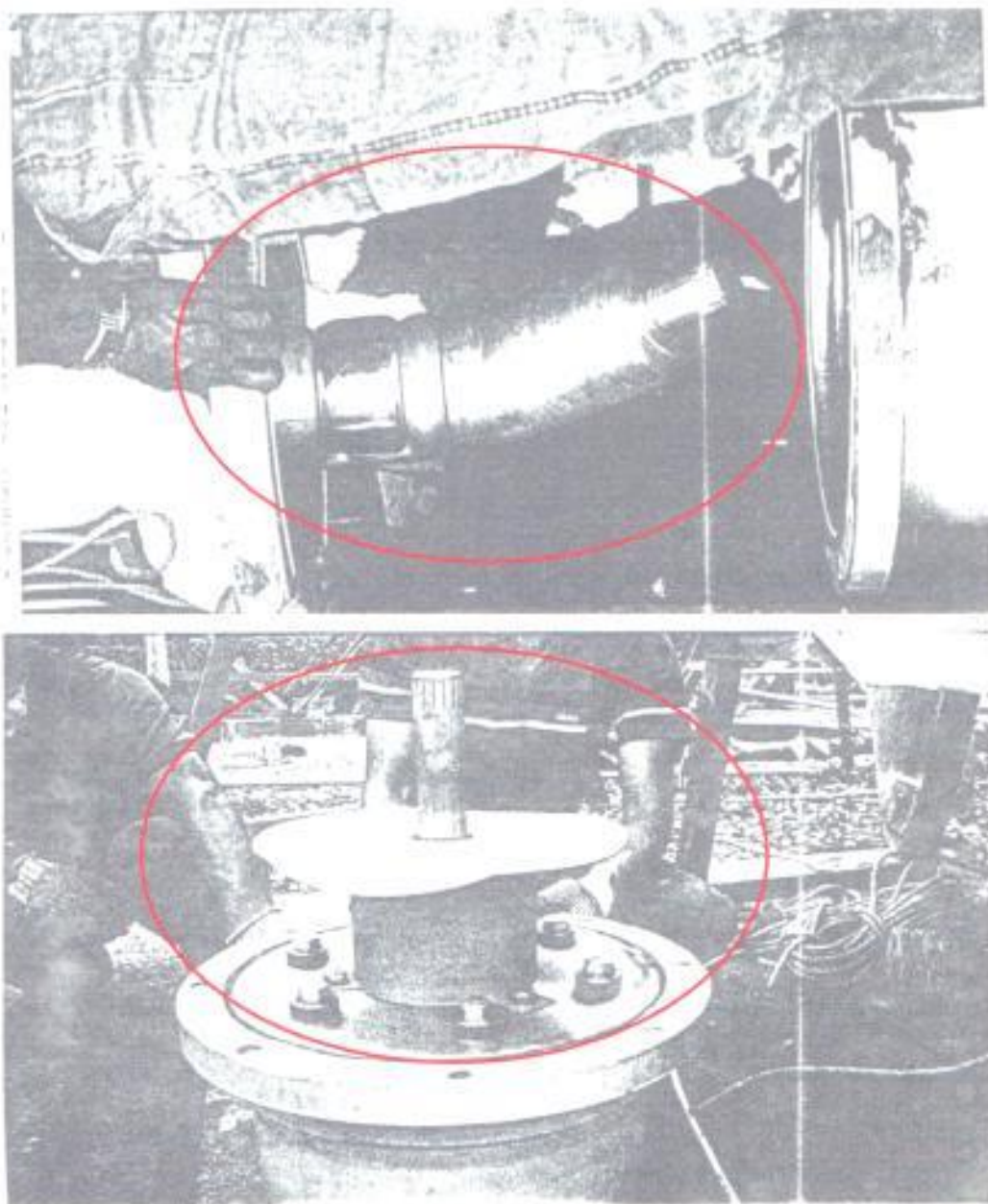


FIG. 19 VISTAS ORIGINALES DE LOS ELEMENTOS DAÑADOS EN LA EXPLOSION (EXTENSION DE BARRA Y CONTACTO MOVIL)

5. PRUEBAS ELECTRICAS

Las pruebas desarrolladas luego de concluidos los trabajos, corresponden a **PRUEBAS de ALTA TENSION** a frecuencia industrial y **Voltaje reducido de un valor de $1.1 V_n/\sqrt{3}$** durante un minuto, de acuerdo a recomendaciones del fabricante. El incremento gradual desde 50 KV, 100 KV, 133 KV durante 10 minutos y 156 KV durante un minuto. Según lo recomendado por la norma IEC 517 y Mitsubishi en la información de referencia dadas en el momento de montaje del grupo GIS.

Durante la realización de esta prueba, se midió la RELACION DE TRANSFORMACIÓN de los transformadores de potencial de la barra No. 1, como parte final del conjunto de pruebas en los mencionados transformadores.

De los resultados obtenidos pudo observarse que los transformadores de potencial se encontraban en buen estado y que podían trabajar en forma normal. En cuanto a la barra No.1 se encuentra en buenas condiciones, una vez retirados los elementos averiados.

MEDIDA DE RELACION DE TRANSFORMACION DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PARA GIS

TIPO:	R.T. - TP - GIS		EQUIPO UTILIZADO:	TESTING TRANSFORMER 200 KV. MULTIMETRO DIGITAL CHAUVIN ARNOUX
LOCALIZACIÓN:	SUBESTACION MOLINO (CENTRAL PAUTE)		REALIZADO POR:	ING DE PRUEBA
DESCRIPCION:	PRUEBA APLICADA A	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE LA BARRA No.1	FECHA:	MARZO - 11 - 1996
VOLTAJE APLICADO:	100000 VOLTIOS	TEMPERATURA AMBIENTE:	28 °C	HUMEDAD RELATIVA:
				60%

DEVANADO	FASE A (V)	FASE B (V)	FASE C (V)
H	100000	100000	100000
X1 - X2	38.00	39.00	38.000
X2 - X3	53.00	54.00	52.000
X1 - X3	94.00	94.00	92.000
Y1 - Y2	39.00	39.00	37.000
Y2 - Y3	53.00	54.00	52.000
Y1 - Y3	94.00	94.00	92.000
SERIE	308480	308482.00	308478.0

RESULTADOS DE PRUEBA

TIPO:	PRUEBA DE ALTA TENSION			EQUIPO UTILIZADO:	TESTING TRANSFORMER 200 KVA, 200 KV, MITSUBISHI			
LOCALIZACIÓN:	SUBESTACION MOLINO (CENTRAL PAUTE)			REALIZADO POR:	ING DE PRUEBA			
DESCRIPCION:	PRUEBA REALIZADA EN LA BARRA No. 1, FASE A. LADO MITSUBISHI			FECHA:	MARZO - 11 - 1996			
VOLTAJE PRUEBA	DE TIEMPO (MINUTOS)	VOLTAJE PRIMARIO (V)	CORRIENTE PRIMARIA (A)	CORRIENTE SECUNDARIA (A)	VOLTAJE (V)	VOLTAJE PT Y1-Y3 (V)	VOLTAJE PT X1-X2 (V)	VOLTAJE PT X1-X2 (V)
50	10	230	5	0.10	45.0	46.0	18.0	18.0
100	10	460	20	0.25	94.0	93.0	38.0	38.0
133	10	630	50	0.45	128.0	128.0	53.0	53.0
156	1	733	75	0.60	149.0	150.8	62.0	62.0

Pruebas adicionales se desarrollaron, para verificar el contenido de HUMEDAD y MEDIDA de PRODUCTOS en DESCOMPOSICIÓN del gas SF_6 en los compartimentos abiertos, obteniéndose resultados satisfactorios. Los resultados de las pruebas se presentan en las tablas adjuntas.

Finalmente, se debe indicar, que tanto los transformadores de potencial de la barra No. 1 y en sus tres fases se llena con gas SF_6 nuevo.

6. Conclusiones y Recomendaciones

- a) Una vez concluidas la totalidad de pruebas en los transformadores de potencial de la barra No. 1, fue necesario solicitar un pronunciamiento por parte del fabricante (Mitsubishi) con respecto al estado final de los mismos.
- b) Fue necesario solicitar una explicación a la empresa encargada del montaje de la S/E Molino, referente al torque de ajuste en los tramos de acople de barras 1-3 y 2-4.
- c) Se analizó la posibilidad de adquirir el equipo de descargas parciales y el equipo de medida de tiempo de apertura y cierre de interruptores y seccionadores.
- d) Finalmente, se debió realizar gestiones para la adquisición en forma URGENTE de los repuestos solicitados para la reparación definitiva

de la subestación, considerando la importancia que tienen la misma en el Sistema Nacional Interconectado.

2.-) CASO: MONTAJE DE UNA POSICIÓN ENCAPSULADA A NIVEL DE 138 KV

INFORMACIÓN PRELIMINAR

En la ciudad de Guayaquil, se localiza la subestación eléctrica TRINITARIA, conformada por tres patios de maniobras a 230, 138 y 69 KV; y de constitución totalmente encapsulada, es decir formada por equipos tipo GIS (gas insulated switchgear).

Durante el montaje general de la subestación, a inicios del año 1997, se desarrollaron todas las actividades programadas previo a la entrega de la subestación al sistema nacional de transmisión eléctrica; quedando proyectos de ampliación programados para años futuros. Entre las ampliaciones previstas, se encontraba la del montaje de una nueva posición GIS a nivel de 138 KV además de las 5 existentes hasta el momento de la entrega de la subestación; montaje que fue desarrollado durante el mes de Junio del año 2000, mediante el desarrollo de un procedimiento de montaje válido para cualquier tipo de subestación encapsulada que esté constituida por equipos del mismo origen que el de los montados en la Subestación Trinitaria.

A continuación se describen estos procedimientos:

ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO HOJA: 1 6 PROCEDIMIENTO: MONT/GIS-138KV ACTIVIDAD: REALIZADO: CONTRATISTA AÑO: 2000				
PARA: MONTAJE DE EQUIPO GIS POSICION DE LINEA (PVG) LINEA 2 - 138 KV) LOCALIZACION: S/E TRINITARIA				
INFORMACION PRELIMINAR				
1	EQUIPO MONTADO: Equipo GIS 138 KV			
2	MARCA: MITSUBISHI			
3	ACCESORIOS: Unidad de "Ruptura de Circuito" (Interruptor) - Tanques de Barra (1 y 2) - Conductores de Barra (1 y 2) - Extensión de Sistema de Aire - Montaje de TMR 17 (Tablero de medición remota)			
4	PERIODO de MONTAJE: 25 días calendario			
5	CONTRATISTA: (En el proceso que se presenta, el contratista que se adjudicó el montaje fue: DITNIZA S.A.)			
6	CONTRATANTE: TRANSELECTRIC S.A.			
PROCEDIMIENTO				
PREPARACION DE LAS BASES Y ANCLAJES				
Adecuación de Obras Civiles: Retirar el hormigón en las posiciones de anclaje y rieles en concordancia con los planos. Inspeccionar si es que el hormigón no corresponde a "masilla pobre" ya que debe poseer las mismas características (en lo relacionado a su resistencia) del de la plataforma en donde se encuentran el resto de equipos GIS				
1.1	Instalar los pernos y placas para ejecutar la nivelación de los rieles en los puntos señalados de acuerdo a los planos.			
1.2	Realizar el pegado del hormigonado nuevo con el viejo (emplear los aditivos expansores aprobados por la Fiscalización y con el uso del ligante adecuado), de acuerdo a la metodología aprobada. Registrar los resultados de: (1) Nivelación de Placas (2) Nivel de Tanque (cada uno de los que conforman las cubiertas de las 2 barras (3) Unidad de Interrupción (Interruptor), (4) Ubicación de ejes (5) Estado de los tanques de las barras 1 y 2. Los niveles conseguidos deberán ser aceptados por el representante del Fabricante del equipo. (En el proceso que se toma como referencia, los valores obtenidos fueron: OK. - 1.397 - 1.396 - 1.3965 - 1.397 - 1.3965 - 1.396 - 1.397 - 1.396 - nivel de las placas existentes fué de 1.396 - estados de los tanques OK. Supervisor de MITSUBISHI)			

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 6		
PARA: MONTAJE DE EQUIPO GIS POSICION DE LINEA (PVG) LINEA 2 - 138 KV)		PROCEDIMIENTO: MONT/GIS-138KV		
LOCALIZACION: S/E TRINITARIA		ACTIVIDAD:		
		REALIZADO: CONTRATISTA		
		AÑO: 2000		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
2	TRANSPORTE Y RECEPCIÓN DE EQUIPOS			
2.1	Verificar la línea central (referencia central) y la Fundición (Inspección realizada con el supervisor de MITSUBISHI)			
2.2	Instalar en el sibo el grupo GIS con la unidad de interrupción (disyuntor). Colocar el disyuntor con referencia a los ejes marcados, sin ejecutar las labores de anclaje definitivo dejar la unidad conectada sólidamente a tierra.			
3	MONTAJE			
3.1	<p>Instalación de los Bushings Aéreos: (1) Instalar los bushings aéreos conforme al plano del equipo dado por el fabricante, manteniendo cuidado especial en la dirección de los terminales y que cada bushing corresponda a la fase A, B y C. (2) Limpiar las juntas METAL-METAL con solventes. (3) Inspeccionar el estado de los O'rings; (4) previo al ajuste utilizar sellante tipo KE-44RTV-W (recomendado por Mitsubishi o el que recomienda el fabricante del equipo) para finalmente proceder al ajuste definitivo.</p>			
3.2	<p>Instalación de los tanques de Barras: proceder con la siguiente secuencia.- 1) Instalar los tanques de la barra 1 y los de la barra 2 (estos tanques señalados se deben instalar a los sólidos correspondientes de la unidad CB (disyuntor) del equipo GIS) . 2) Instalar los tanques restantes de la barra 1 y 2 que se deben montar a continuación de los mencionados en el punto anterior. El proceso que se debe seguir es el siguiente: 1) limpiar las juntas (emplear alcohol, tefa pañal, material de fibra para "raspar" las superficies y eliminar las acumulaciones de suciedad. 2) Verificar el estado de los empaques O'rings 3) Colocar el sellante 4) Ajustar y realizar el torqueo de los pernos y de los "PIN GUIDES" o "pin guías" que se observan en las fotos.</p>			

ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS		HORAS	
	<p align="center">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>HOJA: 3 6</p> <p>PROCEDIMIENTO: MONT/GIS-138KV</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO: CONTRATISTA</p> <p>AÑO: 2000</p>					
	<p>PARA: MONTAJE DE EQUIPO GIS POSICION DE LINEA (PVG)</p> <p>LOCALIZACION: S/E TRINITARIA</p>					
3.3	<p>Extensión del Sistema de Aire: Realizar la extensión del circuito de aire desde el equipo GIS que se encuentre montado en el final del Pabó de 138 de la S/E, a partir de la válvula de cierre (normalmente cerrada). Una vez que se haya realizado esta conexión, proceder a la verificación de los flujos y fugas realizando todos los ajustes necesarios para la obtención de resultados satisfactorios. (En el proceso de montaje que se menciona como referencia, la última posición era la PVG-1 en el pabó de 138 KV; la válvula de cierre era la A55 de acuerdo a los planos de montaje de la S/E Trinitaria). El seteo y prueba de los Switches 63AR, 63AA y 63AL (disparo baja presión de gas, alarma baja presión de aire, bloqueo baja presión de aire; los mismos que tienen una calibración similar a la de los switches de los disyuntores Mitsubishi de 230, 138 KV localizados en la S/E Pascuales y que se describieron en el procedimiento de mantenimiento de estos equipos) deben realizarse por la empresa responsable de la S/E; en el caso en mención, Transelectric S.A. realizó lo anteriormente citado.</p>					
3.4	<p>Paralelamente a las actividades realizadas en los literales anteriores, realizar el tendido de los cables de fuerza y control, además de las modificaciones en los circuitos de los equipos GIS cercanos para lograr los efectos de actuación sobre los circuitos de interbloqueo.</p>					
3.5	<p>Nivelación de las Extensiones de BARRA y CB (disyuntor): Ejecutar esta actividad con la ayuda de gatos mecánicos y la colocación de soportes de los tanques y linternas de nivelación; buscando siempre la obtención de los requerimientos del fabricante.</p>					
3.6	<p>Evacuación del Aire en la Unidad CB (disyuntor) en los circuitos 1, 2 y 3 : Emplear la Máquina de Tratamiento de gas SF₆, referirse al manual de operación de la misma descrito en procedimientos anteriores; así como en el esquema de compartimentos o secciones del grupo GIS en donde se almacena el Gas SF₆.</p>					

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 4 6 PROCEDIMIENTO: MONT/GIS-138KV ACTIVIDAD: REALIZADO: CONTRATISTA AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
3.7	<p>Desconexión de la Barra No. 1 y Recuperación del Gas SF₆ : Lo anterior dependerá de la configuración de la S/E en la que se vaya a montar el grupo GIS. La S/E Trinitaria posee un esquema de doble barra a nivel de 138 KV (como se ha estandarizado en todas las S/E del S.N.I.); por lo que para no dejar fuera de servicio a toda la S/E, se procederá a desenergizar primero la barra No. 1, se recuperará todo el SF₆ que se encuentre en la barra para "tratario" con la máquina mencionada al inicio, acoplar las tuberías de la barra No.1 del nuevo grupo GIS, reinyectar el gas SF₆, esperar 24 horas para la realización de la prueba de Fuga de Gas y si los resultados están dentro de los parámetros del fabricante, se normalizará nuevamente toda la barra No.1 ya con una de las barras del nuevo GIS conectada.</p>		
3.7.1	<p>Conexión de los conductores de Barra: Proceder a la conexión en las secciones de los tanques de barras mostradas en los GRAFICOS. Colocar los conductores o barras en posición hacia los contactos tipo tulipán en los tanques del GIS mostrados en los GRAFICOS (lo anterior se o realiza para cada barra; es decir 6 barras (3 fases para cada barra). Repetir el procedimiento para conectar las otras secciones de barras en los tanques anteriormente montados hasta donde llegaran las primeras secciones de barras que se conectaron al GIS.</p>		
3.7.2	<p>Reemplazo del absorbente de humedad: En concordancia con lo indicado en los planos y por el Supervisor del Fabricante (en nuestro proceso base; MITSUBISHI), reemplazar el absorbente de humedad punto por punto, desmontar las bridas, reemplazar por absorbente nuevo, colocar empaques O-rings nuevos, utilizar el sellante METAL-METAL y proceder al cierre de las bridas. En este tipo de GIS, se tienen 15 puntos en la Barra No. 1</p>		

ITEM	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA:
	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
			5 6
			PROCEDIMIENTO: MONT/GIS-138KV
			ACTIVIDAD:
			REALIZADO: CONTRATISTA
			AÑO: 2000
			HORAS
3.7.3	<p>Montaje del Tanque de Conexión de Barra: 1) Desmontar la brida cobertora de la Barra No. 1 del grupo GIS localizado al final del patio de 138 KV; es decir la más próxima a la nueva GIS a montarse. 2) Desmontar los terminales de los conductores o barras que forman las fases A, B y C de esta barra No. 1 3) Ubicar las secciones de barras que forman las fases A, B y C temporalmente suspendidas dentro del Tanque de la Barra No. 1 de la posición mencionada en el punto 1 de este ítem 4) Ubicar los conductores o barras (A, B y C) en el tanque de conexión de barra 5) Insertar el tanque de conexión entre el GIS final del patio y el tanque de extensión que se encuentra conectado al GIS que se está montando; el mismo que en su extremo posee "BELLOWS", el cual es una especie de acordeón o resorte que a medida que se presionan las tuercas y los pin guías se extenderá o comprimirá hasta permitir un correcto acoplamiento en los terminales tipo tulipán de las barras insertadas dentro del tanque de conexión. 6) El siguiente paso es insertar los conductores o barras en los contactos tipo tulipán de la Barra No. 1 del grupo GIS próximo al que se está montando.</p> <p>7) Una vez realizado lo anterior, instalar el conector entre los conductores o barras (A, B y C), ajustarlos mediante pernos (repetir esta acción para cada fase), colocar la brida que cubre el tanque de conexión. 8) El ensamblaje final entre el tanque de conexión y barra final que sale del nuevo GIS se debe efectuar confirmando las tolerancias y dimensiones para luego proceder con el ajuste a través de los conectores (pernos extremos del acordeón)</p>		
3.7.4	<p>Secado y Evacuación de Aire en la Barra: Realizar esta actividad con la aplicación de la Bomba de Vacío. Este proceso se debe aplicar aproximadamente durante 20 horas en dos jornadas.</p>		
3.7.5	<p>Llenado de Gas: Confirmar que la presión de gas alcance a la nominal de servicio a 20°C equivalente a 0.50 Mpa. EQUIPO: Máquina de Tratamiento de GAS, Llaves de tubo (5"), Neptos, Teflón</p>		

ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
3.7.6	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: MONTAJE DE EQUIPO GIS POSICION DE LINEA (PVG LINEA 2 - 138 KV)</p> <p>LOCALIZACION: S/E TRINITARIA</p>		<p>HOJA: 6 6</p> <p>PROCEDIMIENTO: MONT/GIS-138KV</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO: CONTRATISTA</p> <p>AÑO: 2000</p>	HORAS
4	<p>Pruebas: Todas las pruebas efectuadas son las estandarizadas por las normas que rigen el diseño de este tipo de equipo primario. VER ANEXO DE PRUEBAS</p> <p>REPETIR LOS PROCESOS DESCRITOS EN EL ITEM 3.7 (3.7 HASTA EL 3.7.6) EN EXACTA SECUENCIA PARA LA BARRA No. 2 Y SE CONCLUIRA DE ESTA MANERA EL MONTAJE</p> <p>Conexionado de los cables de Fuerza y Control: Efectuar las conexiones luego de haber verificado las posibles modificaciones y confirmados los planos de la empresa responsable de la S/E. Realizada las correctas conexiones se obtendrá un conjunto operativo en los componentes de Alimentación DC, AC, control, interbloques, circuitos de alarma, protección y medición.</p>			
5	<p>Terminado el montaje de todo el conjunto del equipo GIS, realizar el anclaje del equipo mediante la aplicación de soldadura a la base en los puntos destinados para este efecto. Proceder al "resanamiento" de partes afectadas por la manipulación durante el montaje.</p>			



**FIG. 20 VISTA LATERAL DISYUNTOR POSICION PVG 2 138 KV S/E
TRINITARIA**

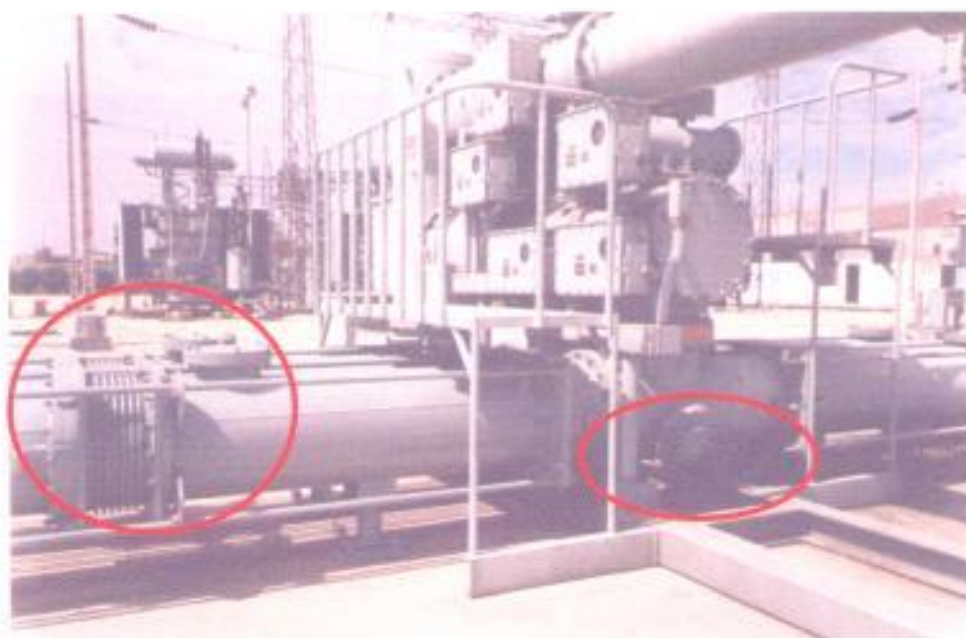


FIG. 21 VISTA POSTERIOR DE LOS MAHOLES Y UNIONES TIPO ACORDEON EMPLEADOS EN EL MONTAJE DE LA POSICION GIS 138 KV (S/E TRINITARIA)



EXTENSION DE ENVOLVENTE PARA BARRAS DE 138 KV



**FIG. 22 VISTA POSICION PVG-2 138 KV GIS MITSUBISHI MONTADA
COMPLETADAMENTE
S/E TRINITARIA**



FIG. 23 UBICACIÓN DEL REACTOR PARA PRUEBA DE ALTO VOLTAJE

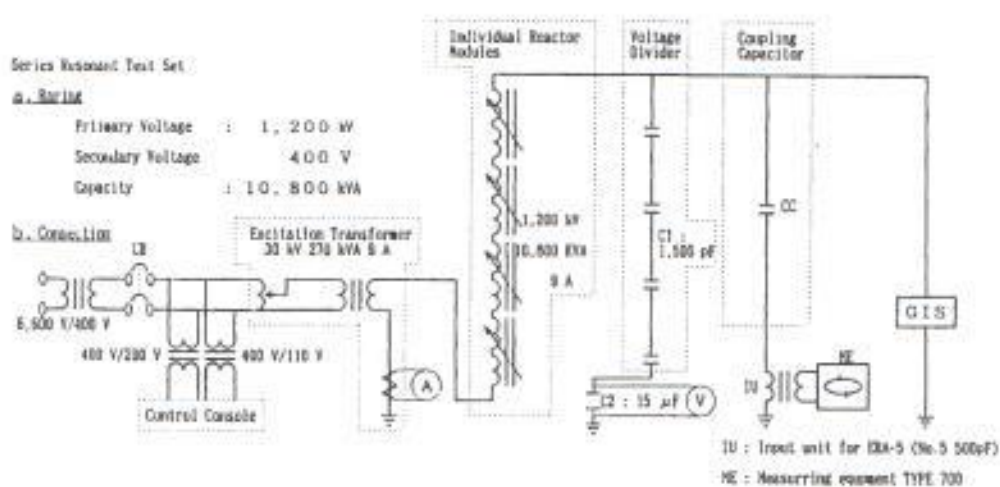


FIG. 24 ESQUEMA ELECTRICO OBTENIDO

CAPÍTULO 5

5. PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO GENERAL PARA EQUIPOS PRIMARIOS DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CONVENCIONALES.

5.1. Equipos Primarios de las Subestaciones de Transmisión Eléctrica

5.1.1. Generalidades

Dentro del esquema de operación del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), las Subestaciones Eléctricas constituyen las instalaciones que permiten un funcionamiento armónico y grupal de todos los centros de Generación y Consumo de Energía para así lograr preservar la estabilidad y continuidad del servicio de entrega de energía eléctrica a los usuarios finales.

Cada una de estas instalaciones, están constituidas por Equipos Primarios de ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN; cuya vida útil estará influenciada por el Mantenimiento Preventivo y Planificado

que se aplique a cada uno de estos; para no solo llegar a la vida útil operacional dada por el fabricante, sino lograr un margen mucho mayor de horas de funcionales.

Los diferentes procedimientos de mantenimiento preventivo aplicados a los equipos primarios y de servicios auxiliares de las subestaciones eléctricas pertenecientes a la Zona Occidental de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (TRANSELECTRIC S:A:), se llevan a cabo mediante un esquema secuencial, generalizado por el personal de mantenimiento de subestaciones, que a continuación es detallado a manera de cuadros descriptivos para cada uno de los equipos; logrando así formar un formato de procedimientos de mantenimiento bajo el cual, el trabajador responsable de la "orden de trabajo", para la realización de cualquier mantenimiento, deberá guiarse e indicar la realización de cada una de las actividades mediante una CRUZ o VISTO en la actividad determinada o ítem del procedimiento que esté realizando.

Basándose en el esquema mencionado, se logra un mejor y más ágil desarrollo de la "orden de trabajo" programada y se mejora notablemente el control del trabajo desarrollado, del personal que

lo desarrolla y de las horas-hombre que determinado trabajador ha empleado en el mes, con lo que el Ingeniero de Mantenimiento podrá determinar más fácil y rápidamente los trabajadores que posean una carga de trabajo superior a la media determinada por la planificación anual del mantenimiento, e incluso establecer quienes son los que poseen menos responsabilidades durante el mes para poder desarrollar un cuadro de distribución de trabajo más equitativo y que dará mejores resultados tanto para el Supervisor de mantenimiento como para el trabajador; ya que este último, podrá llevar un mejor control de sus horas normales y extras (de existir) en las que ha laborado y bajo las cuales deberá chequear su monto de ingresos mensuales a recibir.

5.1.2. Interruptores Automáticos de Potencia (Disyuntores)

5.1.2.1. Datos de Placa

VER ANEXOS DE DATOS DE PLACA de los Interruptores Automáticos de Potencia localizados en las diferentes Subestaciones Eléctricas de nuestro S. N. I.

5.1.2.2. Esquema de Control

VER ANEXOS DE ESQUEMAS DE CONTROL de los Interruptores Automáticos de Potencia que se emplean con mayor frecuencia en las diferentes Subestaciones Eléctricas de nuestro S. N. I.

Breve descripción de la operación, interbloques y acción de las diferentes señales (AC y DC) que rigen su operación.

5.1.2.3. Procedimientos de Mantenimiento General

Como se ha mencionado anteriormente, los Interruptores Automáticos de potencia se clasifican de acuerdo al medio utilizado para la extinción del arco eléctrico formado al abrirse los contactos. En nuestro S.N.I, tenemos principalmente dos tipos de DISYUNTORES: los que utilizan hexafluoruro de azufre (SF_6) y los que emplean aceite (OCB).

Las FALLAS MÁS COMUNES presentadas en estos equipos (según reporte de las S/E's y del área de mantenimiento) son:

- a) FUGAS DE ACEITE O GAS SF_6

b) FUGAS DE AIRE EN EL SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Fundamentalmente, el procedimiento de mantenimiento preventivo aplicado a los disyuntores en ACEITE o en SF₆ es desarrollado mediante las siguientes actividades, representadas globalmente, a través del siguiente esquema:

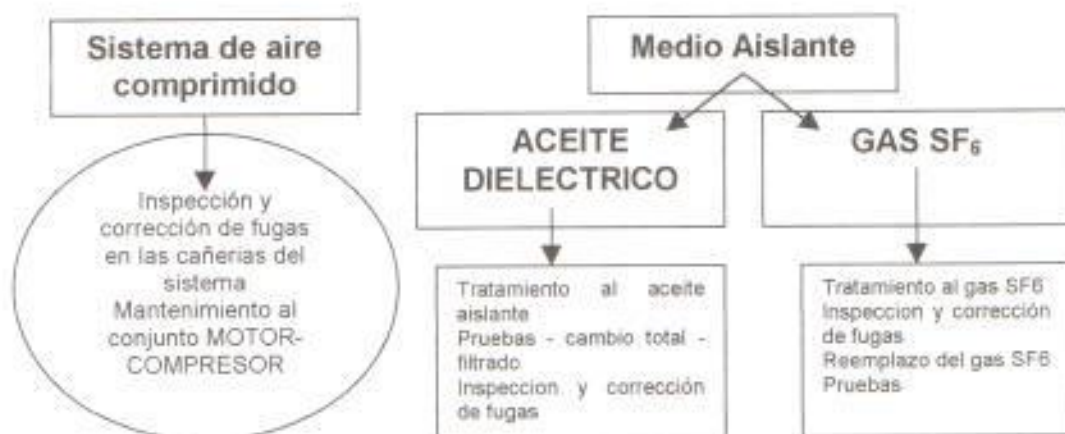


FIG. 5.1 Esquema general del mantenimiento preventivo en un disyuntor

En las subestaciones eléctricas de la Zona Occidental, pertenecientes a TRANSELECTRIC S.A., existe un predominio del sistema encapsulado, es decir, disyuntores aislados en gas SF₆ aunque también existe un buen número de disyuntores aislados en aceite dieléctrico, por lo que se ha determinado que entre los

procedimientos básicos y elementales a desarrollar para el mantenimiento preventivo en un disyuntor con sistema de compresor de aire, se tienen:

- **Inspección del COMPRESOR:**

1. Purgar el aire del tanque de almacenamiento de aire comprimido cada 7 días
2. Verificar el contactor **63GA**, para que al descender la presión de aire a un valor determinado (aproximado a 14.5 Kg/cm^2 para disyuntores Mitsubishi) => se encienda el compresor.
3. Luego de operado el compresor, proceder a completar o llenar con aceite, si es que se observa en el visor del nivel de aceite del compresor algún faltante.
4. El tipo de aceite que se emplea en estos compresores es el RIGAL R&O 99 20 W50 * aceite liviano (lubricante); además se lo mezcla con ciertos aditivos para compensar la presencia de detergentes en el aceite. Esta acción siempre recomendable realizar en los compresores.

5. Realizar una inspección visual del estado del cigüeñal. En el CARTER se observan unas cucharetas que empujan el aceite para que a medida que gire el cigüeñal se lubrique toda la cámara de lubricación por salpique.

6. Rectificar todos los accesorios que presentan deterioro y reemplazar a los se encuentren totalmente dañados. Por ejemplo: la tapa de vidrio del visor del medidor de presión de GAS que se puede encontrar rota o simplemente despegada del marco, para lo cual se procede a colocar SILICON en la unión entre el vidrio y el marco.

7. Registrar el volumen de aceite necesario para una correcta operación = 1/8 de litro (menos de ¼ litro) .Posibles resultados: Aceite en estado deplorable = lleno de sedimentación; partículas sólidas en gran porcentaje

El siguiente cuadro, determina los literales que conforman el mantenimiento preventivo secuencial, aplicado a los disyuntores en aceite o en SF₆:

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/5	
PARA: INTERRUPTORES AUTOMATICOS		PROCEDIMIENTO: MPREV/DISY	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.1	Verificar los niveles de aceite en el tanque y en los bushings		
1.2	Realizar la inspección visual del gabinete de control y alrededores		
1.3	Verificar la correcta operación de los calefactores		
1.4	Efectuar una prueba funcional de operación (recomendable) cierre y apertura (LOCAL Y REMOTO) (equipo consignado)		
1.5	Efectuar una prueba de rigidez dieléctrica y factor de potencia al aceite aislante		
1.6	Verificar la operación del contador y registrar las lecturas		
1.7	Chequear los bushings y realizar la limpieza exterior		
1.8	Realizar una prueba de carbón si la apariencia del aceite es dudosa, pruebas químicas (acidez, tensión interfacial y humedad)		
1.9	Revisar el motor de operación del comando del interruptor (compresor); realizar un meggado de sus conexiones		
1.10	Verificar el ajuste mecánico de los componentes del gabinete de control		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 2/5	
PARA: INTERRUPTORES AUTOMATICOS		PROCEDIMIENTO: MPREV/TRAF	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.11	Revisar los switches auxiliares y contactores		
1.12	Lubricar el mecanismo del disyuntor en los sitios necesarios		
1.13	Realizar pruebas de medición de tiempo de cierre y apertura		
1.14	Efectuar la medición de resistencia de contactos		
1.15	Realizar pruebas de operación por protecciones		
1.16	Realizar pruebas de factor de potencia y megger		
1.17	Corregir fallas de pintura		
1.18	Revisar los contactos y cámara de extinción del arco		
	DISYUNTORES EN SF6		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 3/5	
PARA: INTERRUPTORES AUTOMATICOS		PROCEDIMIENTO: MPREV/TRAF	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.19	Observar la presión de aire y posibles fugas y chequear la operación del compresor		
1.20	Drenar el agua del reservorio del aire comprimido		
1.21	Chequear la operación del compresor, observar ruidos anormales y la condición de la banda y el nivel de aceite del carter del compresor		
1.22	Realizar la inspección visual y verificar la operación de los calefactores del gabinete de control local		
1.23	Cambio de aceite del compresor a las 200 horas de operación		
1.24	Chequear el contador de operaciones del disyuntor y/o compresor		
1.25	Inspeccionar y engrasar el mecanismo de trabajo		
1.26	Revisar contactores, switches auxiliares, contactos auxiliares y conexión en el gabinete de control		
1.27	Realizar pruebas de resistencia de aislamiento a los bushings		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 4/5	
PARA: INTERRUPTORES AUTOMATICOS		PROCEDIMIENTO: MPREV/TRAF	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.28	Realizar la medición de resistencia de contactos		
1.29	Chequear bushings y limpiarlos		
1.30	Realizar unas pruebas de operación local, remoto y por protección (eléctricas, aire y gas)		
1.31	Realizar pruebas de factor de potencia		
1.32	Realizar pruebas de medición de tiempo de apertura y cierre		
1.33	Verificar la hermeticidad del gas SF6 (chequear fugas visualmente)		
1.34	Verificar el consumo de aire en aperturas (MENOR a 1.5 Kg/cm2)		
1.35	Revisión de contactos y de la unidad de ruptura		
1.36	Realizar la medición de la resistencia de aislamiento del motor del compresor (5000 voltios)		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 5/5
PARA: INTERRUPTORES AUTOMATICOS		PROCEDIMIENTO: MPREV/TRAF
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD: AÑO: 2001
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)
ITEM	D E S C R I P C I O N	D P NOVEDADES
1.37	Registrar el tiempo de funcionamiento continuo del compresor (límite inferior al límite superior)	
1.38	Realizar las pruebas de operación de la válvula de seguridad	
1.39	Verificar fugas de aceite del amortiguador	

NOTAS: D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o colocar un "VISTO"

- 1) Las actividades 1.1 a la 1.18 corresponden al mantenimiento en interruptores de aceite
- 2) La frecuencia de la actividad 1.18 dependerá del número de operaciones de cada interruptor bajo condiciones de cortocircuito
- 3) La primera parte de la actividad 1.19 es rutinariamente realizada por el tablerista u operador de la subestación eléctrica semanalmente o con mayor frecuencia, dependiendo de la subestación
- 4) La actividad 1.16 se debe ejecutar en la sierra cada dos años y en la costa cada año
- 5) La actividad 1.23, depende del tipo de compresor (número de operaciones o tiempo de operación)
- 6) La actividad 1.38 se realizará sólo en aquellos interruptores que lo permitan

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Como se mencionó anteriormente, los principales y más comunes problemas que se presentan en la vida operativa de los disyuntores, ya sean estos, aislados en aceite o en gas SF₆, son las fugas de aire (por el sistema de aire comprimido), y las fugas del medio aislante (tuberías de aceite o de SF₆).

A continuación se describen los procedimientos para el desarrollo del mantenimiento correctivo, de tal manera, que siempre se respeten los límites de seguridad personal, eficiencia en la solución del problema y ahorro de tiempo en el retorno del equipo a operación normal y continua.

Se presentan los siguientes casos suscitados durante el transcurso del año **200-2001**, que fueron tomados como referencia por el autor de este trabajo investigativo, para establecer, en conjunto con el personal de mantenimiento, los procedimientos **escritos**, de las actividades a desarrollarse para lograr la solución del problema y la puesta en servicio del equipo afectado (disyuntor). Estos procedimientos, incluyen los materiales, observaciones de seguridad personal, equipos y principios bajo los que se fundamentará el correcto desarrollo del mantenimiento correctivo.

C A S O 1

SUBESTACION ELECTRICA. PASCUALES (PATIO 230 KV.)

EQUIPO: DISYUNTOR CENEMESA

PROBLEMA: BAJA PRESION DE GAS (SF₆) EN EL POLO A

INFORMACION INICIAL

El disyuntor *TRIPOLAR INDEPENDIENTE* (polos independientes entre sí; por ende el sistema de Gas aislante es independiente para cada polo); presenta las características técnicas mostradas en los datos de placa, mostrados posteriormente, como pre-información del trabajo de mantenimiento correctivo a realizar. Su sistema de medición de la Presión del Gas SF₆ es diferente a la de los demás interruptores automáticos de potencia en SF₆ (como los MITSUBISHI o los ASEA) en su constitución física; pero en la ideología de operación se mantienen los mismos principios.

Existen 3 "instrumentos" (uno para cada polo), que nos indican la presión del Gas SF₆ presente en cada uno de los cuerpos que constituyen un polo del Equipo Primario en mención. Estos instrumentos **NO son MANOMETROS** comunes, sino que son **MANODENSOTATOS**; es decir una combinación entre un *Manómetro Tipo BURDEN* y un elemento *COMPENSADOR* de



FIG. 5.2 Disyuntor CENEMESA tipo columna 230 KV S/E Pascuales

TEMPERATURA; por lo que siempre indicarán la presión real que se encuentra dentro de cada polo (FASE) sin importar la temperatura ambiente que exista al tomar la lectura; es decir que la lectura permanecerá constante a lo largo del día.

Lo anterior marca la diferencia con el resto de disyuntores, ya que en estos, se observa el cambio que produce la temperatura ambiente en la presión; obteniéndose diferentes lecturas en el transcurso del día; por ejemplo en las horas de la tarde 13:00 a 14:00 horas se observará un descenso leve en la presión que no constituye un posible inicio o presencia de FUGA; en relación con los valores de la mañana (período de 5:00 a 9:00 AM).

El problema que se describe, fue identificado, analizando los datos estadísticos obtenidos de las lecturas diarias de la presión del Gas SF₆ de los disyuntores por parte de los Operadores de la S/E, valor que es tomado del manodensotato del polo central (fase B), que se considera un promedio de los tres manodensotatos presentes en este tipo de Interruptor automático de potencia.

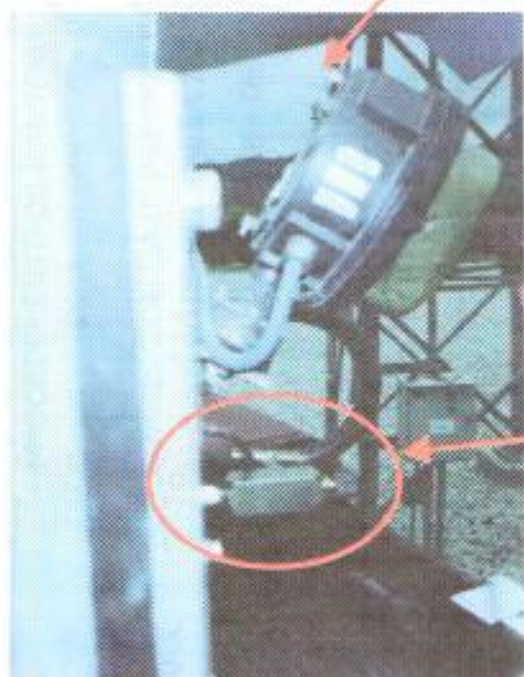
A pesar de que los valores permanecen constantes a lo largo del período de lectura (INFORME MENSUAL), se observó que en el

manodensotato de la fase A se había presentado un leve pero importante descenso de presión de gas SF₆ (para este tipo de disyuntor), ubicándose la presión en **4,6 bar** siendo lo normal **5 bar**; por lo tanto el personal de mantenimiento procedió a realizar la respectiva investigación y planificación del *TRABAJO CORRECTIVO* a realizar.

De la investigación realizada, se pudo comprobar que el elemento identificado en el **GRAFICO ADJUNTO (válvula para la inyección del gas SF₆), ubicado dentro de la zona B, como el No. 380 (VALVULA DE CIERRE)**; presentaba un deterioro en el mecanismo de apertura o cierre de la válvula en mención, cuya función es permitir el inicio y corte de la inyección el Gas SF₆ al sistema de tuberías (tubo de ADMISION) por donde circula el gas o elemento aislante del disyuntor Cenemesa.

Es importante destacar, que este tipo de Interruptor Automático de Potencia, posee los tres polos (fases A, B y C) independientes físicamente entre sí; por lo que la inyección del Gas SF₆ se realizará independientemente de la condición en que se encuentre el mismo en las fases restantes.

El Procedimiento del *MANTENIMIENTO CORRECTIVO* que se planifica ante estas situaciones, se describe a continuación:



Válvula de control para inyección y extracción del gas SF₆ reemplazada

FIG. 5.3 MANODENSOTATO CON VALVULA PARA CONTROL DEL SF₆

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 1 8 PROCEDIMIENTO: LPSF ₆ -52-CEN/2 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
1	<p>MEDIDAS DE SEGURIDAD</p> <p>El disyuntor debe encontrarse desenergizado, en la posición ABIERTO ("transferido" o en "bypass"), con su operación remota bloqueada; teniendo mucha precaución de que sus seccionadores estén también ABIERTOS y bloqueada su operación remota.</p> <p>PROCEDIMIENTO</p> <p>Realizar las respectivas conexiones eléctricas para la alimentación de tensión para el funcionamiento de la bomba de vacío. Para lo anterior, se recomienda emplear el BREAKER del COMPRESOR (8M) localizado en el tablero de mando local del disyuntor; siempre y cuando, se deshabilite primero el compresor, es decir, se debe realizar un levantamiento sencillo, del modo en que están conectados los cables en la parte inferior del breaker; se anotan las marquillas, y la fase en la que están conectados. Una vez realizado este pequeño bosquejo, desconectar los conductores de la parte inferior del breaker y aislarlos cada uno con cinta adecuada. Realizado lo anterior, proceder a conectar los cables para alimentar a la bomba de vacío. EQUIPO: (a) Cinta aislante (b) destornilladores planos (largos, finos y gruesos; con cubierta aislante) (c) Cables (480 Voltios) para la alimentación de la bomba de vacío</p>			
1				

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 2 8 PROCEDIMIENTO: LPSF ₆ -52-CEN/2 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y HORAS
2	Realizar las conexiones de las mangueras (bomba de vacío => disyuntor) para la obtención del vacío en el polo afectado del disyuntor; así como para la inyección del gas aislante SF ₆ . Además es indispensable instalar el manómetro (descrito en los materiales) con una llave de paso entre el y la tubería de la bomba de vacío para poder sacarlo del esquema de operación en cualquier momento; ya que su función es únicamente sensar la presión que origina la bomba al realizar el vacío y así evitar sobrepresiones que pueden originar que los EMPAQUES del POLO del disyuntor se "SOPLEN". EQUIPO: (2) Llaves de expansión (1) llave de tubo (1) bomba de vacío (c) destornilladores planos con cubierta aislante) (d) llaves de BOCA y de CORONA (1) botella de GAS SF ₆ . (2) mangueras para la inyección del GAS SF ₆ desde la Botella hacia el Disyuntor (longitud recomendada 1,5 a 2 metros)			
3	Iniciar los trabajos en la BANCADA del disyuntor, en la zona en que se ubica la VALVULA DE CIERRE que se debe revisar para descartar una posible "OBSTRUCCIÓN" por acumulación de residuos sólidos (polvo, desecho de insectos, etc.). Para realizar un correcto chequeo del estado de la válvula, se debe retirar la CUBIERTA SUPERIOR de la bancada del disyuntor, que corresponde al sector donde se ubica la válvula de cierre; proceder a desacoplar TODA LA ZONA B DEL GRAFICO (como se muestra en la FOTO ADJUNTA). EQUIPO: (2) Llaves de expansión (1) Llave de Tubo (c) Destornilladores planos con cubierta aislante) (d) Llaves de BOCA y de CORONA			

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 3 8	
PARA: CORRECCION BAJA PRESION DE GAS SF ₆ (POLO A) DISYUNTOR CENEMESA 230 KV. LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 230 KV.) POSICION TRINITARIA 2		PROCEDIMIENTO: LPSF ₆ -52-CEN/2 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
4	Si la Válvula presenta únicamente una obstrucción, realizar el montaje de la misma, previo a una limpieza con aire presurizado; y efectuar el proceso de vacío y posterior llenado con el Gas SF ₆ al polo del disyuntor descrito a continuación. Pero, si la válvula presenta un daño en la pequeña llave plástica de paso con posición de apertura y cierre (sin estado intermedio; es decir se encuentra cerrada originalmente, la giramos 90° y cambiará a abierto), se debe CAMBIAR la válvula por una de características similares.		HORAS
5	En el procedimiento de mantenimiento descrito, se REEMPLAZO la válvula de cierre, al encontrarse su llave de paso ROTA . Debido a esta circunstancia TODO el gas SF ₆ del polo del disyuntor se perdió totalmente.		
6	A continuación se presenta un pequeño esquema de cómo se deben realizar las diferentes conexiones (Botella de Gas SF ₆ -> Bomba de Vacío -> Válvula de Cierre en Disyuntor) (VER ESQUEMA ADJUNTO).		
7	Se inicia el proceso de realización de VACIO y llenado de Gas SF ₆ . EQUIPO: (2) Llaves de expansión 3" (1) Llave de Tubo 3" (1) Bomba de Vacío (c) Destornilladores planos con cubierta aislante) (d) Llaves de BOCA y de CORONA (1) Botella de GAS SF ₆ . (2) Mangueras para la inyección del GAS SF ₆ desde la Botella hacia el Disyuntor. (longitud recomendada 1,5 a 2 metros)		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 4 8	
PARA: CORRECCION BAJA PRESION DE GAS SF ₆ (POLO A) DISYUNTOR CENEMESA 230 KV. LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 230 KV.) POSICION TRINITARIA 2		PROCEDIMIENTO: LPSF ₆ -52-CEN/2 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
7.a	Observando en el manodensotato del polo donde se ubica el problema (en el caso analizado es el de la FASE A), realizar el vacío encendiendo la bomba de vacío hasta que la lectura en el manodensotato llegue a 76 mm Hg y la mantenemos operando durante unos 30 a 40 minutos para lograr así un vacío con parámetros confiables; y absorber toda la posible humedad que se pudo haber acumulado en el interior del polo del Disyuntor.		
7.b	Luego de este período (puede ser 35 minutos un tiempo promedio), iniciar la inyección del GAS SF ₆ . Lo anterior se puede realizar sin cambiar el esquema de conexiones de los equipos, únicamente se debe cerrar la llave de la tubería por la que la bomba realiza el vacío y abrir el camino o tubería por la que se inyecta el gas (todo lo anterior se lo realiza en el sistema de tuberías de la bomba de vacío); pero en caso de presentarse algún problema (en especial en el acople entre el regulador de la botella de SF ₆ y la bomba de vacío), se procede a desacoplar la botella de la bomba de vacío y se inyecta directamente desde esta hacia el disyuntor.		
7.b.1	Lo descrito anteriormente, se debe realizar siguiendo el desarrollo recomendado a continuación:		
7.b.1.1	Con la bomba de vacío en funcionamiento, cerrar la llave de paso de la VALVULA DE CIERRE instalada en el disyuntor.		
7.b.1.2	Cerrar la llave de paso de la bomba de vacío		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA:	5 8
PARA: CORRECCION BAJA PRESION DE GAS SF ₆ (POLO A) DISYUNTOR CENEMESA 230 KV. LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 230 KV.) POSICION TRINITARIA 2		PROCEDIMIENTO: LPSF ₆ -52-CEN/2 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
7.b.1.3	Colocar el breaker de protección donde llega la alimentación para la bomba de vacío, en posición OFF		
7.b.1.4	Proceder a DESACOPLAR en la bomba de vacío, la manguera que conecta a la VALVULA DE CIERRE con la bomba y proceder a acoplarla con la botella que contiene el gas SF ₆		
7.b.1.5	Abrir conjuntamente y de una manera equilibrada las válvulas o llaves, tanto del regulador (conectado en la botella), como la de la VALVULA de CIERRE montada en el disyuntor. Realizando lo anteriormente descrito, iniciar la inyección del Gas SF ₆ , la misma que debe ser controlada para que la PRESION de inyección NO EXCEDA a la PRESION NOMINAL, es decir debe ser inferior a 5 BAR (de 70 a 72 PSI), lo que se controla con el REGULADOR acoplado a la botella; es recomendable mantener la presión en unos 48 PSI (operando el regulador). Cuando se aproxime a la presión nominal (5 BAR, sensando la presión que indica el manodensotato), regular con mucha más precaución la presión de inyección del gas; estableciéndose por experiencias, que se puede llegar hasta una presión de 74 PSI que se "leen" en el manodensotato del polo del disyuntor; valor que al ser mayor al nominal en un pequeño porcentaje, nos da la posibilidad de realizar pruebas de operación antes de la entrega operacional normalizada del equipo.		
7.b.1.6	Chequear las posibles fugas de gas empleando agua jabonosa; la que se coloca tanto en las uniones de la válvula de cierre instalada, así como en el sector interior de la bancada donde se conecta la válvula con las cañerías de distribución del gas.		
8			HORAS

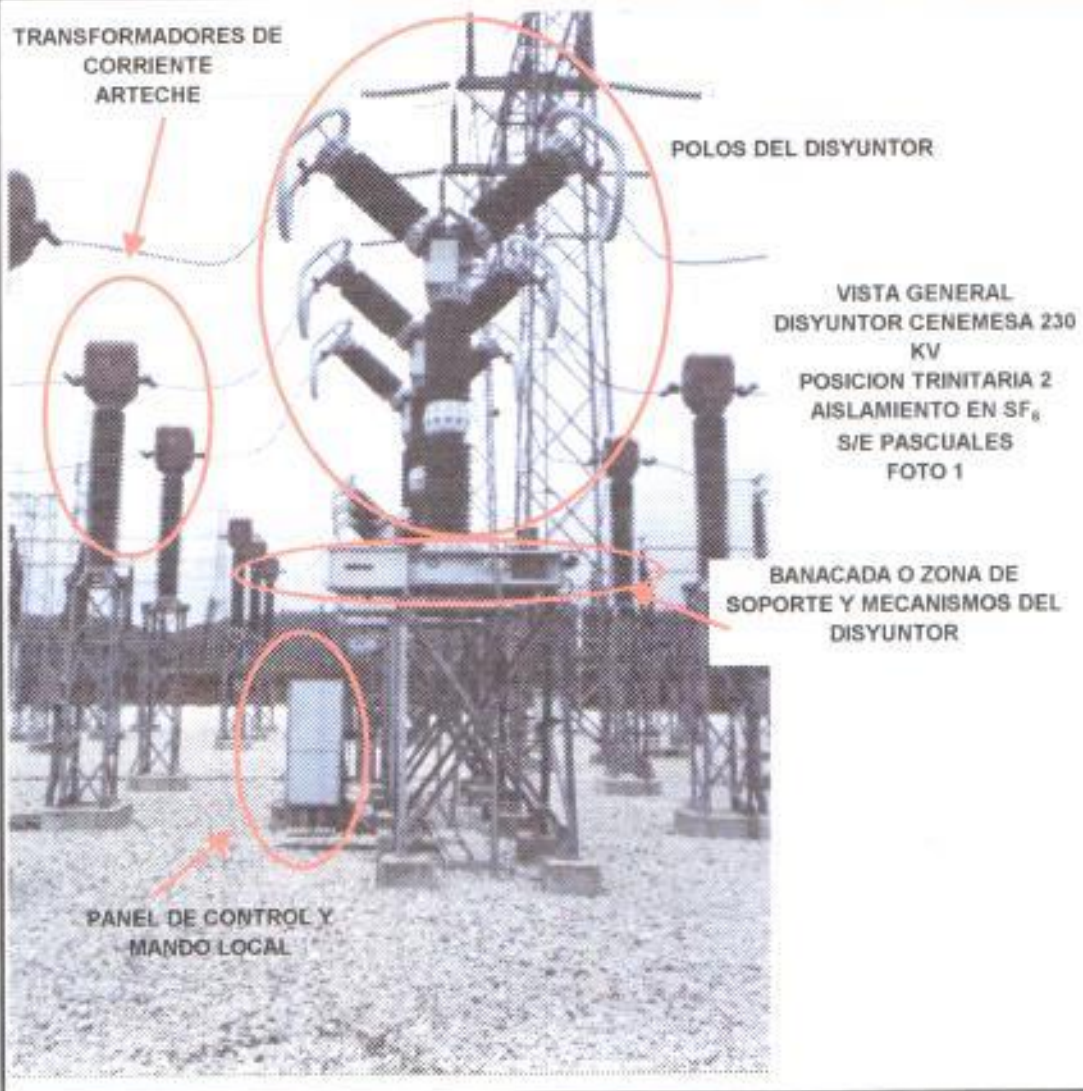
	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 6 8 PROCEDIMIENTO: LPSF ₆ -52-CEN/2 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
9	Normalizar la conexión de la alimentación para el compresor (breaker 8M), en el tablero de control o mando local del disyuntor, desconectando los cables de alimentación de la bomba de vacío y reconectando los cables que fueron aislados y desconectados. EQUIPO: (1)Cinta aislante (*)Destornilladores planos (largos, finos y gruesos; con cubierta aislante) (1) Multímetro FLUKE (1) . (2) Mangueras para la inyección del GAS SF ₆ desde la botella hacia el disyuntor (longitud recomendada 1,5 a 2 metros)			
10	Finalizado el proceso de inyección del Gas SF ₆ , coordinar con la sala de control de la subestación eléctrica el reseteo o reposición de las alarmas, activadas por la baja presión de gas en el disyuntor.			
11	Purgar el aire del tanque de DEPOSITO AUXILIAR (OBSERVAR FOTOS y GRAFICOS adjuntos), para eliminar la CONDENSACION que se puede acumular en el mismo; además de realizar la verificación de la correcta operación del COMPRESOR, (presión de encendido y apagado); observando en el manómetro presente en el tanque de depósito auxiliar de aire comprimido; VER FIGURA			
1	PRUEBAS DE OPERACIÓN Basándose en el análisis de los resultados obtenidos, y si se concluye que el margen de error es de 3%, con relación a las presiones de placa, se debe realizar la respectiva recalibración de los switches de control del Disyuntor (63AC, 63 AA)			
PROCESO DE CALIBRACION DE SWITCHES				

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 7 8 PROCEDIMIENTO: LPSF ₆ -52-CEN/2 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
1	El proceso de calibración se lo realiza con el COMPRESOR DESHABILITADO (breaker en posición OFF) Purgar el tanque de depósito de reserva (de aire comprimido) abriendo la purga respectiva lentamente, hasta obtener la presión de 16.5 Kg/cm ² (en el manómetro de este tanque) a la que, verificamos la tensión en los terminales del contacto 63AC (alarma baja presión de aire y de Gas) localizado dentro del panel de Control local del Disyuntor (parte superior izquierda; se debe retirar la tapa de aluminio); debiéndose obtener 0 Vcc, lo que se interpreta como que el contacto ha cerrado y se envía la señal de alarma a la sala de control debido al descenso considerable en la presión de operación del disyuntor. EQUIPO: (*) Destornilladores planos (largos, finos y gruesos; con cubierta aislante) (1) Multímetro FLUKE (*) Juego de llaves hexagonales			
2	Verificando lo anterior, cerrar la PURGA del tanque de depósito de reserva y el breaker 8M (posición ON) para que arranque el Compresor.			
3	Iniciar el período de observación en el manómetro del tanque de depósito de reserva, de las diferentes presiones en placa para verificar las operaciones de los switches; y de ser necesario, realizar su posible recalibración.			
4	Colocar nuevamente el multímetro en los terminales del Switch 63AC, y si al llegar a la presión de 16.9 Kg/cm ² se tiene tensión de corriente continua, esto se debe interpretar como que el contacto está ABIERTO y se ha dejado de enviar la señal de alarma a la sala de control.			

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 8 8	
PARA: CORRECCION BAJA PRESION DE GAS SF ₆ (POLO A) DISYUNTOR CENEMESA 230 KV. LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 230 KV.) POSICION TRINITARIA 2		PROCEDIMIENTO: LPSF ₆ -52-CEN/2 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
5	Dejar operando el compresor, hasta que se alcance la presión de placa de 18,5 kg/cm ² en donde se debe apagar automáticamente. Una vez que se haya apagado el compresor, abrir nuevamente la purga del Tanque de Depósito de Reserva para verificar, con el dato de placa de la presión de encendido del compresor, la correcta operación del switch 63 CM. Es decir, al descender la presión hasta 18,1 Kg/cm ² deberá encender el compresor. Debe estar muy atento al momento en que opera el compresor; es decir, al llegar a la presión de 18,1 kg/cm ² . Cerrar la purga del tanque de depósito de reserva e iniciar el trabajo de recalibración del switch 63 CM. En el perno hexagonal de calibración del switch 63CM, al estar la presión en el manómetro indicando 18.1 kg/cm2, se proceda a ROTAR este perno hexagonal MUY LENTAMENTE (en sentido de cierre del resorte del contacto tipo "u" si es que queremos aumentar la presión de seteo o en el sentido de apertura, si queremos disminuir la presión del seteo) hasta que ARRANQUE EL COMPRESOR. EQUIPO: (1) Juego de llaves hexagonales (1)Multímetro digital Fluke		
6	El proceso descrito en el ítem anterior, también se puede hacer con el compresor deshabilitado, únicamente reemplazando el arranque del compresor, con la señal de tensión que se obtenga en los terminales del switch 63 CM (0 Voltios AC =>CERRADO (arranca el compresor) o 480 Voltios AC => ABIERTO(apaga el compresor)).		
7	Terminada la recalibración de todos los switches del disyuntor, y normalizada la "posición" a la que pertenece el disyuntor (seccionadores y disyuntor cerrados), limpiar todas las zonas de trabajo, guardar y almacenar los equipos y herramientas empleadas en el procedimiento de mantenimiento descrito y registrar los valores en los que quedan seteados los switches de presión del disyuntor para mantener un registro de la hoja de vida del mismo; la misma que será de mucha ayuda en el próximo período de mantenimiento.		
8			

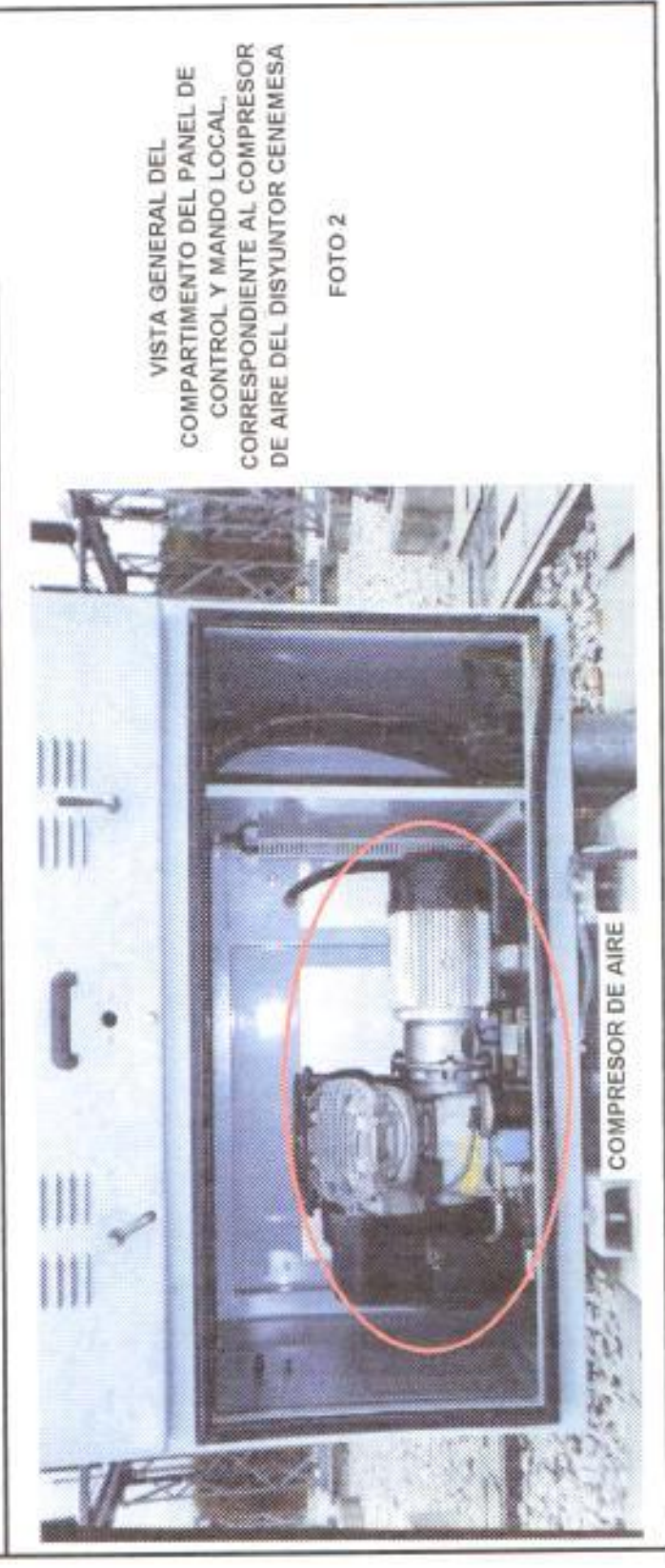
<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION BAJA PRESION DE GAS SF₆ (POLO A) DISYUNTOR CENEMESA 230 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 230 KV.) POSICION TRINITARIA 2</p>	<p>HOJA: 1 5</p> <p>PROCEDIMIENTO: LPSF₆-52-CEN/2</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
---	--

SECUENCIA DE PROCESOS



<p>HOJA: 2 5</p> <p>PROCEDIMIENTO: LPSF₆-52-CEN/2</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION BAJA PRESION DE GAS SF₆ (POLO A) DISYUNTOR CENEMESA 230 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 230 KV.) POSICION TRINITARIA 2</p>
---	--

SECUENCIA DE PROCESOS

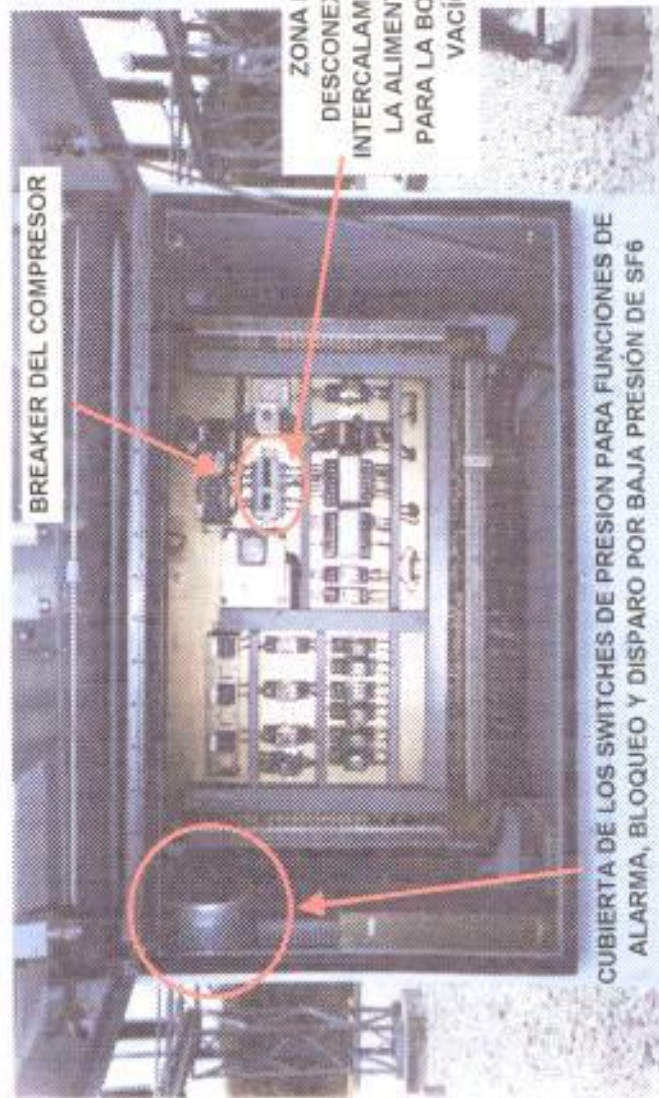


VISTA GENERAL DEL
COMPARTIMENTO DEL PANEL DE
CONTROL Y MANDO LOCAL,
CORRESPONDIENTE AL COMPRESOR
DE AIRE DEL DISYUNTOR CENEMESA

FOTO 2

<p>HOJA: 3 5</p> <p>PROCEDIMIENTO: LPSF₆-52-CEN/2</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION BAJA PRESION DE GAS SF₆ (POLO A) DISYUNTOR CENEMESA 230 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 230 KV.) POSICION TRINITARIA 2</p>
---	--

SECUENCIA DE PROCESOS



VISTA GENERAL DEL
PANEL DE MANDO Y
CONTROL LOCAL DEL
DISYUNTOR

PROCESO 1

FOTO 3

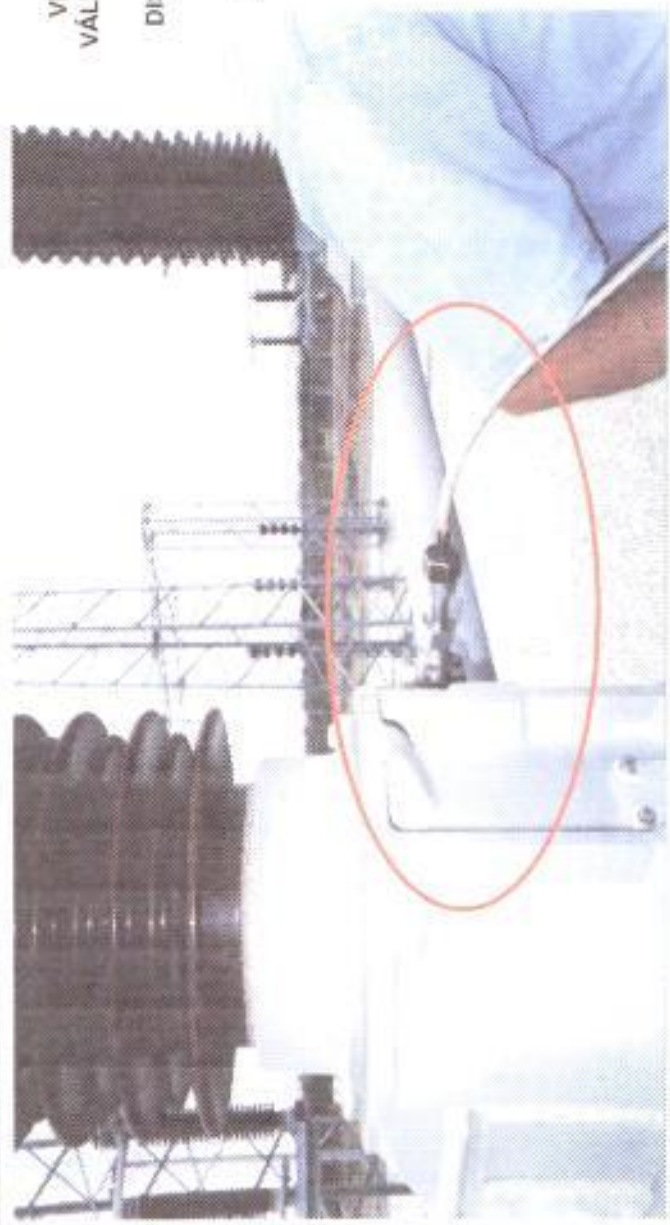
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 4 5
PARA: CORRECCION BAJA PRESION DE GAS SF ₆ (POLO A) DISYUNTOR CENEMESA 230 KV.		PROCEDIMIENTO: LPSF ₆ -52-CEN/2
LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 230 KV.) POSICION TRINITARIA 2		ACTIVIDAD:
		REALIZADO:
		AÑO: 2000

SECUENCIA DE PROCESOS



	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION BAJA PRESION DE GAS SF₆ (POLO A) DISYUNTOR CENEMESA 230 KV. S/E PASCUALES (PATIO DE 230 KV.) POSICION LOCALIZACION: TRINITARIA 2</p>	<p>HOJA: 5 5</p> <p>PROCEDIMIENTO: LPSF₆-52-CEN/2</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	---	---

SECUENCIA DE PROCESOS



VISTA MAXIMIZADA DE UNA
VÁLVULA DE INYECCIÓN DE GAS
SF₆ COMUN EN LOS
DISYUNTORES TIPO POSTE O
PEDESTAL

SUBESTACIONES ZONA
OCCIDENTAL
TRANSELECTRIC S.A.

FOTO 5

A N E X O S C A S O 1

1. **MATERIALES Y EQUIPOS A EMPLEAR**

- (2) Llaves de expansión
- (1) Llave de Tubo
- (2) Brochas y (1) Recipiente con agua jabonosa
- Cinta aislante Destornilladores planos (largos, finos y gruesos; con cubierta aislante)
- (1) Manómetro Regulador, a conectar en la Botella que contiene el Gas SF₆
- (1) Bomba de Vacío
- Llaves de BOCA y de CORONA
- Cables (480 Voltios) para la conexión de la Bomba de Vacío
- (1) Botella de GAS SF₆ con la presión necesaria para realizar la inyección en el equipo primario o Disyuntor.
- (2) Mangueras para la inyección del GAS SF₆ desde la Botella hacia el Disyuntor (longitud recomendada 1.5 mts. a 2 mts.)

2. **CARACTERISTICAS BASICAS DE LOS EQUIPO Y ACCESORIOS EMPLEADOS**

♦ CARACTERISTICAS (Manguera opcional):

Marca: SYNFLEX 3130-04

Tipo: SAE 100 R7
 Espesor: ¼" (una cuarta de pulgada)
 Resistencia: 3000 PSI o 207 BAR

♦ CARACTERISTICAS (Bomba de vacío opcional):

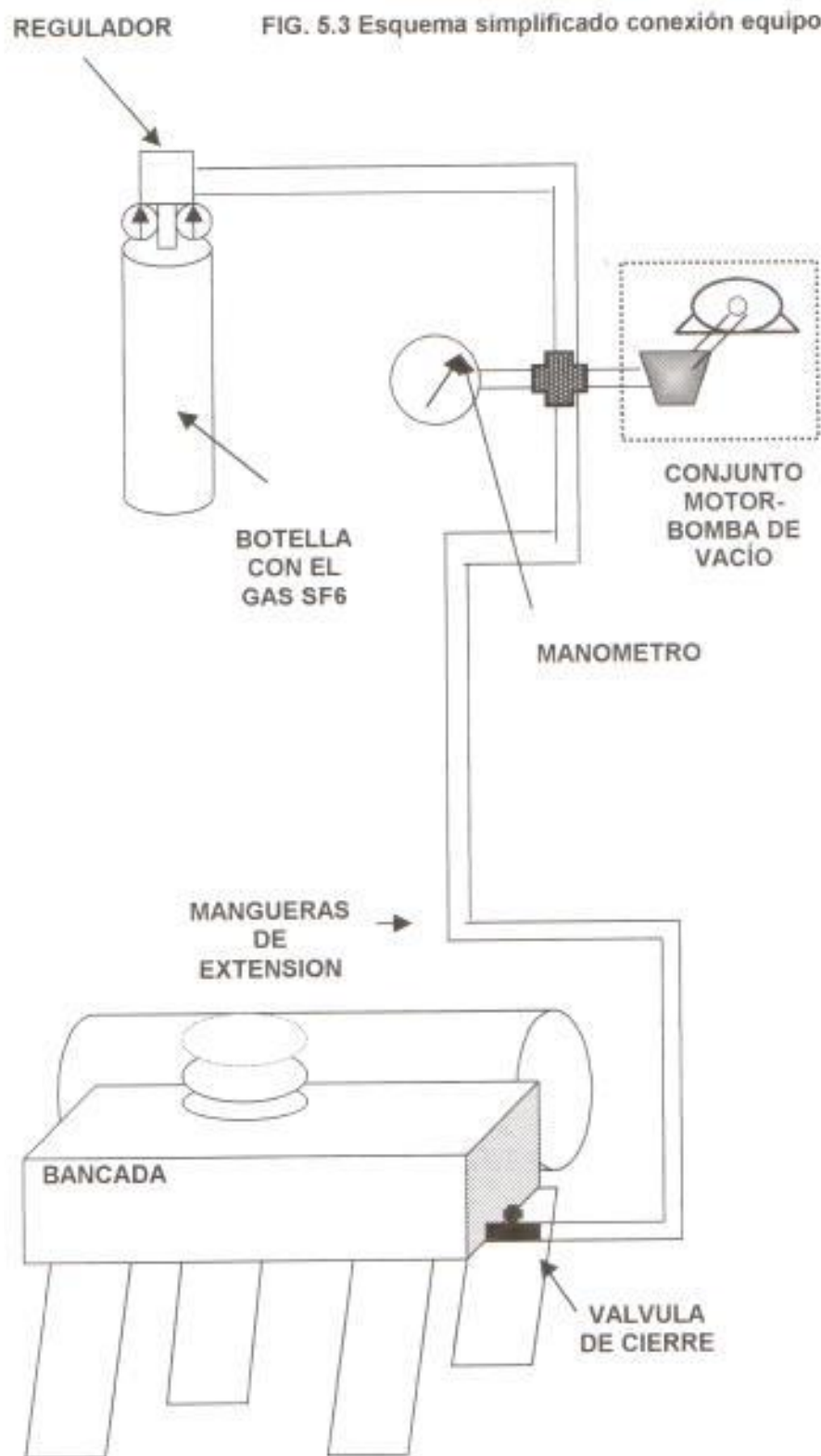
Datos de la Bomba de Vacío

Identificación: OIL ROTARY PUMP
 Modelo: D-330
 Origen: Tokio - Japón
 Revoluciones: 1200 RPM
 Capacidad de aceite: 1,5 litros
 Potencia (motor): 0,75 KW

Datos del Motor

Identificación: MITSUBISHI SUPER LINE
 Tipo: 4 polos SV-F Temperatura ambiente: 40°C
 Voltaje: 480 voltios No. de serie: JIS C 4004
 Amperaje: 1,7 amp.
 Clase de aislamiento: C
 Frecuencia: 60 Hz
 Revoluciones: 1710 RPM
 Peso: 13.5 Kg
 Frame: 80

FIG. 5.3 Esquema simplificado conexión equipos CASO 1



Del proceso anterior se obtuvieron los siguientes datos:

	Datos de calibración luego de corrección de fuga (Kg/cm ²)	Datos de placa (Kg/cm ²)
ARRANQUE	18.1	18.0
PARADA	18.5	18.2

TABLA 5.1 Resultados de la recalibración de los microswitches de presión CASO 1

C A S O 2

SUBESTACION ELECTRICA: PASCUALES (PATIO 138 KV.)

EQUIPO: DISYUNTOR MITSUBISHI

PROBLEMA: FUGA DE AIRE (PERDIDA DE PRESION DE AIRE PARA OPERACIONES DE APERTURA Y CIERRE DEL DISYUNTOR)

INFORMACION Y CONDICIONES INICIALES

El problema que se cita, se puede presentar en las subestaciones eléctricas que tengan disyuntores (interruptores automáticos de potencia), con características similares tanto mecánicas como en su

nivel de tensión de operación, a las del descrito en este caso (ver datos de placa posteriormente)

Dependiendo de la "POSICIÓN" en la que se efectúe este tipo de mantenimiento, se deberán efectuar paralelamente las MANIOBRAS operacionales (transferencia, "bypass", deshabilitación temporal, etc.), necesarias para garantizar la seguridad del personal de mantenimiento, así como la obtención de resultados eficientes en el trabajo a realizar.

DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El problema de fuga de aire, en un disyuntor con sistema de aire comprimido, puede ser detectado fácilmente, gracias al análisis estadístico de la información obtenida diariamente (cada 2 horas en el día) de los valores de presión de aire y de Gas SF₆ (en el caso de tratarse de un disyuntor con aislamiento en gas); así como del número de operaciones del compresor de los disyuntores presentes en las subestaciones eléctricas, por parte de los OPERADORES de la subestación; los mismos que visualizarán más rápidamente el problema en caso de presentarse, mediante la observación de los datos antes mencionados acumulados desde días anteriores e

incluso del mismo día en que se inicia la sospecha de una posible fuga en el disyuntor.

Es lógico también, que se puede establecer la hipótesis de una posible fuga de aire o Gas, si es que en la sala de control se presenta la señalización de la alarma de BAJA PRESION DE AIRE o BAJA PRESION DE GAS; identificando el disyuntor problema (identificación numérica y nivel de tensión; es decir patio en el que se localiza). También se analiza la presencia de una posible fuga estudiando el número de operaciones diarias del compresor de determinado disyuntor; comparando las operaciones normales que se presentan en el transcurso del día por los cambios de temperatura ambiente, con el número de operaciones que se hayan realizado en el equipo primario en mención, el día del análisis; si es que el número de **operaciones diarias del Compresor supera las 10 operaciones**, entonces se puede establecer que existe la posibilidad de una fuga en el sistema de aire comprimido.

Como en todo proceso de Mantenimiento, primero se establecen los materiales (herramientas, accesorios y equipos) que se emplearán, con la finalidad de ganar tiempo e incrementar la eficiencia del trabajo bajo una organización correcta:

1. MATERIALES EMPLEADOS

- Caja de Herramientas FACOM (Herramientas en General)
- Rache con dados (de toda numeración)
- Llaves de BOCA y CORONA, en especial No. 17 y 19
- Cepillos con cerdas de Bronce
- Llaves expansivas pequeñas (6")
- Destornilladores Planos (Finos y Pequeños)
- Tela Pañal
- Tijeras para cortar Cartón
- EMPAQUES de Papel Victoria (espesor variable)
- Lija de Metal fina (lija de agua)
- Agua Jabonosa y Brocha
- Productos Químicos:
 - Limpiador Multipropósito (ALL PURPOSE CLEANER)
 - Penetrante (PENETRANT LUBRICANT)

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

El procedimiento que se debe seguir, con la finalidad de superar este problema, presente en este tipo particular de Interruptor Automático de Potencia (Disyuntor Mitsubishi en SF₆) es el siguiente:

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 6
	PARA: CORRECCION FUGA DE AIRE (PERDIDA DE PRESION DE AIRE PARA OPERACIÓN DE CIERRE Y APERTURA) DISYUNTOR MITSUBISHI SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO: LPAIRE-MITS-52/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
1	MEDIDAS DE SEGURIDAD El disyuntor debe encontrarse en posición "ABIERTO", es decir, desenergizado; con su operación remota bloqueada. Además, los seccionadores respectivos a la posición en la que opera el disyuntor, deberán estar "abiertos" y bloqueada su operación remota.		
1	PROCEDIMIENTO Identificar los switches o contactos que se encuentran en el Panel Local del Disyuntor correspondientes a: <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Señal de encendido del Compresor 63AG <input type="checkbox"/> Señal de Alarma por Baja Presión de Aire 63AA <input type="checkbox"/> Señal de Disparo por Baja Presión de Aire 63AC 		
2	Chequear el seteo de los switches anteriormente mencionados, de acuerdo a los datos de placa del Disyuntor.		

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 6 PROCEDIMIENTO: LPAIRE-MITS-52/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
3	Abrir la PURGA del tanque de almacenamiento de aire comprimido, hasta que la presión en el manómetro indicador de presión de aire del disyuntor, vaya descendiendo; y verificar cada una de las operaciones de los switches (arranque del compresor, alarma y disparo, mediante la observación del cierre de los CONTACTOS en estos switches) EQUIPO: (1) Multímetro FLUKE (*) Destornilladores planos delgados, largos y aislados		
4	Observar la trayectoria aproximada que describe generalmente la aguja indicadora del Manómetro mientras se realiza el punto anterior. (VER GRAFICOS No.1)		
5	Chequeados los puntos anteriores, se procede a liberar TODO el aire almacenado en el tanque, abriendo por completo la purga (válvula localizada en la parte inferior del tanque de almacenamiento de aire comprimido) para poder dar inicio a la corrección de la fuga		
6	Generalmente y por estadística de la información obtenida de las hojas de vida de estos Equipos Primarios, se ha logrado establecer que la ZONA de conflicto; ES DECIR, donde generalmente se presenta el punto de Fuga de Aire es en la unión del sistema de PISTON PRINCIPAL con el Cuerpo del Disyuntor, que se muestra en la FOTO adjunta, ya que en este punto se ubica un Empaque de Caucho con revestimiento interno de una malla metálica y que con el pasar del tiempo y debido al número de operaciones se tiende a deformar, hasta llegarse a construir pequeños canales que impiden una correcta unión y por ende un correcto sellado. En la FOTO, también se indican los pernos que hay que "soltar", así como los "elementos" que hay que desmontar. (VER GRAFICO No.2)		

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 3 6 PROCEDIMIENTO: LPAIRE-MITS-52/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
6.a	<p>CORRECCION FUGA DE AIRE (PERDIDA DE PRESION DE AIRE PARA OPERACIÓN DE CIERRE Y APERTURA) DISYUNTOR MITSUBISHI SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 138 KV.)</p> <p><i>Se debe tener mucho cuidado con la energía potencial mecánica que permanece en el mecanismo del disyuntor (resorte de accionamiento del pistón), por lo que se debe trabajar cuidadosamente, sin tener contacto en especial, con el accionamiento mecánico (pequeño pulsador) de las bobinas de apertura y cierre</i></p>		
7	<p>Una vez desmontados los "elementos" (canastilla, pasador brazo transmisor de movimiento), proceder a retirar el empaque del canal, lo cual se lo debe efectuar con mucho cuidado para evitar una daño mayor en los bordes o periferia del mismo, que en lugar de ayudar puede provocar un incremento perjudicial de la fuga. Lo anterior se debe realizar empleando los destornilladores finos y planos como palanca, recomendándose introducirlos lo más profundo posible entre el borde del empaque y el canal para evitar un daño en el filo del borde del empaque.</p> <p>EQUIPO: (1) Rache con dados No.17 y 19 (4) Llaves de BOCA y CORONA, en especial No. 17 y 19 (2) Llaves expansivas pequeñas (6") (*) Destornilladores Planos (Finos y Pequeños)</p>		
8	<p>Cuando se haya retirado el empaque, continuar con la limpieza del "elemento" desmontado (cámara de descarga del resorte y soplo de aire "PLUFFER"/ válvula piloto) que se conecta con la extensión de tubería que se une al tanque de almacenamiento de aire comprimido; retirando las impurezas acumuladas en el canal de los pequeños empaques que se encuentran aquí, las que pueden ser formaciones de óxido EQUIPO: (*) Cepillo de cerdas de Bronce (*) tela pañal humedecida en Alcohol</p>		
8.1	<p>Se debe tener mucho cuidado al realizar la limpieza mencionada del "elemento", ya que en el sector de acople con la tubería que conecta al tanque de almacenamiento de aire comprimido no deben ingresar impurezas a esta cámara, ya que pueden incrementar al máximo el desgaste en el momento del desplazamiento del conjunto PISTON RESORTE en el punto o zona de unión interior del disyuntor.</p>		

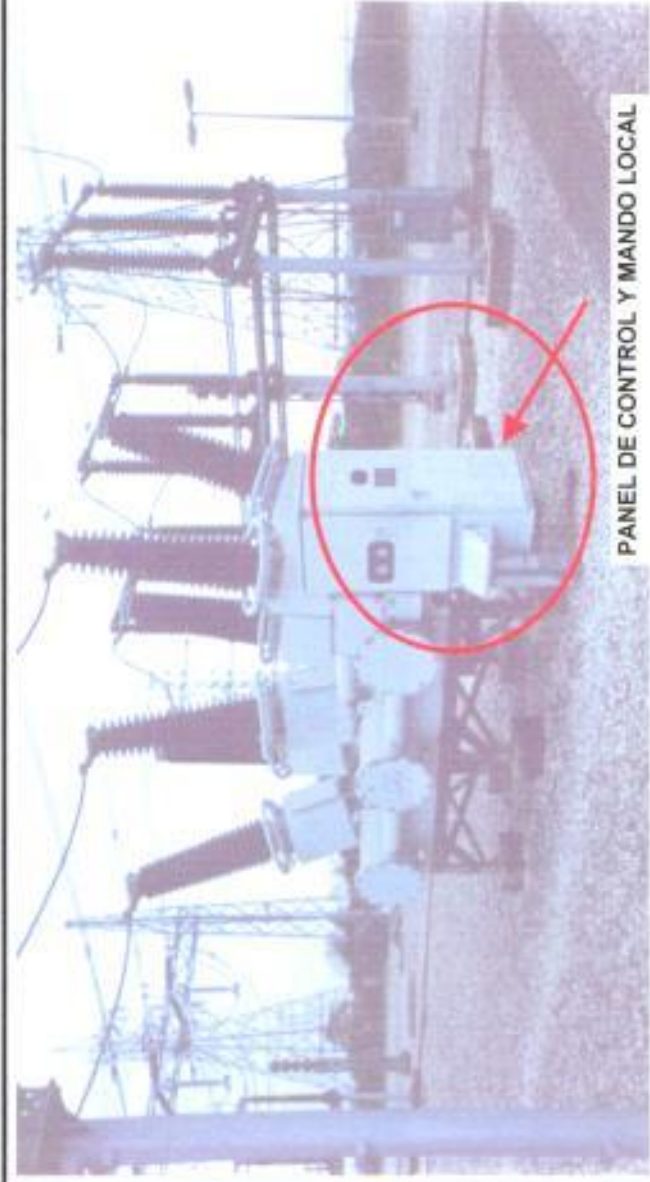
	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 4 6 PROCEDIMIENTO: LPAIRE-MITS-52/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
8.2	Colocar el EMPAQUE DE COMPENSACION de papel victoria en la ranura o canal correspondiente al lugar donde lo ubica el empaque problema (base de válvula piloto). Recubrir con SILICON ROJO las caras del empaque de papel victoria antes de colocarlo en el canal; primero en la cara posterior, fijarlo y luego colocar el mismo tipo de SILICON en la cara posterior del empaque problema que se unirá con la cara frontal del empaque de papel victoria. EQUIPO: (*) Tela Pañal (1) Tijeras para cortar Cartón (*) EMPAQUES de Papel Victoria (espesor variable) (*) Lija de Metal fina (lija de agua) (*) Productos Químicos: Limpiador Multipropósito (ALL PURPOSE CLEANER) Penetrante (PENETRANT LUBRICANT) Silicone ROJO (*) Alcohol			
9	Limpiar con alcohol tanto el empaque colocado, así como la unión (ya limpia) del tubo que une la válvula piloto con el tanque de almacenamiento de aire.			
10	Colocar SILICON ROJO a los 2 empaques delgados que contiene la unión descrita en el punto 4 y se limpian las superficies con tela pañal humedecida con alcohol.			
11	MONTAJE			
11.a	Primero colocar centrándose o cuadrándose la válvula piloto con unos 2 a 3 pernos sin olvidar la SOMBRILLA que también se desmontó.			

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 5 6 PROCEDIMIENTO: LPAIRE-MITS-52/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
11.b	Proceder a "apretar" los pernos o tornillos correspondientes a la unión con la tubería que se dirige al tanque de almacenamiento de aire comprimido para que así se "cuadren" o alinien lo 4 pernos principales. EQUIPO: (1) Rache con dados No.17 y 19 (4) Llaves de BOCA y CORONA, en especial No. 17 y 19 (2) Llaves expansivas pequeñas (6") (*) Destornilladores Planos (Finos y Pequeños)			
11.c	Sujetar los 4 pernos principales firme y equilibradamente. EQUIPO: (1) Rache con dados No.17 y 19 (4) Llaves de BOCA y CORONA, en especial No. 17 y 19 (2) Llaves expansivas pequeñas (6") (*) Destornilladores Planos (Finos y Pequeños)			
11.d	Colocar los pasadores que sujetan al "PIN" que une las dos partes del brazo y el codo, lo que se indica en la FOTO. EQUIPO: (1) Rache con dados No.17 y 19 (4) Llaves de BOCA y CORONA, en especial No. 17 y 19 (2) Llaves expansivas pequeñas (6") (*) Destornilladores Planos (Finos y Pequeños)			
11.e	Colocar la cañería que lleva la señal de la presión de aire de la "CAMARA DEL RESORTE" hacia el medidor de presión de aire y el switch 63AA y 63AC.			
12	PRUEBAS DE VERIFICACION			
12.1	Cerrar totalmente la llave para la PURGA del tanque de almacenamiento de aire comprimido.			
12.2	Controlar el tiempo de llenado del tanque y por ende de operación del compresor; además de verificar si es que persiste la fuga de aire mediante el uso de agua jabonosa en la zona trabajada. Generalmente se puede obtener un tiempo de 41' 35" desde presión 0 hasta alcanzar los 15.4 Kg/cm ² . EQUIPO: (*) Brochas (*) Agua Jabonosa (*) Reloj			

ITEM	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION FUGA DE AIRE (PERDIDA DE PRESION DE AIRE PARA OPERACION DE CIERRE Y APERTURA) DISYUNTOR MITSUBISHI SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 138 KV.)</p>	<p>HOJA: 6 6</p> <p>PROCEDIMIENTO: LPAIRE-MITS-52/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>		PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
12.3	<p>Chequear, de acuerdo a la presión que marca el manómetro de presión de aire del disyuntor, los valores a los cuales SE REPONEN los Switches (SWITCH OFF PRESSURE), observando el instante en que se abre sus contactos y tomando la lectura del Manómetro. Lo anterior se lo realiza conociendo los datos de placa del disyuntor: EQUIPO: (1) Multímetro FLUKE (*) Destornilladores planos delgados, largos y aislados</p>					
13	<p>Una vez seteados los switches, es recomendable realizar operaciones de cierre y apertura del disyuntor, para que en el momento de la operación, el esfuerzo neumático presente "ACOMODE" al empaque de compensación colocado, con el original de la base de la válvula piloto del disyuntor. Por experiencia, esta acción es de mucha ayuda, ya que permite la firme unión entre los empaques, así como una rápida localización de fugas por mal contacto o sellado de la corrección realizada</p>					

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION FUGA DE AIRE (PERDIDA DE PRESION DE AIRE PARA OPERACIÓN DE CIERRE Y APERTURA) DISYUNTOR MITSUBISHI SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 138 KV.)</p>	<p>HOJA: 1 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: LPAIRE-MITS-52/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	---	---

SECUENCIA DE PROCESOS



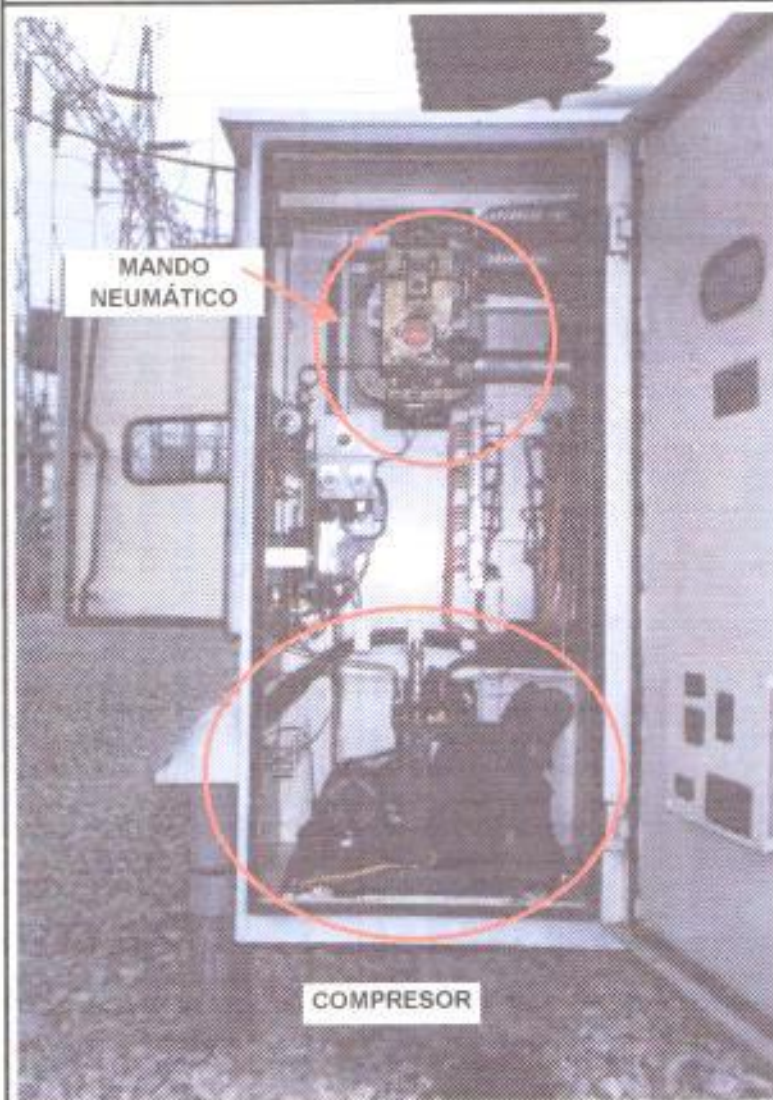
PANEL DE CONTROL Y MANDO LOCAL

**VISTA GENERAL DEL
DISYUNTOR MITSUBISHI
138 KV
S/E PASCUALES**

FOTO 1

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION FUGA DE AIRE (PERDIDA DE PRESION DE AIRE PARA OPERACIÓN DE CIERRE Y APERTURA) DISYUNTOR MITSUBISHI SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 138 KV.)</p>	<p>HOJA: 2 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: LPAIRE-MITS-52/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	--	--

SECUENCIA DE PROCESOS

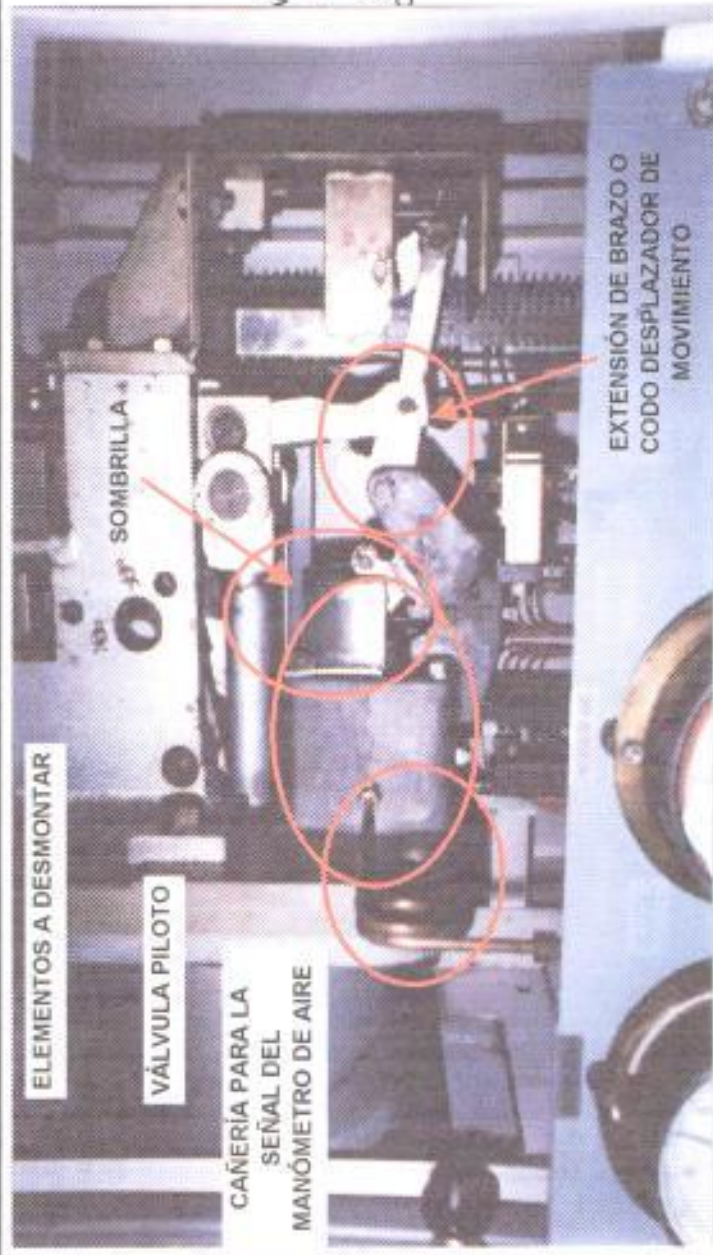


VISTA DEL PANEL DE CONTROL Y MANDO DEL DISYUNTOR MITSUBISHI 138 KV S/E PASCUALES

FOTO 2

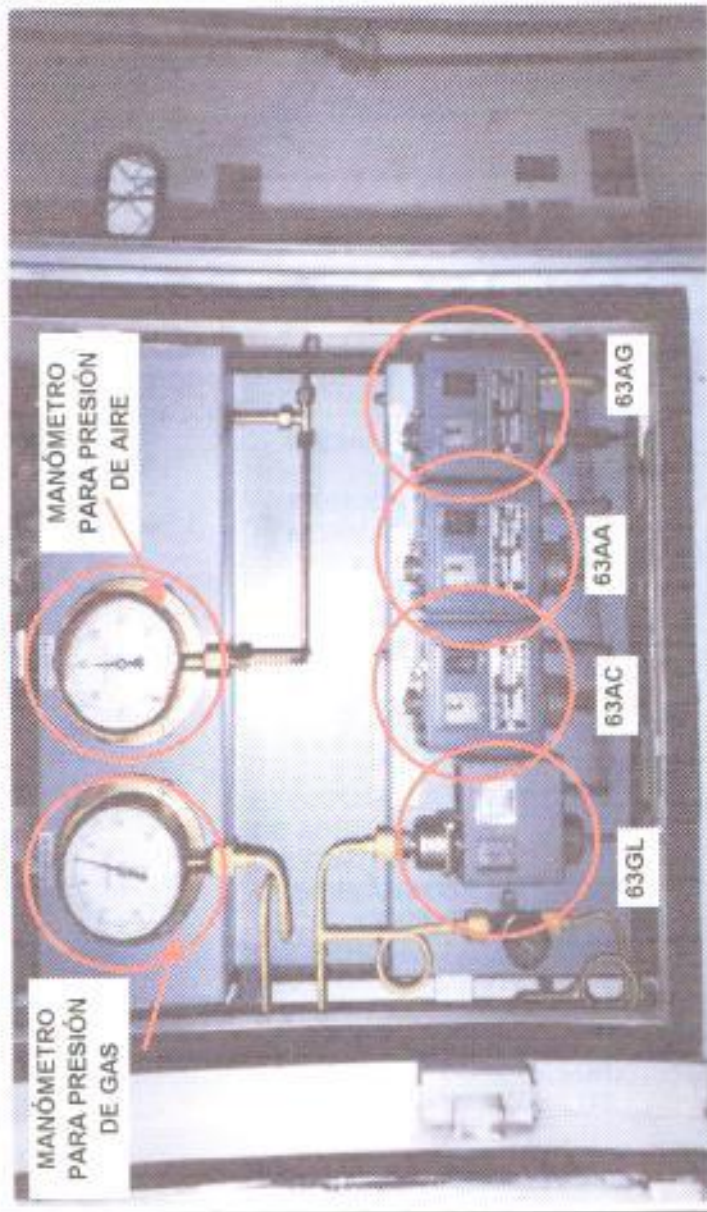
	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>CORRECCION FUGA DE AIRE (PERDIDA DE PRESION DE AIRE PARA OPERACIÓN DE CIERRE Y APERTURA) DISYUNTOR MITSUBISHI SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 138 KV.)</p>	<p>HOJA: 3 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: LPAIRE-MITS-52/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	--	--

SECUENCIA DE PROCESOS



<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>HOJA: 4 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: LPAIRE-MITS-52/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>	<p>CORRECCION FUGA DE AIRE (PERDIDA DE PRESION DE AIRE PARA OPERACIÓN DE CIERRE Y APERTURA) DISYUNTOR MITSUBISHI SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES (PATIO DE 138 KV.)</p>
--	--

SECUENCIA DE PROCESOS



DEFINICION DE LOS SWITCHES

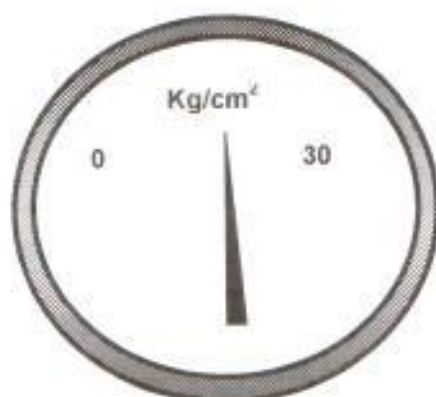
- 63AG arranque de compresor
- 63AA alarma baja presión de aire
- 63AC bloqueo baja presión de aire
- 63GL alarma y disparo baja presión de gas.

VISTA GENERAL DE LOS SWITCHES DEL DISYUNTOR MITSUBISHI 138 KV

S/E PASCUALES

FOTO 4

FIG. 5.4 Vista general simplificada de el cambio en las lecturas de los manómetros CASO 2



MANÓMETRO QUE INDICA PRESION DE AIRE DEL DISYUNTOR



INICIALMENTE

PRESION DE AIRE NORMAL A LA QUE SE ENCUENTRA EL DISYUNTOR DESCRITO



EFFECTUAR LA OPERACIÓN DE APERTURA DEL DISYUNTOR OBSERVÁNDOSE UN DECREMENTO EN LA PRESION DE APROXIMADAMENTE 0.8 Kg/cm², Y AL LLEGAR A LA PRESION DE 14,6 Kg/cm² ARRANCA EL COMPRESOR; ES DECIR SE CIERRAN LOS CONTACTOS DEL SWITCH 63 AG.



ACCIONAMIENTO
DEL CONTACTO
DEL SWITCH 63AA



ACCIONAMIENTO
DEL CONTACTO
DEL SWITCH 63AC

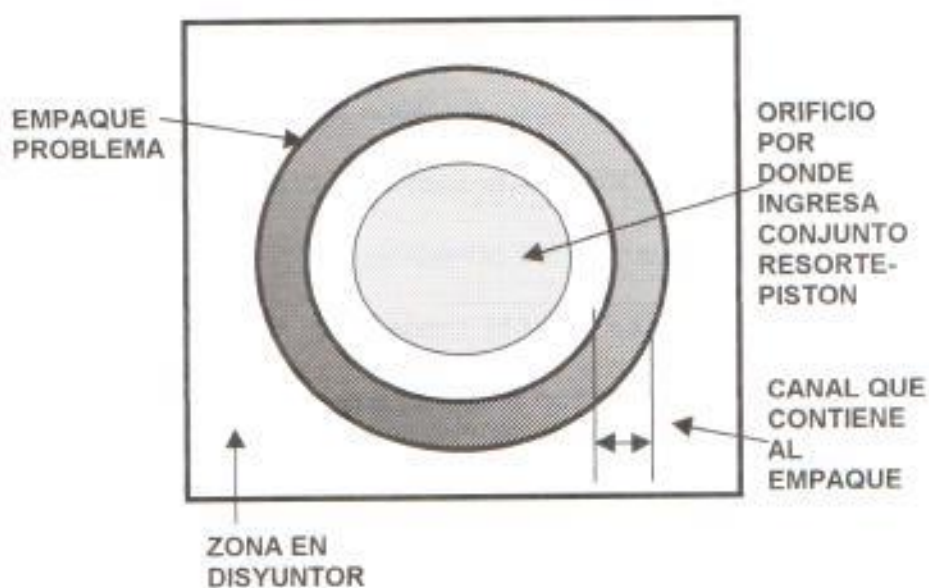


FIG. 5.5 Esquema simplificado de los manómetros y del empaque a reemplazar CASO 2

SWITCH	Datos de placa (Kg/cm ²)	Datos de la calibración luego de la corrección de la fuga (Kg/cm ²)
63AC	13	13
63AA	14	14
63AG	15.5	15.4

**TABLA 5.2 Valores de la recalibración de los switches de presión
después de haberse corregido la fuga CASO 2**

A N A L I S I S C A S O 2

Lo recomendable es realizar **DOS OPERACIONES DE PRUEBA**; es decir apertura-cierre, apertura-cierre; dejándose el interruptor en el estado en que se lo haya recibido (abierto o cerrado).

Se debe comprobar (dependiendo del esquema de control) que al reponerse la señal de disparo (**63AC**) se energiza el contactor **63CLX** que da permiso para poder operar el disyuntor.

Cabe indicar que cuando la presión es de aproximadamente **7 Kg/cm²** en el proceso de llenado del tanque de almacenamiento de aire comprimido con el compresor encendido, se puede realizar una operación de **APERTURA** del disyuntor, a pesar que en dato de placa se tiene que la **PRESION MINIMA DE OPERACION** es de **12 Kg/cm²**.

CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES ADICIONALES

- A) Un dato muy importante es saber que cantidad de aire se consume en una operación de apertura de un disyuntor de este tipo; una vez que se han repuesto todas las alarmas y se haya obtenido las presiones de operación, se debe operar el disyuntor LOCALMENTE, seleccionando en el tablero de control del mismo la POSICION LOCAL y presionando el botón de APERTURA. Si se observa el manómetro se puede determinar que se consume aproximadamente 0.8 Kg/cm^2 ya que la presión descendió de 15.4 a 14.6 Kg/cm^2 y se enciende el compresor automáticamente.
- B) Si es que la FUGA PERSISTE, se procederá a desmontar TODO otra vez, siguiendo el mismo esquema descrito; centrándose la inspección en el estado del empaque problema y de los empaques delgados del "elemento" de acople o contención del conjunto resorte-pistón.
- C) Generalmente, debido al estado de los canales y ranuras que se forman en el empaque problema, ante la acción del pequeño resorte-pistón, se debe proceder a colocar otro empaque de papel victoria para la compensación; pero esta vez *SIN SILICON ROJO* ya que por experiencias anteriores este ha producido problemas.

D) Nuevamente, se procede al montaje y se arranca el compresor tomando el tiempo de llenado o normalización de presión de operación (aproximadamente se ha tenido siempre 41 minutos).

N O T A : Lo que se logra al realizar el procedimiento anterior, es brindar una solución **RAPIDA** y relativamente **CONFIABLE** al problema; ya que una solución definitiva y exacta sería cambiar el empaque problema por uno totalmente nuevo (diseñado en Ecuador) o importado desde la casa fabricante del equipo Primario.

Durante los primeros indicios de fugas en los disyuntores **MITSUBISHI**, se solicitó la ayuda de técnicos Japoneses de la casa Mitsubishi, pero no dio resultado, ya que los materiales que se emplean en la industria ecuatoriana, no cumplen los requisitos de diseño y resistencia que el empaque que proviene del disyuntor; por lo tanto este tipo de solución sería demasiado costosa y no se justificaría su inversión.

La compensación ha sido un proceso que se ha venido realizando cuando se han presentado estos problemas, y ha dado resultados muy buenos; a tal punto que en aquellos disyuntores en los que se

ha realizado esta compensación, hasta la realización de este trabajo de investigación, NO SE HAN PRESENTADO NUEVAS FUGAS .

C A S O 3

SUBESTACION ELECTRICA: **MACHALA / STA. ELENA /**
POSORJA (PATIO 138 KV.)

EQUIPO: DISYUNTOR ASEA

PROBLEMA: CORRECCION DE FUGAS DE GAS (SF₆)
(CAMBIO DE EMPAQUES)

INFORMACION PRELIMINAR

Los disyuntores marca ASEA (dispositivos de interrupción tipo COLUMNA), localizados en las S/E's Machala, Sta. Elena y Posorja; han presentado durante el transcurso de este año (2000), un descenso en la presión de GAS SF₆ que constituye su elemento dieléctrico o aislante; debido fundamentalmente a la presencia de un deterioro, en crecimiento gradual, de todos los empaques presentes entre sus cuerpos constitutivos .

Además de lo anteriormente citado, se tiene que el tiempo de vida en operación de estos equipos, y el número de operaciones que han realizado; constituyeron aspectos fundamentales para la determinación de la necesidad de proceder a la sustitución, reajuste y limpieza total de los elementos que conforman estos equipos.

Por lo tanto, se establece el siguiente *PROCEDIMIENTO de MANTENIMIENTO CORRECTIVO* a realizarse en cada disyuntor ASEA existente en las diferentes S/E de nuestro Sistema Nacional Interconectado, y que posea la misma Capacidad y características técnicas mencionadas a continuación:

D A T O S D E P L A C A

- *Disyuntor en SF₆*

Tipo HPL con un (1) Dispositivo de Operación Tipo
BLG 1002 (dispositivo motorizado para la
compresión del resorte de operación)

- *Valores Funcionales y Operacionales*

Tiempo de Cierre	máx. 90 mseg.
------------------	---------------

Tiempo de apertura Bobina I	21 ± 2 mseg.
Tiempo de apertura Bobina II	22 ± 3 mseg.
Tiempo ON – OFF ***	máx. 60 mseg.

Resistencia del circuito principal a través de la unidad de ruptura:

máx. 50 micro ohmios con una corriente del rango de 2500 AMP

máx. 44 micro ohmios con una corriente del rango de 3150 AMP

*** *Tiempo ON – OFF, quiere decir, el tiempo durante el cual los contactos están cerrados, en una operación de cierre, al conectarse el impulso de disparo, simultáneamente mediante los contactos auxiliares.*

INSPECCIONES Y PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO

Luego de analizar los siguientes cuadros informativos, se procederá a explicar detallada y secuencialmente, el procedimiento a seguir para realizar la corrección de fugas de Gas SF₆ mediante el cambio respectivo de los empaques "O-RING" defectuosos:

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO	HOJA: 1 3 PROCEDIMIENTO: PREV-52/ASEA ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	
1	Para mantener su buen funcionamiento durante un LARGO TIEMPO, el interruptor deberá ser inspeccionado a intervalos regulares y, si fuere necesario, deberá LIMPIARSE, LUBRICARSE y REVISARSE	
2	Dado que las condiciones de OPERACIÓN - TASA DE OPERACIÓN - CORRIENTE DE RUPTURA - CLIMA, pueden variar para distintos interruptores, resulta difícil facilitar instrucciones definitivas acerca de los intervalos de inspección y de la amplitud del mantenimiento. Por consiguiente, se recomiendan los siguientes intervalos teniendo en cuenta, que los intervalos más cortos son válidos para interruptores que operan bajo condiciones ARDUAS; en un clima Tropical o en un ambiente contaminado o alternativamente muy húmedo; y el intervalo LARGO, es válido para interruptores que operen bajo condiciones ligeras y en un clima templado	
3	VIDA UTIL DEL INTERRUPTOR: MUY LARGA	
3.1	PUNTOS QUE ASEGURAN UNA VIDA UTIL:	
3.1.1	Desgaste o Quemado CONTROLADO y PEQUEÑO de los contactos ante la formación del arco	
3.1.2	Agente Secante: que se encuentra suministrado en cada elemento de interrupción; y que dura, como mínimo, toda la vida útil del interruptor	
3.1.3	Los rodamientos del espacio llenado con GAS (SF6), no exigen mantenimiento	
3.1.4	La ESTANQUEIDAD o SELLADO, se logra mediante JUNTAS DOBLES de ANILLOS "O" (empaques O-RING)	

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO	HOJA: 2 3 PROCEDIMIENTO: PREV-52/ASEA ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	
4	LA CAUSA PRINCIPAL, PARA ABRIR UN ELEMENTO DE INTERRUPCION, ES LA SOSPECHA DE CONTACTOS DE ARCO MUY QUEMADOS, FUGAS COMPROBADAS O FALLO MECANICO COMPROBADO	
5	Cabe indicar, que los dispositivos indicadores de presión, o manómetros, son del tipo MANODENSOTATO (con compensador de temperatura)	
6	LUBRICACION	
6.1	Los rodamientos del interruptor y el dispositivo de operación se lubrican con: GRASA E	
6.2	Cojinetes lisos, Palancas, articulaciones, engranajes se lubrican con: GRASA E a intervalos regulares	
6.3	Dientes de engranaje se lubrican con GRASA G (capa fina aplicada con brocha)	

	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: INSPECCION Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO GENERAL DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)</p>	<p>HOJA: 3 3</p> <p>PROCEDIMIENTO: PREV-52/ASEA</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	TRABAJOS E INSPECCIONES A REALIZAR	
A	<p>Examen visual del estado del interruptor y verificación de la presión del GAS, aisladores y dispositivos de operación y elementos de calefacción. Si fueran necesarias la lubricación y la limpieza. El interruptor se PRUEBA unas pocas veces. ** En la primera inspección se apretan o reaseguran los empalmes de tornillos del interruptor y del dispositivo de operación. También se apretarán de nuevo los empalmes del cableado de los bloques de bornes del dispositivo de operación. No es preciso repetir este reajuste, salvo después de revisiones de mayor importancia PERSONAL (1) Electromecánico (1) Ingeniero Eléctrico * Personal extra para limpieza</p>	
B	<p>El punto (B) más: la retirada de los cierres de inspección, con el fin de que queden accesibles todas las piezas del dispositivo para efectos de limpieza (los cuerpos de porcelana que componen al interruptor son del tipo IMPERMEABLES AL LAVADO), protección contra corrosión y lubricación. Comprobación del nivel de aceite en los amortiguadores. Si fuera preciso, retocar la pintura. Comprobar que los valores funcionales del interruptor se hallan dentro de las tolerancias. PERSONAL: (1) Electromecánico (1) Ingeniero Eléctrico * Personal extra para limpieza</p>	
C	<p>Los literales (A y B) más: Cambio de las piezas desgastadas del sistema de operación y del dispositivo de operación. Inspección alternativa después de 2000 operaciones. PERSONAL: (1) Electromecánico (1) Ingeniero Eléctrico * Personal extra para limpieza</p>	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 11
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO:
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
1	MEDIDAS DE SEGURIDAD La corrección del Problema en Mención se la realiza con el Equipo Primario DESENERGIZADO TOTALMENTE. PROCEDIMIENTO Ubicar la máquina de Tratamiento de Gas SF6, en el sitio adecuado para el trabajo (se debe considerar, la longitud de las mangueras de inyección de Gas, la longitud de los cables y la localización de la fuente para la alimentación de la máquina (208 Voltios 3Φ), la disponibilidad de espacio para la manobra del brazo de la grúa, distancias de seguridad hacia los elementos energizados, etc) EQUIPO: Máquina de Tratamiento de Gas SF6, Mangueras de inyección de Gas, Llaves de tubo, Llaves expansivas, Cables para extensión, Destornilladores, Cinta aislante, Navaja, Cortadora de Cables Desembarcar todas las herramientas indicadas en la lista presentada en la información preliminar, y ubicarlas sobre un cuadrado de plástico negro, en una zona próxima y de fácil acceso al área de trabajo (cercana al disyuntor). Tomar como referencia la FOTO 1 mostrada.	HORAS
2	La planificación de este trabajo determina la conformación de DOS (2) grupos de trabajo: a) Grupo inferior: que trabajará a nivel del suelo con la limpieza de la porcelana de los cuerpos de cada polo del disyuntor, del retiro, limpieza y cambio de los empaques de estos cuerpos y que se indican en el GRAFICO y FOTO 2 adjuntas. PERSONAL: (2) Electromecánicos b) Grupo Superior que trabajará en el mismo disyuntor, sobre su estructura, y que se encargará del desmontaje y montaje de los polos del disyuntor, desconexión y conexión de los conductores que conectan el disyuntor con los seccionadores de línea y de barra, de la desconexión y reconexión del PIN que determina la fijación del brazo transmisor de movimiento del contacto móvil y que permite la separación entre la cámara de ruptura de arco y la columna aislante PERSONAL: (2) Electromecánicos	
3.1		
3.2		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 11
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO: EMPAC052-SF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO:
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
4	Antes de proceder al desmontaje de cualquiera de los polos del disyuntor, se debe primeramente EVACUAR todo el GAS SF6 de cada uno de estos EQUIPO: Máquina de tratamiento de SF6, (2) llaves expansivas (3"), (2) Llaves de Tubo, (1) Manguera para inyección del Gas, (1) Cinta autofundente, Neplós y Tapones para realizar las diferentes uniones.	
5	Conectar a la fuente de alimentación de 208 voltios 3Φ la máquina de Tratamiento de Gas (se recomienda emplear la fuente de alimentación de 220 Voltios que se localizan en los pequeños tableros de alimentación cercanos al equipo primario). Realiza la conexión, se debe VERIFICAR el GIRO para así tener una correcta operación de la Máquina; referirse a la Banda del compresor ubicado en una de las puertas laterales. Si es que el giro no es el adecuado, intercambiar la posición de entre dos de las fases de alimentación.	
6	Desconectar los conductores de aluminio, de cada polo, que unen a los seccionadores con el disyuntor. En este proceso se empleará al GRUPO 2 , mencionado al inicio del procedimiento, obteniéndose también una verificación del estado de los pernos, arandelas y terminales de conexión para determinar su cambio o corrección de ser necesaria.	
6.1	HERRAMIENTAS: Raches con copas No. 17 y 19, Sogas (10metros), (2) Penetrantes, Llaves de boca y corona (No. 17 y 19)	
6.2	Durante el proceso de aflojar los pernos, se deberá sujetar al conductor con la soga, empleando el mismo cuerpo del polo como soporte, para así evitar que el conductor caiga bruscamente al ser liberado del terminal. Al desconectar los conductores, en cada polo, se deberán limpiar los pernos con los cepillos de cerdas de acero, y los terminales con los cepillos de cerdas de bronce. Colocar la GRASA ALUMINIO-ALUMINIO en los terminales de conexión tanto de los conductores como de los polos del disyuntor. Los pernos que fueron sometidos a la limpieza con los cepillos, deberán ser "bañados" con GRASA ROJA DE LITIO para así, facilitar su instalación. PERSONAL: El grupo A) se encargará de la limpieza de todos los elementos en el piso y el grupo B) se encargará de la limpieza de los accesorios en el polo mismo del disyuntor.	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA:	3 11		
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO:	EMPAQ/52-SF6		
		ACTIVIDAD:			
		REALIZADO:			
		AÑO:			
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y	HORAS
7	PROCESO DE EVACUACION DEL GAS SF6 DE LOS POLOS Una vez realizada las respectivas conexiones para la alimentación, chequeado el giro correcto, y conectada las diferentes mangueras para la extracción e inyección del gas (la manguera que sale de la máquina se debe acoplar con la manguera que se conectará al manómetro en el polo) se procede a: Realizar unas pruebas de estado a la manguera acoplada para la inyección de GAS al Polo del disyuntor, las mismas que se realizan empleando la Máquina de Tratamiento de Gas en su funcionamiento como BOMBA DE VACIO (arrancar bomba de vacío y encender medidor de vacío), esto se lo realiza en complemento con una obstrucción en la terminal de la manguera para así comprobar si es que la manguera está completamente sellada (realizar lo anterior con mucho cuidado; no con la mano sino con un pedazo de tela gruesa); si es que el acople empleado para unir a la manguera que sale de la Máquina está herméticamente colocado, e incluso poder chequear si es que la Bomba de Vacío de la Máquina y su respectivo medidor se encuentran operando correctamente) Realizando la acción anteriormente descrita, y mediante un chequeo visual y de tacto, determinar posibles lugares de fugas en la manguera y la correcta operación de la máquina de Tratamiento (en lo que tiene que ver con la Bomba de Vacío). IMPORTANCIA: Mediante el chequeo anterior, se descartará la existencia de FUGAS en la manguera que conecta la Máquina de Tratamiento con el Polo del disyuntor, lo que permite asegurar el NO INGRESO de HUMEDAD en el interior del polo en el momento del llenado del Gas SF6.				
7.1					
7.2					
7.3					

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 4 11
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO:
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
8	<p>PERSONAL</p> <p>EVACUAR EL GAS SF6: luego de retirar el manómetro del polo por el que se iniciará el trabajo, acoplar la manguera y proceder a extraer el SF₆ ENCENDIENDO el compresor y el sistema de enfriamiento de la máquina de tratamiento de SF₆. Para realizar este proceso las válvulas que deben estar abiertas de manera gradual y secuencial son: V1 -> V2 -> V3 y el resto de válvulas cerradas. Además, se deben controlar las presiones observando los manómetros de la máquina, los mismos que pueden ser aislados o ingresados al circuito de inyección o succión con válvulas solenoides presentes en la máquina y que deberán ser operadas de acuerdo a la necesidad del operador. Repetir este proceso para cada uno de los polos</p>	HORAS :
9	<p>Una vez evacuado el Gas SF₆ del polo en trabajo, y flojos los pernos de sujeción entre los dos cuerpos del polo (actividad realizada por el Grupo B con raches y copa No. 17), utilizar la ayuda del brazo de la grúa para que, amarrada la cámara de corte a la grúa, se levante un poco la cámara (1 a 2 cm) para que pueda escapar el gas sobrante y la presión interna se equilibre; evitando así cualquier problema con el grupo que trabaja en el polo ante una posible expulsión de partículas de empaques o contaminantes sólidos que podrían impactar en el personal</p>	
10	<p>Conociendo el mecanismo de operación del disyuntor, en este caso ASEA, proceder a realizar las siguientes maniobras para poder separar ambos cuerpos del polo</p>	
10.1	<p>El disyuntor se encuentra en la posición de ABIERTO, ya que está desenergizado. EL MOTOR Y EL VOLTAJE DE OPERACION (ALIMENTACION DE CONTROL) DEBERAN SER INTERRUMPIDOS. En el tablero de mando local del disyuntor, introducir la PALANCA para operación manual del mismo; girar la palanca a favor de las manecillas del reloj; con lo que se procede a cargar el par de resortes del mecanismo de operación del disyuntor, hasta el punto en el cual, se podrá colocar los DOS PINES de BLOQUEO mecánico del puente de resorte (PARTE INFERIOR DEL TABLERO, bioqueo con las barras guías del puente de resortes), y en la parte superior, el PIN para SACAR de servicio al mecanismo de INTERBLOQUEO.</p>	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 5 11
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO: EMPAQUE52-SF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO:
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
10.2	Una vez colocados estos PINES, empezar a girar la palanca de operación lenta manual CONTRA las manecillas del reloj; hasta que se escuche un pequeño sonido que indicará el paso de estado del disyuntor (sonido de un contactor); observar en el visor indicador de estado, que la leyenda ABIERTO empiece a cambiar a la CERRADO mientras se continúe con la rotación anterior;este cambio NO DEBE SER TOTAL; sino que deberá detenerse cuando el GRUPO B que se encuentra trabajando en el polo, con la ayuda de la GRUA, procedan a dirigir para que se levante la cámara de corte del polo (cuerpo superior) uno 50 a 60 mm para poder observar el pin de la unión entre el brazo conductor de movimiento y el terminal del contacto móvil. Cuando esto se haya logrado, se deberá detener la rotación de la palanca y el grupo B, desacoplará el PASADOR y (1) de las binchas que se muestran en el GRAFICO 3 y que permiten la unión de las partes mencionadas. Solamente se deberá sacar (1) de las binchas para así liberar el PASADOR y empujarlo con el destornillador y el martillo de caucho.	HORAS
10.2.1	Es muy importante, cubrir con tela pañal la zona que está siendo trabajada a la intemperie, con la finalidad de lograr el menor grado de contaminación posible en el polo del disyuntor (VER FOTO 4)	
11	Una vez que ha sido retirado el PASADOR, proceder a separar la cámara de corte de la columna aislante del polo, levantándola con la ayuda de la GRUA, y depositándola en el suelo; el mismo que debe ser preparado por el grupo A mediante la formación de una "cama" con el plástico negro para evitar daños en las faldas de porcelana de los cuerpos del polo.	
12	Aflojar los pernos de la base de la columna aislante (grupo B, raches con copa No. 17) y amarrarla mediante una soga a la GRUA para proceder a desmontarla como se describió con la parte superior del polo (cámara de corte)	
13	LIMPIEZA Y CAMBIO DE EMPAQUES	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 6 11			
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO:			
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS EQUIPOS	PERSONAL	Y	HORAS
13.1	Una vez que ambos cuerpos se encuentran en el suelo, iniciar el proceso de limpieza (Grupo A): desacoplar los contactos móvil y fijo de la cámara de corte (VER FOTO 5) empleo de raches con copas No. 17 y 19 y llaves de boca y corona del mismo número. Se debe tener mucho cuidado con estas partes vitales del disyuntor; deben estar cubiertas en todo momento por tela pañal para reducir el grado de contaminación, y ser limpiadas con paños humedecidos en ALCOHOL. Retirar el recipiente de sílica gel localizado en la parte superior de la cámara de corte (para retirar esta cubierta, emplear rache con copa No. 19). Limpiar la acumulación de suciedad en las faldas de la porcelana de ambos cuerpos (empleo de tela pañal humedecida con agua), limpiar el interior de ambos cuerpos de porcelana con paños humedecidos en ALCOHOL.				
13.2	Retirar los empaques que se encuentran en los cuerpos demontados (ubicación de acuerdo al GRAFICO del FABRICANTE ADJUNTO 6), limpiar los canales donde se ubican estos empaques (emplear cepillos con cerdas de bronce, tela pañal, alcohol, lija de agua). La limpieza debe ser lo más profunda posible, deben eliminarse la mayor cantidad de impurezas y acumulaciones de partículas sólidas contaminantes.				
13.3	Cuando se ha completado la limpieza total de cada una de las zonas y ranuras donde se localizan los empaques, proceder a reemplazarlos con los NUEVOS; los mismos que deben ser limpiados con alcohol y revisados muy cuidadosamente para descartar posibles fisuras y malformaciones en su constitución y que podrían originar futuras fugas. Ubicar los empaques en las ranuras y colocar SILICON BLANCO empleando la pistola de inyección, para así lograr una distribución uniforme en todo el canal y obtener la mayor sujeción y hermeticidad posible.				
14	MONTAJE				

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 7 11
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO: EMPAQ/52-SF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO:
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
	PERSONAL	HORAS
	Para el montaje de los polos seguir los procesos 9 al 12 a la INVERSA	
15	CHEQUEO DE LA VÁLVULA PARA EL MANÓMETRO	
15.1	Proceder a desmontar la válvula donde se conecta el manómetro indicador de la Presión de Gas SF ₆ para lo que se deben emplear: llaves de boca y corona No. 13 (1/2"), llaves expansivas pequeñas (2").	
15.2	Desarmar toda la válvula para proceder a cambiar todos los empaques "o-ring" y así evitar puntos de fuga a futuro y que pueden deteriorar el trabajo de corrección realizado en los polos del disyuntor HERRAMIENTAS: Alcohol, Tela pañal, destornilladores planos y finos, pinzas para sacar seguros en "U" del resorte principal de la válvula.	
15.3	Una vez que se han cambiado todos los empaques, proceder al re-montaje de la válvula y la conexión del Manómetro respectivo para chequear su correcta sujeción. (Proceso que se repite en las válvulas de cada polo)	
16	INYECCION DEL GAS SF₆	
16.1	Realizar VACIO en el primer polo en que se haya terminado de corregir las fugas. Conectar las mangueras del mismo modo como en el proceso de extracción del Gas descrito en el proceso 8. Emplear la bomba de vacío de la máquina de tratamiento de SF ₆ ; verificar que en el diagrama de operación de la misma se señalen las válvulas V1 y V7 que son las que deberán abrirse mientras que el resto de válvulas permanecerán cerradas. En el panel de control de la máquina de tratamiento de gas, encender la bomba de vacío y el medidor de vacío (VM). Controlar el proceso de formación de vacío chequeando en el medidor VM que la presión descienda hasta 0 Mpa. (VER DIAGRAMA y FOTO 7)	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 8 11			
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO: EMPAQ/52-SF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO:			
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y	HORAS
16.2	Al lograrse el VACÍO en el polo en trabajo, inyectar el gas SF6. Tomar la precaución de NO inyectar el gas con una presión superior a la nominal del disyuntor (Dato de placa: 0.5 Mpa a 20 °C); ya que si se supera este valor, se podría presentar el problema de EMPAQUES SOPLADOS y fugas considerables.. Considerar la temperatura ambiente en el momento del llenado, y establecer una proporción aproximada del cambio de la presión con la temperatura. Para el proceso anterior se debe realizar los siguientes pasos:				
16.2.1	Para inyectar el gas SF ₆ , emplear la máquina de tratamiento de gas SF ₆ ; abrir únicamente las VALVULAS V4 -> V5 -> V6 (en esta secuencia y de manera gradual) y encender el CALEFACTOR				
16.2.2	Controlar la presión de inyección del Gas con la VALVULA reguladora de presión (VER DIAGRAMA 9), la misma que posee dos (2) manómetros: el de la izquierda indica la presión de salida del tanque de almacenamiento del gas comprimido, de la máquina al polo y el de la derecha indica la presión que se tiene en el Tanque. Chequear el medidor MP2 (análogo al manómetro izquierdo del regulador) que la presión no exceda a la nominal anteriormente citada. ES RECOMENDABLE REGULAR UNA PRESION DE SALIDA DE 0.4 A 0.45 MPa PARA OBTENER EN EL MANÓMETRO DEL POLO UNA PRESIÓN DE 0.51 MPa debido al % de error en la exactitud de este medidor.				
17	Repetir el proceso 16, para los polos restantes del disyuntor				
18	Al alcanzar la presión nominal de operación en el polo del disyuntor, proceder a NORMALIZAR el "estado" del disyuntor				
18.1	Emplear la palanca de operación manual del disyuntor para ABRIR nuevamente el disyuntor, retirar los PINES de bloqueo del puente de resortes y el PIN que sacó de servicio del sistema de interbloqueo. Referirse al proceso 10 descrito al inicio del procedimiento				
19	Conectar nuevamente la alimentación del motor para carga del par de resortes, y la alimentación del control				

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 9 11			
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO:			
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y	HORAS
20	Coordinar con la sala de control; el RESETEO de las alarmas que se hayan presentado (baja presión de GAS, falta de voltaje de control, etc.)				
20.1	Realizar las operaciones de prueba LOCALMENTE (desde el tablero de mando del disyuntor); para lo cual: colocar la manija en LOCAL en el tablero de mando del disyuntor en el patio, y en REMOTO la manija del tablero duplex de la posición trabajada de la sala de control; en este mismo tablero, efectuar el PULL OUT (tirar hacia fuera) y luego girar la manija de operación del disyuntor (esta acción permite desbloquear el control local del disyuntor y permitirá realizar las operaciones en el patio).				
20.2	Cargar manualmente (empleando la palanca de operación lenta) el puente de resortes, para CERRAR el disyuntor completamente.				
20.3	Al verificar un completo estado de CIERRE del disyuntor, realizar las operaciones de prueba necesarias (recomendable 4 operaciones) con los botones de apertura y cierre ubicados en el tablero de control local del disyuntor.				
21	PRUEBAS FUNCIONALES				
21.1	RESISTENCIA DE CONTACTOS				
21.1.1	La posición del disyuntor será "CERRADO", para proceder a realizar esta prueba. EQUIPO: DLRO (Digital Low Resistance Meter), (2) Cables para la conexión con los terminales del disyuntor (terminales que salen de la cámara de corte), Escalera (6 pies).				

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA:	10 11
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO:	EMPAQ/52-SF6
		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS
		Y	HORAS
21.1.2	<p>Conectar los cables al equipo (observar las marquillas en los terminales de estos cables para evitar invertir la conexión en el DLRO) y en los terminales de la cámara de corte del disyuntor. Tener mucho cuidado de no dejar en contacto con las puntas de conexión, algún objeto metálico o estructura que pudiera alterar los resultados (ejemplo: la escalera); y de no realizar contactos falsos (FLOJOS).</p>		
21.1.3	<p>Colocar el equipo en la ESCALA 6000 micro-ohmios / 10 Amperios, con la perilla del equipo. Escala que nos permite tener una medición dentro de los parámetros de exactitud del equipo (20 mili-ohmios +/- 1/2). Observar el valor en el display que NO debe tardar en estabilizarse (ya que la medida esperada es muy pequeña). Registrar ese valor en la tabla de resultados experimentales que se deberá construir. Repetir el mismo proceso para cada polo. NOTA: Para mayor profundización, ver procedimiento de pruebas eléctricas a disyuntor "resistencia de contactos" RC-52</p>		
21.2	PRUEBA DE FUGA DE GAS		
21.2.1	<p>Realizar "cámaras de almacenamiento" (empleando fundas plásticas), en cada una de las uniones de los cuerpos del polo (cámara de corte y pedestal de porcelana), en la parte superior de la cámara de corte, en el sector de la válvula/manómetro. Procurar sellar las fundas en el mayor grado posible (emplear cinta de embalaje) para así poder tener una posible acumulación de Gas si es que existe alguna fuga. DEJAR por 24 HORAS MINIMO construidas estas cámaras</p>		
21.2.2	<p>Conectar la alimentación para el equipo LEAKAGE GAS SF6 (120 voltios) que se empleará en la prueba. Para la calibración de este equipo, dejar que se "caliente" durante 15 minutos con el switch de alimentación en "ON", colocar las perillas del equipo en las posiciones recomendadas en el manual de operaciones</p>		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA:	11 11
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (PATIO DE 138 KV.)		PROCEDIMIENTO:	EMPAQ/52-SF6
		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS
		Y	HORAS
21.2.3	<p>Insertar la punta de prueba del equipo (que posee un sensor en el extremo), en la parte inferior de las "cámaras plásticas" en cada posición en que se hayan constituido; ya que debido a que el gas SF6 es un GAS PESADO, se acumulará en la parte inferior de las mismas; si es que existe alguna fuga. Observar el medidor de PPM (partes por millón) que indicará la presencia o no de Gas en las "cámaras" y por ende fugas. Si es que la aguja o "pointer" del equipo se defleta MAS ALLA DE LA LINEA ROJA DE LA ESCALA, significará que existe una fuga considerable y que supera el rango permitido en este tipo de equipo primario. NOTA: Para mayor profundización de esta prueba, referirse al procedimiento de detección de "fuga de gas" FUGA-SF₆</p>		
22	<p>Reconectar los conductores o puentes que unen a los seccionadores con el disyuntor en cada uno de los terminales de la cámara de corte. Ajustar los pernos de la forma más segura y firme posible (repetir el proceso de manera inversa a la de desconexión indicada en el proceso 6)</p>		
23	<p>Normalizar la posición del disyuntor en el que se trabajó. (Si es que la posición fue colocada en "bypass" o "transferida" se debe normalizar; es decir que las perillas de control quedarán en la posición "NORMAL"). Todas estas operaciones se realizarán desde la sala de control en coordinación con el ente regulador vigente.</p>		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 14
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV. LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)		PROCEDIMIENTO: EMPAQ152-SF6
		ACTIVIDAD:
		REALIZADO:
		AÑO: 2001

SECUENCIA DE PROCESOS

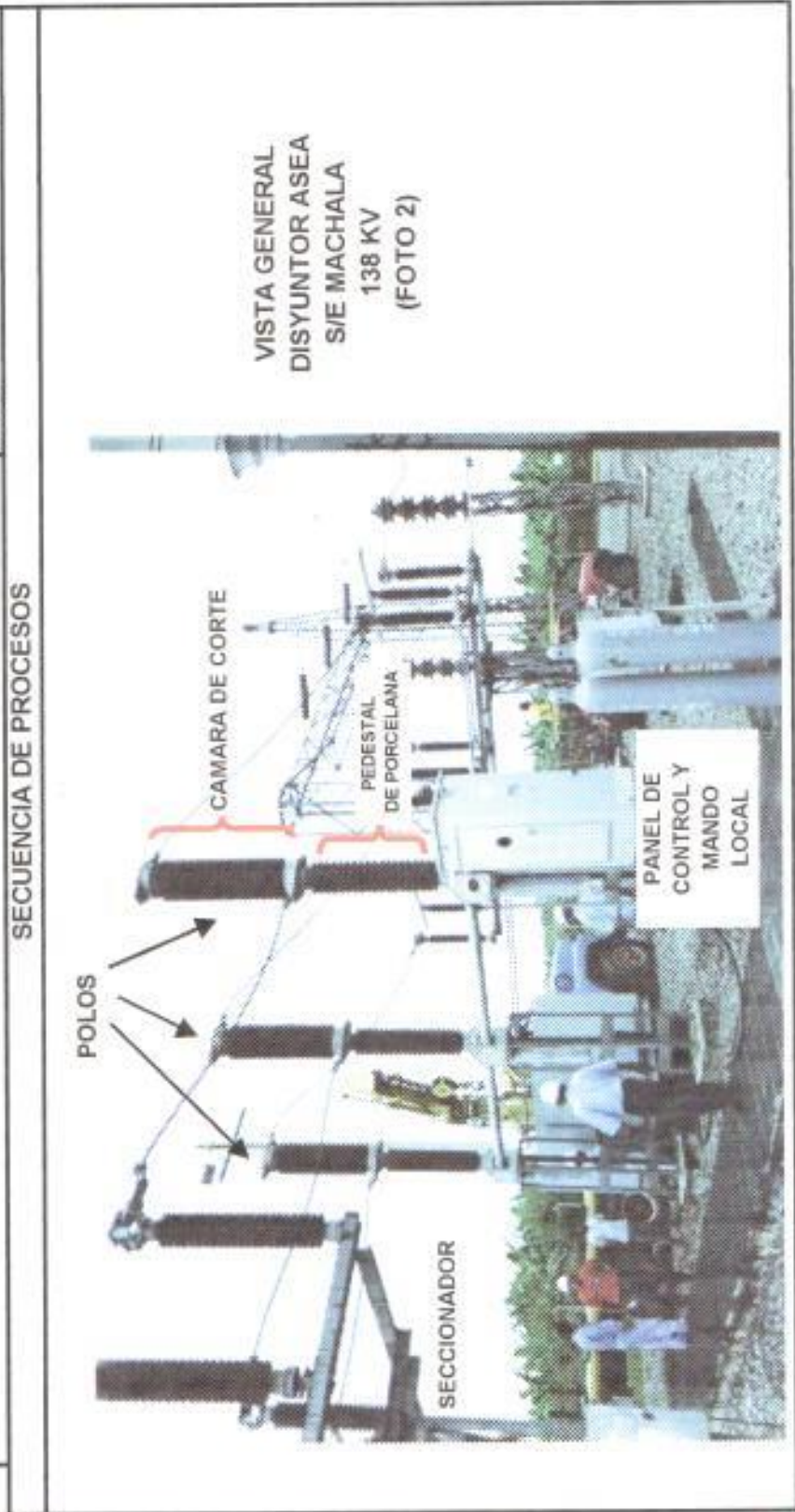
MAQUINA DE TRATAMIENTO DE SF6

DESEMBARQUE DE HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
CAMBIO DE EMPAQUES DISYUNTORES ASEA
S/E MACHALA 138 KV (FOTO 1)

GRUA

HERRAMIENTAS

<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)</p>	<p>HOJA: 2 14</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
---	---

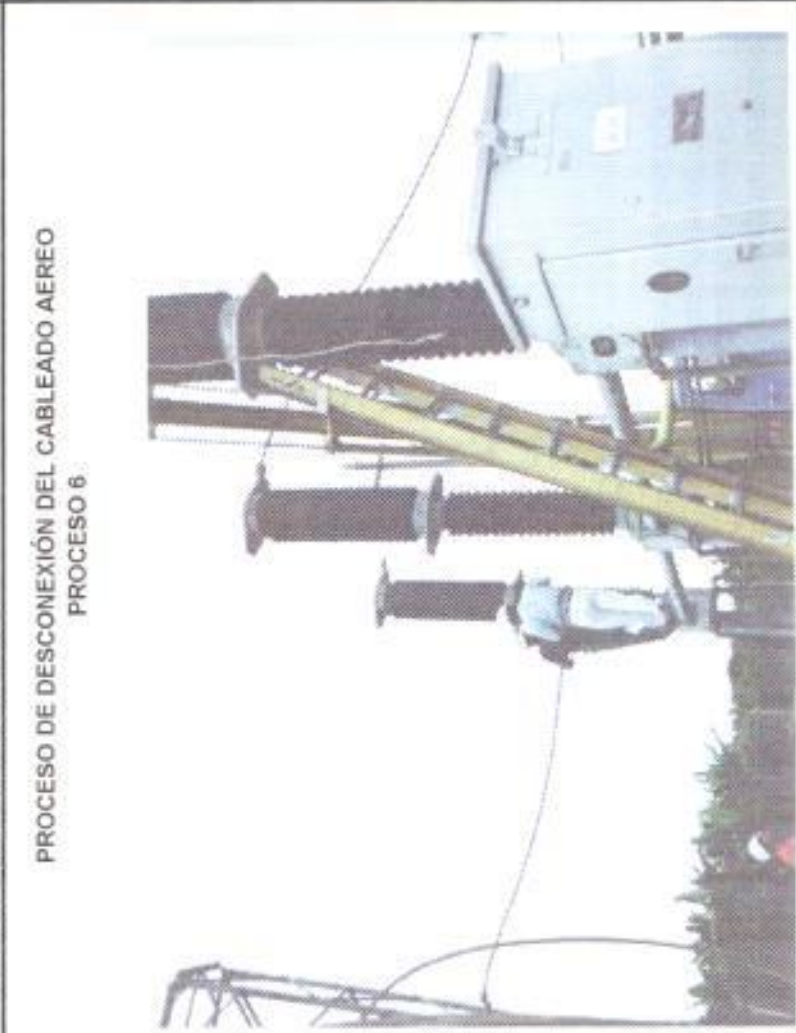


	<p align="center">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)</p>	<p>HOJA: 3 14</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMPAQ/52-SF6</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
--	--	--

SECUENCIA DE PROCESOS



GRUPO 2
ELECTROMECÁNICOS.



PROCESO DE DESCONEXIÓN DEL CABLEADO AEREO
PROCESO 6

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

HOJA: 4 | 14

PROCEDIMIENTO: EMPAQ62-SF6

PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES)
DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.

LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)

ACTIVIDAD:

REALIZADO:

AÑO: 2001

SECUENCIA DE PROCESOS



VISTA INTERNA DEL PANEL DE CONTROL Y MANDO LOCAL TERMINALES DE CONEXIÓN DE LA ALIMENTACION DE 220 VAC

3Ø

MEDIDORES DE PRESION Y MICROSWITCHES

CONTACTORES FUSIBLES RELES DE PROTECCION



VISTA DE TUBERIAS, VALVULAS, INDICADORES DE PRESION Y VALVULA REGULADORA



VISTA GENERAL MAQUINA DE TRATAMIENTO DE GAS SF6 LOCALIZADA EN EL SITIO DE TRABAJO (CERCANA AL DISYUNTOR)

VALVULA DE CONEXIÓN EN EL DISYUNTOR DE LAS MANGUERAS PARA EL TRATAMIENTO DEL GAS SF6

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES)
DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.
LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)

HOJA: 5 | 14
PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6
ACTIVIDAD:
REALIZADO:
AÑO: 2001

SECUENCIA DE PROCESOS



**DESMONTAJE CAMARA DE CORTE
PROCESOS 9 - 10**

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

HOJA: 6 | 14

PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6

PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES)
DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.

LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)

ACTIVIDAD:

REALIZADO:

AÑO: 2001

SECUENCIA DE PROCESOS



**PEDESTAL DE
PORCELANA
SUSPENDIDO**

**DESMONTAJE DEL PEDESTAL DE PORCELANA
VISTA DEL BRAZO TRANSMISOR DE MOVIMIENTO Y EMPAQUES A CAMBIAR
PROCESO 12**



**BRAZO TRANSMISOR
DE MOVIMIENTO**

EMPAQUES

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES)
DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.

LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)

HOJA: 7 | 14

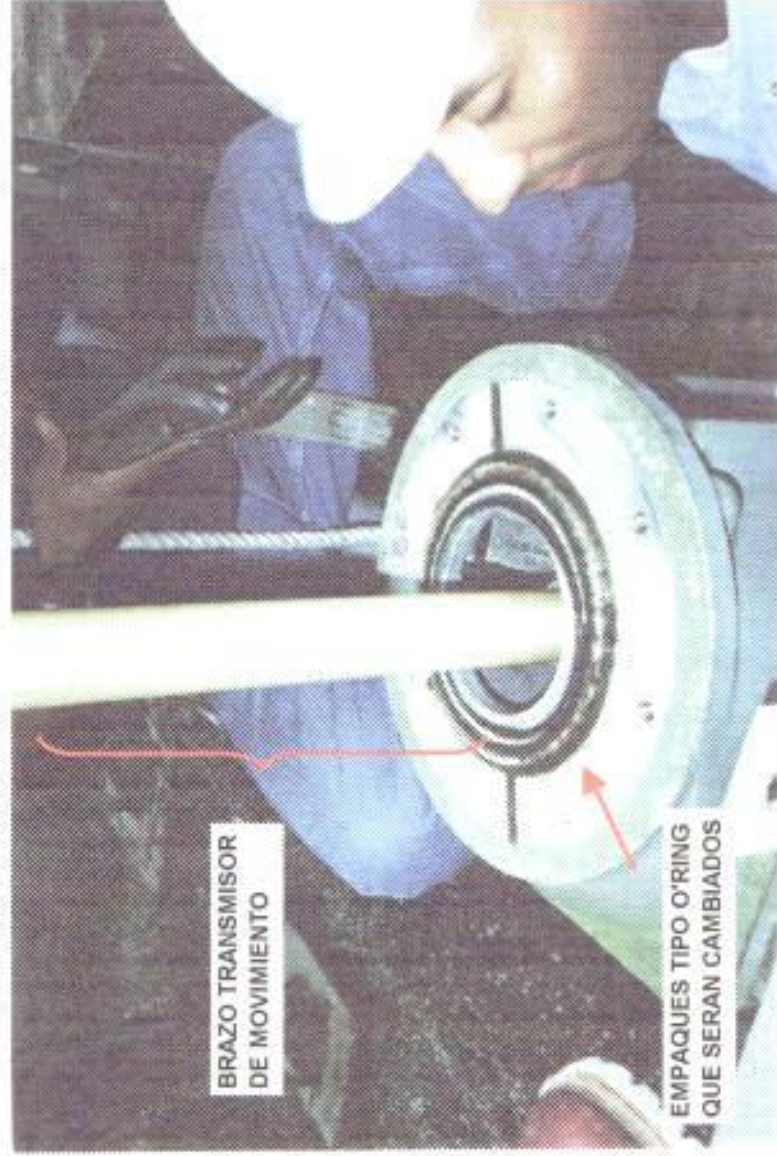
PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6

ACTIVIDAD:

REALIZADO:

AÑO: 2001

SECUENCIA DE PROCESOS



RECONOCIMIENTO DEL GRADO DE DETERIORO DE LOS EMPAQUES Y DIMENSIONES PREVIO AL PROCESO 13

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

HOJA: 8 | 14

PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6

PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES)
DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.

LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)

REALIZADO:
AÑO: 2001

SECUENCIA DE PROCESOS

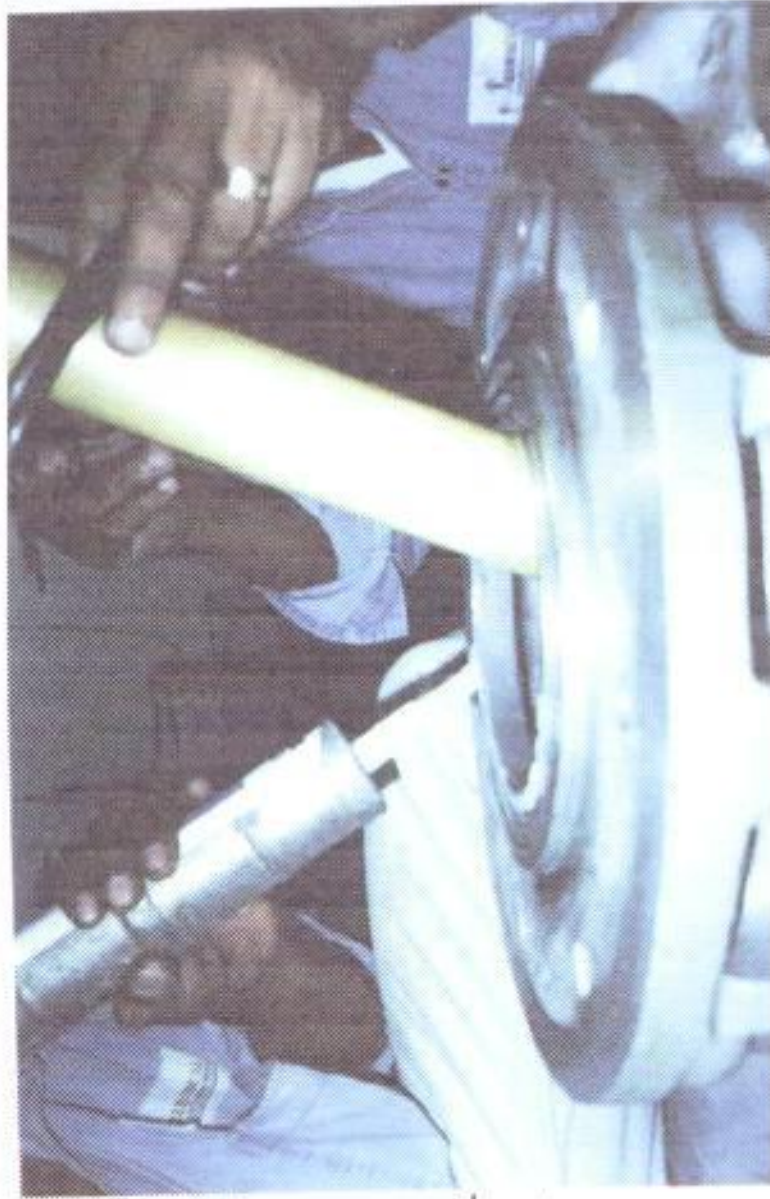
**VISTA DEL TRATAMIENTO
DEL CANAL DE UBICACIÓN
DE LOS EMPAQUES TIPO
O'RING**

**COLOCACION DE SILICON
BLANCO Y EMPAQUE
EN EL CANAL**

**PREVIAMENTE LIMPIADO
CON EL CEPILLO DE
CERDAS DE BRONCE
Y CON TELA PAÑAL**

**HUMEDECIDA EN ALCOHOL
(UBICACIÓN: BASE
SOPORTE DEL PEDESTAL
DE PORCELANA)**

**PROCESO 13
FOTO A**



PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

HOJA: 9 | 14

PROCEDIMIENTO: EMPAQ/52-SF6

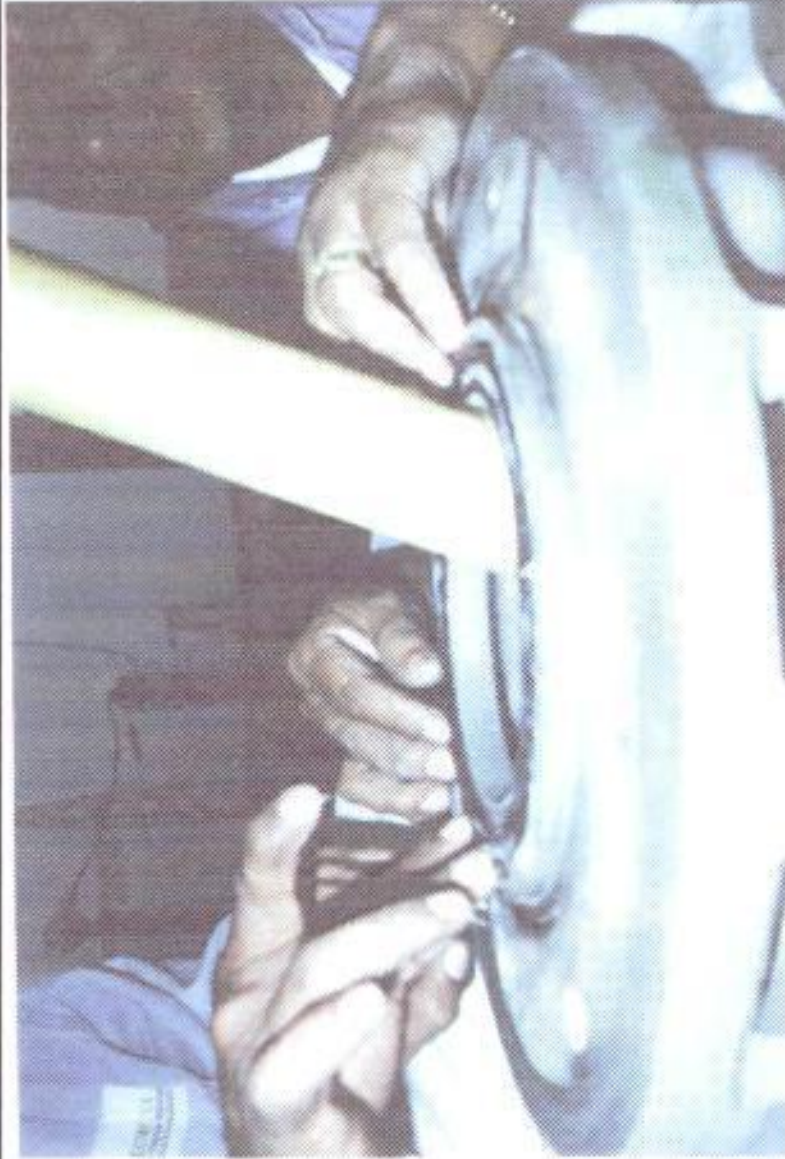
PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES)
DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.

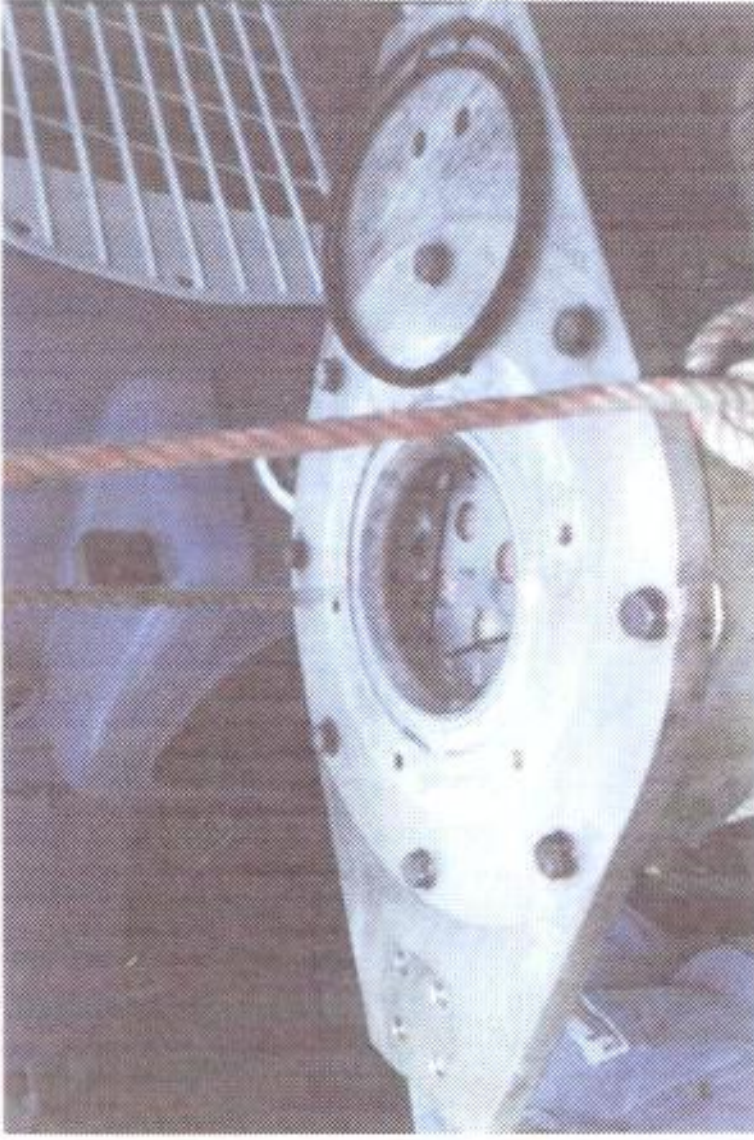
LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)


REALIZADO:
AÑO: 2001

SECUENCIA DE PROCESOS

**DISTRIBUCION DEL
EMPAQUE
Y SILICON BLANCO
EN EL CANAL DE SOPORTE
(BASE SOPORTE DEL
PEDESTAL
DE PORCELANA)
PROCESO 13
FOTO B**



<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)</p>	<p>HOJA: 10 14 EMPAQUE/SF6</p> <p>PROCEDIMIENTO:</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
<p style="text-align: center;">SECUENCIA DE PROCESOS</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;">  <div style="text-align: center;"> <p>CAMBIO DE LA SILICA GEL O DESAIREADOR DEL RECIPIENTE LOCALIZADO EN LA PARTE SUPERIOR DE LA CAMARA DE CORTE YA DESMONTADA CAMBIO DE EMPAQUES DE ESTA ZONA</p> <p>PROCESO 13 FOTO C</p> </div> </div>	

<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)</p>	<p>HOJA: 11 14 EMPAQ52-SF6</p> <p>PROCEDIMIENTO:</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
<p>SECUENCIA DE PROCESOS</p>	
	
<p style="text-align: center;"> VISTA GENERAL DE LOS DOS GRUPOS DE TRABAJO EN LAS ACTIVIDADES DE LIMPIEZA DE LA PORCELANA Y DE LOS CANALES DE LOCALIZACION DE LOS EMPAQUES PROCESO 13 FOTO GENERAL </p>	

<p>HOJA: 12 14 EMPAQUE/62-SF6</p> <p>PROCEDIMIENTO:</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)</p>
<p>SECUENCIA DE PROCESOS</p> <div data-bbox="445 598 1229 1726" data-label="Image"> </div> <p>CAMARA DE CORTE DESMONTADA Y UBICADA SOBRE LA CAMA PLASTICA Y MADEROS VISTA DEL GRADO DE CONTAMINACION DE LA PORCELANA PROCESO 13 FOTO D</p>	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

HOJA: 13 | 14

PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6

PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES)
DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.

LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)

ACTIVIDAD:

REALIZADO:

AÑO: 2001

SECUENCIA DE PROCESOS



CONTACTO FIJO (HEMBRA)
PARTE SUPERIOR DE LA CAMARA DE CORTE



CONTACTO MOVIL (MACHO)
PARTE INFERIOR DE LA CAMARA DE CORTE

- CAMARA DE CORTE DESARMADA COMPLETAMENTE
- VISTA DE LOS CONTACTOS MOVIL Y FIJO (MACHO Y HEMBRA)
- LIMPIEZA E IDENTIFICACION DE ZONAS "PICADAS" O QUE INDICAN DESGASTES POR LA ACCION DE RUPTURA O ARCO ANTE LA OPERACION DEL DISYUNTOR
- PROCESO 13 FOTO E

<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CORRECCION FUGAS DE GAS SF6 (CAMBIO DE EMPAQUES) DISYUNTOR ASEA / SF6 138 KV.</p> <p>LOCALIZACION: S/E MACHALA / STA. ELENA / POSORJA (138 KV.)</p>	<p>HOJA: 14 14</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMPAQ52-SF6</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
--	---

SECUENCIA DE PROCESOS



VISTA GENERAL DE LA
CAMARA DE CORTE Y LA
COLUMNA AISLANTE
CUBIERTAS CON TELA
PAÑAL Y LIMPIAS
COMPLETAMENTE
PROCESO 13
FOTO TERMINAL

A N E X O S C A S O 3

1) **MATERIALES Y EQUIPOS A EMPLEAR**

- (1) Escalera (6 pies)
- Sílica Gel (en estado regenerado o nuevo)
- (1) Bomba de vacío
- Manguera para el lavado de aislación (100 metros)
- Bomba de Presión para lavado de aislación
- Tela Pañal (1 pieza)
- Rollo de 1^{1/2} metro de plástico negro
- Botellas de Alcohol y Diluyente
- Extensiones para alimentación de los equipos ((1) de 600 voltios XLPE 60 metros FUJIRUKA y (1) de 600 voltios 4x10 AWG 80 metros)
- (2) Silicona Blanco con pistola
- Cepillos de cerdas de bronce y acero (10 de cada uno)
- Grasa aluminio – aluminio (2) "frascos"
- Brochas (de diferente dimensión)
- Llaves expansivas de 3" (2)
- Llaves expansivas pequeñas (1^{1/2}")

- Caja de herramientas en general (destornilladores, alicate, pinzas, Raches, etc)
- (1) Taladro neumático con (1) Juego de brocas
- Aceite para Bomba de vacío y Maquina de Tratamiento de SF₆
- Machuelos (para la construcción o reconstrucción de los hilos internos del orificio en donde se colocará un perno) de diferentes longitudes: ¼ UNC20, 3/16 UCN24, M5x0.8, 1/8 UNC40, M12 x 1.75, 9/16 UNC14, M6 x 1.0, etc.
- (2) Botellas de Gas SF₆
- Reguladores para la inyección del Gas (2)
- (1) Torcómetro
- Medidor de Resistencia Ohmica (DLRO)
- Medidor de fuga de Gas SF₆
- Máquina de Tratamiento de GAS SF₆
- Productos Químicos:
 - All Purpose Cleaner (Limpiador multipropósito)
 - Acero líquido
 - Desplazador de humedad

C A S O 4

SUBESTACION ELECTRICA: PASCUALES / MILAGRO /
MOLINO (BARRA
TERCIARIA 13.8 KV Y
PATIO 69 KV)

EQUIPO: DISYUNTOR MITSUBISHI

PROBLEMA: LIMPIEZA DE CONTACTOS Y CAMBIO DEL
ACEITE AISLANTE

INFORMACION PRELIMINAR

Los disyuntores Mitsubishi tipo GLC, inmersos en aceite, son disyuntores de cuba inerte (tanque muerto) en la cual, la capacidad de extinción del aceite aislante así como su alta resistencia dieléctrica son utilizadas. Su estructura, es extremadamente simple; sin embargo, la capacidad de ruptura es muy eficiente más no excelente como en el caso de los disyuntores con aislamiento en SF₆. Este disyuntor es del tipo de ruptura única, cuya unidad está incorporada al tanque conectado a tierra. Posee como mecanismo de trabajo, un sistema de accionamiento por aire comprimido que es aplicado para el DISPARO siendo accionado por presión de aire

comprimido; que también comprime el resorte de CIERRE para sujetar el disparo mediante el mecanismo de operación al mismo tiempo. En este sistema, la operación de CIERRE se hace mediante la fuerza del resorte cuando el seguro del mecanismo es abierto.

En las subestaciones eléctricas mencionadas al inicio, los disyuntores en ACEITE, nacieron como parte del sistema de protección para los niveles de 69000 Voltios y para la interconexión de la barra terciaria (13.8 KV para servicios auxiliares) con los reactores empleados para BAJAR el nivel de tensión del sistema nacional (anillo de 230 KV) a través de los bancos de autotransformadores de 230 KV de cuyos terciarios, generalmente se obtiene la alimentación para los servicios auxiliares de la mayoría de subestaciones eléctricas que conforman nuestro sistema nacional interconectado.

Fundamentalmente, el mantenimiento predictivo, aplicado a este tipo de disyuntores, se lo planifica para que cada 6 meses, se tomen muestras del aceite aislante, para desarrollar pruebas de rigidez dieléctrica al aceite aislante, y cada año se realice un tratamiento de purificación o recirculación (vacío-filtrado-recirculado)

al aceite, y de obtenerse valores bajos (menores a los 40 KV) en las pruebas antes y después de los tratamientos, se procederá al cambio total del aceite aislante, limpieza del tanque de ruptura y de los contactos internos del disyuntor.



FIG. 5.6 Disyuntor Mitsubishi en aceite S/E Milagro 69 KV

A continuación, se describen los procedimientos de mantenimiento RUTINARIO, que se le aplican a este tipos de disyuntores localizados en las subestaciones de la zona occidental de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (TRANSELECTRIC S.A.); así como también, el procedimiento de mantenimiento PREVENTIVO de la limpieza de las cámaras de rupturas, contactos y demás elementos del mecanismo interior de estos disyuntores.

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 3 PROCEDIMIENTO: CRONMED-O-52/0
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
	PROCEDIMIENTO PARA: OPERACIÓN Y PRUEBAS DE CRONOMICACION (DISUNTOR EN ACEITE TIPO 70-GTE-20A MITSUBISHI) LOCALIZACION: S/E MILAGRO (PATIO DE 69 KV) REALIZADO: AÑO: 2000		
1	Empezando a presión normal de aire (marcada en la placa rotulada del mecanismo) en el mecanismo neumático, verificar el disyuntor en cuanto al número de operaciones de cierre por tanque de aire con el compresor desconectado		
2	Si todos los ajustes son correctos, debe haber, por lo menos CINCO, o DOS operaciones antes de que el interruptor desconectado de baja presión en el mecanismo neumático abra el circuito de control, y una o dos operaciones más de reversa más allá de esto.		
3	Emplear un puente de conexión para cortocircuitar el inerruptor desconectado de baja presión a fin de contar el número de operaciones menos de esto, es una indicación de:		
3.a	Demasiada compresión del muelle (de cola) acelerador		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA:	2 3
PARA: OPERACIÓN Y PRUEBAS DE CRONOMETRACION (DISUNTOR EN ACEITE TIPO 70-GTE-20A MITSUBISHI)		PROCEDIMIENTO:	CRONMED-O-52/0
LOCALIZACION: S/E MILAGRO (PATIO DE 69 KV)		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
		PERSONAL	
3.b	Alineamiento de contacto inadecuado		
3.c	Excesiva pérdida de aire en el mecanismo neumático		
3.d	Ajuste incorrecto del sistema de la palanca de la unidad de polo		
4	Verificar el tiempo de apertura y el tiempo de reconexión (si requerido) del disyuntor con un aparato registrado de grafito, preferiblemente un oscilógrafo para mejorar precisión		
5	A fin de asegurar el logro de una interrupción de arco de cinco (5) ciclos, el tiempo de energización de la bobina de disparo hasta los contactos se separan, no debe exceder 1.5 ciclos (base de 60 ciclos). El tiempo de separación de contacto en todos los tres polos debe ser verificado		
6	La vanilla de levante del contacto móvil debe tener una velocidad promedio mínima de 2.7 m/s como medida entre un punto de la separación de los contactos de la curva de apertura y otro punto en el cuarenta por ciento de la longitud de desplazamiento (280 mm) de la separación de los contactos		
7	Si el disyuntor es más lento que esto, se puede deber a alguna de las siguientes razones:		
7.1	Insuficiente compresión del muelle (de cola) acelerador		

ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			
	PARA: OPERACIÓN Y PRUEBAS DE CRONOMETRACION (DISUNTOR EN ACEITE TIPO 70-GTE-20A MITSUBISHI)			
	LOCALIZACION: S/E MILAGRO (PATIO DE 69 KV)			
	HOJA: 3 3 PROCEDIMIENTO: CRONMED-O-52/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000			
7.2	Ajuste incorrecto del sistema de la palanca de la unidad de polo			
7.3	Ajuste de armadura de disparo incorrecto en el mecanismo de trabajo			
8	En conexión con cronometraje del oscilógrafo, se puede usar un alambre deslizante de resistencia para indicar el desplazamiento de la varilla de levante del contacto móvil. La guía de deslizamiento se puede conectar de la misma manera como un registrador de rafter a la varilla de levante a través de la parte superior del tanque removiendo el recipiente del tubo pequeño al lado del tapón sobre la parada de la varilla de levante			
9	Una proyección en el extremo superior de la varilla de levante se prevee con un macho de rosca de 8 mm, para que una varilla de diámetro de 8 mm con roscas de 8 mm en un extremo pueda pasarse a través de la parte superior del tanque y atornillar en el agujero aterrajado			
10	Antes del cierre final para colocar el interruptor en servicio, asegurar que los interruptores del panel de control del mecanismo neumático para la fuerza de control y suministro del compresor están en la posición "ON". Verificar en cuanto a la fuerza y presión de trabajo normal y cierre del disyuntor.			
11	NO CIERRE el disyuntor de una línea de corriente con el gato de cierre de mano. Este dispositivo se provee solamente para el ajuste del disyuntor, y opera demasiado lento para este fin.			

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 3
PARA: MECANISMO ACCIONADO POR AIRE COMPRIMIDO. TIPO AS MITSUBISHI PARA DISYUNTORES EN ACEITE LOCALIZACION: S/E MILAGRO		PROCEDIMIENTO: D-A-69AIRE ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO:
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
	INSPECCION <i>Dado que las condiciones de operación varían tan grandemente de un área a otra y aun entre instalaciones en la misma localidad, es difícil recomendar cualquier intervalo de tiempo para la inspección y mantenimiento</i>	
1	Establecer un horario regular de inspección y mantenerlo a fin de que la condición del equipo se conozca, y cualquier deficiencia se corrija antes que se puedan desarrollar en una condición seria.	
2	El disyuntor depende altamente del funcionamiento adecuado del mecanismo accionado por aire comprimido TIPO AS; por lo tanto, siempre se tiene que mantener en buena condición	
	MEDIDAS DE SEGURIDAD	
1	Al trabajar en el disyuntor, se debe ABRIR la válvula de purga del depósito de aire comprimido y AISLAR el circuito de control del disyuntor, en su panel de control local para que la operación accidental de la válvula de admisión o conector de cierre no hagan que el disyuntor se CIERRE inesperadamente.	
2	Mantener el área inmediatamente debajo del compartimiento de resorte, LIBRE siempre que se opere el mecanismo, ya que el extremo inferior del vástago del pistón sobresale a través de la abertura en el compartimiento del resorte.	
3	Mantener todas las herramientas y especialmente las manos, fuera de las placas laterales del armazón siempre que el mecanismo está en la posición cerrada o de enganche. Esto es muy importante delante de la palanca de disparo libre, ya que esta se desplaza a una velocidad muy rápida y podría causar una herida seria si es que no se observa esta precaución	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 3	
PARA: MECANISMO ACCIONADO POR AIRE COMPRIMIDO. TIPO AS MITSUBISHI PARA DISYUNTORES EN ACEITE LOCALIZACION: S/E MILAGRO		PROCEDIMIENTO: D-A-69AIRE ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
4	Realizar varias operaciones del sistema de aire comprimido (arranque y parada del compresor ante operaciones del disyuntor), especialmente en los periodos de inspección; los mismos que deberán ser planificados tomando en consideración si es que el equipo (disyuntor) no ha operado en periodos de tiempo extremadamente largos		
5	Examinar periódicamente la grasa de las guías de rodillos, en busca de contaminación de polvo u otras materias extrañas; si es que esta condición es evidente, debe ser limpiada con un solvente y después aplicar nueva grasa		
6	Controlar el consumo del aceite del compresor, y realizar la limpieza total del CARTER y sistema de lubricación por salpiqueo (cigüeñal con álabes) cada vez que se realice mantenimiento general preventivo al disyuntor		
7	Revisar las posibles FUGAS DE AIRE presentes en el sistema de aire comprimido:		
NOTA:			
7.1	Una buena revisión total en cuanto a fugas de aire en el sistema de aire comprimido (sistema de suministro de aire) constituye una PRUEBA CONTRA PERDIDAS		
	Observar la caída de presión en el manómetro durante un período de tiempo suficientemente largo a fin de determinar el porcentaje de caída de presión, especialmente, durante las operaciones y cuando el disyuntor está fuera de servicio. Al verificar por si hay fugas, permitir que el sistema se enfríe por unas DOS horas antes de leer las presiones, si el depósito justamente ha sido llenado a la presión atmosférica, de lo contrario se observará una caída de presión debido a la contracción del aire al enfriarse.		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 3 3
PARA: MECANISMO ACCIONADO POR AIRE COMPRIMIDO. TIPO AS MITSUBISHI PARA DISYUNTORES EN ACEITE LOCALIZACION: S/E MILAGRO		PROCEDIMIENTO: D-A-69AIRE ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
		PERSONAL
		Y HORAS
NOTA:	<p>El primer lugar que se tiene que verificar para ver si hay fugas es la VALVULA PILOTO. Las fugas aqui se deben generalmente a particulas de suciedad en el asiento de la válvula. "Operando" la válvula varias veces presionando sobre la armadura momentáneamente, generalmente sirve para desalojar la suciedad y hacer que la válvula se cierre adecuadamente. Sin embargo si esto no da éxito, se puede remover la válvula de admisión para ser inspeccionada destornillando el tapón de cabeza exagonal del lado inferior de la caja. Al volver a colocar la válvula, asegurar que el pequeño vástago de la válvula entre en el agujero del extremo del émbolo antes de volver a colocar el tapón. La verificación por si hay fugas se realiza de la siguiente manera:</p>	
7.1.1	Remover el conjunto de exhaustación del cuerpo de la válvula y cerrar la salida de exhaustación	
7.1.2	Aplicar una solución jabonosa sobre el agujero purgador a través del lado derecho del cuerpo de la válvula. Si se determina un escape en este punto, después de haber determinado previamente que la válvula pilo está apretada, se concluye que la válvula principal de admisión no está adecuadamente asegurada	
7.1.3	El método más rápido, y uno que generalmente se emplea, es "craquear" la válvula, golpeando la armadura de la válvula piloto varias veces. Remover la válvula para la inspección del asiento de goma removiendo la cubierta del lado inferior del cuerpo de la válvula	
7.1.4	Si la fuga no tiene relación con la válvula piloto, todas las conexiones de aire, incluyendo la válvula de seguridad, deben inspeccionarse con solución jabonosa; para así determinar el punto de fuga y por ende, el desmontaje y corrección de ese punto.	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

HOJA: 1 | 3
 PROCEDIMIENTO: D-A-69AIRE

PARA: MECANISMO ACCIONADO
 POR AIRE COMPRIMIDO.
 TIPO AS MITSUBISHI
 PARA DISYUNTORES EN
 ACEITE

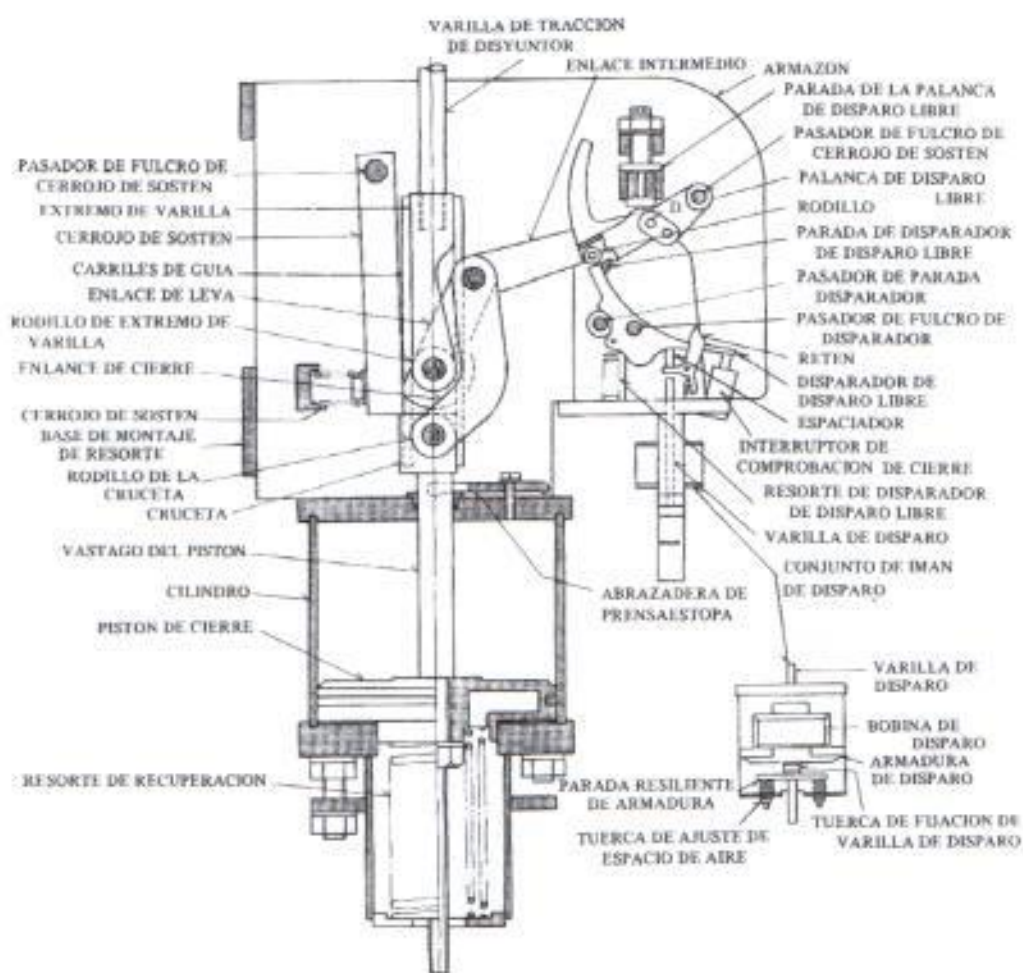
ACTIVIDAD:

LOCALIZACION: S/E MILAGRO

REALIZADO:

AÑO: 2000

SECUENCIA DE PROCESOS



**ESQUEMA BASICO DE LOCALIZACION DE LA VALVULA PILOTO
 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO
 DISYUNTOR MITSUBISHI EN ACEITE 69 KV S/E MILAGRO**

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

HOJA: 2 | 3

PROCEDIMIENTO: D-A-69AIRE

PARA:

**MECANISMO ACCIONADO
POR AIRE COMPRIMIDO,
TIPO AS MITSUBISHI
PARA DISYUNTORES EN
ACEITE**

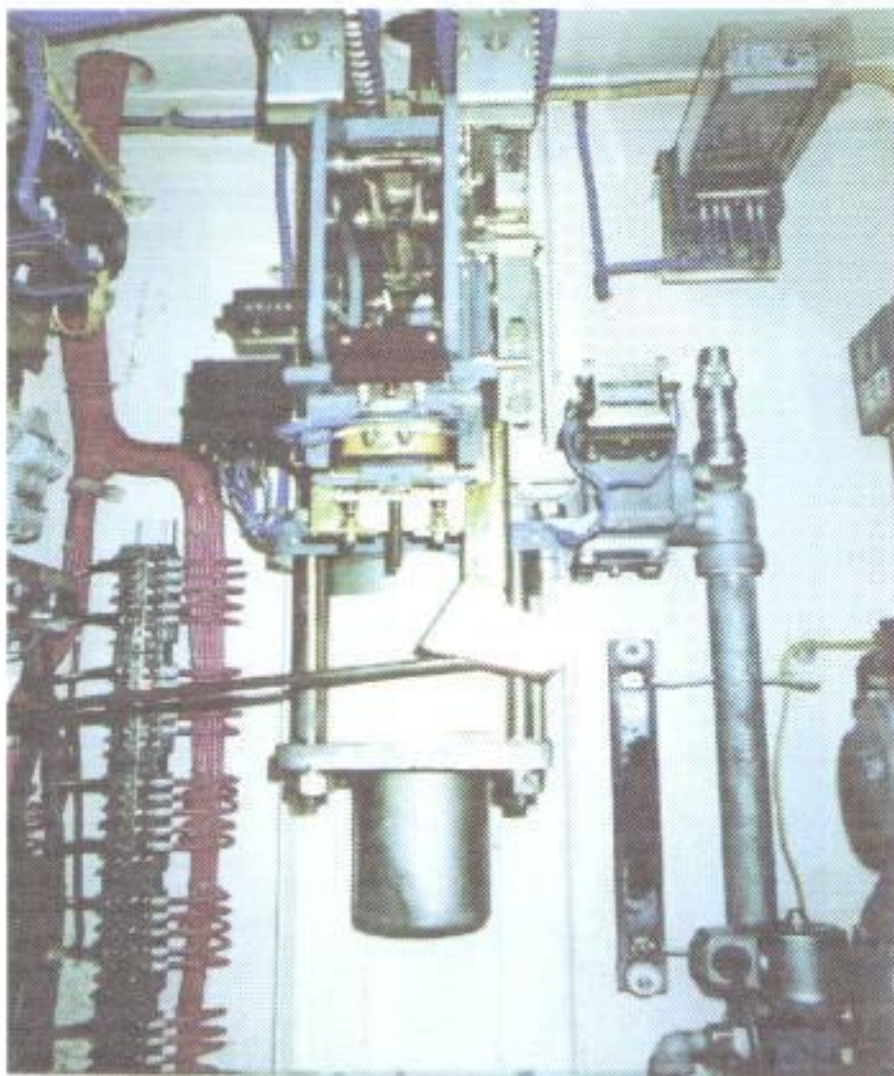
ACTIVIDAD:

LOCALIZACION: S/E MILAGRO

REALIZADO:

AÑO: 2000

SECUENCIA DE PROCESOS



**VISTA GENERAL SISTEMA MECANICO Y NEUMATICO
Disyuntor Mitusibishi en aceite 69 KV S/E MILAGRO**

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

HOJA: 3 | 3
PROCEDIMIENTO: D-A-69AIRE

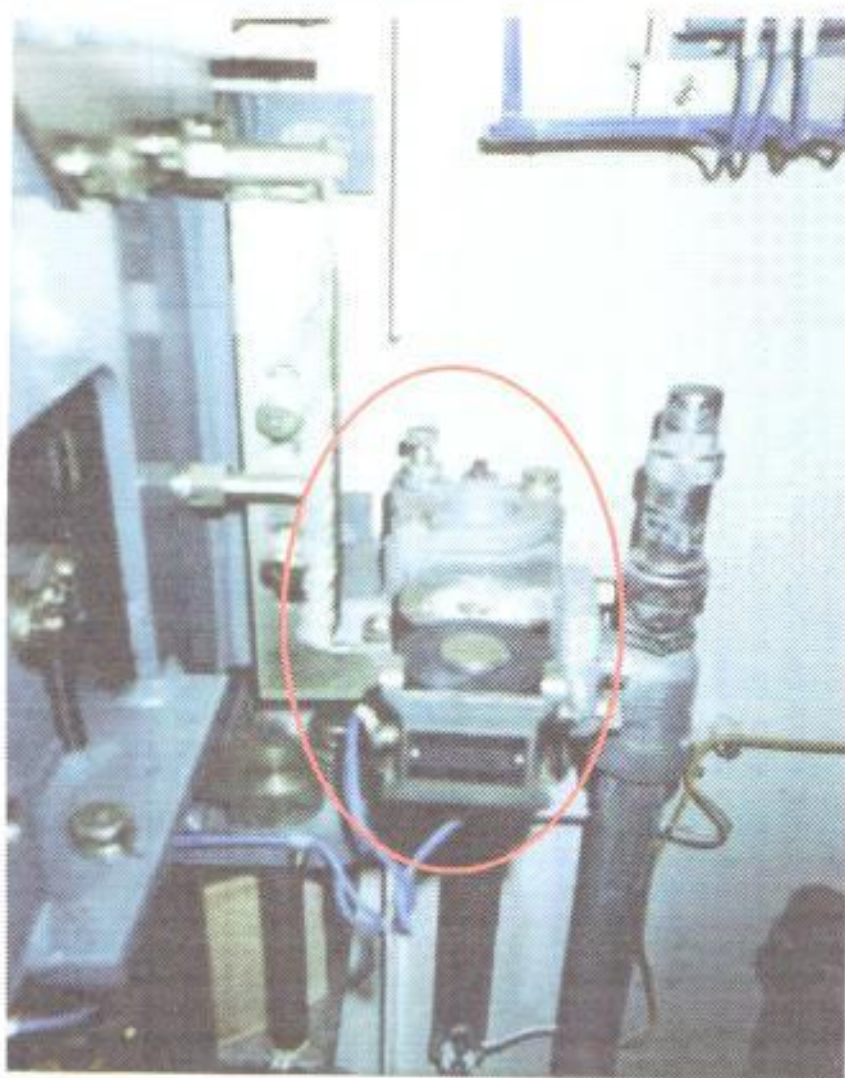
PARA: MECANISMO ACCIONADO
POR AIRE COMPRIMIDO.
TIPO AS MITSUBISHI
PARA DISYUNTORES EN
ACEITE

ACTIVIDAD:

LOCALIZACION: S/E MILAGRO

REALIZADO:
AÑO: 2000

SECUENCIA DE PROCESOS



VISTA FRONTAL VALVULA PILOTO

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 5 PROCEDIMIENTO INSPG-O-52/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
1	<p>MEDIDAS DE SEGURIDAD</p> <p>1 Abrir el circuito de control del disyuntor (aislarlo de la alimentación de VDC), y bloquearlo mecánicamente, antes de empezar a inspeccionar o trabajar sobre las partes móviles del disyuntor, para que no pueda ocurrir operaciones accidentales.</p> <p>2 En disyuntores operados neumáticamente, se debe expulsar previamente el aire del depósito (abriendo la válvula de purga de aire localizada en la parte inferior del tanque de almacenamiento de aire comprimido)</p> <p>PROCEDIMIENTO</p> <p>1 La inspección general del disyuntor requiere que el tanque de corte, sea bajado.</p> <p>1 Cerrar el disyuntor mediante la potencia del mecanismo de trabajo, antes de bajar el tanque</p> <p>2 Verificar las separaciones de parada de la parte superior de la varilla de elevación</p> <p>3 Inspeccionar los conjuntos del contacto estacionario para determinar la condición de las superficies de contacto y los ajustes de los mismos. Algo de superficie quemada sobre el contacto no es determinante siempre que la conductividad eléctrica y el ajuste del contacto no hayan sido cambiados materialmente. Si el quemado es severo, los contactos deberán ser removidos o reemplazados</p> <p>4 Registrar la condición de los contactos móviles, reacondicionándolos o reemplazándolos de ser necesario</p> <p>5 Registrar la condición de todas las partes accesibles. Verificar los pernos, tuercas, pasadores de muelle, etc., y reajustar donde sea necesario. Reparar o reemplazar cualquier parte dañada</p>		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 5			
PARA: INSPECCION GENERAL DISYUNTOR EN ACEITE TIPO 70 - GTE - 20A 69 KV 1200 A 2500 MVA LOCALIZACION: S/E MILAGRO (PATIO 69 KV)		PROCEDIMIENTO: INSPG-O-52/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000			
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	Y	HORAS
6	Cerrar paulatinamente el disyuntor (emplear la palanca de operación manual) y verificar el ajuste del contacto				
7	Limpiar los extremos inferiores de las boquillas y la varilla de levante MICARTA, con un paño limpio humedecido con aceite aislante limpio. Limpiar el carbón acumulado de las chimeneas de rejilla				
8	Verificar el mecanismo de trabajo por si hay tuercas y pernos desaparecidos y pasadores de muelle que falten				
9	Verificar los pestillos para ver si sus caras están en buena condición y si es que están adecuadamente ajustados. Aplicar antioxidante; que cumpla con las características de: ser de libre flujo a todas las temperaturas previstas, que no se endurezca y debe ser autorregenerante (para que no se elimine en una sola operación)				
10	Verificar el sistema de aire en mecanismo neumático por si hay fugas				
11	Verificar el conexionado de control por si hay conexiones flojas				
12	Verificar las uniones de junta, conducto y guarniciones de tanque para asegurarse de que no entra agua dentro del disyuntor				
13	Verificar la rigidez dieléctrica del aceite EQUIPO: (1) Equipo de Prueba de Rigidez dieléctrica del aceite				

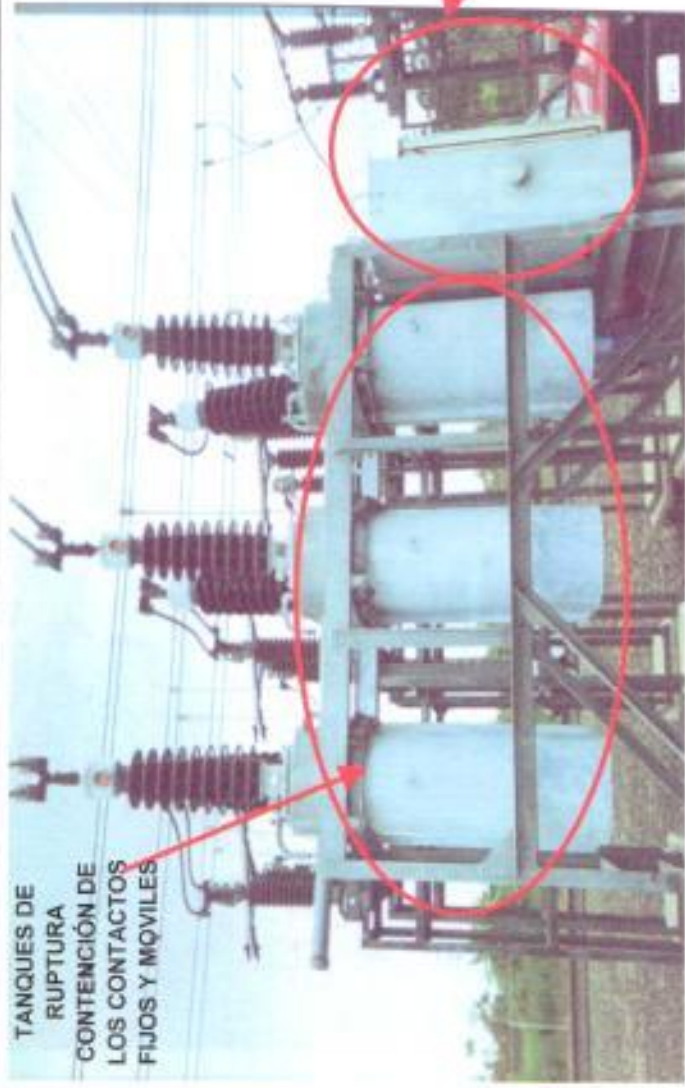
	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 3 5 PROCEDIMIENTO INSPG-O-52/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
PARA: 70 - GTE - 20A 69 KV 1200 A 2500 MVA	INSPECCION GENERAL DISYUNTOR EN ACEITE TIPO 70 - GTE - 20A 69 KV 1200 A 2500 MVA		
LOCALIZACION:	S/E MILAGRO (PATIO 69 KV)		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
14	Verificar el cilindro de amortiguación en lo referente al volumen de aceite existente, para asegurar que se encuentre atascado		
15	Levantar y asegurar los tanques después de reemplazar el aceite si se requiere. Verificar la operación de cierre y disparo, usando todos los relés ordinarios y circuitos implicados en la operación del disyuntor. Asegurar que todos los contactos del relé estén limpios		
1	OBSERVACIONES LUEGO DE TERMINADA LA INSPECCION GENERAL PREVIO A LA ENERGIZADA DEL DISYUNTOR		
2	Todo el aislamiento (porcelana), y partes dentro del tanque (incluyendo la superficie interna del tanque) deben limpiarse cuidadosamente para remover cualquier suciedad y humedad que se pudo haber posado durante el tiempo en que se desarrollo la inspección general. No se deben emplear desperdicios de algodón, ya que se pueden introducir hilachas en el aceite; además se debe revisar los revestimientos interiores de los tanques en busca de posibles daños mecánicos		
3	Comprobar que todos los cojinetes del mecanismo de maniobra estén libres de suciedad y materiales de empaquetadura, y que hayan sido lubricados		
4	Es recomendable que el material antioxidante que se emplee sea un lubricante de GRAFITO suave u otro material con propiedades similares		
	Cerrar poco a poco el disyuntor comprobando que las varillas de levante y contactos queden convenientemente ajustados para un alineamiento correcto y que se obtenga una adecuada compresión del contacto estacionario		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 4 5	
PARA: INSPECCION GENERAL DISYUNTOR EN ACEITE TIPO 70 - GTE - 20A 69 KV 1200 A 2500 MVA LOCALIZACION: S/E MILAGRO (PATIO 69 KV)		PROCEDIMIENTO INSPG-O-52/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y HORAS
5	<p>Abir poco a poco el disyuntor para verificar que el movimiento tanto de apertura como de cierre dede ser libre y sin fricción. Observar que no exista atascamiento en el movimiento de la varilla de levante o de las cuchillas de contactos móviles dentro de la rejilla de desionización</p>		
6	<p>Comprobar que todas las juntas (empaques) estén en su lugar y que no se hayan dañado. Todos los pernos y tuercas de las bridas de boquillas, tanques y guarniciones de conexión deben estar uniformemente ajustados para que la humedad no pueda penetrar en le disyuntor a través de cualquiera de estos elementos mencionados</p>		
7	<p>El proceso de reemplazo o tratamiento del aceite aislante deberá considerar que:</p>		
7.1	<p>Tomar todas las precauciones para asegurar una sequedad y limpieza del equipo antes de llenarlo de aceite, evitando al máximo la entrada de humedad y suciedad durante la transferencia de aceite</p>		
7.2	<p>Es recomendable lavar el/los tanque/es del disyuntor con aceite aislador limpio y secarlo con paños de tala pañal secos y limpios.</p>		
7.3	<p>La preparación para el proceso de inspección, tratamiento y/o reemplazo del aceite aislante debe realizarse preferiblemente en un día seco y soleado; si esto no es posible, se debe procurar una máxima protección contra la humedad</p>		
7.4	<p>Observar el nivel de aceite necesario para el disyuntor, y su rigiez dieléctrica no deberá ser inferior a los 22 KV, probado por métodos ordinarios. Cuando se emplea aceite nuevo, puede superar notablemente este valor, sin embargo, si no es probado bajo condiciones ideales, el aceite puede aparecer peor de lo que en realidad es, debido a la contaminación de la muestra a probar, condiciones ambientales, etc.</p>		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 5 5		
PARA: INSPECCION GENERAL DISYUNTOR EN ACEITE TIPO 70 - GTE - 20A 69 KV 1200 A 2500 MVA LOCALIZACION: S/E MILAGRO (PATIO 69 KV)		PROCEDIMIENTO INSPG-O-52/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
8	<p>Verificar la operación eléctrica del disyuntor varias veces después de que los tanques hayan sido llenados y aceite y montados. Es recomendable que se inspeccione la velocidad de apertura mediante un contador de ciclos o registrador de grafito. Las duraciones de apertura, no deben exceder los 3.5 ciclos desde el momento en que la bobina de disparo es energizada hasta que los contactos del disyuntor se separan. Si este tiempo se excede, se puede deber a alguna de las siguientes razones:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) excesiva caída de voltaje en el conexinado de control al disyuntor b) baja compresión del resorte acelerante c) ajuste incorrecto del sistema de la unidad de polo. 			
9	<p>Realizar una inspección final y global del ajuste de todos y cada uno de los pernos del tanque del disyuntor</p>			

	<p align="center">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: INSPECCION GENERAL DISYUNTOR EN ACEITE TIPO 70 - GTE - 20A - 69 KV 1200 A 2500 MVA</p> <p>LOCALIZACION S/E MILAGRO (PATIO 69 KV)</p>	<p>HOJA: 1 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: INSPG-O-52/0</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	---	---

SECUENCIA DE PROCESOS



TANQUES DE
RUPTURA
CONTENCIÓN DE
LOS CONTACTOS
FIJOS Y MÓVILES

VISTA GENERAL DEL
DISYUNTOR MITSUBISHI
EN ACEITE 69 KV

S/E MILAGRO

FOTO 1

PANEL DE CONTROL Y
MANDO LOCAL

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: INSPECCION GENERAL DISYUNTOR EN ACEITE TIPO 70 - GTE - 20A 69 KV 1200 A 2500 MVA</p> <p>LOCALIZACION: S/E MILAGRO (PATIO 69 KV)</p>	<p>HOJA: 2 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: INSPG-O-52/0</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	--	--

SECUENCIA DE PROCESOS

VISTA GENERAL DEL PROCESO DE DESMONTAJE DEL DISYUNTOR EN ACEITE 69 KV PARA LA LIMPIEZA GENERAL DE SUS CONTACTOS MÓVILES Y FIJOS

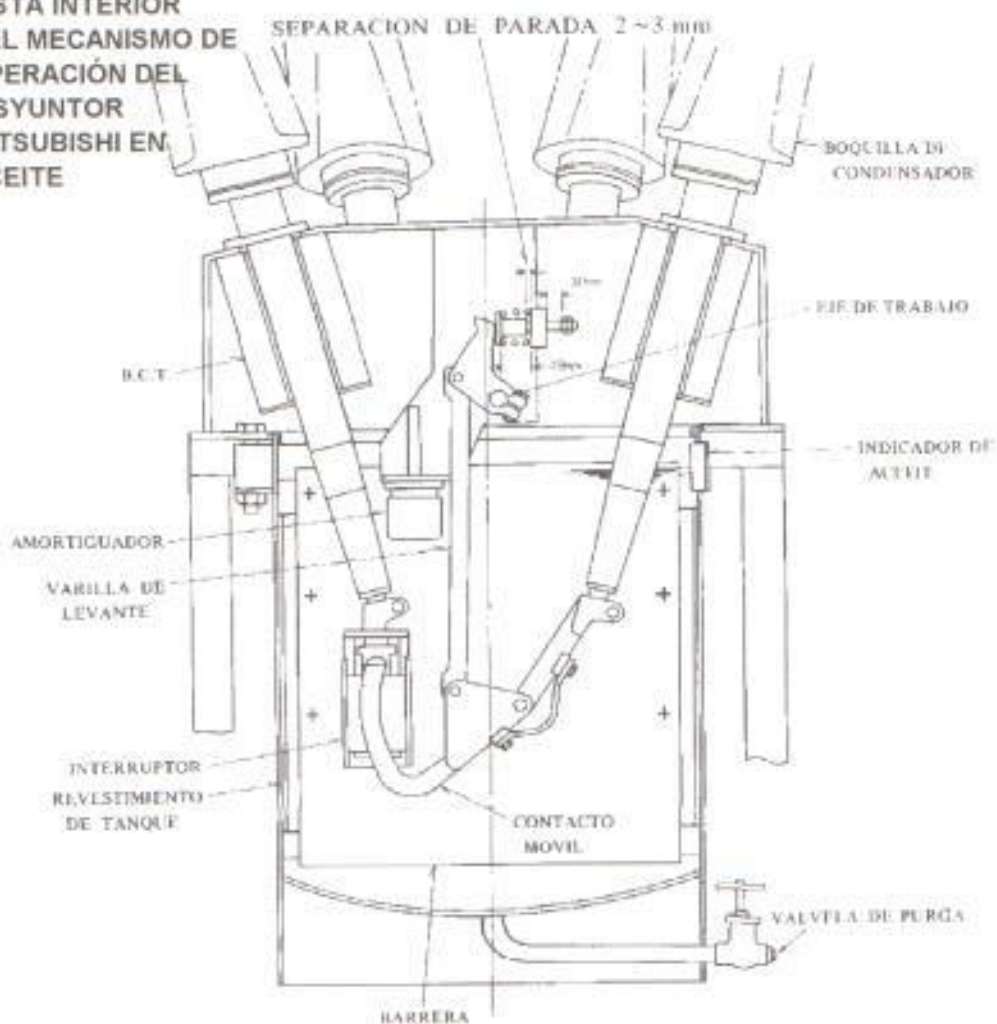
FOTO 2



PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PARA: LOCALIZACION:	INSPECCION GENERAL DISYUNTOR EN ACEITE TIPO 70 - GTE - 20A 69 KV 1200 A 2500 MVA	HOJA: 3 4 PROCEDIMIENTO: INSPG-O-52/0
	S/E MILAGRO (PATIO 69 KV)	ACTIVIDAD:
		REALIZADO:
		AÑO: 2000

SECUENCIA DE PROCESOS

VISTA INTERIOR DEL MECANISMO DE OPERACIÓN DEL DISYUNTOR MITSUBISHI EN ACEITE



PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

HOJA:

4 | 4

PROCEDIMIENTO: INSPG-O-52/0

PARA: INSPECCION GENERAL DISYUNTOR EN ACEITE
TIPO 70 - GTE - 20A - 69 KV 1200 A 2500 MVA

ACTIVIDAD:

LOCALIZACION

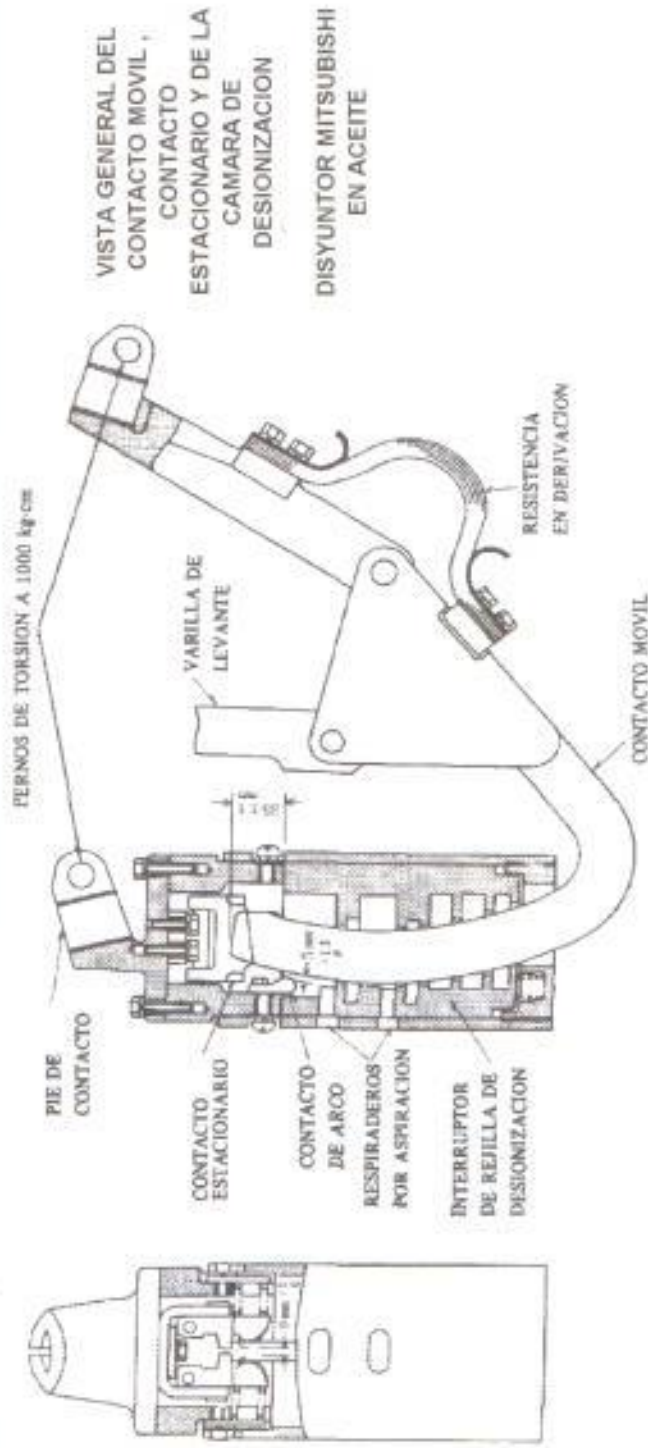
S/E MILAGRO (PATIO 69 KV)

REALIZADO:

AÑO:

2000

SECUENCIA DE PROCESOS



5.1.3. Seccionadores

5.1.3.1. Clasificación de Seccionadores de acuerdo a su ubicación en la Subestación Eléctrica

En las diferentes subestaciones eléctricas que conforman nuestro S.N.I., se observan un conjunto de zonas de operación que corresponden a una línea de transmisión, a un autotransformador de potencia, a la función de transferencia e incluso de a la acoplamiento de barras; dependiendo de los diferentes niveles de tensión.



**FIG. 5.7 Seccionador con mando motorizado General Electric 230 KV
S/E Pascuales**

Esta "zona o región", dentro del esquema operacional de las subestaciones, toma el nombre de POSICIÓN; y está identificada por el equipo o función que cumpla. Una POSICIÓN, básicamente esta conformada por un interruptor automático de potencia (disyuntor) de cualquier tipo o clase de elemento aislante (gas SF₆ o aceite) y un conjunto de seccionadores o switches desconectores; los mismo que, dependiendo de su ubicación tomando como referencia al disyuntor, pueden operar cumpliendo funciones de:

- a) Seccionador de línea
- b) Seccionador de barra
- c) Seccionador de bypass
- d) Seccionador selector de barra
- e) Seccionador de puesta a tierra

5.1.3.1.1. Seccionador de Línea

El seccionador de línea, es el primer desconector que se ubica en una posición; es decir que es el que se ubica a la llegada de una línea de transmisión eléctrica.

Se ha estandarizado que su identificación en las diferentes subestaciones eléctricas de nuestro país sea:

89 - [0 / 1 / 2][#]3

donde:

- | | |
|----|---|
| 89 | es el número que identifica que el equipo es un seccionador |
| 0 | si el nivel de tensión de operación es de 69 KV |
| 1 | si el nivel de tensión de operación es de 138 KV |
| 2 | si el nivel de tensión de operación es de 230 KV |
| # | es el número de identificación de la posición en la subestación; depende del diseño o ubicación del panel dúplex donde se ubica la posición. Puede usar hasta 2 dígitos para su identificación. |
| 3 | indica que es un seccionador de línea |

5.1.3.1.2. Seccionador de Barra

El seccionador de barra, es considerado como el desconectador principal ya que se ubica después del

disyuntor; es decir permite la desconexión entre el disyuntor y la barra principal.

Su identificación en las diferentes subestaciones eléctricas de nuestro país es:

89 - [0 / 1 / 2][#]1

donde:

89 es el número que identifica que el equipo es un seccionador

0 si el nivel de tensión de operación es de 69 KV

1 si el nivel de tensión de operación es de 138 KV

2 si el nivel de tensión de operación es de 230 KV

es el número de identificación de la posición en la subestación; depende del diseño o ubicación del panel dúplex donde se ubica la posición. Pueden emplearse hasta 2 dígitos para su identificación.

1 indica que es un seccionador de barra

5.1.3.1.3. Seccionador de puesta a Tierra

Generalmente, este seccionador está montado en conjunto con los seccionadores de línea, excepto en las posiciones de los autotransformadores de potencia, en las que no existen seccionadores de puesta a tierra. Están sujetos a la estructura de soporte del seccionador de línea. Se ha estandarizado que su identificación en las diferentes subestaciones eléctricas de nuestro país sea:

89 - [0 / 1 / 2][#]4

donde:

89 es el número que identifica que el equipo es un seccionador

0 si el nivel de tensión de operación es de 69 KV

1 si el nivel de tensión de operación es de 138 KV

2 si el nivel de tensión de operación es de 230 KV

es el número de identificación de la posición en la subestación; depende del diseño o ubicación del panel dúplex donde se ubica la posición. Puede formarse de hasta 2 dígitos para su identificación.

4 indica que es un seccionador de puesta a tierra

5.1.3.1.4. Seccionador Selector de Barra

En los patios de las subestaciones de niveles de tensión de 230 KV, donde la configuración operacional es de DOBLE BARRA, se presentan estos desconectores. Están montados en pareja, con una disposición física que permitan la conexión y desconexión de una posición determinada ya sea a la barra 1 o a la barra 2; por lo que estos si operan bajo carga.

Se ha estandarizado que su identificación en las diferentes subestaciones eléctricas de nuestro país sea:

89 - [0 / 1 / 2][#][7/9]

donde:

89 es el número que identifica que el equipo es un
seccionador

0 si el nivel de tensión de operación es de 69 KV

1 si el nivel de tensión de operación es de 138 KV

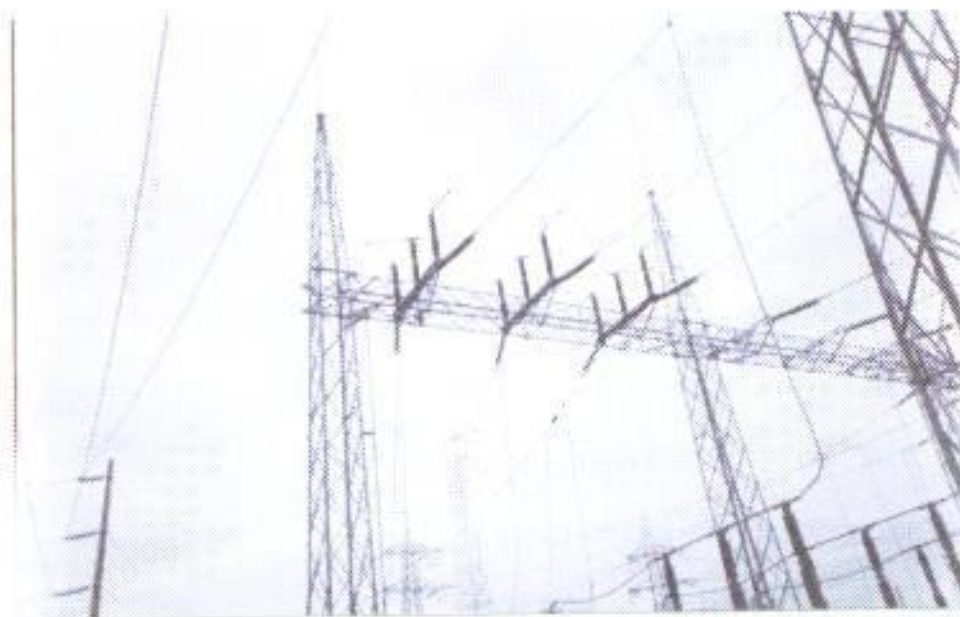
2 si el nivel de tensión de operación es de 230 KV

es el número de identificación de la
posición en la subestación; depende
del diseño o ubicación del panel

dúplex donde se ubica la posición. Se emplean hasta 2 dígitos para su identificación.

- 7 indica que es el seccionador selector de la barra 1
- 9 indica que es el seccionador selector de la barra 2

5.1.3.1.5. Seccionador Bypass



**FIG. 5.8 Seccionador Bypass General Electric con mando motorizado
S/E Pascuales 230 KV**

Como su nombre lo indica, este desconectador se emplea como bypass para el disyuntor. Es decir, que su principal función es **reemplazar temporalmente** al interruptor automático de potencia, por efectos de mantenimiento o cambios en la topología de la subestación. Su ubicación estandarizada es en los pórticos o estructuras que soportan la llegada de la línea de transmisión, sobre el disyuntor.

Su identificación en las diferentes subestaciones eléctricas de nuestro país es:

89 - [0 / 1 / 2][#]5

donde:

89 es el número que identifica que el equipo es un seccionador

0 si el nivel de tensión de operación es de 69 KV

1 si el nivel de tensión de operación es de 138 KV

2 si el nivel de tensión de operación es de 230 KV

es el número de identificación de la posición en la subestación; depende del diseño o ubicación del panel dúplex donde se ubica la posición. Está formado de hasta 2 dígitos

5 indica que es un seccionador de bypass

5.1.3.2. Datos de Placa

VER ANEXOS DE DATOS DE PLACA de los seccionadores localizados en las diferentes Subestaciones Eléctricas de nuestro S. N. I.

5.1.3.3. Esquema de Control

VER ANEXOS DE ESQUEMAS DE CONTROL de los seccionadores que se emplean con mayor frecuencia en las diferentes Subestaciones Eléctricas de nuestro S. N. I.

Breve descripción de la operación, interbloqueos y acción de las diferentes señales (AC y DC) que rigen su operación.

5.1.3.4. Procedimientos de Mantenimiento General

Es fundamental antes de iniciar una detallada elaboración de los diferentes procedimientos de mantenimiento aplicados a los desconectadores o seccionadores de las subestaciones eléctricas del sistema nacional

interconectado, conocer sus características operacionales (tanto mecánicas y eléctricas); así como su filosofía de operación, basándose en la información dada por el fabricante.

Muchos de los tipos de seccionadores presentes en nuestro sistema, poseen nombres característicos de identificación dados por el mismo fabricante y que es necesario conocerlos para poder identificarlos correctamente. Por ejemplo:

- a) en la subestación eléctrica Pascuales, perteneciente a TRANSELECTRIC S.A., a nivel de 230 KV existen seccionadores marca HAPAM de procedencia Sueca, cuya identificación es: desconectador de doble cuchilla
- b) en la subestación eléctrica Salitral, perteneciente a TRANSELECTRIC S.A., a nivel de 138 KV existen seccionadores marca MAGRINI GALILEO de procedencia Italiana, cuya identificación es: seccionador pedestal de cuchilla simple.

Es decir, la generalización del término seccionador, debe mantenerse para poder mencionar al equipo de manera

más rápida y segura; pero en el momento de entrar al mantenimiento, es necesario que el personal esté familiarizado con la identificación dada por el fabricante, ya que solo el nombre del equipo influye en los procesos de mantenimiento, materiales y equipos a emplear. Solamente para mencionar un ejemplo, si se analiza el caso a) descrito anteriormente, este nombre "desconectador de doble cuchilla" nos indica que el seccionador posee juegos de doble cuchilla para el contacto; y por lo tanto existirán más elementos en los que se pueden presentar desgastes por presencia de arcos, se incrementa la cantidad de grasa para contactos necesaria para la lubricación, se incrementa ligeramente el tiempo de programación del mantenimiento; e incluso se puede dificultar (por efectos de espacio) la maniobra de la pértiga para limpiar las dos cuchillas presentes de los tres polos a ambos lados de la barra de conducción del seccionador.

Con la finalidad de dar información para que el lector se familiarice con los diferentes mecanismos y características que conforman el esquema de operación de los

seccionadores presentes en nuestro país, se presentan en los **ANEXOS**, datos técnicos obtenidos de los fabricantes.

Fundamentalmente, los seccionadores están conformados por los denominados **ACCIONAMIENTOS ELÉCTRICOS**, los mismos que difieren de acuerdo al diseño del fabricante, pero que al final poseen filosofía de operación similares.

Estos mandos o accionamientos eléctricos están constituidos básicamente de 3 partes:

- a) La caja o panel soporte de todos los elementos
- b) Grupo mecánico
- c) Grupo eléctrico

La **CAJA o PANEL SOPORTE**, está prevista para intemperie, se construye con chapa metálica pretratada de 2mm de espesor y dispone de una tapa galvanizada, además de poseer todas sus uniones realizadas con soldadura. El acabado, tanto interior como exterior, es en pintura EPOXY, aplicado electrostáticamente, previa a la preparación de la chapa metálica en túneles de tratamiento controlado.



FIG. 5.9 Panel de mando y control local seccionador General Electric

S/E Salitral 138 KV

La puerta que es abatible, dispone normalmente de cierre por manilla y candado, aunque bajo pedido puede traer manija con cerradura por llave.

La caja en su lado posterior, dispone de soportes individuales sobre los cuales se sujeta el grupo mecánico del mando. Al mismo tiempo, sobre estos soportes se realiza el anclaje del mando, por lo que la caja no sufre ningún esfuerzo derivado de la acción mecánica del mando. Además, la caja dispone de orificios en la parte inferior y a los costados por la parte superior para la circulación de aire, protegidos por mallas mosquiteras y contra la entrada de agua. En la parte inferior cuenta con una ventana en cuya tapa se colocan los prensaestopas necesarios para el paso de cables en los conduit al exterior.

Todo el bloque que compone el **GRUPO MECÁNICO**, se monta sobre un bastidor que se sujeta directamente sobre los soportes de anclaje. Como sus componentes más importantes tenemos:

- 1) Motor eléctrico tipo universal
- 2) Limitador de par (presente en algunos de los diferentes tipos de seccionadores presentes en el S.N.I.); el cual es

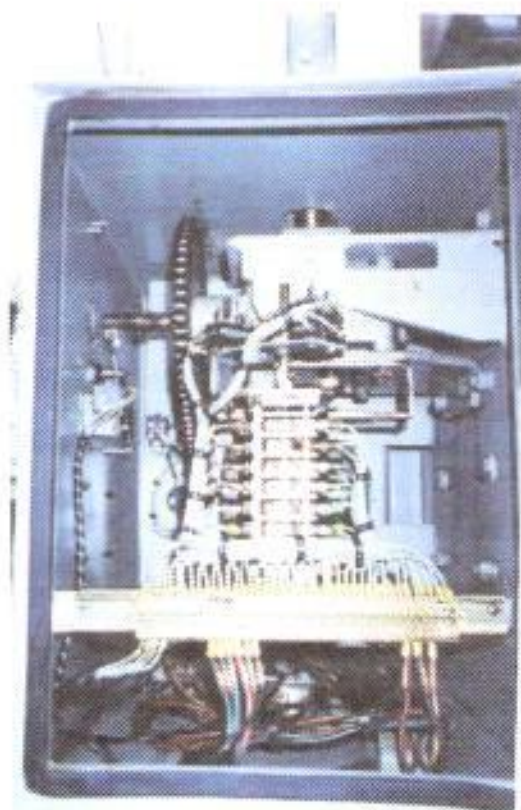


FIG. 5.10 Mando mecánico seccionador Mitusbishi 230 KV

un dispositivo que sale de fábrica regulado y precintado y bajo ningún motivo debe ser manipulado. El par máximo de trabajo del mando eléctrico está fijado generalmente en alrededor de los 40 Kg.m. Si por un trabamiento, avería u otra circunstancia, el par solicitado es superior al indicado, actúa este limitador que mantiene el par en 40 Kg.m., evitando averías mecánicas y, también permite que el motor siga

funcionando normalmente hasta que sus propios sistemas de seguridad actúen, evitando así posibles averías también en el motor.

- 3) Una caja reductora, sobre la que actúa la manivela para el accionamiento manual. Al introducir la manivela se acciona un contacto de final de carrera o de bloqueo que impide el accionamiento eléctrico del mando. Bajo pedido y conveniencia del propietario del seccionador, se puede montar otro contacto para la apertura, así como una cerradura o enclavamiento electromagnético o ambos dispositivos simultáneamente que impiden el mando eléctrico local (en el patio) o remoto (desde la sala de control). La reducción en esta caja, se realiza de diferentes maneras, aunque la más conocida es mediante piñones y finaliza con un tornillos sin-fin cuya rueda va montada directamente sobre el eje de accionamiento. Este sistema hace que el mando o accionamiento eléctrico sea irreversible.

El **GRUPO ELÉCTRICO** se monta sobre un panel independiente que va sujeto a la caja mediante tornillos. Entre sus componentes más importantes se tienen:

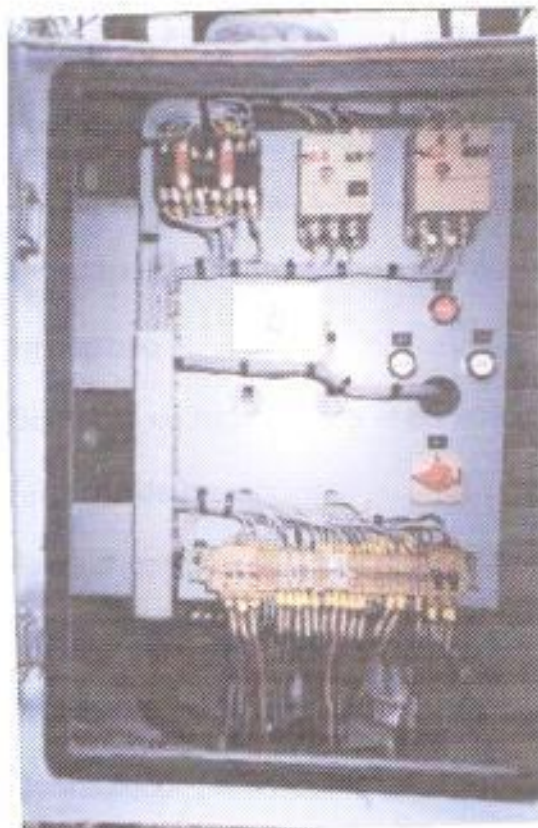


FIG.5.11 Mando Eléctrico seccionador Mitsubishi 230 KV

- 1) Un contactor inversor para el motor
- 2) Un temporizador para la protección del motor. Si el motor del mando por la circunstancia que sea, no es parado por los finales de carrera, sigue funcionando

hasta que transcurrido un tiempo preestablecido (mayor al que se toma en cumplir el recorrido total) actúa este temporizador y para al motor, desconectándolo. El temporizador es regulado en fábrica para un tiempo adecuado, siempre superior al tiempo normal de maniobra y no debe ser manipulado si es que no fuese extremadamente necesario.

- 3) Un calefactor o resistencia de caldeo regulada por un termostato
- 4) Borneras en regleta para el conexionado exterior
- 5) Fusibles de protección
- 6) Finales de carrera tanto para la apertura como para el cierre colocados en las levas acopladas al eje conductor de movimiento y contactos auxiliares
- 7) Conmutador para posicionar en LOCAL o REMOTO
- 8) Pulsadores de MARCHA y PARADA

PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO

Tanto en el grupo mecánico como en el eléctrico no es necesario ningún mantenimiento en tanto los aparatos del

mismo no sufran ninguna rotura o avería de cualquier índole que impida su normal funcionamiento.

En el aspecto general se cuidará, por una parte, del polvo acumulado en su interior, si su instalación es en ambientes polvorientos y por otro lado, de las posibles oxidaciones locales de la caja o panel interior, por daños producidos en su protección o en el calefactor durante el montaje o trabajo habitual en la instalación.

Es recomendable, al menos una vez al año, si el accionamiento no ha realizado ninguna maniobra, efectuar varias aperturas y cierres. De esta forma se asegura que las partes móviles del seccionador y del accionamiento estén en buenas condiciones de funcionamiento.

Generalmente, una correcta lubricación de las cadenas de transmisión de movimientos, de los engranajes, la adecuada calibración de los finales de carrera y una alineación adecuada de los pedestales del seccionador, reduce al máximo el riesgo de daño en las partes móviles.

A continuación, se presenta el **procedimiento de mantenimiento preventivo** establecido en las diferentes subestaciones eléctricas que conforman la ZONA OCCIDENTAL de la Compañía Nacional de transmisión Eléctrica (TRANSELECTRIC S.A.) y que se aplican hasta la actualidad (año 2001)

Como se ha venido mencionado en los capítulos de este proyecto de investigación, la correcta planificación del mantenimiento, así como el adecuado y completo stock de repuestos y accesorios presentes en bodega, permitirán que en caso de un problema mayor, el mantenimiento correctivo no constituya pérdidas en lo referente a pago de multas, pérdida de disponibilidad o tiempo fuera de servicio, interrupciones de la continuidad del sistema, etc.; se debe tener presente que todos los repuestos se deberán considerar en función del número de accionamientos que figuran en la instalación y será decisión del Ingeniero de Mantenimiento el fijar la cantidad de cada componente que se dispondrá como repuesto.

Como una información obtenida gracias a los años de operación de nuestro S.N.I., y del personal de electromecánicos de la Zona Occidental de TRANSELECTRIC

S.A., se indica a continuación los elementos más susceptibles a cambios y que serán necesario reemplazar en alguna ocasión:

- a) Dentro del grupo mecánico, no hay ningún elemento propenso a avería. En el caso de una cantidad considerable, como 20 accionamientos promedio mensual por ejemplo, pudiera interesar tener un motor como repuesto.
- b) En lo referente al grupo eléctrico, pueden disponerse de un contactor inversor para el motor, un temporizador, un interruptor y una resistencia de caldeo o calefactor para cada grupo de 10 mandos eléctricos de 10 seccionadores que estén en funcionamiento. También se puede contar con varios fusibles de la capacidad que se emplean en los diferentes mandos eléctricos de los seccionadores presentes en las subestaciones.
- c) Al tratarse de gran cantidad de los mismos tipos de accionamientos eléctricos, y dependiendo del análisis de confiabilidad basándose en la hoja de vida del equipo, podría considerarse tener un mando o accionamiento completo para poder reemplazar en alguno que ya presente su vida útil agotada.

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1 3	
PARA: SECCIONADORES DE 15 A 230 KV LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		PROCEDIMIENTO: MPREV/SECC ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.1	Realizar la inspección visual de la posición de las cuchillas y estado de aisladores		
1.2	Verificar el mecanismo del motor		
1.3	Verificar la operación de los calefactores		
1.4	Realizar una operación eléctrica y una manual		
1.5	Operar manualmente y chequear el alineamiento de contactos, ranuras, topes, facilidad de operación, presión de contactos, cables trenzados		
1.6	Chequear los contactos para detectar desgaste de la capa de plata debido a chisporroteos		
1.7	Limpiar los contactos y lubricarlos (seccionador abierto)		
1.8	Verificar el ajuste de tornillos, pernos, tuercas, pasadores, etc.		
1.9	Chequear los cuernos de arco o anillos equipotenciales y limpiar desgastes o acumulación de suciedad		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 2 3
PARA: SECCIONADORES DE 15 A 230 KV LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		PROCEDIMIENTO: MPREV/SECC ACTIVIDAD: AÑO: 2001
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)
ITEM	D E S C R I P C I O N	D P NOVEDADES
1.10	Inspeccionar y lubricar las partes o elementos móviles	
1.11	Verificar la puesta a tierra y observar algun deterioro	
1.12	Efectuar la limpieza de los aisladores y corregir las fallas de pintura en las estructuras de los seccionadores y cajas de control	
1.13	Realizar la revisión, limpieza y lubricación del sistema de puesta a tierra (seccionador 89-**4)	
	MECANISMO DEL MOTOR	
1.14	Realizar la revisión y limpieza de los contactos auxiliares, circuitos del motor y fusibles	
1.15	Chequear el conexionado y su ajuste en el gabinete de control	
1.16	Inspeccionar y lubricar todos los elementos móviles	
1.17	Inspeccionar el motor	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 3 3	
PARA: SECCIONADORES DE 15 A 230 KV		PROCEDIMIENTO: MPREVI/SECC	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.18	Chequear la operación correcta de seguros e interbloqueos		
1.19	Realizar la medición de la resistencia de aislamiento del motor (5000 voltios)		
1.20	Desarrollar la prueba de medición de resistencia de contactos		
NOTA:	D (desarrollado) / P (pendiente) ; marcar con una "X" o colocar un "VISTO"		

5.1.4. Equipos de Medición y Protección

5.1.4.1. Transformadores de Corriente

5.1.4.1.1. Datos de Placa

VER ANEXOS DE DATOS DE PLACA de los transformadores de corriente empleados en las diferentes Subestaciones Eléctricas de nuestro S. N. I.

5.1.4.1.2. Procedimientos de Mantenimiento General

Luego de realizar un análisis, basado en las experiencias del personal de electromecánicos, así como considerando la hoja de vida de los equipos y sus años de operación, se logró determinar el siguiente cuadro; el mismo que representa el **procedimiento de mantenimiento preventivo estandarizado**, ha ser desarrollado mediante orden de trabajo por el personal de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de la Zona Occidental pertenecientes a TRANSELECTRIC S.A. y que se aplica hasta la actualidad (año 2001)

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/1	
PARA: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE		PROCEDIMIENTO: MPREV/CT	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.1	Realizar una inspección visual del estado de los bushings, tanque, niveles de aceite, estructuras y puesta a tierra		
1.2	Chequear la porcelana y observar despostillados, rajaduras, sedimentos; realizar la limpieza respectiva		
1.3	Chequear las tuberías, accesorios, conexionado en la caja de conexiones local y los fusibles		
1.4	Desarrollar las pruebas de factor de potencia		
1.5	Efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento		
1.6	Corregir las fallas de pintura en los accesorios metálicos; como la base soporte, la caja de conexionado local.		

NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o colocar un "VISTO"

5.1.4.2. Divisores Capacitivos de Potencial

5.1.4.2.1. Clasificación de acuerdo a su función

- Divisores Capacitivos de Potencial de Línea
- Divisores Capacitivos de Potencial de Barra



FIG. 5.12 Divisores capacitivos de potencial Nissin Electric 230 KV

5.1.4.2.2. Datos de Placa

VER ANEXOS DE DATOS DE PLACA de los divisores capacitivos de potencial empleados en las diferentes Subestaciones Eléctricas de nuestro S. N. I.

5.1.4.2.3. Procedimientos de Mantenimiento General

Basado en las experiencias del personal de electromecánicos, y luego de realizar un análisis de la hoja de vida de los equipos y sus años de operación, se logró establecer el siguiente cuadro; el mismo que establece el **procedimiento de mantenimiento preventivo estandarizado**, ha ser desarrollado mediante orden de trabajo por el personal de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de la Zona Occidental pertenecientes a TRANSELECTRIC S.A. y que se aplica hasta la actualidad (año 2001).

Cabe mencionar, que **NO** se presenta el procedimiento para un mantenimiento correctivo, debido a que estos equipos, ante severos daños, son reemplazados inmediatamente y enviados al respectivo fabricante.

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/1	
PARA: DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL		PROCEDIMIENTO: MPREV/DCP	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	D E S C R I P C I O N	D	P
1.1	Realizar una inspección visual del estado de los bushings, tanque, niveles de aceite, estructuras y puesta a tierra		
1.2	Chequear la porcelana y observar despostillados, rajaduras, sedimentos; realizar la limpieza respectiva		
1.3	Chequear las tuberías, accesorios, conexonado en la caja de conexiones local y los fusibles		
1.4	Desarrollar las pruebas de factor de potencia		
1.5	Efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento		
1.6	Corregir las fallas de pintura en los accesorios metálicos; como la base soporte, la caja de conexonado local.		

NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) ; marcar con "X" o colocar un "VISTO"

5.1.5. Banco de Autotransformadores

5.1.5.1. Banco de Autotransformadores Monofásicos y Trifásicos

5.1.5.1.1. Características Generales

En la actualidad, los Transformadores de potencia, están siendo diseñados y construidos con gran capacidad; con la finalidad de poder satisfacer la creciente demanda de potencia eléctrica en el mundo industrializado moderno. Por lo anterior mencionado, podemos establecer que debido a emergencias que se puedan presentar, o pérdidas inesperadas de potencias debido a la salida de servicio del transformador, causan gran cantidad de pérdidas de producción así como inconvenientes de mantenimiento en general. Entonces, es esencial asegurar una operación libre de fallas gracias a una buena planificación o programa de mantenimiento. Inspecciones diarias o periódicas deberían ser establecidas y llevadas estrictamente para desarrollar el mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia.

A continuación, se describen métodos prácticos empleados en las subestaciones eléctricas de nuestro sistema nacional

interconectado para mantener a los transformadores en condiciones operativas; aunque siempre se recomienda basarse en los manuales de operación que envía el fabricante del equipo primario.

ARCHIVO Y ALMACENAMIENTO DE LA INSPECCION

- a) El establecimiento del reporte y del archivo de la condición actual y reparaciones de los Transformadores, es requerida para la formación de un buen programa de mantenimiento.
- b) Un sistema de mantenimiento preventivo operará satisfactoriamente con los siguientes archivos:
 - 1) Un equipo de grabación o archivo: este puede ser simplemente una tarjeta, la cual contiene la información básica propia de un Transformador como puede ser el número de serie, la ubicación, el tamaño, etc.
 - 2) Una tarjeta o ficha de respaldo de archivos: que puede mantener una grabación continua así como los costos de mantenimiento del Transformador. Esta es la grabación esencial del diagnóstico, para evitar dificultades futuras.
 - 3) Una lista de chequeo de inspección o un archivo inspector: que puede ser simplemente un listado de los puntos a chequearse en un Transformador y el establecimiento del tiempo que esas chequeos deben realizarse.

- c) Sin estas grabaciones o archivos, será muy difícil para trabajar bajo un programa de mantenimiento preventivo, debido a que la información o conocimientos adquiridos de inspecciones regulares podrán ser perdidas rápidamente.

ACCIONES PARA MANTENER LA SEGURIDAD

Siempre los trabajos de inspección y mantenimiento, deben realizarse muy cuidadosamente, por lo que los programas o calendarios, deberán planearse en detalle siempre con la visión de preservar la integridad de la vida humana y del equipo. **(VER TABLA No. 5T2)**

5.1.5.1.2. Procedimientos de Mantenimiento General

▪ REQUISITOS PARA LA INSPECCION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los puntos de inspección en un Transformador de potencia, se ubican en tres categorías:

- *Puntos de inspección de rutina*
- *Puntos de inspección periódica*
- *Puntos de inspección adicional*

1) Puntos de Inspección de Rutina

La inspección de rutina, debe ser realizada, preferiblemente a diario, en cada uno de los Transformadores en servicio. Especialmente, deben ser chequeados y registrados diariamente: la temperatura del aceite o del bobinado, la corriente de carga, la temperatura ambiente y el nivel de aceite. **(VER TABLA No. 5T3)**

2) Puntos de Inspección Periódica

La inspección periódica, debe ser realizada ocasionalmente, una vez cada seis meses o una vez cada tres años; con la finalidad de asegurar un perfecto estado y desarrollo de la vida operativa del Transformador y de sus elementos componentes. **(VER TABLA No. 5T4)**

3) Puntos de Inspección Adicional

Algunas inspecciones adicionales o mediciones de características eléctricas de un Transformador, son recomendadas como una acción preventiva de mantenimiento y cuando cualquier problema

en el Transformador puede ser investigado de manera profunda y completa. (**VER TABLA No. 5T5**)

Entre otros procedimientos fundamentales que se deben realizar se tienen :

- A) El repintado de los radiadores y de la cuba o tanque del Transformador, un reemplazo de partes, empaques y rulimanes de los motores deben ser planeados y preparados con anterioridad para poder brindar un correcto mantenimiento preventivo; el cual resultará en un buen desarrollo operativo del equipo primario analizado.

- B) Si cualquier relé de protección da la señal de alarma, se deben proceder a las investigaciones de las causas que originó al problema. Tomar como referencia la **TABLA No. 5T6**

- C) Es muy esencial la investigación de las correctas causas para poder chequear cual de los relés diferenciales, relés de sobrecorriente y/o el relé de falla a tierra, han operado o no, en combinación con otros relés como puede ser el Relé Buchholz, el Relé de Sobrepresión Súbita, el elemento liberador de

Sobrepresión, los cuales poseen mecanismo de operación física.

- D) Los transformadores deben ser inspeccionados internamente, en cualquier momento, cuando hayan sido sujetos a condiciones severas de operación inusual, tal como sobrecargas y cortocircuitos frecuentes tanto por barras falladas como por líneas de transmisión.
- E) Cualquier síntoma como ruidos inusuales, altos o bajos niveles de aceite, ruptura del plato bursting, etc., debe ser investigado a plenitud y profundamente

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Tomando como principio de construcción las experiencias del personal de electromecánicos, y luego de realizar un análisis de la información almacenada en archivos de los autotransformadores, se logró establecer el siguiente **procedimiento de mantenimiento preventivo estandarizado**, ha ser desarrollado mediante orden de trabajo por el personal de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de la Zona Occidental pertenecientes a TRANSELECTRIC S.A. y que se aplica hasta la actualidad (año 2001).



FIG. 5.13 Limpieza exterior de autotransformador 1Ø

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/5	
PARA: TRANSFORMADORES DE PODER		PROCEDIMIENTO: MPREV/TRAF	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.1	Verificar los niveles de aceite en el tanque conservador, bushings		
1.2	Verificar estado exterior de bushings y terminales		
1.3	Calibrar los medidores de temperatura de devanados y aceite		
1.4	Verificar existencia de fugas de aceite		
1.5	Verificar la operación de ventiladores y realizar pruebas funcionales		
1.6	Verificar la operación correcta de los calefactores		
1.7	Corregir las fallas de pintura		
1.8	Chequear la coloración de la sílica gel		
1.9	Realizar la renovación o cambio de sílica gel		
1.10	Chequear la correcta fijación de las conexiones a tierra		
1.11	Realizar la limpieza de la porcelana de los bushings (equipo desenergizado)		
1.12	Verificar el ajuste de los terminales de los bushings y conexionado (equipo desenergizado)		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 2/5	
PARA: TRANSFORMADORES DE PODER		PROCEDIMIENTO: MPREV/TRAF	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	D E S C R I P C I O N	D	P
1.13	Verificar el ajuste mecánico total del transformador (herrajes de sujeción, anclajes, etc.)		
1.14	Realizar una prueba dieléctrica a una muestra del aceite aislante		
1.15	Realizar pruebas de factor de potencia del aceite aislante		
1.16	Realizar prueba de factor de potencia a los devanados		
1.17	Efectuar la medición de la resistencia de aislamiento de los devanados y realizar pruebas de absorción dieléctrica		
1.18	Realizar la medición de la resistencia de aislamiento de los motores del sistema de enfriamiento		
1.19	Efectuar pruebas de chequeo de protección por elevación de temperatura		
1.20	Realizar las pruebas de funcionamiento de la válvula de sobrepresión súbita		
1.21	Desarrollar las pruebas químicas (acidez, tensión interfacial, contenido de humedad)		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 3/5	
PARA: TRANSFORMADORES DE PODER LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		PROCEDIMIENTO: MPREV/TRAF ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
	MANDO A MOTOR DEL L.T.C.		
1.22	Revisar la operación de los calefactores		
1.23	Verificar la ausencia de humedad en los gabinetes de control		
1.24	Verificar el estado de los dispositivos en el gabinete (contactores Breakers, relés, etc.)		
1.25	Chequear el nivel de aceite en el reductor principal (acople de la extensión para girar el L.T.C.)		
1.26	Medir la resistencia de aislamiento del motor, chequear lubricación, estado de pintura		
	REGULADOR AUTOMATICO DE VOLTAJE (A.V.R. MK-20)		
1.27	Verificar el estado exterior general del regulador automático de voltaje, ausencia de humedad en el gabinete de control local		
1.28	Realizar la verificación de voltajes de prueba		
	CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA L.T.C.		
1.29	Controlar la estanqueidad de la tapa del cambiador.		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

PARA: TRANSFORMADORES DE PODER
 LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

HOJA: 4/5
 PROCEDIMIENTO: MPREV/TRAF
 ACTIVIDAD:
 AÑO: 2001

A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
		D	P
ITEM	DESCRIPCION		NOVEDADES
1.30	Registrar las lecturas del manómetro del filtro de aceite y verificar que no sean mayores a 4 bar		
1.31	Revisar la operación de los calefactores		
1.32	Medir la resistencia de aislamiento del motor (5000V) del filtro		
1.33	Chequear las fugas de aceite		
1.34	Realizar la inspección visual del mecanismo, posición del tap y pruebas de operación		
1.35	Registrar la lectura del contador de operaciones		
1.36	Realizar una prueba de rigidez dieléctrica a una muestra de aceite aislante		
1.37	Realizar una prueba de factor de pérdidas dieléctricas del aceite (P.F.)		
1.38	Chequear la lubricación de los engranajes		
1.39	Operar el L.T.C. Hasta el pleno rango de cambio de tp, observar el mecanismo, el indicador de posición de tap y los limitadores de carrera		
1.40	Verificar el ajuste del conexionado del gabinete de control local del cambiador de tomas bajo carga		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 5/5	
PARA: TRANSFORMADORES DE PODER		PROCEDIMIENTO: MPREV/TRAF	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	D E S C R I P C I O N	D	P
1.41	Realizar la medición de la resistencia óhmica en cada una de las posiciones o taps		
	RELE BUCHHOLZ		
1.42	Verificar que el relé se encuentra lleno de aceite (inspección visual a distancia)		
1.43	Realizar pruebas de operación de la protección por este relé		
1.44	Verificar estanqueidad del relé (equipo desenergizado o inspecciones a distancia en busca de fugas)		
	RELE DE SOBREPRESIÓN SÚBITA		
1.45	Verificar el estado del relé, realizar pruebas de operación (eléctricas) y ausencia de humedad		
1.46	Verificar estanqueidad del relé (equipo desenergizado o inspecciones a distancia en busca de fugas)		

NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o colocar un "VISTO"

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

C A S O 1

SUBESTACION ELÉCTRICA: S/E SALITRAL

*PROCESO : CAMBIO DE BUSHING 69 KV
AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO*

INFORMACION PRELIMINAR

El autotransformador monofásico de la subestación Salitral 138/69/13.8 KV, se encuentra en operación desde 1978 aproximadamente; es de procedencia italiana, y constituye uno de los primeros bancos de autotransformadores de potencia, que entraron en operación al arrancar el sistema nacional interconectado. Su capacidad es de 50 MVA y permite la unión entre el parque generador del "Salitral", la subestación Pascuales a nivel de 138 KV y a través del banco de autotransformadores de 230/138/13.8 KV de la subestación Pascuales, se interconecta con el anillo de 230 KV.

Los bushings originales que se encontraban montados en el momento del problema, eran del tipo terminal fijo; con un visor superior para inspección del nivel de aceite de los mismos. Esta

zona constituía, el punto crítico alrededor del cual, se presentó la fuga de aceite que provocó el establecimiento del mantenimiento correctivo de cambio de bushing y chequeo de los empaques de toda la cuba (en su zona superior) del autotransformador.



FIG. 5.14 Autotransformador monofásico 138/69/13.8 KV S/E Salitral

Como procedimientos de verificación, se realizó la prueba eléctrica de factor de disipación y capacitancia, al bushing que presentaba la fuga, con la finalidad de determinar el incremento de las pérdidas, así como el decremento del valor de la capacitancia de placa ante la ausencia del aceite aislante del interior del mismo. Los resultados obtenidos se muestran en los **ANEXOS** de este caso.

De la misma manera, al bushing con el que se reemplazó el dañado, se le realizó la prueba de factor de disipación y capacitancia antes de montar y después de montado, obteniéndose los resultados que se presentan en los **ANEXOS** de este caso.

Los resultados que se obtuvieron, permitieron llegar a la conclusión de que:

- En el bushing a cambiar:
 1. Factor de disipación y capacitancia, prueba en la que se obtuvo un factor de potencia bajo lo que indicaba que el bushing tenía problemas muy serios en lo referente a sus características aislantes
- En el bushing a instalar:
 1. Factor de disipación y capacitancia, prueba que brindó resultados favorables, por lo que se concluyó que el bushing poseía características aislantes (capacitancias) aceptables, así como un valor muy pequeño de pérdidas; lo que superaba

notablemente a los valores del espécimen dañado. Es muy importante indicar, que el análisis de los resultados obtenidos en las pruebas, se deben fundamentar en los datos de placa del bushing, así como en las recomendaciones brindadas por el fabricante, especialmente en lo que tienen que ver con el nivel de tensión de prueba, curvas de corrección de la capacitancia en función de la temperatura y demás observaciones que permitirán una toma de decisiones más precisa.

A continuación, se describe el procedimiento de mantenimiento CORRECTIVO, llevado a cabo por el personal de mantenimiento de subestaciones eléctricas de la zona occidental perteneciente a TRANSELECTRIC S.A.. En este procedimiento se describen todos los materiales, equipos de prueba, herramientas, maquinaria y demás elementos necesarios para poder llevar a cabo un cambio satisfactorio y con el mayor cuidado posible del bushing para el autotransformador, especialmente, observando una reducción al máximo de las impureza y del tiempo de exposición del aceite de la cuba del autotransformador a la intemperie mientras se desmontaba y montaba el nuevo bushing.

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 6			
PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.) LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)		PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000			
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y	HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD				
1	<p>El autotransformador monofásico (1Ø) debe estar fuera de servicio; es decir desenergizado, con sus equipos primarios complementarios (disyuntor y seccionadores) abiertos y bloqueada su operación remota; así como aterrizado con tierras locales o si es posible con el seccionador de puesta a tierra.</p> <p>El personal deberá estar provisto de los materiales de seguridad personal necesarios (caso, botas, cinturón, guantes aislantes) así como de las herramientas y equipos requeridos para el desarrollo del proceso: <input type="checkbox"/> Cables aislados para la alimentación de 220 VAC 3Ø de la máquina de tratamiento de aceite <input type="checkbox"/> Colchón para almacenamiento temporal del aceite (capacidad al menos de 5000 litros; ideal 10000 litros) <input type="checkbox"/> Máquina de Tratamiento de aceite STREAMLINE (2000 litros/hora) <input type="checkbox"/> Llaves de boca y corono, expansivas y herramientas en general <input type="checkbox"/> Acoples o neplós para las tuberías <input type="checkbox"/> Mangueras (incluidas en la máquina de tratamiento de aceite) <input type="checkbox"/> 8 Tablones para que funcionen como soporte para el colchón <input type="checkbox"/> Tela pañal en cantidad suficiente</p>				
	PROCEDIMIENTO				
1	Colocar los diferentes acoples (NEPLOS, CODOS y BUSHINGS que se emplean generalmente son 1 ^{1/4} a 1 pulgada). Conectar todas las mangueras al colchón, a la cuba del transformador y a la máquina de tratamiento de aceite				
2	Proceder a cerrar todas las válvulas de los radiadores, con la finalidad de que el aceite de estos no se baje (no interviene en el proceso de re-circulación). Cerrar la válvula que conecta al Tanque conservador con la cuba del autotransformador				

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 6		
PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.) LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)		PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
2.1	<p>Observar en el GRAFICO 1, la descripción de las válvulas que se deben cerrar o abrir para poder realizar el proceso de "bajado" del nivel de aceite del autotransformador. Se recomienda emplear una BOMBA de succión/expulsión intercalada entre la válvula de vaciado de la cuba y el colchón, para facilitar y agilizar el descenso del nivel de aceite</p> <p>*reducción del periodo de tiempo, y por lo tanto abaratar los costos del mantenimiento , ya que la grúa debe estar en el sitio para el desmontaje y montaje del Bushing.</p>			
2.2	<p>Chequear las posiciones de las válvulas que van a participar en el proceso para confirmar su correcto estado (lo recomendable es aislar el aceite de los radiadores en el proceso de bajada del nivel del aceite para trabajar en el bushing a cambiar, por lo que las válvulas de estos deberán estar cerradas), además de la posición de la válvula de purga de aire del relé Buchholz (abierto para ayudar a disminuir el vacío que se crea al succionar el aceite para bajar hasta el nivel de trabajo)</p>			
3	<p>Comprobar la adecuada y firme conexión de las mangueras y el correcto estado (abierto o cerrada) de las válvulas de la máquina de tratamiento de aceite.</p>			
4	<p>Iniciar el proceso de bajada del aceite de la cuba del autotransformador (aproximadamente las 3/4 partes de la capacidad de la cuba). La máquina de tratamiento de aceite tiene la capacidad de 2000 litros-hora aproximadamente, por lo que el tratamiento se lo realizará en unas 2 a 3 vueltas ya que la capacidad de la cuba es de 10000 litros por lo que un flujo de 2000 a 1500 litros-hora de la máquina nos dará 10000/1500 aproximadamente 20 a 22 horas que debe durar el tratamiento completo. NOTA: Para mayor profundización en los procesos 2.1, 2.2, 3 y 4 referirse al procedimiento de operación de la máquina de tratamiento de aceite OP-MAQ/ACEITE</p>			

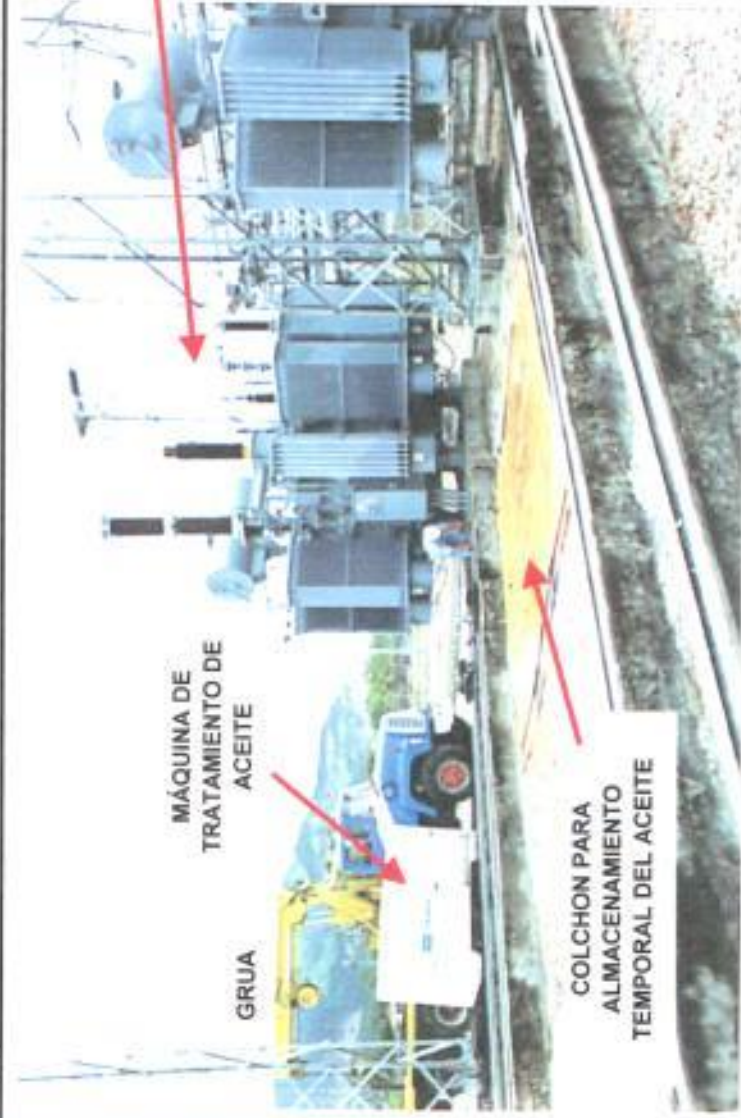
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 3 6		
PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.) LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)		PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
5	DESCRIPCIÓN del DESMONTAJE Y MONTAJE DEL BUSHING 69 KV. Herramientas a emplear: <input type="checkbox"/> llaves de boca y corona No. 17 y 19, llaves expansivas GRANDES (3") y herramientas en general <input type="checkbox"/> silicone AZUL (resistente a temperatura y superficies en contacto con aceite) <input type="checkbox"/> tela pañal en cantidad suficiente, alcohol, diluyente			
5.1	Desconectar el terminal inferior interno del bushing con el conductor procedente de la bobina o devanado de media tensión (69KV) del autotransformador (a través del MANHOLD que se encuentra entre la cuba y un radiador; en la parte posterior tomando como referencia el panel de control local del autotransformador)			
5.2	Inspeccionar el estado del empaque en el "manhold" de la base del bushing. Se puede presentar el siguiente problema: debido a sus dimensiones puede existir una gran dificultad para proceder a su sustitución por uno nuevo; por lo que se lo debe retirar para limpiar los residuos de silicon existente empleando alcohol o diluyente; posteriormente se debe aplicar silicon AZUL en el canal del empaque (el mismo que ha sido limpiado de todo tipo de partícula solidificada empleando los cepillos de acero y bronce), para que este se levante un poco y se obtenga un buen centrado y por ende un buen contacto y sellado al colocar el nuevo bushing. LO ANTERIOR NO ES RECOMENDABLE APLICAR COMO UN PROCESO NORMAL, SINO QUE ES UNA SOLUCION INMEDIATA PERO TEMPORAL			

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 4 6
	PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.) LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)	PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y HORAS
6	Para la instalación del nuevo bushing: realizar la conexión del terminal del mismo con el conductor interior del autotransformador, a través del manhold descrito en el primer punto.			
7	Ejecutar el proceso de filtrado del aceite del colchón mediante la máquina de tratamiento de aceite e inyectar nuevamente este aceite en la cuba del autotransformador. NOTA: referirse al procedimiento de manejo de la máquina de tratamiento de aceite OP-MAQ/ACEITE			
8	Al iniciar el tratamiento o proceso de re-circulación del aceite en la cuba del autotransformador, las válvulas en el autotransformador deberán permanecer en el estado descrito en el ítem 2.1 y cuando esté por empezar la recirculación, se deberá abrir la válvula de flujo del relé Buchholz (válvula localizada en la tubería que une la cuba con el relé buchholz) para que al ingresar el aceite recirculado por la máquina de tratamiento a una temperatura aproximada de 50 a 60°C se mezcle con el aceite localizado en la cuba y al lograrse el equilibrio térmico interno se presentarán burbujas, producto de la evaporación de la humedad, que deberán salir del autotransformador como en lo hacen en operación normal del equipo de potencia; es decir: CUBA => CONSERVADOR => TUBERIA DE AEREAACION.			

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 5 6		
PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.) LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)		PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
9	Es recomendable desarrollar el proceso gradual y cuidadosamente para evitar principalmente que el interior del tanque del conservador (involucrado en el momento de abrir la válvula localizada antes del relé buchholz y que permite el camino de circulación del aceite cuba -> buchholz -> tanque conservador) sufra sobrepresiones; por lo que además se debe "ayudar" a la evacuación del aire a través de la purga superior del tanque conservador.			
10	En este proceso se debe mantener siempre el correcto sentido del flujo de aceite de la siguiente manera: succionar el aceite del autotransformador a la máquina de tratamiento por la válvula inferior de la cuba del autotransformador (etapa de vaciado) y bombear el aceite desde la máquina de tratamiento (a través de la válvula marquillada "válvula de purga de filtro" o de aceite limpio) a la válvula superior de la cuba (etapa de llenado)			
11	Siempre se debe registrar el número que se presenta en el medidor de flujo de la máquina de tratamiento y la hora en que inicia el proceso; con la finalidad de poder determinar el periodo de tiempo que se demorará le proceso, conociendo el valor de caudal de aceite que maneja la máquina de tratamiento y el volumen en litros de aceite que contiene la cuba del autotransformado (ver datos de placa).			
12	Verificar periódicamente si continua saliendo aire por la "boca" del desaireador o silica-gel.			

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA:	6 6
PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.) LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)		PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0	
		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
13	Purgar el aire mediante la válvula superior del relé buchholz para extraer el exceso de presión provocada por la acumulación de gases producto de la evaporación, presente por el contacto entre masas de aceite "frío" (en la cuba) y el aceite "caliente" que proviene de la máquina de tratamiento.		
14	Repetir periódicamente los tres procesos anteriores, hasta lograr observar en los 2 visores de la cámara del relé buchholz que el aceite a ocupado totalmente los mismos. Se debe tener mucha precaución en lo anteriormente detallado, ya que se puede producir un exceso en el tanque del conservador que puede provocar un derramamiento de aceite y un posible daño en el colchón o DIAFRAGMA interior del tanque y por ende a los equipos situados en el mismo.		
15	Una vez terminado el proceso, verificar el ajuste de todos los pernos y tuercas en los que se haya trabajado empleando el torquimetro y basándose en la dimensión en pulgadas determinar la cantidad de torque a aplicar para así concluir con el sellado total de todas las zonas que fueron liberadas evitando que se presenten fugas futuras		
16	Recoger todas las herramientas, limpiarlas (emplear tela pañal, limpiador multipropósito, tela pañal) y guardarlas en sus respectivos estuches para su transporte y almacenamiento. Desconectar todas las mangueras, cables de alimentación, neplós y demás accesorios que hayan intervenido en la operación de la máquina de tratamiento de aceite.		

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)</p>	<p>HOJA: 1 10</p> <p>PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	--	--

<p>ITEM</p>	<p>SECUENCIA DE LOS PROCESOS</p>  <p>MÁQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE</p> <p>GRUA</p> <p>COLCHON PARA ALMACENAMIENTO TEMPORAL DEL ACEITE</p> <p>AUTOTRANFORMADOR MONOFASICO 138/69/13.8 KV</p> <p>VISTA GENERAL DISPOSICION DE LOS EQUIPOS Y HERRAMIENTAS A EMPLEAR EN EL PROCESO DE CAMBIO DE BUSHING DEL LADO DE 69 KV</p> <p>FOTO 1</p>
--------------------	--

<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>HOJA: 2 10</p> <p>PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>	<p>PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)</p>
<p>ITEM</p> <p>SECUENCIA DE LOS PROCESOS</p>	<p>INSPECCIÓN DEL ESTADO DE LAS VÁLVULAS Y UNIONES DE LAS BRIDAS CERCANAS AL BUSHING</p> <p>HERRAMIENTAS</p> <p>MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE</p> <p>CONEXIONADO DE ACOPLES PARA MANGUERAS</p> <p>CONEXIÓN DE LAS MANGUERAS Y ACOPLES PREPARACION DE LA MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE DESPLIEGUE DEL COLCHON DE ALMACENAMIENTO TEMPORAL INSPECCION DE LAS VÁLVULAS DEL AUTOTRANSFORMADOR EN BUSCA DE FUGAS</p> <p>PROCESO 1 FOTO 2</p>

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.) LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)	HOJA: 3 10 PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
--	--	---

ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS
-------------	----------------------------------



	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)</p>	<p>HOJA: 4 10</p> <p>PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	---	---

ITEM

SECUENCIA DE LOS PROCESOS

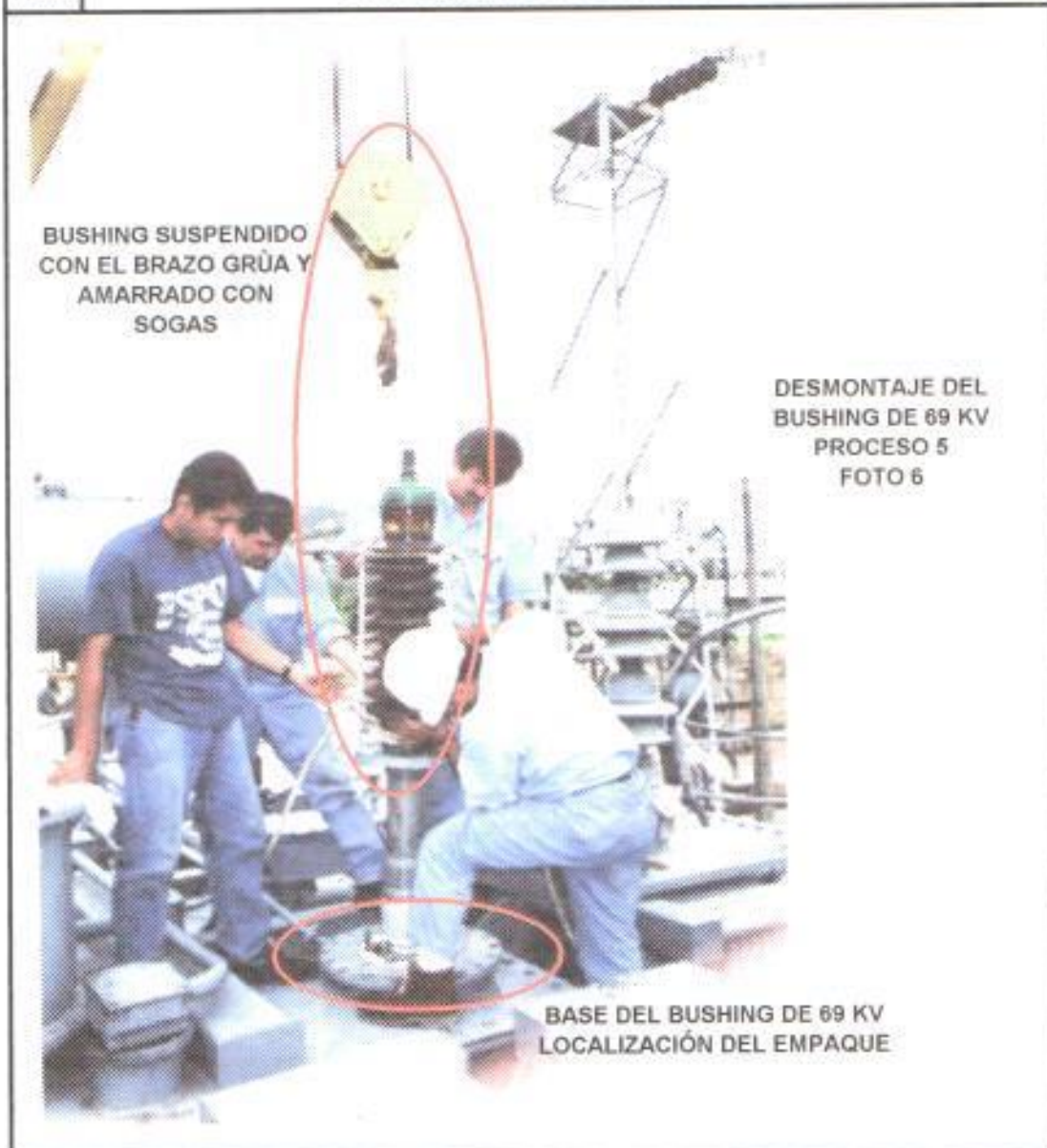


	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)</p>	<p>HOJA: 5 10</p> <p>PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	
	 <p>VISTA DEL PANEL DE MANDO LOCAL MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE STREAMLINE</p>	<p>MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE STREAMLINE PROCESO 4 FOTO 5</p> 

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO	HOJA: 6 10
	PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0
PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.)	ACTIVIDAD:
LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)	REALIZADO:
	AÑO: 2000

ITEM

SECUENCIA DE LOS PROCESOS



	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO	HOJA: 7 10
		PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0
PARA:	CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.)	ACTIVIDAD:
LOCALIZACION:	S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)	REALIZADO:
		AÑO: 2000

ITEM

SECUENCIA DE LOS PROCESOS



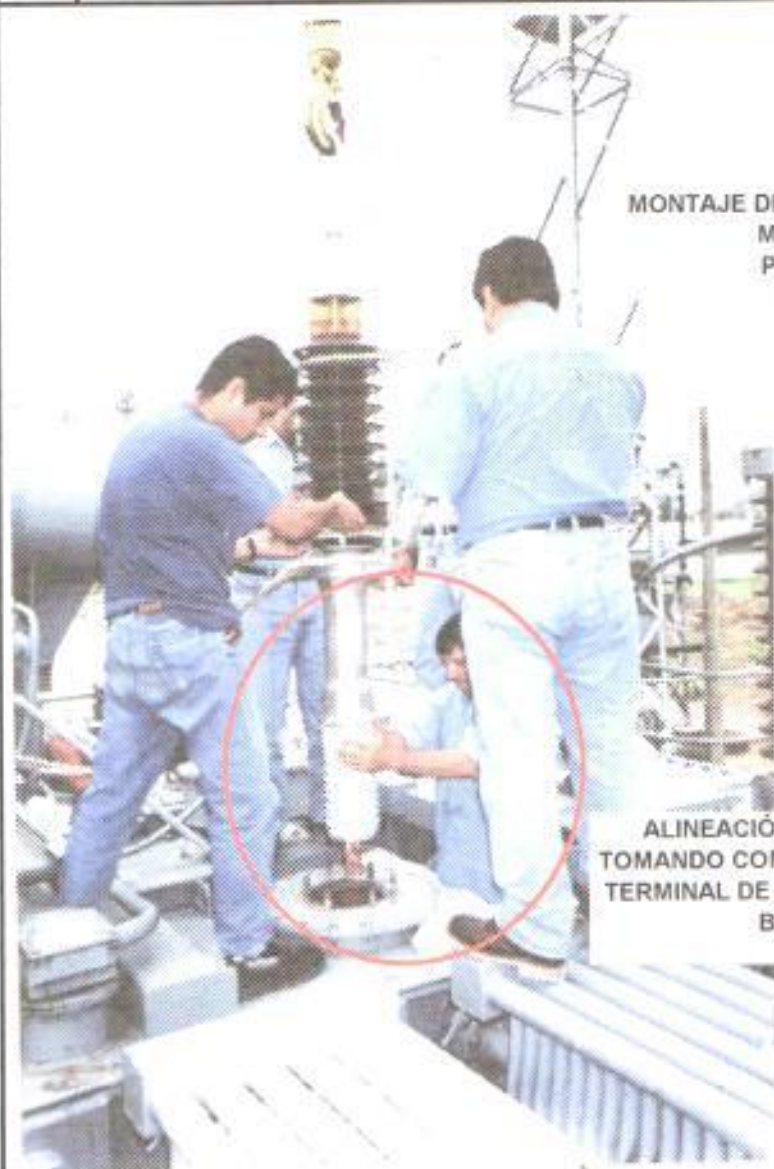
DESEMBALAJE DEL BUSHING

VISTA GENERAL DEL BUSHING DE 69 KV NUEVO MARCA ABB PREVIO AL PROCESO 6 FOTO 7.

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.) LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)	HOJA: 8 10 PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
--	---	---

ITEM

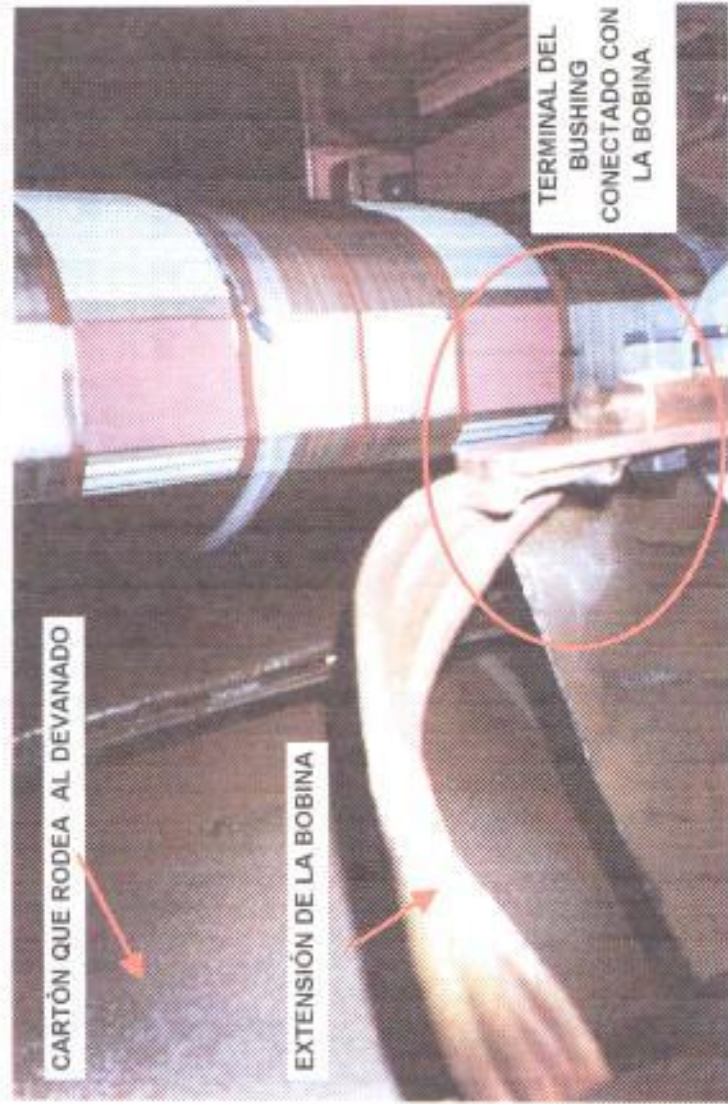
SECUENCIA DE LOS PROCESOS



MONTAJE DEL BUSHING DE 69 KV
 MARCA ABB
 PROCESO 6
 FOTO 8

ALINEACIÓN DEL BUSHING
 TOMANDO COMO REFERENCIA SU
 TERMINAL DE CONEXIÓN CON LA
 BOBINA

	<p align="center">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)</p>	<p>HOJA: 9 10</p> <p>PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	



VISTA INTERNA DEL PUNTO DE CONEXIÓN DEL TERMINAL DEL BUSHING CON LA BOBINA O DEVANADO DE 69 KV
 PROCESO 5 Y 6
 FOTO 9

	<p align="center">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE BUSHING 69KV EN AUTOTRANFORMADOR MONOFASICO (138 / 69 / 13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E SALITRAL (PATIO 69 KV.)</p>	<p>HOJA: 10 10</p> <p>PROCEDIMIENTO: BUSH-AUT/0</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	



DETERIORO DEL CARTÓN AISLANTE DE LAS BOBINAS O DEVANADOS

CONEXIÓN DEL TERMINAL DEL BUSHING CON LA BOBINA

VISTA INTERIOR DE LA CONEXIÓN DEL TERMINAL INFERIOR DEL BUSHING CON LA BOBINA DE 69 KV
 PROCESO 5 Y 6
 FOTO 10

A N E X O S C A S O 1

A) MATERIALES EMPLEADOS

- Cables para conexiones
- Maquina de Tratamiento de aceite
 1. Con capacidad para 2000 l/hora minimo de caudal
 2. Constituida por sistemas de calefactores para obtener una temperatura minima de 50°C del aceite tratado
 3. Posibilidad de realizar tres funciones elementales:
 - Vacío
 - Filtrado a alta presión
 - Incremento de temperatura del aceite aislante durante el proceso
- Llaves y herramientas en General
- Acoples
- Mangueras
- 8 Tablones para que funcionen como soporte para el colchón
- Tela pañal en cantidad suficiente
- Productos quimicos como el limpiador multipropósito u ALL PURPOSE CLEANER, neutralizador de grasa, penetrante, grasa roja de litio, etc.

- Colchón para almacenamiento temporal del aceite extraído de la cuba del transformador para poder realizar la conexión en el terminal inferior del Bushing

DATOS DE PLACA DEL COLCHÓN

Marca AEROTEC LABORATORIES INC	Producto PETRO FLEX
Fecha de fabricación 4 Octubre 1997	Serie No. 17487952
Material No. 812-C	Capacidad 10000 litros (recomendable)

B) CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE A TRATAR DEL AUTRANSFORMADOR

Solicitud Dieléctrica Método ASTM diámetro de discos 1 pulgada,	
distancia entre discos 1 pulgada	3000 Voltios
Factor de potencia a 20°C	0.05
Viscosidad SAYBOLT a 40°C	57
Punto de Inflamabilidad	132°C
Punto de congelamiento	-40°C
Punto de quemadura	148 °C
Color	Ámbar Pálido incoloro
Aceite Tipo	IP DITRANS CK

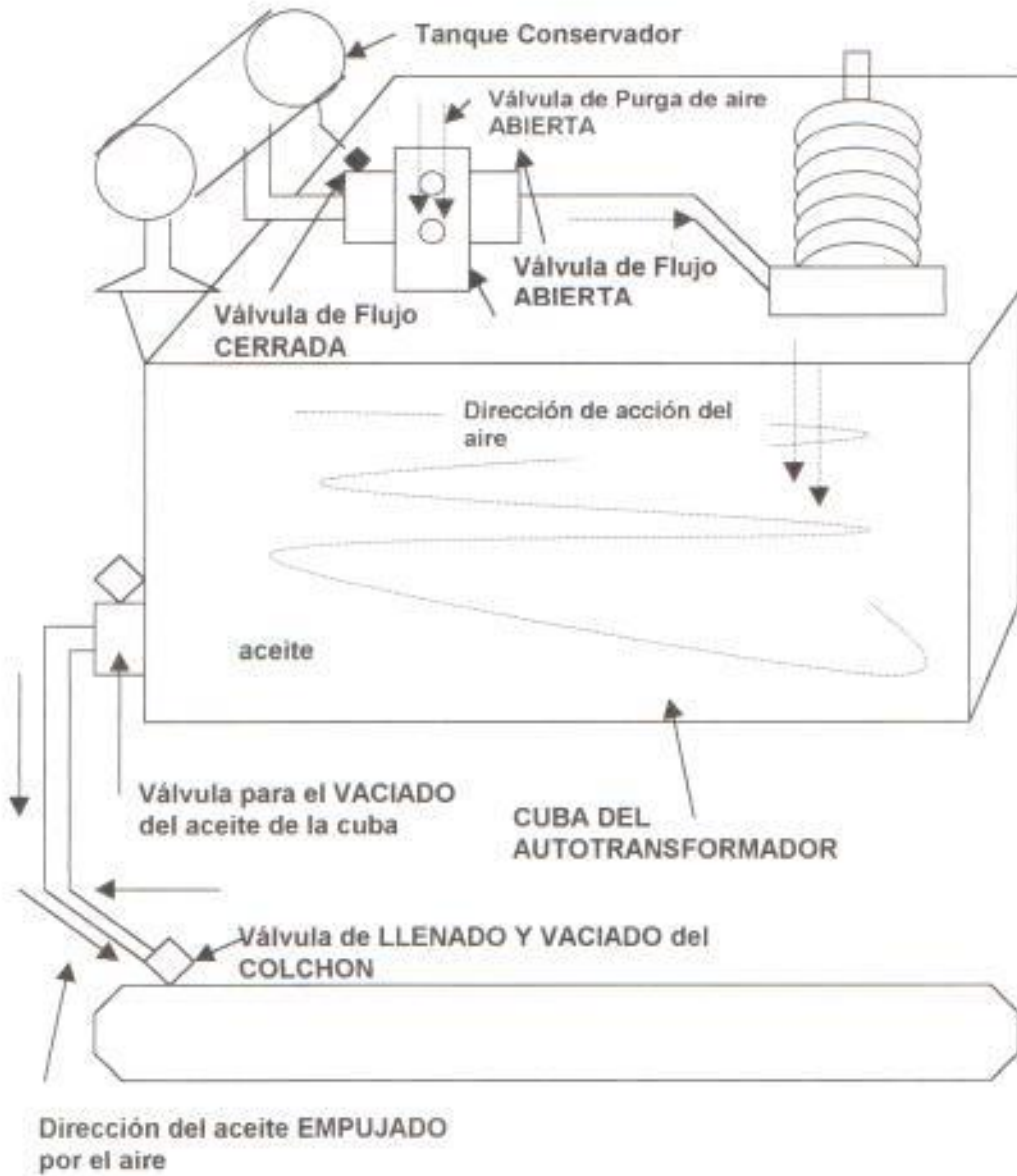
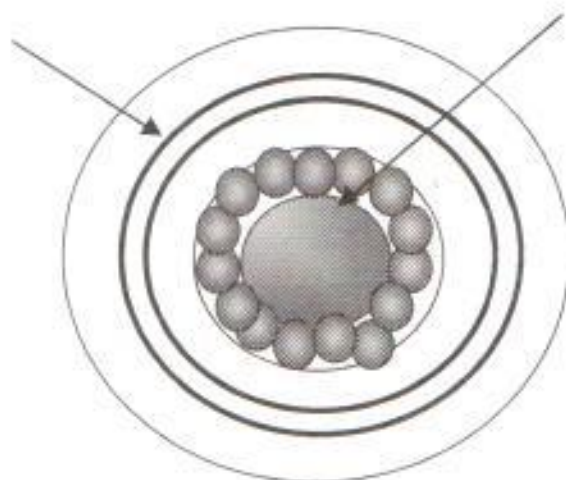


FIG. 5.15 Esquema simplificado de conexiones y circulación del aceite para el proceso de cambio de bushing

Ranura en la que se localiza el
EMPAQUE

Orificio por donde ingresa
el terminal del BUSHING



VISTA SUPERIOR DE LA BASE DONDE SE ACOPLA EL
BUSHING

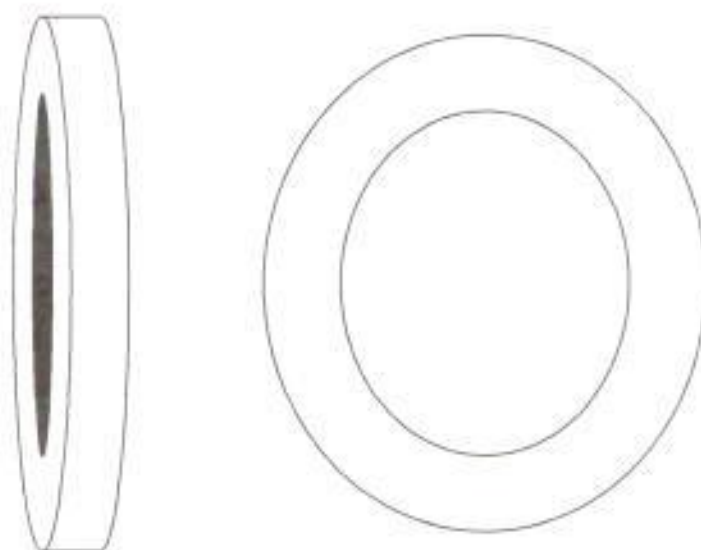


FIG. 5.16 Vista del empaque papel victoria y del canal de ubicación

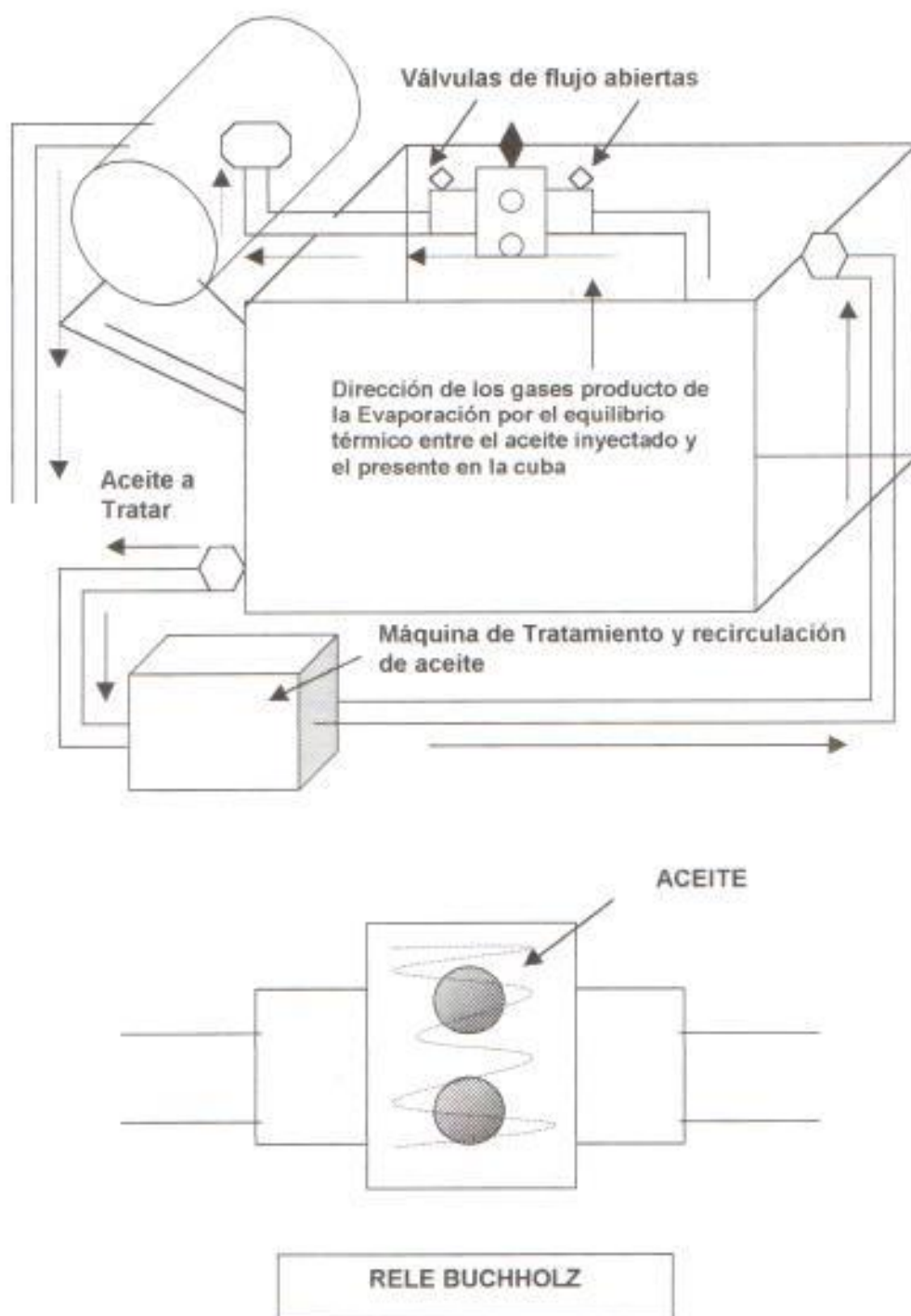


FIG. 5.17 Esquema simplificado RECIRCULACIÓN DE ACEITE

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 1 8 PROCEDIMIENTO: EMP-AUT/2/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
1	<p>MEDIDAS DE SEGURIDAD</p> <p>El autotransformador monofásico (1Ø) debe estar fuera de servicio; es decir desenergizado, con sus equipos primarios complementarios (disyuntor y seccionadores) abiertos y bloqueada su operación remota; así como aterrizado con tierras locales o si es posible con el seccionador de puesta a tierra.</p>		
2	<p>El personal deberá estar provisto de los materiales de seguridad personal necesarios (caso, botas, cinturón, guantes aislantes) así como de las herramientas y equipos requeridos para el desarrollo del proceso. <input type="checkbox"/> Cables aislados para la alimentación de 220 VAC 3Ø de la máquina de tratamiento de aceite <input type="checkbox"/> Colchón para almacenamiento temporal del aceite (capacidad al menos de 10000 litros; ideal 15000 litros) <input type="checkbox"/> Máquina de Tratamiento de aceite STREAMLINE (2000 litros/hora) <input type="checkbox"/> Llaves de boca y corona, expansivas y herramientas en general <input type="checkbox"/> Acoples o neoplos para las tuberías <input type="checkbox"/> Mangueras (incluidas en la máquina de tratamiento de aceite) <input type="checkbox"/> 8 Tablones para que funcionen como soporte para el colchón <input type="checkbox"/> Tela pañal en cantidad suficiente</p> <p>PROCEDIMIENTO</p> <p>Colocar los diferentes acoples (NEPLOS, CODOS y BUSHINGS que se emplean generalmente son 1^{1/4} a 1 pulgada). Conectar todas las mangueras al colchón, a la cuba del transformador y a la máquina de tratamiento de aceite</p>		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 2 8		
PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.) LOCALIZACION: PAUTE) 230 KV S/E PASCUALES - MOLINO (SUBESTACION CENTRAL)		PROCEDIMIENTO: EMP-AUT/2/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	Y HORAS
2				
3				
4				
5				

Cerrar todas las válvulas de paso de los radiadores (superiores e inferiores), cerrar la válvula de la tubería que conecta el tanque conservador con el relé buchholz, y abrir la purga de aire del buchholz

Conectar la manguera de la máquina de tratamiento de aceite, a la válvula inferior (de llenado) de la cuba del autotransformador para proceder a bajar el aceite en el volumen necesario dependiendo de la zona de fuga. Cabe mencionar, que también se puede realizar este proceso mediante descenso por gravedad, sin el uso de ningún tipo de bomba de succión; también se puede inyectar N2 o aire seco por la válvula de purga del relé buchholz, para que sea esta presión la que empuje al exterior al aceite aislante. **NOTA:** se recomienda el uso de la bomba de la máquina de tratamiento debido al ahorro de tiempo que se logra.

Operador de la grúa: Ubicar el brazo mecánico o grúa (5 Ton. Mínimo) en el sitio adecuado para maniobrar con facilidad en el descenso de los bushings, extensiones de pararrayos y pararrayos o de cualquier otro elemento involucrado en la zona de fuga. Siempre se deberá tomar en cuenta las distancias de seguridad, especialmente a líneas o equipos energizados.

El procedimiento descrito, se enfoca principalmente en fugas de aceite en las zonas de unión de los bushings con sus respectivas extensiones de los CT's, en la unión de estias con la cuba y en los manholes involucrados. Además, se considera corregir oxidaciones y demás fallas existentes

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 3 8 PROCEDIMIENTO: EMP-AUT/2/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
6	CORRECCION DE FUGA DE ACEITE EN LA BASE DEL BUSHING (unión con la extensión de sus CT's)		
6.1	<p>Asegurar el bushing empleando sus "orejas" de soporte mediante sogas paralelas entre si y formar un collarin en la tercera falda de porcelana desde la parte superior. Este conjunto, deberá colocarse en el gancho del brazo mecánico. Tener mucha precaución de centrar las sogas para que no se produzcan movimientos bruscos o golpes en las faldas de porcelana, así como de no causar daño alguno al visor del nivel de aceite de la parte superior del bushing</p>		
6.2	<p>Antes de proceder a liberar el bushing, o cualquier otro tipo de accesorio o elemento que vaya a ser desmontado, se debe verificar que el nivel de aceite en la cuba del autotransformador haya descendido lo suficiente para permitir un trabajo seguro y seco. Emplear la válvula de llenado de la parte superior de la cuba para realizar un chequeo mediante la apertura de la misma, retirando primero su tapón de seguridad (llave expansiva 3") y abrirla lentamente hasta el punto en que sea posible comprobar que el aceite no salga en lo absoluto de la cuba. Lo anterior también se puede chequear, colocando una manguera de vinil (transparente) entre las válvulas de inspección de nivel superior e inferior; obteniéndose así un incremento notable de la eficiencia del proceso ya que no hay riesgo de que el aceite ensucie la zona de trabajo. NOTA: la manguera de vinil, deberá ser colocada con las dos válvulas cerradas completamente y no abiertas hasta que se haya asegurado firmemente</p>		

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 4 8 PROCEDIMIENTO: EMP-AUT/2/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
NOTA	<p>Si al abrir la válvula superior no se presenta salida alguna de aceite, se la puede abrir totalmente para que al ingresar el aire, empuje también al volumen de aceite de la cuba y agлите su descenso. Esta acción dependerá exclusivamente de las condiciones ambientales presentes; ya que ante un alto porcentaje de humedad relativa (>60%) y bajas temperaturas NO se deberá permitir ingreso alguno del aire al interior de la cuba</p> <p>Cuando se haya alcanzado el nivel de aceite requerido, CERRAR todas las válvulas que estén abiertas. Inyectar N2 o aire seco a través de la purga de aire del relé buchholz hasta alcanzar una presión POSITIVA (ya que es posible que se haya formado un vacío debido a la fuerza de succión de la bomba de la máquina de tratamiento y el pequeño ingreso de aire logrado a través de la purga del relé buchholz. NOTA: esta inyección deberá ser extremadamente cuidadosa y ligera ya que lo único que se quiere es eliminar el vacío para poder liberar los pernos de las uniones de todos los elementos a desmontar y bajo ninguna circunstancia se deberán dañar el resto de empaques debido a sobrepresiones. Durante este proceso también se debe verificar con agua jabonosa las zonas analizadas como puntos de fugas potenciales para verificar así que el trabajo en esta zona es necesario e incluso buscar por nuevos lugares que también deberían corregirse</p>			
6.3	<p>Localizados los puntos de fuga (burbujas presentes al aplicar el agua jabonosa); abrir nuevamente la válvula de llenado superior de la cuba del autotransformador, para liberar todo el gas N2 o aire seco que haya sido inyectado y poder así empezar el desmontaje de los elementos involucrados en cada una de las zonas en donde se corregirán las fugas de aceite.</p>			
6.4				

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 5 8 PROCEDIMIENTO: EMP-AUT/2/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
7	DESMONTAJE DEL BUSHING Emplear el manhole inferior de la extensión de los CT's para liberar el terminal del bushing del terminal de la bobina del devanado del autotransformador: a) liberar los 4 pernos (rache con extensión y dado #17 amarrados con piola) que unen la canastilla desionizante al conjunto terminal de bushing - terminal de bobina b) liberar los pernos de sujeción del terminal de la bobina con el terminal del bushing La canastilla desionizante posee pernos asegurados, es decir una vez que se liberan, forman un solo conjunto con la canastilla por lo que no caen sino que permanecen en la canastilla. Esto representa una ayuda notable ya que se disminuye notablemente las probabilidades de que caiga algún objeto extraño dentro de la cuba del autotransformador; pero siempre se deberá tener mucha precaución al desmontar el manhole de la extensión de los CT's (cubrir con tela pañal mientras el electromecánico realiza la liberación de la canastilla y terminales involucrados en el bushing)		
7.1	Una vez liberado el bushing de su conexión interna, liberarlo de la extensión de los CT's (aflojar y retirar pernos No. 22 (3/4") de la unión de la base del bushing con la extensión de los CT's) y levantarlo lentamente empleando el brazo mecánico o grúa y colocarlo en la base destinada para mantenerlo verticalmente a unos 80 cm del suelo. Si la grúa no es requerida hasta después de la corrección, se la puede utilizar para mantener suspendido en el aire al bushing y evitarse así realizar otro amarre para su montaje		
NOTA			
7.2			

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 6 8
	<p>CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>S/E PASCUALES - MOLINO (SUBESTACION CENTRAL LOCALIZACION: PAUTE) 230 KV</p>		<p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUT/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
8	<p>CORRECCION DE FUGA DE ACEITE</p> <p>Limpiar la zona inferior de porcelana del bushing, así como su terminal de conexión y la cara de la base que se une con la extensión de los CT's (emplear tela pañal, alcohol, cepillo de cerdas de BRONCE). Limpiar además, el CANAL de ubicación del empaque reemplazado (emplear tela pañal, alcohol, cepillo de cerdas de BRONCE). NOTA: cabe mencionar que todos los empaques a reemplazar de no poseerse, deberán ser contruados en el mismo sitio de trabajo, empleando planchas de corcho de 5 mm de espesor como mínimo así como instrumentos de medición de ayuden a una reducción del % de error en las dimensiones del empaque</p>		
8.1	<p>Ubicar el empaque nuevo, buscando siempre que encaje lo mejor posible en el canal y verificando que no posea ningún tipo de daño en su forma ni en su consistencia</p>		
8.2	<p>Colocar SILICONE en la periferia del empaque tipo y en los orificios de los pernos de sujeción de la base del bushing</p>		
8.3	<p>MONTAR nuevamente el bushing en su posición original (orientarse por la dirección del visor de nivel de aceite). Descenderlo lentamente verificando que no se mueva el empaque así como de que quede centrado en los orificios para los pernos de sujeción. Realizar el ajuste de los pernos en CRUZ para lograr así una correcta nivelación</p>		
8.4			

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 7 8 PROCEDIMIENTO: EMP-AUT/2/1 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
8.5	Realizar nuevamente la conexión interna del bushing: terminal de bushing - terminal de bobina, terminal de bushing - canastilla desionizante como en el proceso 7.1		
9	Efectuar el ajuste final y verificación de la firmeza de sujeción empleando el torcómetro aplicando 90 lbs para los pernos de la base del bushing y 60 lbs para los pernos de la tapa del manhole		
10	Todo el proceso descrito es válido para cualquier bushing que posea extensión para sus CT's, variando únicamente la conexión interior (depende del fabricante) y los tamaños de los pernos y empaques		
11	Una vez corregidas las fugas en los bushings, realizar el proceso de desoxidación y repintada del transformador. Para el proceso de desoxidación, se deberá colocar el desoxidante y dejarlo reposar 24 horas, antes de proceder a pintar las zonas afectadas. La pintura a emplear deberá cumplir con los requisitos de resistencia al aceite, temperatura, impacto directo del sol, lluvia y demás condiciones operativas y ambientales del transformador		
12	Realizar la limpieza general de todos los relés de protección y accesorios del autotransformador como: medidores de temperatura de aceite, bobinados, relé buchholz, relé RS, válvula de alivio de sobrepresión, etc. Es recomendable revisar principalmente indicios de ingreso de humedad a estos dispositivos, problema que es muy trascendental ya que este fenómeno podría causar la activación de las señales de alarma e incluso disparo del banco de autotransformadores		
13	Realizar nuevamente el llenado de aceite (VER PROCEDIMIENTO OPERACIÓN MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE), así como las pruebas eléctricas requeridas para la hoja de vida del equipo		

ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES - MOLINO (SUBESTACION CENTRAL PAUTE) 230 KV</p>			
13.1	Para el llenado de aceite, se deberá tener mucha precaución de dejar al autotransformador con el nivel de aceite necesario para su operación, observando el indicador de nivel del tanque conservador y la curva de nivel de aceite vs temperatura del aceite dada por el fabricante			2000
13.2	Dejar reposar 24 horas el autotransformador y chequear nuevamente en busa de fugas de aceite, especialmente en las zonas trabajadas. De existir fugas, se repetirán nuevamente todos los procesos indicados			
13.3	Si el chequeo de fugas da negativo, iniciar la recirculación o tratamiento de aceite en la cuba del autotransformador hasta lograr dar 2 vueltas al volumen de aceite del autotransformador por la máquina de tratamiento (24 horas aprox.). El tratamiento deberá realizarse con la bomba de vacío operativa y con las etapas de calefactores necesarias para obtener 50°C de temperatura del aceite			
13.4	Las pruebas eléctricas a realizar, deberán ser establecidas dependiendo de las necesidades de investigación del equipo tratado. Son muy importantes las siguientes pruebas: a) medición de resistencia óhmica de devanados b) medición del factor de disipación y capacitancia de bushings y de devanados del autotransformador c) prueba de relación de transformación d) prueba de rigidez dieléctrica del aceite e) medición del factor de potencia del aceite. Estas pruebas se deberán llevar a cabo antes y después de la recirculación o tratamiento del aceite aislante			

HOJA: 8 | 8

PROCEDIMIENTO: EMP-AUT/2/1

ACTIVIDAD:

REALIZADO:

AÑO: 2000

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)

LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV

HOJA: 1 | 34

PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1

ACTIVIDAD:

REALIZADO:

AÑO: 2000

ITEM

SECUENCIA DE LOS PROCESOS



AUTOTRANSFORMADOR 1Ø
230/138/13.8 KV
OSAKA

VISTA GENERAL

	<p align="center">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 2 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	--	--

ITEM **SECUENCIA DE LOS PROCESOS**



**DESMONTAJE DE BASES
 SOPORTE Y
 PARARRAYOS**

AUTOTRANSFORMADOR
1Ø

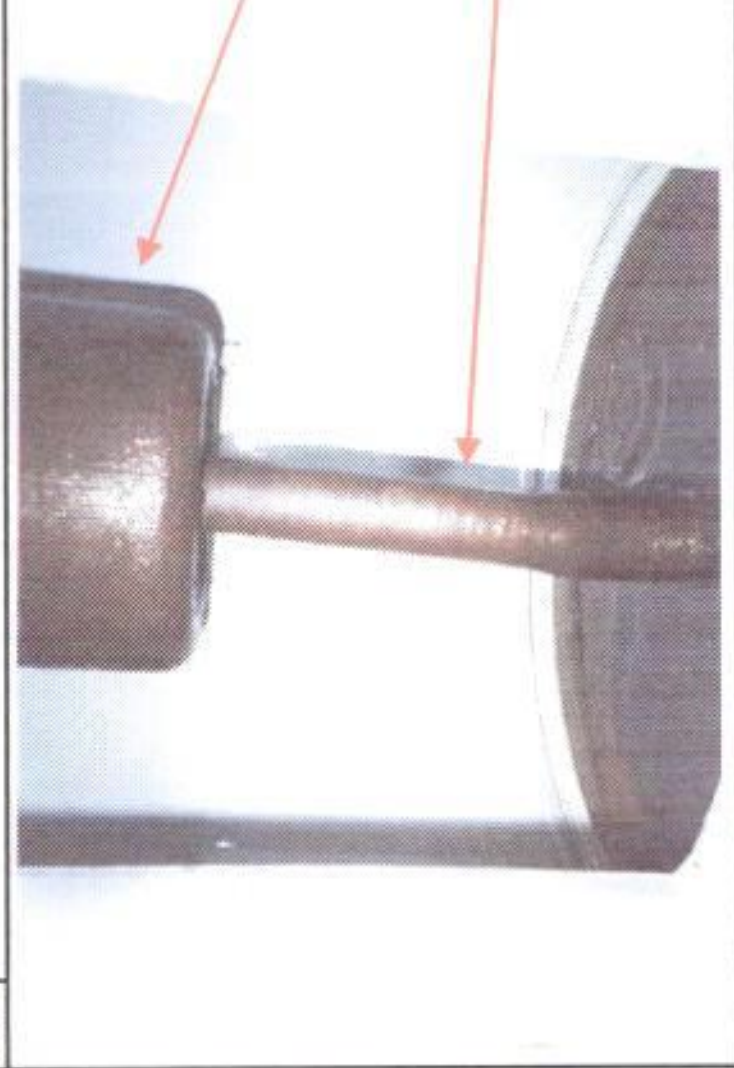
	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 3 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	---	--

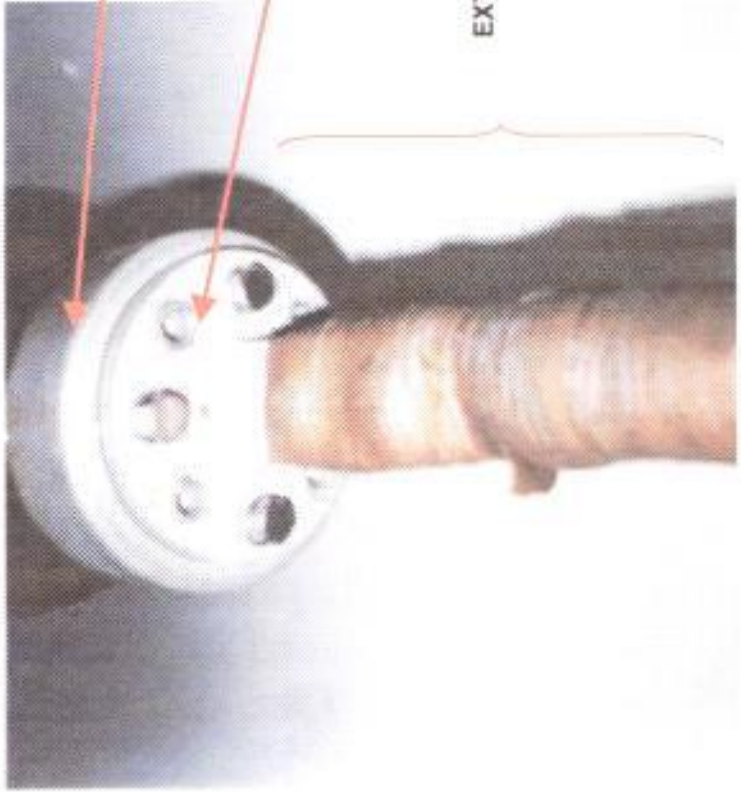
ITEM

SECUENCIA DE LOS PROCESOS



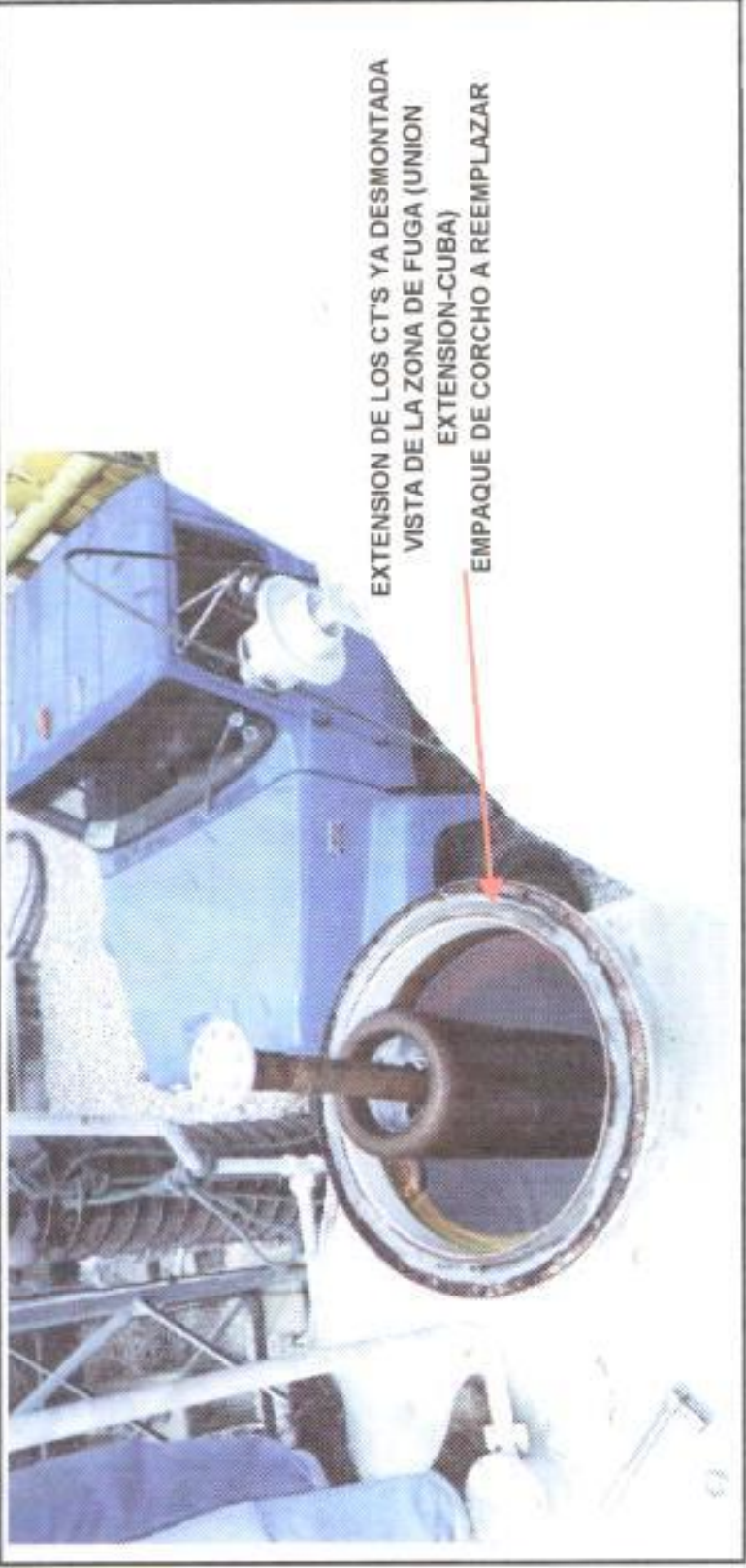
**DESMONTAJE BUSHING
AUTOTRANSFORMADOR 1Ø
OSAKA**

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES230 KV</p>	<p>HOJA: 4 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	
 <p>CANASTILLA DESIONIZANTE</p> <p>EXTENSION DE BOBINA DEL AUTOTRANSFORMADOR</p>		

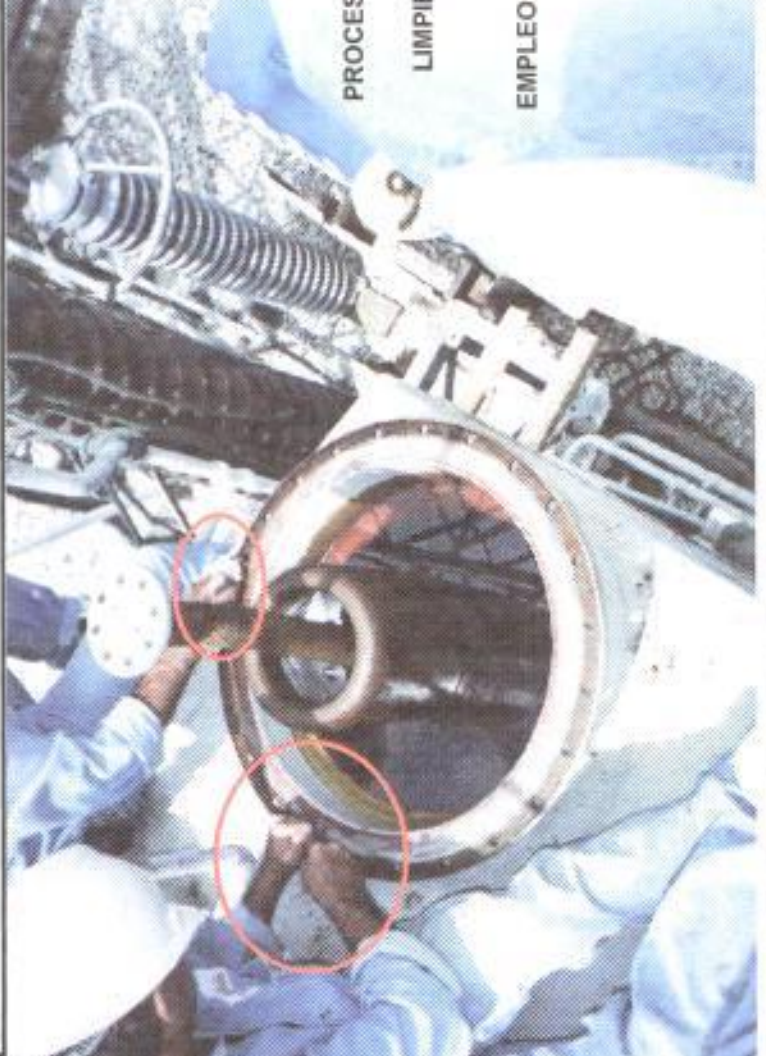
	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 5 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	
 <p>TERMINAL DEL BUSHING</p> <p>TERMINAL DE EXTENSION DE BOBINA</p> <p>EXTENSION DE BOBINA DEL AUTOTRANSFORMADOR</p>		


	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 6 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	--	---

ITEM SECUENCIA DE LOS PROCESOS



EXTENSION DE LOS CT'S YA DESMONTADA
 VISTA DE LA ZONA DE FUGA (UNION
 EXTENSION-CUBA)
 EMPAQUE DE CORCHO A REEMPLAZAR

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES230 KV</p>	<p>HOJA: 7 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	 <p>PROCESO DE LIMPIEZA DE RESIDUOS DE EMPAQUE DAÑADO</p> <p>LIMPIEZA DE OXIDACION, SUCIEDAD, RESIDUOS METALICOS</p> <p>EMPLEO DE TELA PAÑAL HUMEDECIDA EN ALCOHOL</p>

	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 8 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	 <p style="text-align: center;">EMPAQUE DE CORCHO RETIRADO</p> <p style="text-align: center;">AUTOTRANSFORMADOR 1Ø</p> <p style="text-align: center;">OSAKA</p>

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/IE PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 9 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	



COLOCACION DEL EMPAQUE NUEVO DE CORCHO
 ALINEAMIENTO Y COLOCACION DE SILICONE

AUTOTRANSFORMADOR 1Ø
 UNION ENTRE EXTENSION DE CT'S Y CUBA

	<p align="center">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 10 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	--	---

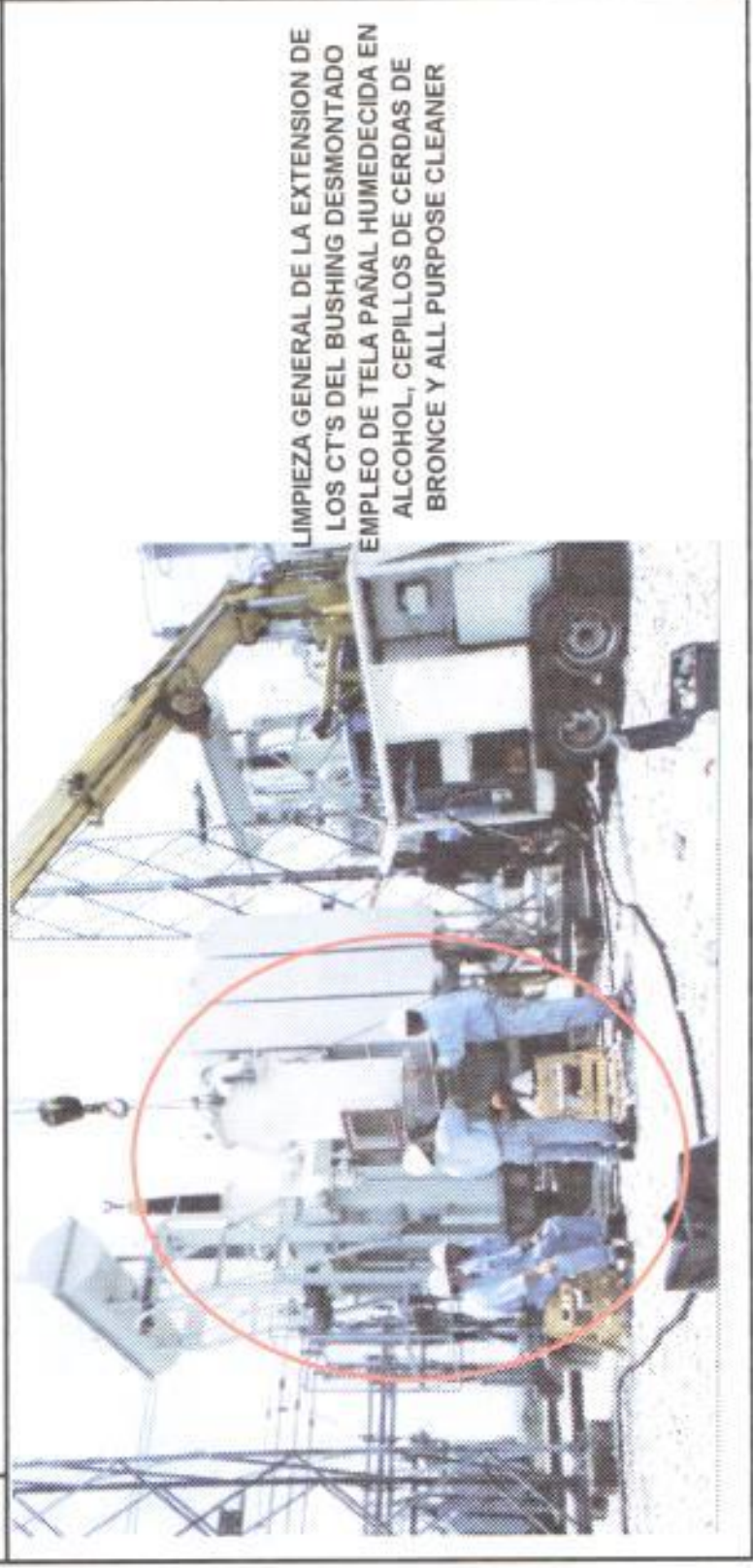
ITEM SECUENCIA DE LOS PROCESOS



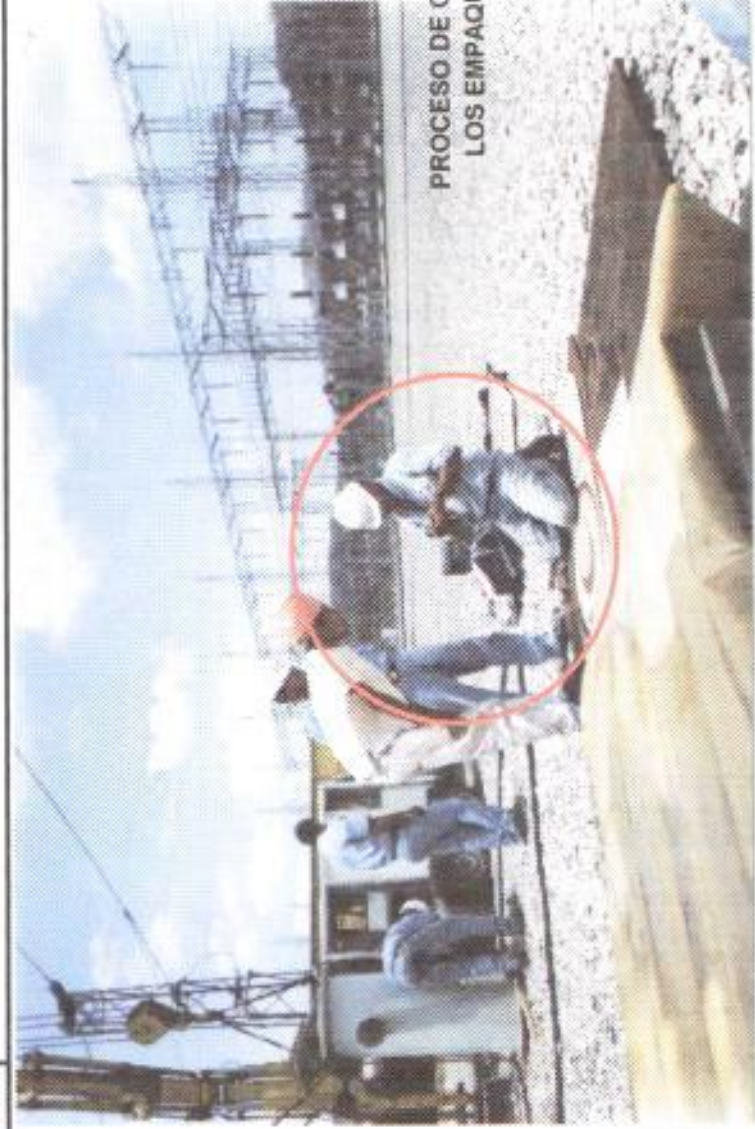
INSPECCION FINAL Y CHEQUEO DE UNIFORMIDAD EN EL EMPAQUE DE CORCHO COLOCADO
UNION DE EXTENSION DE CT'S Y CUBA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø
OSAKA

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 11 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	---	---

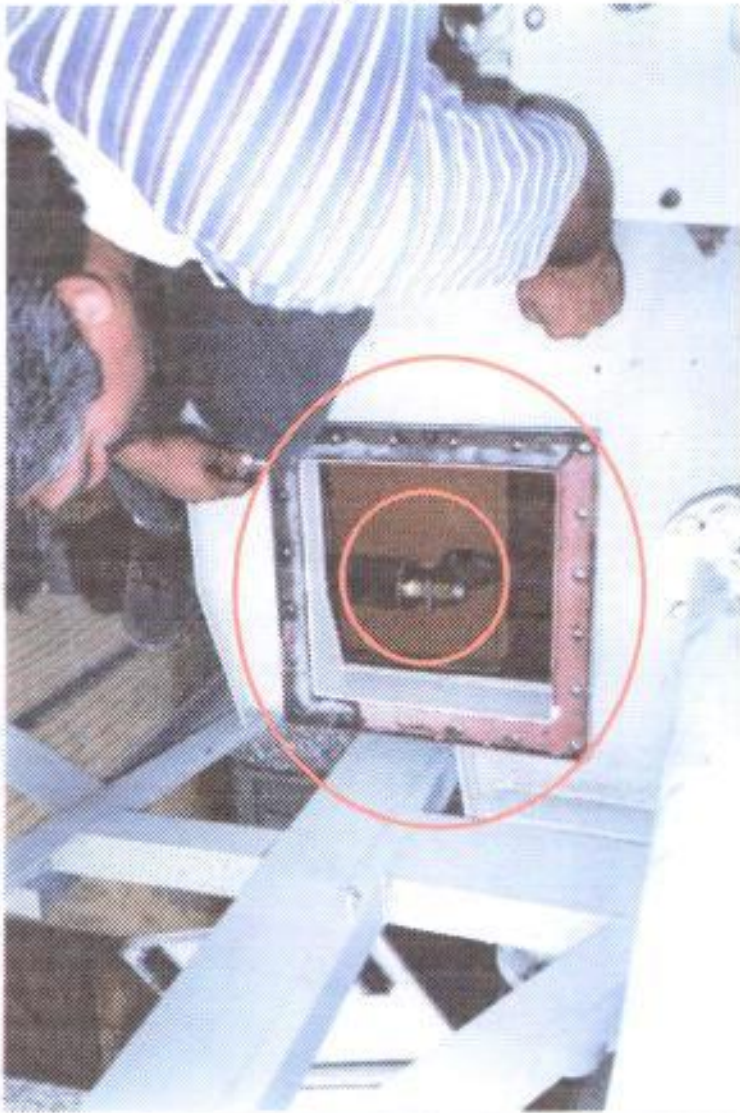
ITEM SECUENCIA DE LOS PROCESOS



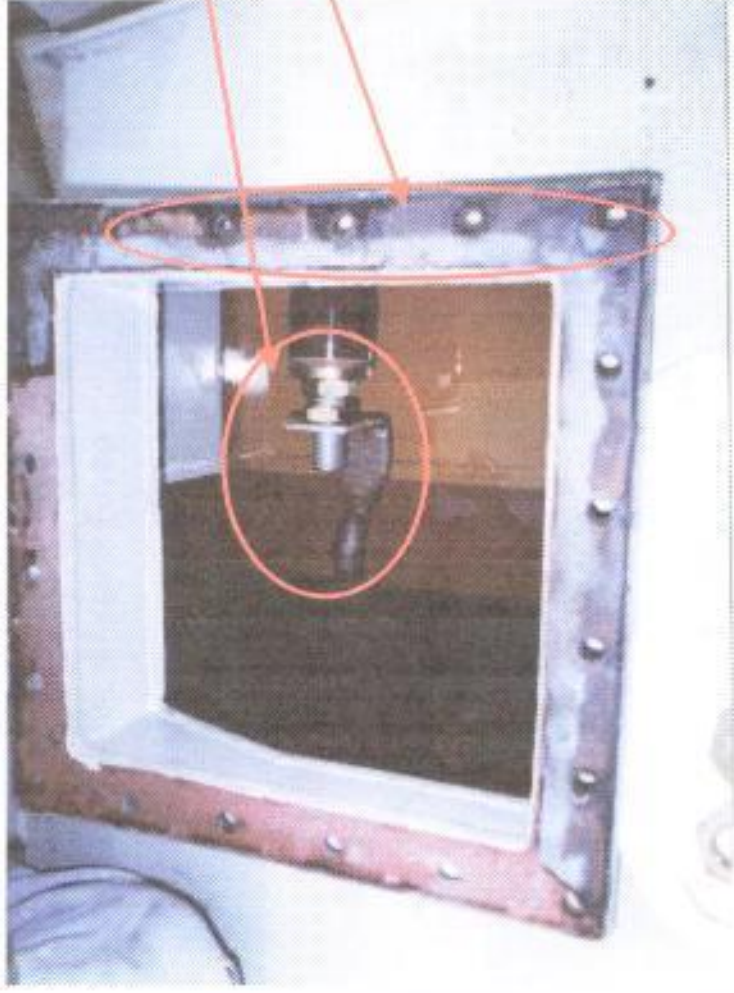
	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 12 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	



PROCESO DE CONSTRUCCION DE LOS EMPAQUES DE CORCHO

	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 13 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
<p>ITEM</p>	<p style="text-align: center;">SECUENCIA DE LOS PROCESOS</p>	<div style="text-align: center;">  </div> <p style="text-align: center;"> INSPECCION Y VERIFICACION DEL ESTADO DEL MANHOLE DE CONEXIÓN DEL BUSHING NEUTRO CAMBIO DE EMPAQUE DE CORCHO Y REAJUSTE DE CONEXIONADO INTERIOR </p>

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 14 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	



VISTA DE CONEXIÓN INTERNA DEL BUSHING NEUTRO

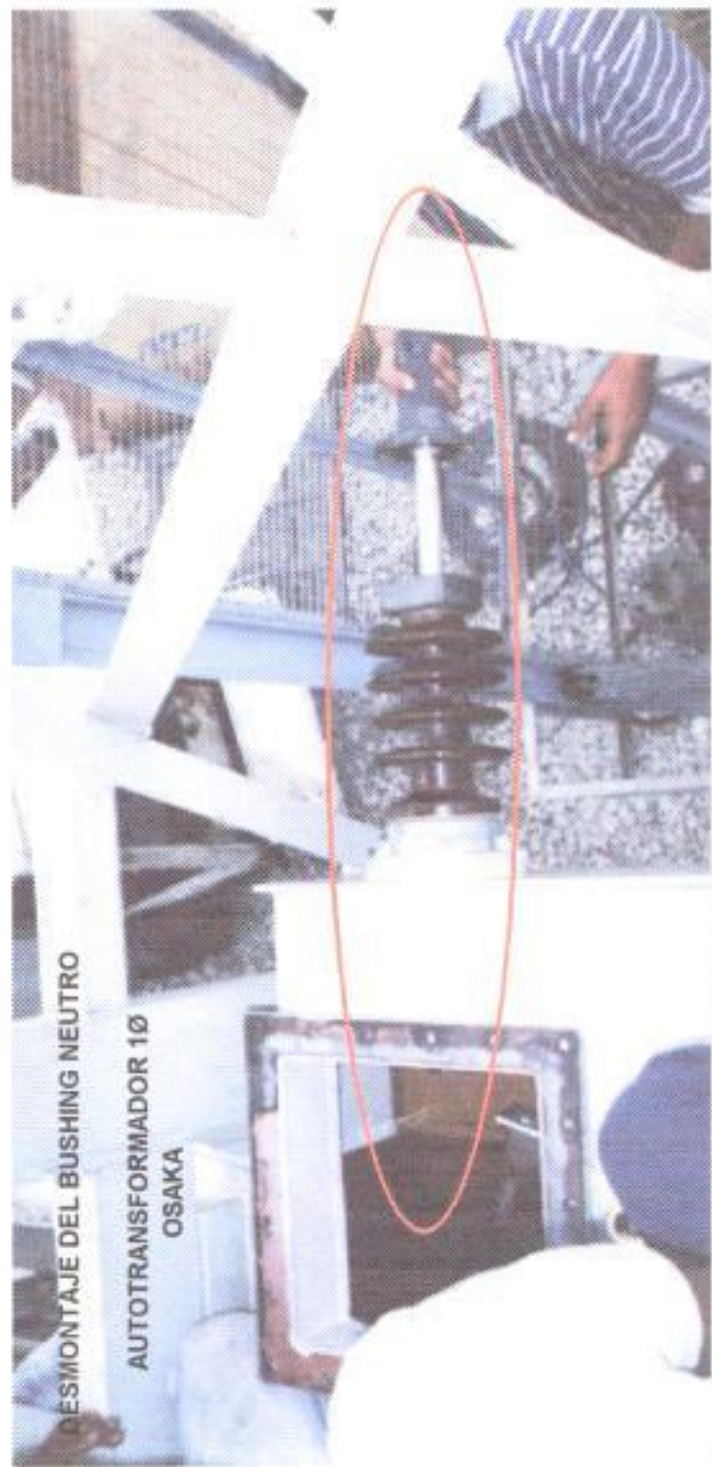
VISTA DEL DETERIORO DEL EMPAQUE DE CORCHO DEL MANHOLE DE INSPECCION

AUTOTRANSFORMADOR 1Ø
OSAKA

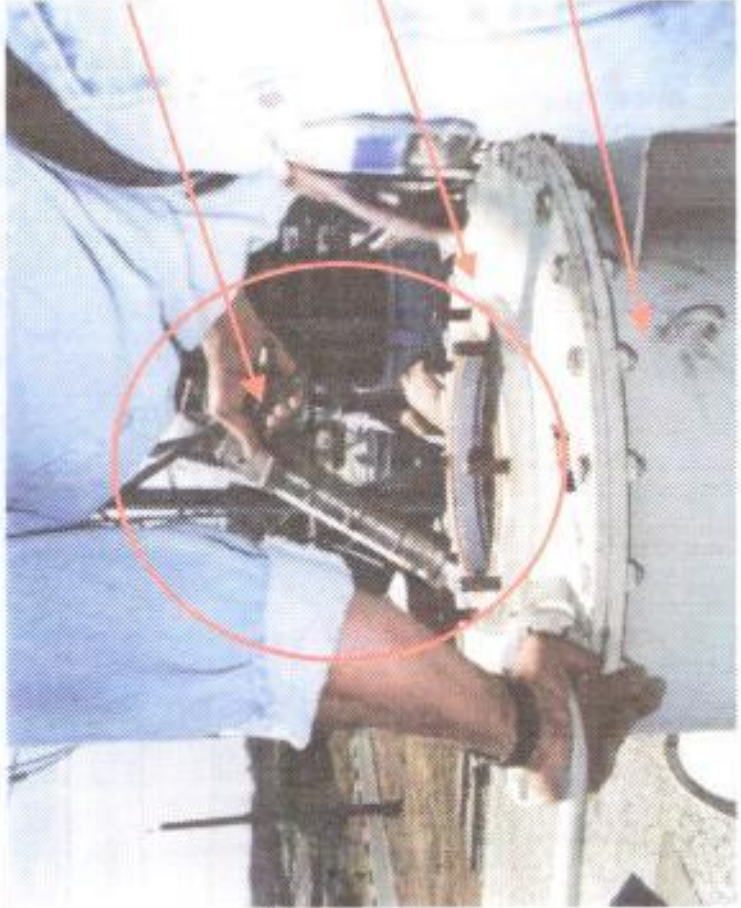
	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 15 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	--	--

ITEM

SECUENCIA DE LOS PROCESOS

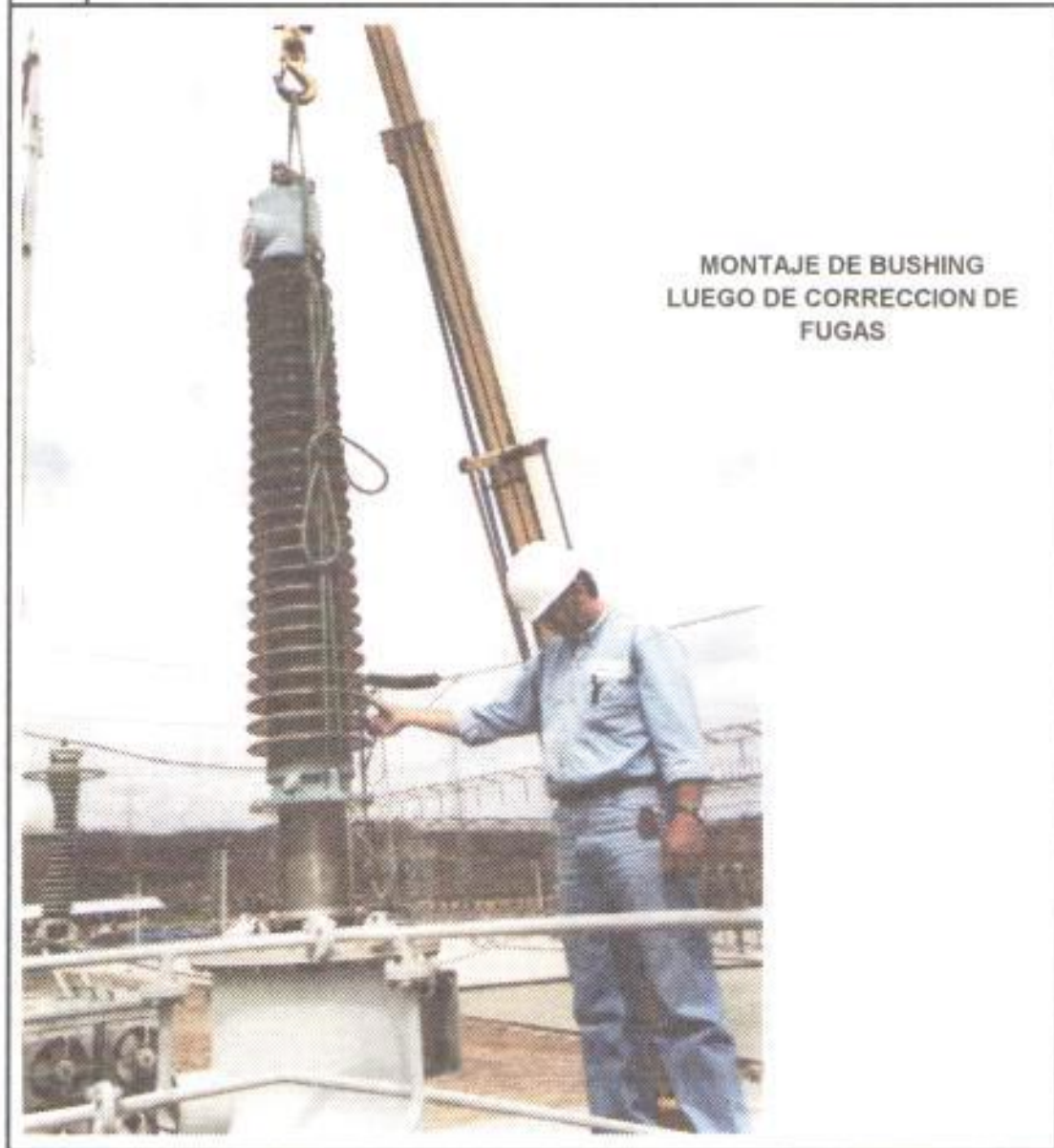


DES-MONTAJE DEL BUSHING NEUTRO
AUTOTRANSFORMADOR 1Ø
OSAKA

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 16 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS	
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 30%;"> <p>COLOCACION DE SILICONE EN EL EMPAQUE YA REEMPLAZADO</p> </div> <div style="width: 30%;"> <p>BASE DE UNION ENTRE BUSHING Y EXTENSION DE CT'S</p> </div> <div style="width: 30%;"> <p>EXTENSION DE CT'S PARA BUSHING</p> </div> </div> 		

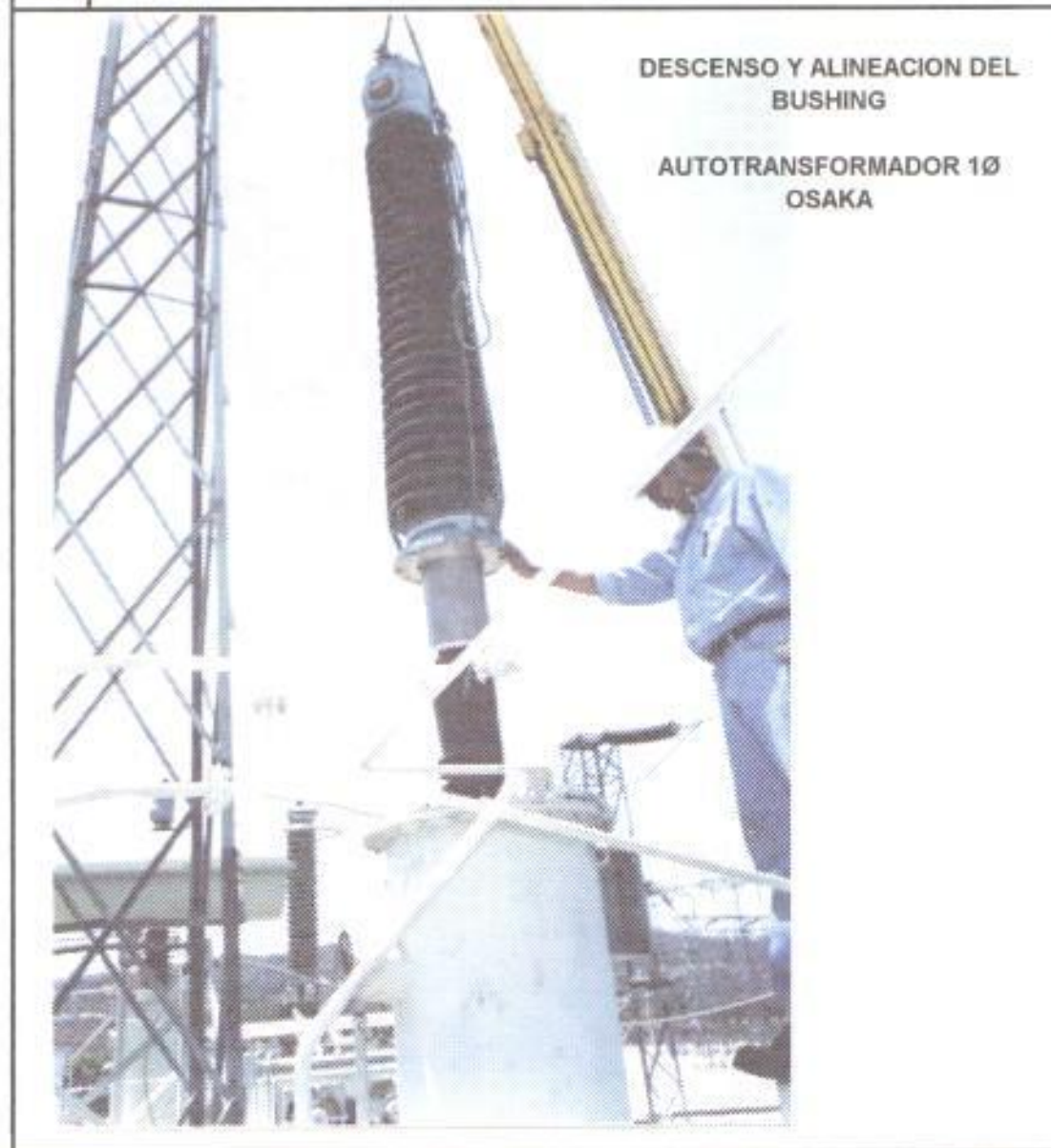
	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 17 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	---	---

ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS
-------------	----------------------------------



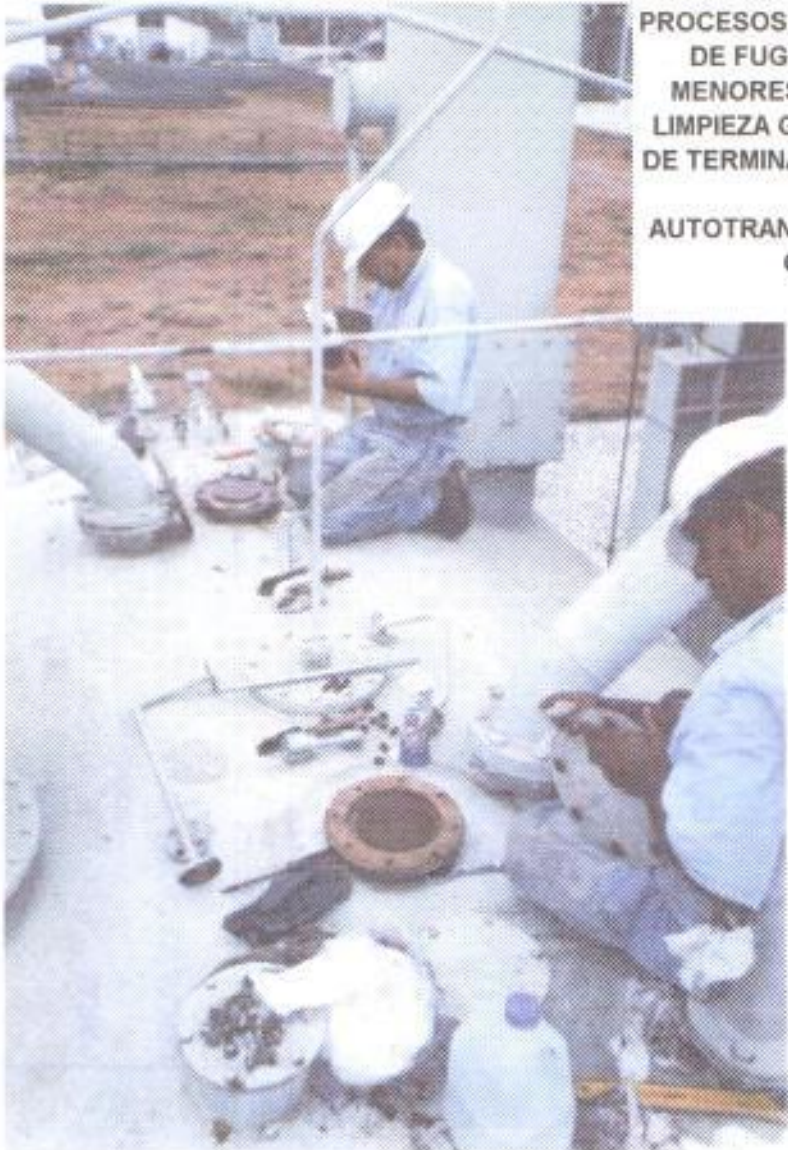
	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 18 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	---	---

ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS
-------------	----------------------------------



	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E PASCUALES 230 KV</p>	<p>HOJA: 19 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	---	---

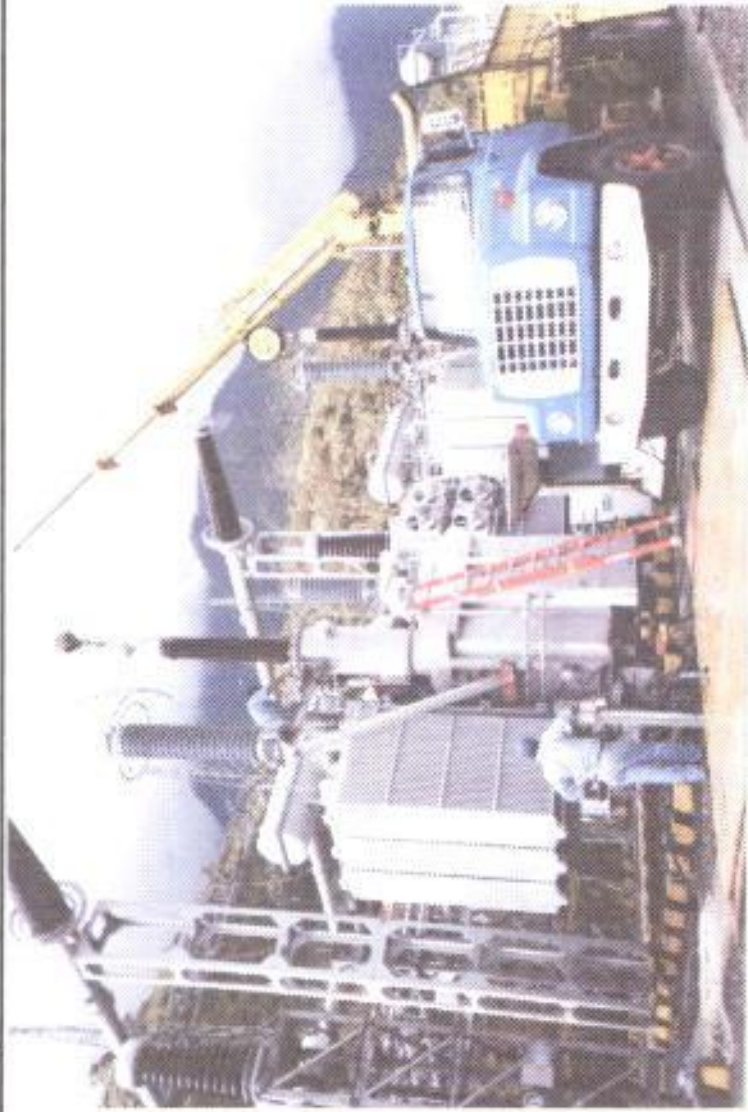
ITEM	SECUENCIA DE LOS PROCESOS
-------------	----------------------------------



PROCESOS DE CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE MENORES, OXIDACION Y LIMPIEZA GENERAL LUEGO DE TERMINADO EL TRABAJO AUTOTRANSFORMADOR 1Ø OSAKA

	<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>PARA: CAMBIO DE EMPAQUES TIPO CORCHO Y CORRECCION DE FUGAS DE ACEITE EN AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO (230/138/13.8 KV.)</p> <p>LOCALIZACION: S/E MOLINO (SUBSTACION CENTRAL PAUTE) 230 KV</p>	<p>HOJA: 20 34</p> <p>PROCEDIMIENTO: EMP-AUTO/2/1</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2000</p>
--	--	--

ITEM SECUENCIA DE LOS PROCESOS



VISTA GENERAL
DISPOSICION DE PERSONAL Y EQUIPOS

SUBSTACION MOLINO
BANCO ATU-1
CENTRAL HIDROELÉCTRICA
PAUTE

5.1.5.1.3. Tratamiento de Aceite

5.1.5.1.3.1. Equipo para el tratamiento de aceite

La planta de tratamiento debe ser apta para filtrar, deshidratar y desgasificar al menos 1200 galones por hora de aceite aislante que contenga 10 ppm de agua y aire disuelto igual a 12% en volumen a una temperatura de 0°C.



FIG. 5.18 Máquina de tratamiento de aceite 5000 litros/hora

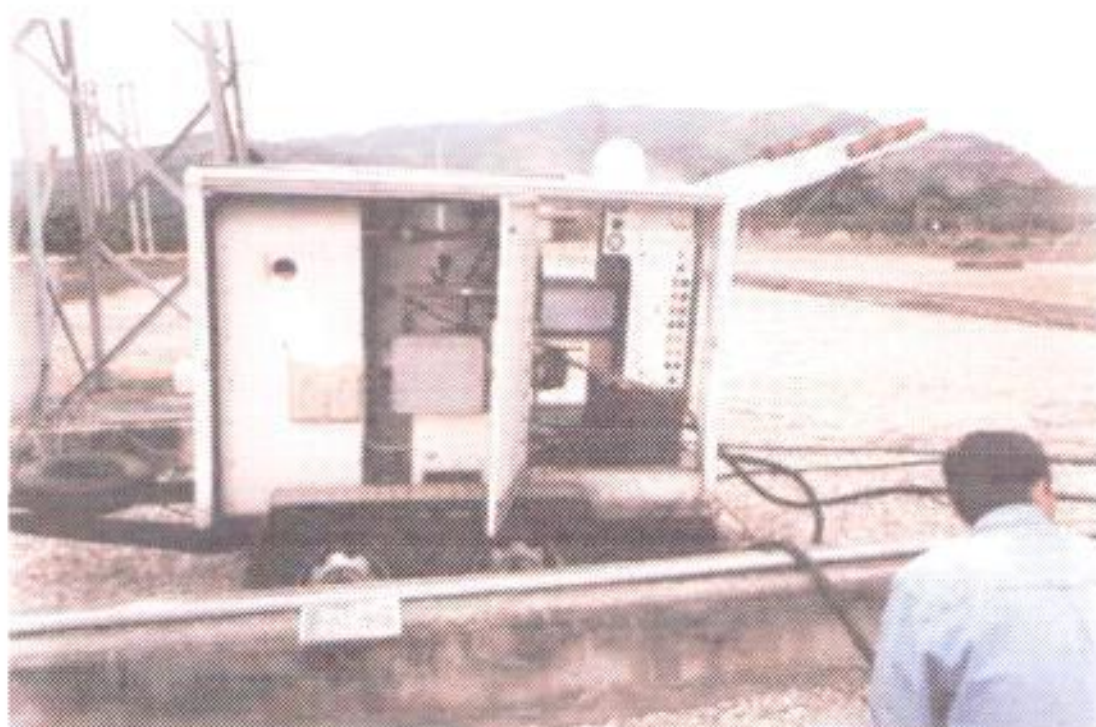


FIG. 5.17 Máquina de tratamiento de aceite 2000 litros/hora

Después de que circule el aceite una vez tratado a través de la planta, el contenido de agua debe ser menor de 10 ppm medido por el método indicado en ASTM D-1533, el contenido de aire será menor que 0.25%, medido por el método indicado en ASTM D-831.

El equipo debe secar los transformadores mediante un alto vacío y debe llenar y circular el aceite en el transformador contra alto vacío, a la temperatura recomendada por el

fabricante del transformador, además debe ser adecuado para realizar estas funciones en forma separada y simultánea. La bomba de vacío debe tener capacidad para mantener un vacío de 4 milímetros de mercurio durante el llenado del transformador a la máxima capacidad.

5.1.5.1.3.2. Descripción cronológica del desarrollo del tratamiento de aceite

Es recomendable, filtrar el aceite aislante cada vez que sea transferido de un recipiente o equipo a otro recipiente o equipo. Este requerimiento se aplica también cuando el aceite es recibido en el sitio de trabajo y es transferido a un tanque de almacenamiento o equipo, independiente del método de embarque. Se debe ejecutar el tratamiento y las respectivas mediciones en los aceites aislantes no sólo del transformador de potencia, sino de todos los equipos en los que estos intervengan; excepto en aquellos equipos que vengán sellados de fábrica.



Esquema simplificado del proceso de tratamiento y/o recirculación del aceite aislante de equipos primarios

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO			HOJA: 1 7
	PARA: OPERACIÓN MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE LOCALIZACION: MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE STREAMLINE	PROCEDIMIENTO: OP-MAQ/OIL ACTIVIDAD: REALIZADO: Operador	AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y HORAS
1	MEDIDAS DE SEGURIDAD Chequear antes de la operación de la máquina de tratamiento de ACEITE los siguientes aspectos: nivel del aceite lubricante de la bomba de vacío, dirección de sentido de giro (observar la flecha marcada en el "matrimonio" de la bomba de vacío) luego de haber conectado la alimentación de tensión requerida (ver procedimiento 1), los fusibles en el panel de control y fuerza localizada en la parte frontal de la máquina, conexión firme y segura de las mangueras, neopros y demás extensiones empleadas.			
2	Chequear durante la operación los siguientes aspectos: vibración y ruidos, fugas de aceite tratado y de la propia máquina en las tuberías y uniones, indicación de los medidores de presión de vacío y temperatura del proceso de tratamiento del aceite			
1	PROCEDIMIENTO La máquina de tratamiento de aceite STREAMLINE, permite realizar TRES (3) tipos de procedimientos con el aceite aislante de equipos primarios que lo empleen como medio dieléctrico: (1) bombear el aceite sucio o del cliente (equipo a tratar) y almacenarlo ya sea en el tanque de la máquina de tratamiento o en tanques o colchones exteriores, (2) bombear el aceite sucio o del cliente, recircularlo empleando la capacidad volumétrica del tanque de la máquina de tratamiento y bombearlo nuevamente al equipo; es decir realizando un tratamiento de recirculación con o sin calefactores en conjunto MAQUINA-EQUIPO y (3) bombear el aceite sucio o del cliente y recircularlo y tratarlo completamente en el interior de la máquina de tratamiento de aceite, sin que intervenga el equipo en el cual se localiza el aceite a tratar.			

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA:	2 7
PARA: OPERACIÓN MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE LOCALIZACION: MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE STREAMLINE		PROCEDIMIENTO:	OP-MAQ/OIL
		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	Operador
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS
			Y HORAS
2	PROCEDIMIENTO (2) : empleado generalmente en los autotransformadores de potencia 1Ø y 3Ø, transformadores de servicios auxiliares y en los interruptores en aceite localizados en las diferentes subestaciones eléctricas del S.N.I.		
2.1	Alimentar la tensión requerida por la máquina de tratamiento empleando cable eléctrico con capacidad para 220 VAC 3Ø y realizar la respectiva conexión a tierra. (Recomendable emplear un cable 3X8 (3 conductores calibre No. 8, debido a la gran caída de tensión que se presenta al encender las etapas de los calefactores durante el tratamiento del aceite aislante		
2.2	Conectar los cables de alimentación principal al breaker localizado en la cara de la máquina opuesta al panel de mando (el que debe estar en posición OFF), y colocar la extensión tipo palanca del switch o interruptor principal (localizada en la parte exterior de la cubierta del panel de control y fuerza) en la posición ON . NOTA: antes de maniobrar en el panel de control y fuerza de la máquina de tratamiento, la palanca mencionada deberá colocarse en la posición OFF (emplear destornillador plano grande y aislado)		
2.3	Chequear el correcto sentido de giro. Observar el "matrimonio" que posee la bomba de vacío y que está marquiado con una flecha que indica el giro de operación correcto de todos los elementos de la máquina de tratamiento de aceite; encender la máquina mediante un pulso del botón de arranque de la bomba de vacío (identificarlo por su nombre en el panel de mando) y simultáneamente observar el giro. Si el giro está invertido, cambiar de posición 2 de los 3 cables de alimentación en el breaker principal intercambiándolos entre sí y chequear nuevamente el giro de operación. NOTA: esta maniobra debe ser de muy corta duración		

	PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 3 7 PROCEDIMIENTO: OP-MAQ/OIL ACTIVIDAD: REALIZADO: Operador AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
2.4	<p>Conectar firmemente las mangueras de succión y expulsión del aceite aislante a tratar provenientes de las válvulas inferior y superior respectivamente de la cuba del autotransformador, transformador o disyuntor en aceite al cual se le realizará el tratamiento (emplear llaves expansivas (4) de 3" c/u, neoplos de 1/2", 3/4" o del diámetro necesario dependiendo de las válvulas de los equipos, teflón (2 rollos), llaves de boca y corona No. 12, 13 y 14 o las requeridas para retirar las "bridas" que cubren las salidas del válvulas mencionadas anteriormente)</p>		
2.5	<p>El tratamiento del aceite aislante, se lo puede realizar ya sea con el equipo fuera de servicio (desenergizado) o sea TRATAMIENTO EN FRIO, o también se lo puede desarrollar con el equipo en servicio (energizado) o sea TRATAMIENTO EN CALIENTE. Dependiendo del equipo al cual pertenece el aceite a tratar, se deberán tomar las medidas de seguridad necesarias al realizar cualquiera de los dos modos de tratamiento: en el caso del tratamiento en frío, se deberán establecer todos los bloqueos necesarios para evitar que el equipo se vaya a energizar accidentalmente y pueda causar daño al personal operador de la maquina de tratamiento, además de desconectar disparos que pudieran ser llevados por "cadena" a equipos en operación; en el caso del tratamiento en caliente, primordialmente se deberán deshabilitar los disparos (en el caso de los transformadores o autotransformadores de potencia) de los relés buchholz, y por seguridad el disparo por sobretemperatura, ya que una calibración errónea existente de este último podría llevar al disparo del equipo de potencia a pesar de que el aceite se recircula con una temperatura moderada. (máximo 50°C)</p>		
2.5.1	<p>Los modos de tratamiento indicados anteriormente se realizan siguiendo el mismo procedimiento general, siendo la principal diferencia que en el caso del tratamiento en caliente, se deberá tener mucha precaución de guardar siempre las distancias de seguridad necesarias en el momento de conectar las mangueras a las válvulas del equipo a tratar, y de identificar correctamente los puntos antes de desconectar los disparos</p>		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 4 7
PARA: OPERACIÓN MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE LOCALIZACION: MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE STREAMLINE		PROCEDIMIENTO: OP-MAQ/OIL ACTIVIDAD: REALIZADO: Operador AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
		PERSONAL Y HORAS
2.6	<p>Para el caso de transformadores de potencia: Realizar el tratamiento incluyendo o aislando el aceite localizado en los radiadores . (se lo aísla cerrando las válvulas de paso superiores e inferiores que poseen los radiadores ; emplear llave expansiva de 3")</p>	
2.6.1	Cerrar la válvula de paso de la tubería que une al relé buchholz con el tanque conservador	
2.6.2	Abrir la purga de aire localizada en la parte superior del relé buchholz para que cuando se esté succionando el aceite de la cuba a la máquina de tratamiento el vacío que se forma adentro de la cuba, disminuya y se acelere el descenso del nivel de aceite.	
2.7	Colocar la válvula de ingreso del aceite sucio (válvula 1) (marquilla "ingreso aceite sucio / cliente") de la máquina de tratamiento en la posición OPEN (abierta totalmente)	
2.8	Colocar la válvula de selección de proceso (válvula 2) en la zona de color AZUL ; observar que el gráfico de esta válvula en este color indica que se succionará el aceite sucio del equipo del cliente al tanque de almacenamiento de la máquina de tratamiento y NO se bombeará nuevamente al equipo a tratar. Lo que se desea realizar es llenar un poco el tanque de almacenamiento de aceite de la máquina de tratamiento para luego pasar al proceso de recirculación incluyendo al equipo del cliente	
2.9	Presionar el botón pulsador marquillado como EXCLUDOR simultaneamente con los de: BOMBA DE ACEITE SUCIO, BOMBA DE ACEITE LIMPIO y BOMBA DE VACIO (en este momento se inicia la succión del aceite del equipo del cliente a la máquina de tratamiento y NO sale de esta debido a la posición de la válvula de selección o modo de proceso (zona AZUL) NOTA: todos lo botones pulsadores quedan retenidos ante el pulso excepto el del excludor	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 5 7
PARA: OPERACIÓN MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE LOCALIZACION: MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE STREAMLINE		PROCEDIMIENTO: OP-MAQ/OIL ACTIVIDAD: REALIZADO: Operador AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
2.10	Mantener presionado el botón EXCLUIDOR hasta que observando el vacuómetro la presión de vacío marque unos 20 mmHg condición a la cual se puede dejar de presionar al botón excluidor; ya que a presiones mayores a la mencionada no se puede liberar al excluidor ya que se apagarán todos los elementos componentes de la máquina que estén operando	PERSONAL
2.11	Colocar la válvula de paso localizada sobre la bomba de vacío parcialmente abierta (referirse a unos 40° de inclinación) para evitar que la succión sea demasiado rápida originando espuma que puede inundar el tanque de almacenamiento del aceite tratado y mandar a disparar la máquina de tratamiento.	Y
2.11.1	En caso de presentar espuma, maniobrar la válvula reductora (pequeño cilindro plástico) localizada en la parte superior de la válvula mencionada en el proceso 2.11, de la siguiente manera: liberar o aflojar el pequeño tornillo de la parte superior de la válvula hasta que ingrese la cantidad necesaria de aire aplastando a la espuma que se puede observar en este cilindro plástico transparente, y que se deberá comparar observando el visor del tanque de almacenamiento de aceite en el que se debe observar que el nivel de la espuma descienda y sea controlado totalmente.	
2.12	Una vez que, observando el visor del tanque de almacenamiento de aceite de la máquina de tratamiento se determina que se ha alcanzado un nivel de aceite de las 3/4 del diámetro del visor, proceder a recircular incluyendo al equipo del cliente.	
2.12.1	Colocar la válvula selectora de modo de tratamiento de la posición AZUL a la zona ROJA (esta zona representa el proceso de succión-tratamiento y recirculación del aceite aislante: EQUIPO =>MAQUINA=>EQUIPO)	
2.13	Generalmente después de la primera vuelta de todo el volumen de aceite a tratar, observar que la presión en el manómetro sea de 1.6 a 1.8 bar, lo que indica una estabilidad en el proceso (ausencia de espuma)	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 6 7
PARA: OPERACIÓN MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE LOCALIZACION: MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE STREAMLINE		PROCEDIMIENTO: OP-MAQ/OIL ACTIVIDAD: REALIZADO: Operador AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS EQUIPOS
2.14	Las estapas de los calefactores (2), se deben encender cuando se haya logrado una estabilidad del proceso (generalmente a los 15 minutos de iniciado el tratamiento) empezando por la primera etapa y luego de 30 minutos la segunda etapa; siempre observando el medidor de temperatura que NO debe exceder los 50°C, ya que temperaturas mayores causan deterioro a las características dieléctricas del aceite aislante	Y
NOTA	La máquina de tratamiento de aceite STREAMLINE, posee una capacidad de manejo de volumen o CAUDAL de 2000 litros/hora. El término de "vuelta" significa que todo el volumen de aceite del equipo del cliente ha pasado por la máquina de tratamiento y se podrá determinar el tiempo necesario para obtener las vueltas necesarias dependiendo del grado de contaminación o deterioro del aceite aislante. Para autotransformadores de potencia mayores a los 100 MVA de capacidad, generalmente el tratamiento es de 24 horas y dependiendo del volumen de aceite contenido en su cuba, se darán 4 o 5 vueltas completas. Para equipos de volumen pequeño, como interruptores de potencia en aceite o transformadores de servicios auxiliares es suficiente 2 vueltas completas Terminada la recirculación planificada, colocar la válvula No. 2 (selectora de modo de proceso) en la ZONA AZUL , cerrar la válvula de salida del aceite limpio, cerrar la válvula de ingreso del aceite sucio, pulsar los botones de apagado de las bombas de vacío, aceite limpio y aceite sucio (en ese orden)	
3		
3.1	Cerrar las válvulas de la cuba del transformador, o del tanque del disyuntor empleadas para la succión y bombeo del aceite aislante. Abrir la válvula de paso de la tubería que une el relé buchholz con el tanque conservador (para el caso de transformadores de potencia); mantener abierta la purga de aire del relé buchholz o del tanque del disyuntor	

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO		HOJA: 7 7
PARA: OPERACIÓN MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE LOCALIZACION: MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE STREAMLINE		PROCEDIMIENTO: OP-MAQ/OIL ACTIVIDAD: REALIZADO: Operador AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
3.2	Se puede realizar una succión rápida del aceite que queda acumulado en la manguera de succión; para lo cual se deberá colocar la válvula No. 2 en la zona AZUL, abrir únicamente la válvula de ingreso de aceite sucio, presionar el botón excluidor en conjunto con el de la bomba de aceite sucio hasta que se haya succionado todo el aceite de la manguera. Una vez que se ha logrado lo anterior, cerrar la válvula de ingreso de aceite sucio, apagar la bomba de aceite sucio y soltar el botón excluidor.	PERSONAL
3.3	De ser necesario, completar el nivel de aceite del equipo del cliente; para transformadores observar el indicador de nivel del tanque conservador, mientras que para disyuntores el visor del tanque de ruptura. Maniobrar la máquina de tratamiento como se indicó anteriormente solo que el aceite que ingresará por la entrada del "aceite sucio / cliente" será el aceite con el que se va a completar el nivel; el mismo que deberá encontrarse en buenas condiciones dieléctricas. La diferencia radicará en que la válvula selectora de modo de operación No. 2, no se colocará ni en la zona azul ni en la roja, sino que en la zona donde la gráfica de la misma indique succión y bombeo, recomendándose que se encienda aunque sea una de las dos etapas de los calefactores y siempre la bomba de vacío.	HORAS
3.4	Purgar el aire del relé buchholz (acumulado en su cámara durante el proceso o tratamiento)	
4	Desconectar, guardar y limpiar todas las mangueras y neplones empleados, con mucha precaución ya sea que el equipo esté o no energizado; limpiar la máquina de tratamiento de aceite empleando producto químico (ALL PURPOSE CLEANER) limpiador multipropósito, tela pañal.	
5	Desconectar y guardar los cables de la alimentación de la máquina de tratamiento, previamente colocando el breaker principal en la posición OFF y desconectando con mucho cuidado las líneas vivas de 220 VAC 3Ø evitando que entren en contacto entre ellas o con la carcasa de la máquina	

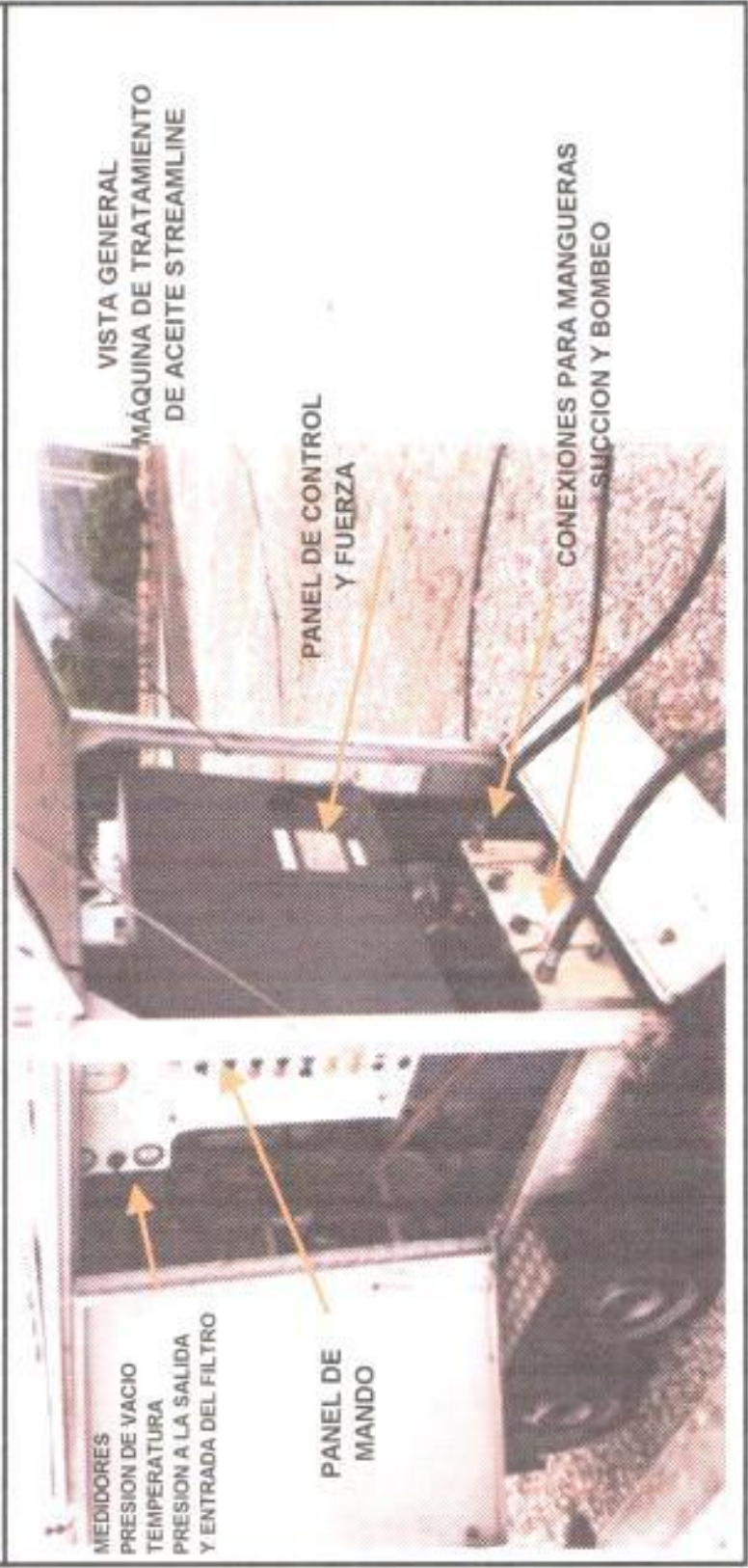
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO

HOJA: 1 | 2

PROCEDIMIENTO: OP-MAQ/OIL
ACTIVIDAD:
REALIZADO: Operador
AÑO: 2001

PARA: OPERACIÓN MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE
LOCALIZACION: MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE STREAMLINE

SECUENCIA DE PROCESOS



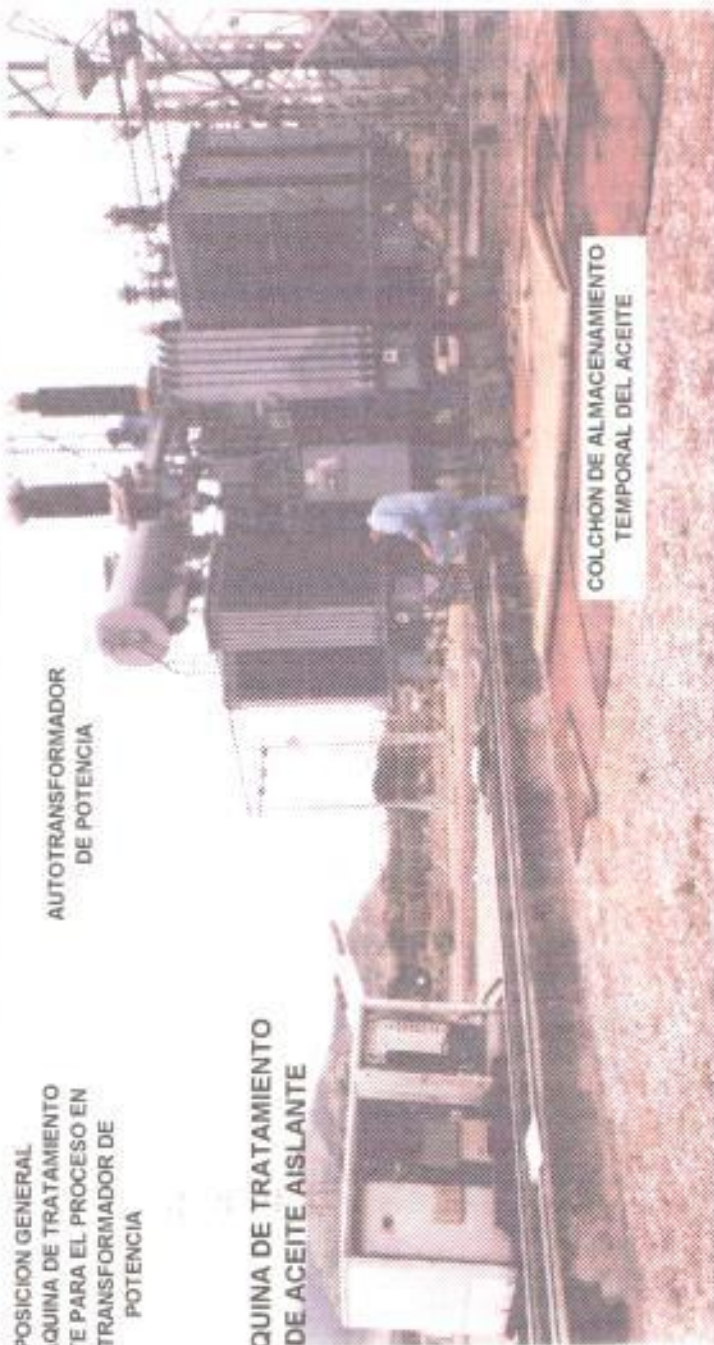
<p>PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO</p> <p>HOJA: 2 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: OP-MAQ/OIL</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO: Operador</p> <p>AÑO: 2001</p>	<p>PARA: OPERACIÓN MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE</p> <p>LOCALIZACION: MAQUINA DE TRATAMIENTO DE ACEITE STREAMLINE</p>
---	--

SECUENCIA DE PROCESOS

DISPOSICION GENERAL
DE LA MAQUINA DE TRATAMIENTO
DE ACEITE PARA EL PROCESO EN
AUTOTRANSFORMADOR DE
POTENCIA

AUTOTRANSFORMADOR
DE POTENCIA

MAQUINA DE TRATAMIENTO
DE ACEITE AISLANTE



COLCHON DE ALMACENAMIENTO
TEMPORAL DEL ACEITE

Para el aceite nuevo, se debe medir la rigidez dieléctrica de cada uno de los tambores, dejando para tratamiento separado los que tengan una rigidez menor de 40 KV., medido por el método ASTM-D877.

El tratamiento del aceite se debe ejecutar en circuito cerrado, entre la planta de tratamiento y tanques metálicos o flexibles (colchón de almacenamiento temporal), hasta alcanzar los valores especificados por los fabricantes de los equipos. Las pruebas finales se hacen en el momento de "trasvasijar" o "re-almacenar" los aceites a los equipos y se repiten 30 días después de este llenado y en el caso de los transformadores de poder, se efectúan además antes de la energización del equipo; estas pruebas son las siguientes:

Para transformador de potencia:

- Rigidez dieléctrica
- Índice de Acidez
- Contenido de humedad p.p.m.
- Pérdidas dieléctricas
- Tensión interfacial

Para el resto de equipos que empleen aceites aislantes:

- Rigidez dieléctrica e Índice de acidez.

5.1.6. Otros Equipos Eléctricos

Considerando la nueva organización de la información de cada uno de los equipos primarios y de servicios auxiliares desarrollada como parte de la colaboración del autor de este trabajo investigativo en conjunto con el personal de mantenimiento de las subestaciones eléctricas de la zona occidental perteneciente a TRANSELECTRIC S.A.; y aplicando principios basados en la experiencia del personal de mantenimiento, se establecieron los siguientes **procedimientos de mantenimiento preventivo estandarizados** ha ser ejecutados mediante órdenes de trabajo para los siguientes equipos:

- 1) Transformadores de Potencial
- 2) Transformadores de servicios auxiliares
- 3) G.D.E. (grupo generador diesel de emergencia)
- 4) Planta de tratamiento de agua potable
- 5) Tableros dúplex
- 6) Cables y ductos
- 7) Tableros de servicios auxiliares y cargadores de baterías
- 8) Sistema de Aire acondicionado



FIG. 5.19 Mantenimiento preventivo CUARTO de BATERIAS: limpieza general

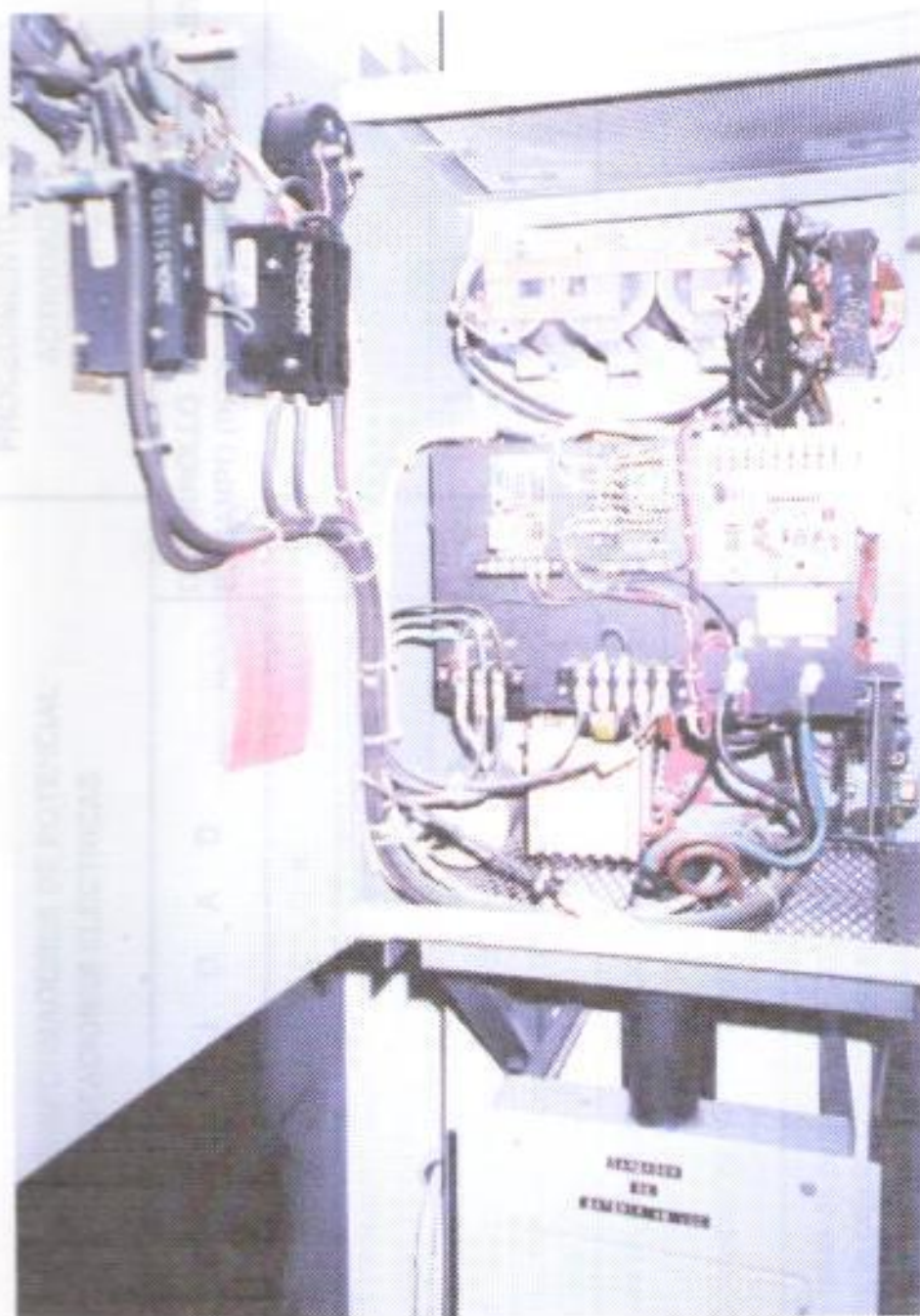


FIG. 5.20 Cargador de batería típico de la S/E's Zona Occidental
TRANSELECTRIC

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/1
PARA: TRANSFORMADORES DE POTENCIAL LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		PROCEDIMIENTO: MPREV/PT ACTIVIDAD: AÑO: 2001
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)
ITEM	D E S C R I P C I O N	D P NOVEDADES
1.1	Realizar una inspección visual del estado de los bushings, tanque, niveles de aceite, estructuras y puesta a tierra	
1.2	Chequear la porcelana y observar despostillados, rajaduras, sedimentos; realizar la limpieza respectiva	
1.3	Chequear las tuberías, accesorios, conexonado en la caja de conexiones local y los fusibles	
1.4	Desarrollar las pruebas de factor de potencia	
1.5	Efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento	
1.6	Corregir las fallas de pintura en los accesorios metálicos; como la base soporte, la caja de conexonado local.	

NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o colocar un "VISTO"

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/1	
PARA: TRANSFORMADORES S.S.A.A.		PROCEDIMIENTO: MPREV/TSSAA	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	D E S C R I P C I O N	D	P
1.1	Realizar la inspección visual del estado de los bushings y accesorios		
1.2	Efectuar la inspección del transformador, limpieza y ajuste del conexonado		
1.3	Realizar las pruebas dieléctricas del aceite		
1.4	Efectuar la medición de resistencias de aislamiento		
1.5	Corregir las fallas de pintura		
1.6	Desarrollar las pruebas de factor de pérdidas dieléctricas		
1.7	Verificar ruidos anormales		

NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o colocar un "VISTO"

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/2	
PARA: GRUPO DIESEL LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		PROCEDIMIENTO: MPREV/GDE ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.1	Chequear los niveles de combustible y aceite lubricante		
1.2	Verificar el funcionamiento del precalentador y del motor		
1.3	En las baterías hay que verificar el buen contacto de los bornes, mantener limpias las superficies de contacto		
1.4	Verificar el voltaje y densidad de la batería		
1.5	Verificar que la entrada y salida de los ventiladores estén libres de obstrucción		
1.6	Chequear las fugas de aceite y combustible o lubricante, apretar tuercas y elementos conforme es necesario		
1.7	Controlar la tensión de las bandas		
1.8	Limpiar el motor y los filtros (aire, aceite y combustible)		
1.9	Drenar el agua contenida en el tanque de combustible		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 2/2	
PARA: GRUPO DIESEL LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		PROCEDIMIENTO: MPREV/GDE ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.10	Probar alarmas del grupo		
1.11	Realizar la prueba para la medición de la resistencia de aislamiento		
1.12	Hacer funcionar el grupo durante una hora todos los días lunes de cada semana		
1.13	Cambiar el aceite y filtro del motor		

NOTA: D (desarrollado) / P(pendiente) : marcar con una "X" o un "VISTO"

1) La actividad 1.4 a más de registrarse diariamente se analizará una vez al mes y los resultados más desfavorables se anotarán en la hoja control

2) La actividad 1.8 se la realizará conforme a la recomendación del fabricante

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/2	
PARA: PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA POTABLE		PROCEDIMIENTO: PLTAG/MP	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1	Verificar el trabajo normal de los dosificadores eléctricos		
2	Verificar el nivel de aceite de los dosificadores, y agregar de ser necesario		
3	Controlar el pH y el cloro del agua con el probador "DIAL A-TEST" y los valores deben encontrarse en el rango de: pH = 7 a 7.6 y el cloro (Cl) = 0.6 a 1.4		
4	Purgar el lodo del tanque clorificador depositado en el fondo		
5	Controlar lectura de manómetros del filtro de arena, si la diferencia pasa de 10 PSI, proceder a RETROLAVAR el filtro		
6	Verificar el funcionamiento normal de los dispositivos del tablero eléctrico (interruptores, contactores, perillas, luz indicadora, etc.)		
7	Controlar el trabajo normal de las bombas de agua cruda y de filtrado		
8	Limpiar el tanque principal de almacenamiento de agua cruda		
9	Limpiar el tanque auxiliar de agua potable		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 2/2	
PARA: PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA POTABLE		PROCEDIMIENTO: PLTAG/MP	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	D E S C R I P C I O N	D	P
10	Medir la resistencia de aislamiento de los motores de la bomba de agua cruda y de filtrado (550 V megger)		
11	Verificar el funcionamiento de los detectores de bajo y alto nivel de agua		
12	Revisión general de la bomba de pozo profundo		
12.1	Chequear los empaques		
12.2	Chequear temperatura de las partes móviles		
12.3	Verificar niveles de aceite		
12.4	Observar la operación del motor, bomba y controles		
12.5	Lubricar los rodamientos		
12.6	Chequear la operación de los controles y limpiar los contactos de los contactores		

NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o colocar un "VISTO"
 Las actividades 9 y 10, serán de carácter MENSUAL en las subestaciones de la región
 COSTA

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/1	
PARA: TABLEROS DUPLEX		PROCEDIMIENTO: PD/MP	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	D E S C R I P C I O N	D	P
1	Realizar la inspección visual del estado de instrumentos de medición, protección, de control, señalización (ruidos anormales, vibraciones, etc.)		
2	Realizar la inspección del conexionado y ajustes		
3	Verificar el estado de los cuadros de alarmas y bocinas		
4	Efectuar la calibración de los instrumentos de medición		
5	Verificar el estado de fusibles, contactores, térmicos, manijas de operación, selectores, etc.		
6	Desarrollar el mantenimiento preventivo de los relés		
7	Limpieza general de los tableros		

NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o colocar un "VISTO".
 (*) significa que en el programa que presente cada unidad operativa, se especificará el tiempo requerido para esta actividad en cada subestación

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/1	
PARA: CABLES Y DUCTOS		PROCEDIMIENTO: CB-DC/MP	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1	Chequear la condición de los cables en canaletas, ductos, pozos de revisión (daños en el aislamiento, corrosión, señales de calentamiento, etc.)		
2	Realizar la fumigación de las canaletas		
3	Inspeccionar la cubierta de los cables en las curvaturas de las canaletas		
4	Chequear que las canaletas, ductos y pozos de revisión estén sin basura, polvo, humedad y verificar que los drenajes estén limpios		
5	Realizar la fumigación del/los patio/os		

NOTA:
Las actividades 2 y 5 serán realizadas por personal contratado por el área de servicios generales

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/1	
PARA: TABLEROS DE SERVICIOS AUXILIARES (A.C. Y D.C.) Y CARGADORES DE BATERIAS LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		PROCEDIMIENTO: TSA-CARBA/MP ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1	Realizar la inspección visual de los instrumentos de medición, protección, control, señalización		
2	Verificar el estado del conexionado, limpieza y ajustes		
3	Efectuar la inspección general del cargador de baterias (medición, control y protección)		
4	Verificar el estado del cuadro de alarmas y bocinas		
4	Verificar el estado de fusibles, contactores, térmicos, manijas de operación, selectores		
5	Realizar la calibración de los instrumentos de medición		
6	Efectuar la limpieza general de los tableros		
7	Comprobar y calibrar los voltajes de ecuilización y flotación en los cargadores		
8	Probar el regulador de voltaje D.C.		

NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) ; marcar con una "X" o colocar un "VISTO"

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/1	
PARA: SISTEMA DE CENTRAL ACONDICIONADORA DE AIRE LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		PROCEDIMIENTO: SCAA/MP ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1	Chequear los motores para detectar polvo, agua, limallas, limpieza, funcionamiento normal		
2	Chequear lubricación en rodamientos; preferible con el motor parado		
3	Medir la resistencia de aislamiento de los bobinados de los motores		
4	Con el motor en operación. Observar su comportamiento, aceleración, ruidos anormales, vibración, chisporroteo, humedad		
5	Inspeccionar acoplamiento, cadenas, observar alineación, vibración, ruido		
6	Chequear calefactores		
7	Realizar limpieza general y lavado del equipo		
8	Repintar el equipo		

NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o colocar un "VISTO"

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/1	
PARA: BANCO DE CAPACITORES		PROCEDIMIENTO: MPREV/BCAP	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.1	Realizar la inspección visual de los tanques y fusibles		
1.2	Realizar la inspección visual de los C.T., pararrayos y seccionadores		
1.3	Medir la corriente del neutro		
1.4	Efectuar la limpieza de porcelana, tanques, fusibles, chequeo de ajuste		
NOTA	D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o "VISTO"		

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/2	
PARA: ESTRUCTURAS PUESTA A TIERRA LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		PROCEDIMIENTO: MPREVIESTR ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.1	Chequeo de aisladores, barras, conexionado aéreo, cable de guarda, estructuras		
1.2	Medir la resistencia de aislamiento		
1.3	Chequear las conexiones de puesta a tierra, estructuras, cerramientos, puertas		
1.4	Verificar por muestreo la conexión de puesta a tierra a la malla de tierra		
1.5	Realizar pruebas de medición de resistencia de tierra de la malla de tierra		
1.6	Realizar pruebas de termovisión		
1.7	Chequear la verticalidad de las estructuras		

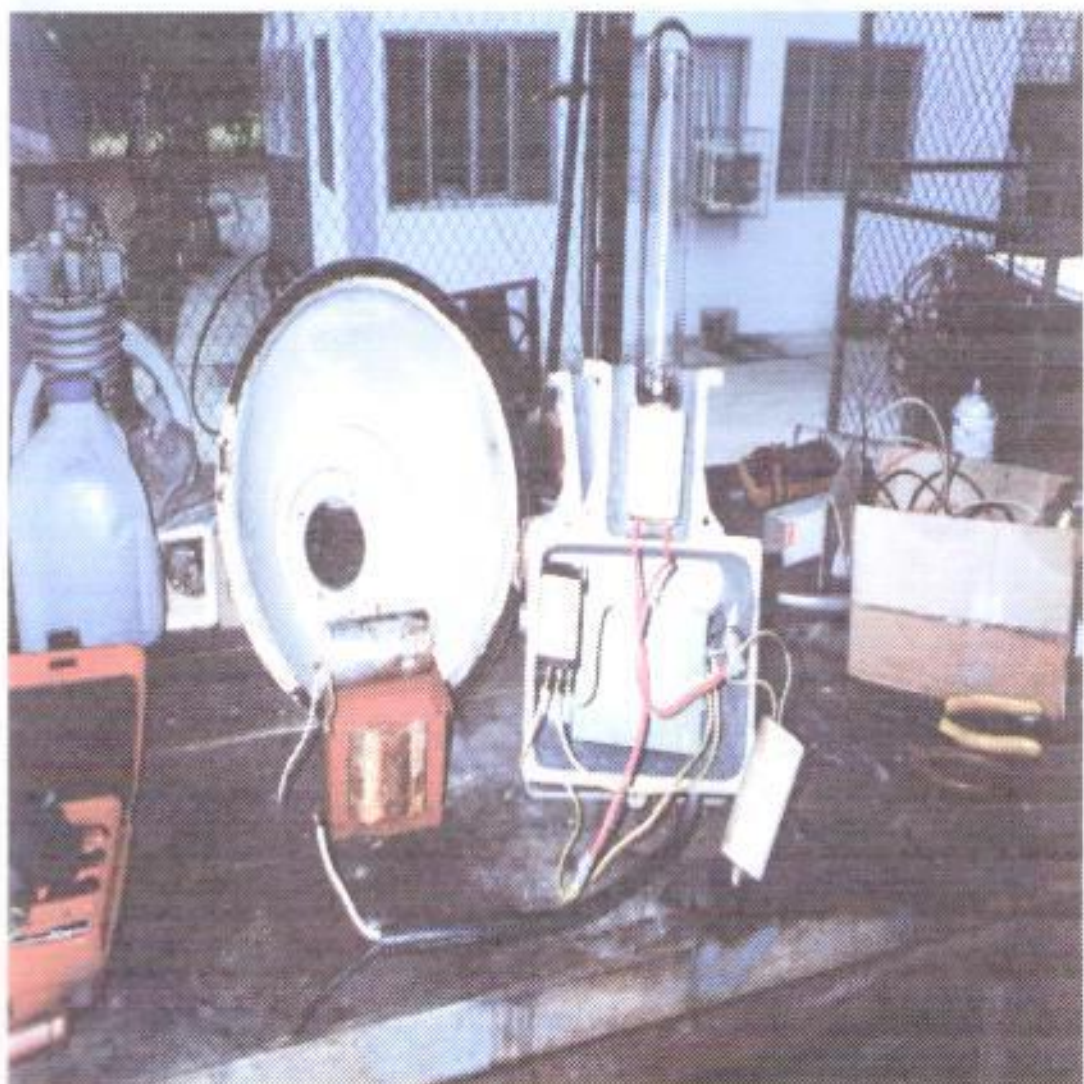
PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 2/2	
PARA: ESTRUCTURAS PUESTA A TIERRA		PROCEDIMIENTO: MPREV/ESTR	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD: AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	D E S C R I P C I O N	D	P
OBSERVACIONES:			
1)	Los requerimientos de tiempo para las actividades 1.1 y 1.2 se definen para cada subestación y las realizarán el grupo encargado del mantenimiento de líneas		
2)	La frecuencia de realización de las actividades 1.4 y 1.5 varía para cada subestación y se estableció que para las subestaciones de la sierra como Ibarra, Vicentina, Santa Rosa, Ambato y Cuenca sea cada 3 años; para las subestaciones de gran porcentaje de humedad relativa como Santo Domingo, Pascuales y Milagro sea cada año, y en las subestaciones de Quevedo, Portoviejo y Salitral sea cada 2 años		
3)	Las actividades 1.1 y 1.2 se realizarán cada dos años en la sierra y cada año en la costa		
4)	La actividad 1.7 la realizará un topógrafo especialmente en la subestación Salitral caracterizada por su notorio hundimiento del suelo		
NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o colocar un "VISTO"			

PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		HOJA: 1/1	
PARA: PARARRAYOS		PROCEDIMIENTO: MPREV/LA	
LOCALIZACION: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		ACTIVIDAD:	
		AÑO: 2001	
A C T I V I D A D		DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO EN EL CAMPO (PROGRESO - NOVEDADES)	
ITEM	DESCRIPCION	D	P
1.1	Realizar la inspección visual (estado físico exterior, conexionado del conductor, porcelana, contador de descargas, etc.)		
1.2	Chequear las conexiones de líneas y puestas a tierra		
1.3	Chequear el estado de la porcelana y realizar la limpieza		
1.4	Verificar el ajuste de anillos equipotenciales, conexiones aéreas y puestas a tierra		
1.5	Desarrollar la prueba para la medición de la resistencia de aislamiento		
1.6	Ejecutar la prueba de medición del factor de potencia		

NOTA: D (desarrollado) / P (pendiente) : marcar con una "X" o con un "VISTO"



TRABAJOS EN BARRAS TERCIARIAS (ALIMENTACIÓN S.S.A.A.)



VISTA DE REFLECTORES EN PROCESO DE REPARACIÓN



FIG. 5.21 Mantenimiento preventivo LUMINARIAS patio subestaciones eléctricas



FIG. 5.22 Vista interior PANEL DUPLEX subestaciones eléctricas

CAPÍTULO 6

6. PRUEBAS ELÉCTRICAS Y FUNCIONALES APLICADAS A EQUIPOS PRIMARIOS DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CONVENCIONALES.

Los equipos de alta tensión, cubren las instalaciones de las posiciones para llegada de líneas de 69, 138 y 230 KV, posiciones de acoplamiento de barras, de transformadores y barras de 13.8 KV.

El chequeo y supervisión del montaje y de las pruebas, incluyendo inspecciones operacionales de disyuntores, transformadores, seccionadores y paneles de control, se debe efectuar por la entidad responsable de las instalaciones (en el caso de esta explicación sería Transelectric S.A.) con la asistencia de supervisores de montaje de los fabricantes de los equipos.

De manera general, en todos los equipos de alta tensión, previa a su energización se verifica:

- Estado final de la pintura
- Puestas a tierra
- El ensamblaje completo del equipo
- Ajustes de conexiones
- Distancias mínimas de conductores aéreos, fase-fase y fase-tierra
- Estado de bushings y aisladores
- Estado de fusibles
- Nivel de aceite

6.1. Interruptores Automáticos de Potencia (Disyuntores)

Para el desarrollo del proceso de montaje y puesta en servicio de estos equipos, a más de las instrucciones del fabricante, se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Inspecciones visuales, para detectar posibles daños ocurridos durante el transporte
- Se debe verificar que el mecanismo y el alambrado estén de acuerdo con los *diagramas de alambrado o cableado* (wiring diagram) del fabricante
- Los disyuntores en aceite se deben llenar inmediatamente después de su recepción en el sitio de montaje

- Se debe colocar calefactores en los gabinetes del mecanismo el disyuntor, para cualquier período de almacenamiento que exceda tres (3) semanas; se recomienda utilizar calefactores de 50 a 100 W.
- Las cuñas de nivelación que se utilicen deben ser de hierro galvanizado

6.1.1. Tipos de Pruebas

Entre las principales pruebas e inspecciones, estandarizadas en nuestro S.N.I. y que se deben realizar en un interruptor automático de potencia se tienen:

- Medición de la resistencia de aislamiento del circuito de alta tensión (AT) con el equipo: MEGGER de 5000 Voltios D.C.
- Medición de la resistencia de aislamiento de todo el cableado interior y circuito de baja tensión (BT)
- Estanqueidad de las cajas de conexiones
- Verificación de la estanqueidad (FUGAS) del aire comprimido, gas SF6 y del aceite (dependiendo del tipo de disyuntor)
- Chequeo de los motores del mecanismo de operación
- Medición de los tiempos de cierre y apertura

- Medición del tiempo de cierre-apertura en condición de disparo libre (mando de orden de cierre y apertura simultáneas)
- Verificación de la operación del dispositivo de antibombeo
- Medición de la resistencia de contactos principales
- Pruebas funcionales locales verificando operación de controles, mandos, señales, etc.
- Medición de la relación de transformación y polaridad de los transformadores de corriente (CT's).
- Determinación de las curvas de saturación de los transformadores de corriente (CT's). Incluidos los cables de control y de medición.

Previo al desarrollo de las diferentes pruebas eléctricas, se debe tener muy en claro los tres tipos de disyuntores principales, determinados por su medio aislante y por la característica de su mecanismo de operación:

- a) gran volumen de aceite
- b) neumáticos o de operación a chorros de aire
- c) pequeño volumen de aceite

A) RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La prueba de resistencia de aislamiento a efectuar en los dos últimos tipos de nuestra clasificación, aunque es importante, no es determinante, ya que el uso del MEGGER en ellos únicamente determinará las condiciones superficiales de porcelana. Condiciones que con mayores resultados de confiabilidad se podrán obtener con la prueba de factor de potencia.

Las pruebas de resistencia de aislamiento con el uso del MEGGER estará guiada a interruptores de gran volumen de aceite. Este interruptor comúnmente de tres polos de operación simultánea. Generalmente cada uno de los 3 polos de operación se encuentran alojados por separados en un tanque de aceite y con dos bushing, equipados con sus respectivos contactos fijos, en la parte baja inferior de ellos. Una barra aislada para operación, está sujeta al mecanismo y en la parte inferior de ello se encuentran dos contactos (MOVILES), mediante los cuales se cierra el circuito dentro del tanque, entre los dos bushings.

La guía de la barra de operación también es aislada y todos los miembros usados para soportar dicha barra desde el tanque o desde los bushing también lo son.

El objetivo de la prueba de resistencia de aislamiento con el uso del MEGGER, es determinar las condiciones de las barras y guías de levantamiento de operación; así como las condiciones de humedad y suciedad por carbonización del aceite, estas pruebas deberán efectuarse con el INTERRUPTOR ABIERTO y con el INTERRUPTOR CERRADO. Para lo cual deberá asegurarse que el interruptor esté desenergizado y desconectado de sus cables primarios de llegada a los bushings.

Así mismo tomar las precauciones de que los switches de control estén desconectados.

Los valores a obtener cuando un interruptor es nuevo son:

Estado del interruptor o disyuntor	CRITERIO APLICADO
ABIERTO	<i>Minimo 4000 Megaohmios por bushing</i>
CERRADO	<i>Minimo 3000 Megaohmios por fase</i>

NOTA: Cuando el disyuntor ya ha estado en operación como mínimo debe obtenerse 10000 Megaohmios.

- **COMO CONECTAR Y OPERAR EL MEGGER PARA PRUEBA DE AISLAMIENTO**

Todos los comentarios siguientes estarán basados en la utilización del MEGGER motorizado:



FIG. 6.1 Megger Biddle motorizado 5000 VDC

- 1.- No usar el Megger a una tensión de operación que exceda a la de seguridad del equipo que se va a probar.
- 2.- El equipo a probar debe aislarse totalmente de los terminales de líneas.
- 3.- El Megger debe colocarse sobre una base firme y nivelada, además deberán evitarse, hasta donde sea posible, las grandes masas de hierro y campos magnéticos intensos en el área de la prueba.
- 4.- Haga la selección adecuada de tensión y de la escala con el switch selector.
- 5.- Comprobar las posiciones de cero o infinito de la escala con la aguja, para la comprobación de infinito, basta con operar el megger con sus terminales en circuito abierto, durante algunos minutos hasta que la aguja se mueva a la marca infinito, en caso contrario debe ajustarse a esta posición por medio de un perilla de ajuste localizada en uno de los costados del aparato. La comprobación del cero se efectúa,

poniendo en cortocircuito las terminales; al operar el megger la aguja debe moverse rápidamente a la posición de cero.

Cables de prueba: Los cables de prueba defectuosos o de mala calidad ocasionarán lecturas erróneas y resultados engañosos. Para evitar este tipo de errores colocar el megger lo más cercano posible a la terminal o conductor del equipo bajo prueba y efectuar las conexiones de las terminales del megger con alambre de cobre desnudo del número 18 o 20 AWG, soportando este alambre únicamente por sus conexiones al megger y a la terminal del equipo bajo prueba.

Cables de prueba blindados: Las pruebas comunes con el megger de alto rango (50000 Megohmios) Requieren que el cable aislado de "línea" se mantenga con un valor de resistencia de aislamiento alto de manera que no entre en la medición. El cable de prueba blindado, con el blindaje conectado a "guarda" evita cualquier fuga, sobre sus terminales o a través del material aislante del cable al hacer la medición. El blindaje del cable se conectará a la "guarda" y el conductor a "línea" en uno de sus extremos, en el otro extremo el conductor de "línea" se conectará

al equipo bajo prueba y el blindaje a la parte del equipo que se desea proteger.

La temperatura tiene también un efecto apreciable en la lectura, ya que esta reduce el valor de la resistencia de aislamiento considerablemente. Para relacionar debidamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario que cada medición sea hecha a la misma temperatura o que las mediciones sean convertidas a la misma temperatura base para lo cual se anexa una tabla en la que se dan los factores de corrección por temperatura en la medición de resistencia de aislamiento con Megger, tomando como base 20°C. Los valores obtenidos a esta temperatura base tendrán validez exclusivamente para fines de estadística así como de comparación para relacionar dichos valores con los obtenidos en las pruebas periódicas anteriores. Ahora bien, con el objeto de poder juzgar las condiciones inmediatas del equipo bajo prueba, se anota una tabla en la cual se dan los factores de corrección para temperaturas tomando como base 75°C cuya temperatura es normalmente cercana a la de trabajo del equipo y por esta razón nos dará una idea clara de cuál será el comportamiento de la resistencia de aislamiento a esta temperatura de trabajo.

Las pruebas de resistencia de aislamientos son muy importantes; sobre todo en los interruptores de gran volumen de aceite y en interruptores de soplo magnético.

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

INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS: A continuación, se detalla unos valores base, alrededor de los cuales, se pueden construir conclusiones del estado del disyuntor probado:

- a) **Interruptores inmersos en aceite.-** Si al realizar la medición de resistencia de aislamiento en este tipo de disyuntores, se obtienen valores MENORES a los 1000 megaohmios a 20oC, se deberá retirar el aceite aislante y efectuar una inspección interna del interruptor para descubrir y corregir las causas que originan las altas pérdidas en el aislamiento.

- b) **Interruptores de soplo magnético.**- Si los valores de las pruebas realizadas a este tipo de disyuntor, dan lecturas inferiores a los 1000 megaohmios a 20oC, se deberá proceder a efectuar una limpieza del aislamiento y secado del mismo; y si en alguna [prueba se obtienen valores inferiores a los 2000 megaohmios, se deberá limpiar y secar el aislamiento, principalmente, las cámaras de ruptura del arco.
- c) **Interruptores multicámara.**- Este grupo de interruptores está constituido por aquellos formados por dos (2) o más cámaras de interrupción. Dependiendo del medio usado y de la tensión de operación, pueden ser hasta 10 cámaras en serie por fase, siendo este tipo de construcción, muy empleado en los interruptores en aceite, gas SF6 o poco volumen de aceite.

Para los interruptores de soplo magnético y de gas SF6 que normalmente utilizan materiales aislantes del tipo ORGÁNICO, se requiere efectuar pruebas de resistencia de aislamiento similares a las que se indicaron para interruptores de gran volumen de aceite, con algunas pequeñas diferencias. En estos interruptores, por lo general son muy altas y constantes, sin tener absorción ni polarización; por estar el aislamiento

constituido en mayor parte por porcelana; una lectura baja es indicación de una falla grande en estos aislamientos.

B) RESISTENCIA DE CONTACTOS

La medición de la resistencia óhmica de los contactos de alata presión, da una indicación del estado de los contactos debido a materias extrañas entre ellos, puentes flojos o conexiones flojas en los bushings o terminales. Cualquiera de estas condiciones, si no son detectadas en los períodos rutinarios de mantenimiento, puede ocasionar calentamiento y deterioro local de los contactos. Para efectuar esta prueba, se utiliza el óhmetro de baja resistencia (DUCTER) o DLRO (digital low resistance ohmeter). Este equipo utiliza una fuente de alta corriente para efectuar la medición y es muy importante que esta fuente se conecte adecuadamente con sus polaridades al aparato.

Los requerimientos para obtener resultados satisfactorios con el medidor de resistencia óhmica son:

- 1) El interruptor bajo prueba deberá estar desenergizado y sus contactos cerrados, no es importante o necesario que a dicho interruptor se le desconecten los cables de llegada a los terminales de los bushings.



FIG. 6.2 DLRO (digital low resistance ohmmeter)

2) El DLRO o DUCTER, deberá colocarse cerca del equipo a probar, en una base nivelada evitando al máximo los campos magnéticos intensos. Las terminales o puntas de prueba deberán conectarse adecuadamente con sus respectivas MARCAS en el equipo. La resistencia a medir, siempre deberá conectarse entre las marcas "P" del equipo, ya que esta es la línea de potencial a la resistencia por medir. El contacto de las puntas terminales en los terminales de los bushings del interruptor bajo prueba, deberán presionarse fuertemente con el objeto de establecer un buen contacto. Es muy importante, que durante la medición, NO SE ABRAN LOS CONTACTOS del interruptor, ya que esto ocasionará que se le aplique al galvanómetro del equipo de prueba, el voltaje pleno de la fuente, pudiendo dañarlo si la protección del mismo no opera correctamente. Esta protección la lleva dentro del aparato y la señal de que operó la indica el elemento o caja portafusible de la parte posterior del equipo.

A menos que se conozca aproximadamente el valor de la resistencia bajo prueba, se empieza colocando el SELECTOR del equipo en su valor MÁXIMO y se baja gradualmente hasta que se obtenga la lectura más precisa.

C) FACTOR DE POTENCIA

Al efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento y de factor de potencia, se incluyen los bushings, conectores, partes auxiliares; así como partículas semiconductoras de la descomposición del gas SF6 o de carbón, formadas por la descomposición del aceite cuando se forma el arco en la superficie de los contactos al interrumpir las corrientes de falla e incluso durante operaciones normales.

Por esta razón, cuando las pruebas aplicadas al conjunto del disyuntor establecen un deterioro aparente del aislamiento, es conveniente efectuar pruebas discriminatorias al aislamiento auxiliar, a los bushings y/o aceite.

Al efectuar la prueba de factor de potencia empleando el set de prueba **FDYC Biddle 2.5 KV**, el método a seguir es aplicar el potencial de prueba a cada uno de los seis bushings del interruptor. Cuando se aplica el potencial de esta manera, no se mide solamente el aislamiento de este, sino también el aceite y los aislamientos auxiliares dentro del tanque, siendo estabilizados en el campo por el potencial de prueba.

Las pérdidas en los aislamientos auxiliares no son las mismas con el interruptor ABIERTO que CERRADO, porque el efecto del campo eléctrico en el aislamiento auxiliar no es el mismo para ambas condiciones de prueba.

En general, se puede decir que las pérdidas en el tanque aislante con el interruptor CERRADO, difieren de las pérdidas que ocurren cuando un bushing sencillo se prueba con el interruptor ABIERTO por lo siguiente: el dispositivo de conexión en la parte final de la barra de operación, es energizado, alojando la barra en un campo fuerte e incrementando las pérdidas; el promedio de este campo se va incrementando ya que aumenta el número de partes energizadas. Esto tiende a incrementar las pérdidas de cualquier aislamiento, tal como el aceite, el tanque, etc.

La comparación de las pérdidas obtenidas en la prueba con el interruptor CERRADO y la suma de las pérdidas del mismo tanque en la prueba con el interruptor ABIERTO establecen las bases para el análisis de las condiciones de aislamiento.

INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS: La base de comparación será historial y los datos de prueba de puesta en

servicio; pero para los casos en los que se carezca de valores anteriores, se considera como buena práctica general, efectuar comparaciones entre los valores obtenidos con interruptor abierto y cerrado, para analizar las condiciones del aislamiento.

INTERRUPTOR ABIERTO.- Cuando el factor de potencia es *MAYOR* de 2% en cualquiera de los bushings de un polo, el bushing deberá ser investigado y en caso de ser posible, retirarlo para una investigación más minuciosa.

INTERRUPTOR CERRADO.- En esta condición, suelen presentarse tres (3) posibles resultados:

- 1) Los miliwatts de pérdidas sean similares a la suma de las pérdidas de los bushings 1 y 2 con interruptor abierto
- 2) Los miliwatts de pérdidas sean más que la suma de las pérdidas de los bushings 1 y 2 con interruptor abierto
- 3) Los miliwatts de pérdidas sean menos que la suma de las pérdidas de los bushings 1 y 2 con interruptor abierto

La comparación de las pérdidas obtenidas, indicarán el estado del aislamiento interno incluido en la prueba con el interruptor cerrado, concluyéndose lo siguiente:

- a) Diferencias de 0 a (+9) mW y de 0 a (-9) mW se consideran normales

- b) Diferencias de (+9) a (+15) mW (mayor con interruptor cerrado), se deberán investigar en el próximo mantenimiento, las barras elevadoras, el aceite del tanque, el aislamiento del tanque y el contacto de los aislamientos auxiliares. Para diferencias mayores de (+15) mW, se deberá investigar lo más antes posible las guías elevadoras, aceite del tanque y el aislamiento auxiliar del tanque.

- c) Para diferencias de (-9) a (-15) mW (menor con el interruptor cerrado), se deberán investigar en el próximo mantenimiento los ensambles de guía y el contacto de ensamble del aislamiento.

- d) Para diferencias mayores de (-15) mW, deberán investigarse lo más antes posible: el ensamble de guía y los contactos de ensamble del aislamiento.

Estos límites establecidos, son generalmente aplicables a la mayoría de los equipos interruptores. Algunos tipos tienen estos valores muy pequeños o muy grandes, ya que los elementos aislantes de madera, porcelana o cualquier otro material, hacen que las diferencias de pérdidas entre el interruptor abierto y cerrado sean muy grandes o viceversa. Para efectos de pruebas de puesta en servicio y rutinarias, se considera básico comparar con valores del fabricante, o de otros equipos similares en caso de no encontrarse con datos del fabricante.

A continuación, se describen los procedimientos para el desarrollo de las pruebas eléctricas de **medición de la resistencia de aislamiento y la resistencia de contactos** de los disyuntores localizados en las subestaciones eléctricas pertenecientes a la zona occidental de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (TRANSELECTRIC S.A.); así como los formatos de prueba para ser llenados en el campo mismo de elaboración de prueba:

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS ELECTRICAS			HOJA: 1 1 PRUEBA ELECTRICA DISY/SF ₆ -AT ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD			
1	El equipo a probar (DISYUNTOR), deberá estar DESENERGIZADO (ABIERTO)			
2	La prueba deberá realizarse tomando en consideración TODAS las medidas de SEGURIDAD PERSONAL para evitar daños físicos por los niveles de las señales de prueba que se aplicarán al equipo			
	PRUEBAS ELECTRICAS			
1	RESISTENCIA DE CONTACTOS DE CADA FASE			
2	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO			
3	FACTOR DE POTENCIA (PRUEBA DE COLLAR)			
4	FUGA DE GAS SF ₆ / AIRE / ACEITE			

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 1 6
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DISYUNTOR LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: MEGG-52 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
	PERSONAL HORAS	
	MEDIDAS DE SEGURIDAD El interruptor automático de potencia o disyuntor, deberá encontrarse desenergizado, y bloqueado en su sistema de control de tal manera que únicamente pueda ser operado localmente (desde el sitio de su localización), además de encontrarse sus seccionadores ABIERTOS y bloqueada su operación remota. Se deberá desconectar el conductor de Cu de puesta a tierra del disyuntor El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (megger 5000 Vdc., llaves expansivas 3", destornilladores, cinta aislante, cable #12, navaja, etc)	
	PROCEDIMIENTO Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (MEGGER BIDDLE motorizado 5000 VDC), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización Ubicar al MEGGER sobre una superficie plana y nivelada; el equipo deberá ser nivelado empleando las extremidades roscables de soporte hasta que la burbuja o indicador de nivel de la parte superior del equipo esté encerada totalmente. Conectar los terminales de prueba al equipo (MEGGER); el terminal tipo lagarto que posee además del lagarto de sujeción una pequeña extensión con terminal tipo "uña", es el que deberá conectarse al punto denominado "L" en el equipo de prueba y que posee un símbolo de un "rayo", mientras que la pequeña extensión (que se denomina GUARDA) se deberá conectar al punto denominado "G". El otro terminal de prueba, que no posee ninguna extensión pequeña de conductor, se deberá conectar al punto marquillado con la letra "E"	
1		
2		
1		
2		
3		

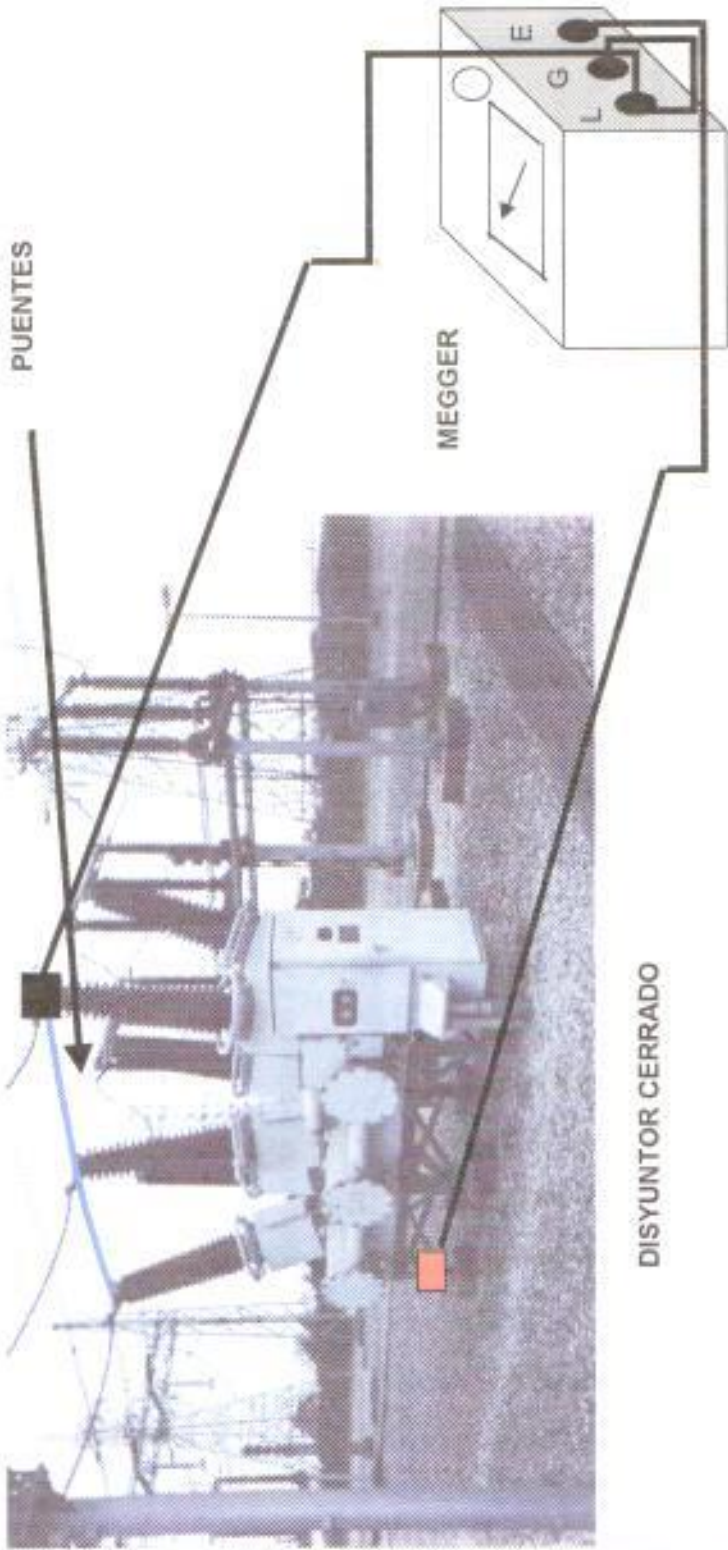
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 6
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DISYUNTOR LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: MEGG-52 ACTIVIDAD REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente	
5	La prueba se la podría realizar en muchos sub-procesos o mediciones; pero básicamente se puede realizar una medición con un solo tipo de conexión, y en caso de presentarse algún valor de resistencia de aislamiento menor a los 2000 Megaohmios, se realizarán todas las conexiones que permitan todas las combinaciones posibles de accesorios, elementos y estructuras involucradas en la operación del disyuntor.	
5.1	Proceso básico y general:	
5.1.1	Verificar el bloqueo de la operación del disyuntor así como de los seccionadores, basándose en el análisis de los planos del sistema de control del equipo, refiriéndose principalmente a la penilla de operación LOCAL/REMOTA y a los pulsadores de CIERRE/APERTURA. (referirse a los planos dados por el fabricante)	
5.1.2	Realizar la operación de CIERRE del disyuntor	
5.1.3	Puentear los terminales de los tres polos (de las tres fases) de alta tensión de los bushings del disyuntor, ya sea los del lado de la línea de del lado de la barra (orientarse con los seccionadores 3 o 1); es decir, puentear los 3 terminales de los bushings del lado del seccionador 3 o los del lado del seccionador 1 (REFERIRSE A LA IDENTIFICACION EN EL DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION). Emplear cable No. 12 aislado.	
5.1.4	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "L" (capucha NEGRA) del equipo de prueba (MEGGER), a cualquiera de los tres terminales de alta tensión de los bushings puenteados	

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	3 6
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DISYUNTOR LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO:	MEGG-52
		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
			HORAS
5.1.5	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "E" (capucha ROJA) del equipo de prueba (MEGGER), a la estructura metálica de soporte del disyuntor		
5.1.6	Desarrollar la prueba mediante la operación adecuada del equipo de prueba (MEGGER BIDDLE 5000 VDC)		
5.1.7	Seleccionar la escala de resistencia en la que se va a realizar la prueba, empleando la perilla selectora de la parte frontal derecha del equipo marquillada con MI y Ml que representan las dos escalas de lecturas que se observan en el equipo.		
5.1.8	Seleccionar el nivel de voltaje de prueba a ser aplicado al equipo o espécimen de prueba dependiendo de las características técnicas, recomendaciones dadas por el fabricante e incluso basándose en el historial (de poseerse) de equipos similares en nivel de tensión nominal de operación, tipo y fabricante. NOTA: Para equipos primarios de tensiones de operación nominal superiores a los 69 KV se ha estandarizado un voltaje de aplicación de 5000 VDC para la realización de la prueba del MEGGER		
5.1.9	Se deberá tener mucha precaución en la lectura de las escalas del equipo teniendo presente: la escala preseleccionada con la perilla MI o Ml y el multiplicador que se indica con el selector en el voltaje de prueba que se aplique (ejemplo: 5000 VDC, multiplicador = 5)		
5.1.10	Encender el MEGGER motorizado colocando el switch de alimentación principal localizado en la parte posterior del equipo en la posición ON		
5.1.11	Tomar las lecturas de los valores de resistencia de aislamiento cada 15 seg. durante 1 minuto, y tabularlas empleando hojas de pruebas en campo (VER FORMATO en ANEXOS)		

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	4 6
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DISYUNTOR LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO:	MEGG-52
		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
			HORAS
5.1.12	Luego de registrar las lecturas, descargar el MEGGER empujando la perilla de selección de voltaje de prueba en la posición DISCHARGE, esperar 3 minutos y proceder a desconectar, limpiar y guardar los cables de prueba así como el equipo. Retirar todos los cables, puentes realizados, herramientas empleadas que se encuentren en el disyuntor o en su panel de control local.		
5.1.13	Con este tipo de conexión y prueba, se está midiendo la resistencia de aislamiento entre los contactos del disyuntor y la estructura metálica o tierra, del puente de conductor de aluminio que conecta al disyuntor con los seccionadores y la estructura metálica o tierra, y entre los pedestales de porcelana de los seccionadores y la estructura metálica o tierra.		
5.1.14	Realizar el proceso de APERTURA del disyuntor		
5.1.15	NORMALIZAR la posición, es decir retirar los bloqueos y coordinar con la sala de control de la subestación para seguir los procedimientos estándares de la instalación para energizar la posición a la cual pertenece el disyuntor y sus seccionadores.		
6	En caso de que los valores obtenidos sean inferiores al establecido como limite, o si el operador de la prueba desea una medición de la resistencia de aislamiento más específica, se pueden realizar combinaciones y conexiones que permiten una variedad de mediciones que podrían ayudar a dar conclusiones más específicas y puntuales.		
6.1	Desconectar los puentes que unen al disyuntor con los seccionadores para asilar la medición únicamente entre el disyuntor y la estructura metálica o tierra		

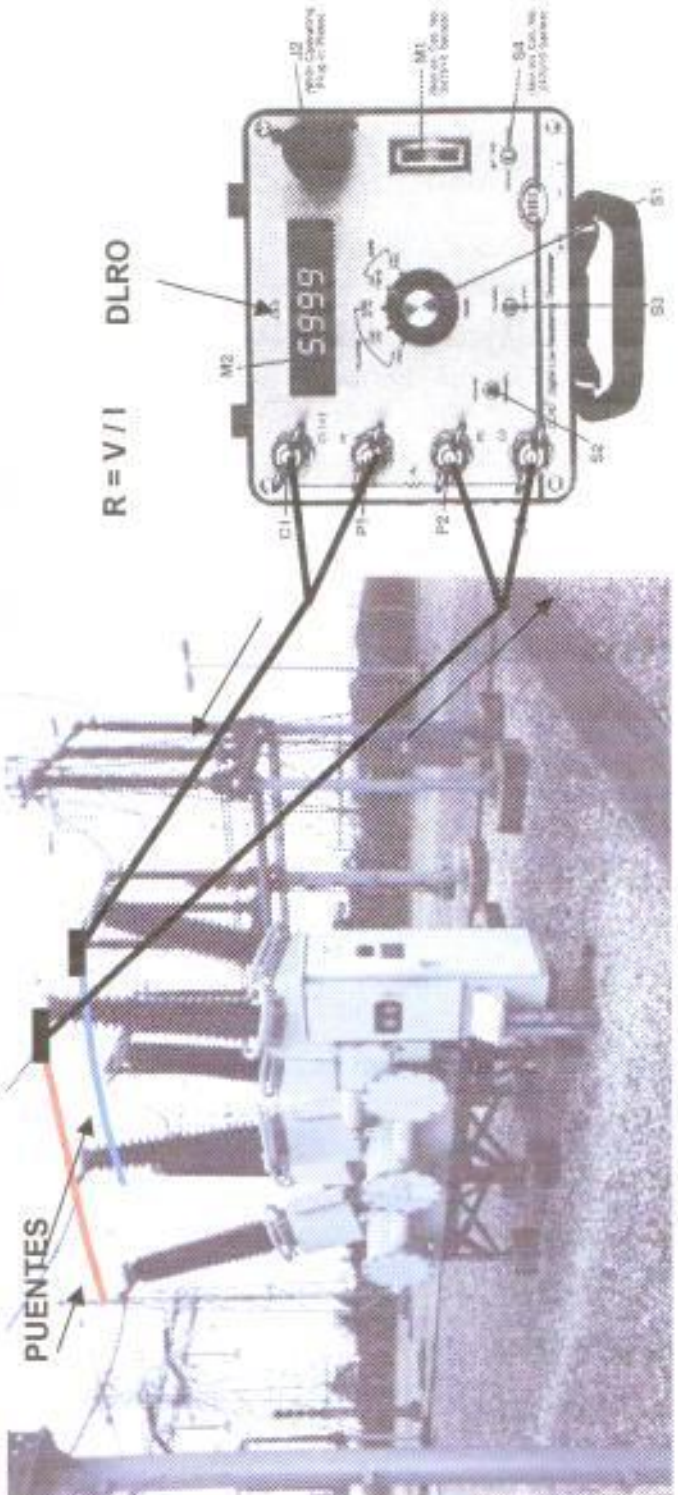
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 5 6
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DISYUNTOR LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: MEGG-52 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
6.2	Con el disyuntor CERRADO:	
6.2.1	Repetir los procesos 5.1.3 hasta el 5.1.12	
6.2.2	Retirar el puente entre los terminales de los bushings, repetir los procesos 5.1.3 hasta el 5.1.12 pero en lugar del proceso 5.1.4 , alternar el terminal de inyección del voltaje de prueba (terminal capucha NEGRA marquilla "L") polo por polo, lo que nos daría lecturas de medición de resistencia de aislamiento de cada uno de los contactos polo por polo del disyuntor con respecto a la estructura metálica o tierra	
6.3	Con el disyuntor ABIERTO:	
6.3.1	Repetir los procesos desde el 5.1.3 hasta el 5.1.12, con la diferencia que se cambiarán los procesos 5.1.4 y 5.1.5 dando dos etapas de este modo de prueba:	
6.3.1.1	Para la primera etapa: PROCESO 5.1.4. - Conectar el terminal de inyección del voltaje de prueba (capucha NEGRA) marquilla "L" en cada uno de los terminales de los 6 bushings que conforman el disyuntor y el PROCESO 5.1.5. - conectar el terminal de capucha ROJA (marquilla "E") en la estructura metálica del disyuntor. Este proceso dará mediciones de resistencia de aislamiento entre cada uno de los terminales o bushings del disyuntor y la estructura metálica o tierra.	
6.3.1.2	Para la segunda etapa: PROCESO 5.1.4. - Conectar el terminal de inyección del voltaje de prueba (capucha NEGRA) marquilla "L" en cada uno de los terminales de los 6 bushings que conforman el disyuntor y el PROCESO 5.1.5. - conectar el terminal de capucha ROJA (marquilla "E") en cada uno de los terminales de los 6 bushings que conforman el disyuntor. Este proceso dará mediciones de resistencia de aislamiento entre cada uno de los terminales o bushings del disyuntor	

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA: 6 6 PROCEDIMIENTO: MEGG-52 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
7	Todas las conexiones descritas anteriormente NO son obligatorias de realizar, pero ayudan a la determinación de valores más específicos o clarificación de posibles dudas en las mediciones obtenidas.			
8	Terminado el registro de los valores obtenidos experimentalmente, realizar la reconexión de los conductores puentes que unen el disyuntor con los seccionadores, así como la normalización del equipo probado y de sus componentes			

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DISYUNTOR</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 1 1</p> <p>PROCEDIMIENTO: MEGG-52</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	 <p>PUENTES</p> <p>MEGGER</p> <p>DISYUNTOR CERRADO</p>	

ITEM	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 1 2	
	PARA: RESISTENCIA OHMICA DE CONTACTOS DEL DISYUNTOR	LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL	PROCEDIMIENTO: ROHM-52	ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD			
1	El disyuntor, deberá encontrarse desenergizado, y bloqueada su operación REMOTA, es decir, que únicamente será posible maniobrarlo desde el panel de control local en el mismo sitio de ubicación del disyuntor. Sus componentes (cuchillas seccionadoras) de la "posición" en la que opera el disyuntor, deberán estar ABIERTAS y bloqueada su operación para seguridad para seguridad del personal de prueba.			
2	El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (medidor de resistencia de contactos o DLRO (digital low resistance ohmeter), llaves expansivas 3", destornilladores, cinta aislante, cable #12, navaja, etc)			
	PROCEDIMIENTO			
1	Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (DLRO Digital Low Resistance Ohmeter), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización			
2	Ubicar al DLRO sobre una superficie plana, nivelada y libre de cualquier movimiento que pudiera causar variación en las lecturas del display o pantalla del equipo.			
3	Conectar los terminales de prueba al equipo (DLRO); respetando el marquillaje tanto con letra como con color, que poseen los cables de prueba del equipo. Cada cable está compuesto de dos terminales tanto para la conexión con el espécimen a probar como con el equipo de prueba o DLRO; estos terminales están marquillados con las letras C1 y P1, para un cable, y C2 y P2 para el otro cable. De acuerdo a estas marquillas, conectar el cable C1 en el punto C1(+) del DLRO, y el P1 en el punto P1 del DLRO; así también se conectarán los cables C2 y P2 en los puntos C2 y P2 del DLRO respectivamente.			
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente			

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	2 2
RESISTENCIA OHMICA DE CONTACTOS DEL DISYUNTOR		PROCEDIMIENTO:	ROHM-52
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS
			Y
			HORAS
5	Analizar el esquema de control del disyuntor y proceder al CIERRE del mismo, respetando todos los bloqueos, protecciones y demás información provista en los planos del fabricante		
6	Puentear los terminales de alta tensión de los 3 bushings de cada lado del disyuntor empleando un cable No. 12 aislado, formando 2 triadas o 2 puntos de conexión equivalentes entre los que se medirá el valor de la resistencia de los contactos		
7	Conectar los terminales o cables de prueba del DLRO en uno de los tres terminales puenteados de cada triada verificando siempre su estabilidad y seguridad.		
8	Seleccionar la escala adecuada de corriente de inyección y de la resistencia consecuentemente, basándose en la hoja de vida del disyuntor o datos del fabricante entregados en el momento de recepción del equipo. Si no se poseen ningún tipo de datos, tomar como referencia que al tratarse de un conjunto de contactos formado por contactos fijos y móviles, al inyectar una corriente pequeña (en el orden de los miliamperios), se tendrá una convergencia real y adecuada al valor de la resistencia a medir; no siendo necesario la inyección de una corriente elevada ya que se podrían obtener datos o valores erróneos.		
9	Encender el equipo de prueba o DLRO colocando el switch de operación en la posición FORWARD y esperar la convergencia al valor de resistencia requerida en la medición. Registrar ese valor en el formato de prueba (VER FORMATO EN ANEXOS)		

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: RESISTENCIA OHMICA DE CONTACTOS DEL DISYUNTOR</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL</p>	<p>HOJA: 1 1</p> <p>PROCEDIMIENTO: ROHM-52</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	 <p>PUENTES</p> <p>DISYUNTOR CERRADO</p> <p>$R = V / I$</p> <p>DLRO</p>	

6.2. Seccionadores

Los seccionadores de **230 y 138 KV.** son para montaje exterior, tripolares, apertura lateral doble, operados mediante motor o mecánicamente (*operación manual y motorizada*), con dispositivos de interbloqueo eléctrico y mecánico. Los seccionadores de **69 KV.** son similares pero de *operación manual.* Los seccionadores aisladores en los terminales de las líneas de transmisión, están provistos de cuchillas de puesta a tierra operadas normalmente en grupo de manera manual.

En la actualidad Transelectric S.A., entrega al contratista ganador de la licitación, sin ensamblarse, con aisladores en embalajes separados. Las bases de los seccionadores y los mecanismos de operación se montan y alinean sobre los soportes. No se permite el uso de cuñas para la alineación de los seccionadores.

Las conexiones de alta tensión se realizan antes de la alineación final de los seccionadores para prevenir posteriores desalineaciones debidas al peso adicional de los conductores. *La alineación entre los polos se ajusta de tal manera que todos los polos de cada seccionador cierren y abran en forma*

SIMULTANEA. Los mecanismos de interbloqueo se regulan y los mecanismos de operación se limpian y engrasan

6.2.1. Clasificación de Seccionadores de acuerdo a su ubicación en la Subestación Eléctrica

- Seccionador de Línea
- Seccionador de Barra
- Seccionador de Puesta a Tierra
- Seccionador Selector de Barra
- Seccionador Bypass

6.2.1.1.1. Tipos de Pruebas

Las principales pruebas eléctricas y de verificación funcional que se le aplican a los seccionadores, independientemente de su función dentro de un Sistema de Potencia, y que se encuentran estandarizadas en nuestro S.N.I., son las siguientes:

- Verificación del estado de los aisladores, anclajes, fusibles de baja tensión (BT), estanqueidad de las cajas de conexiones, lubricación de los contactos, lubricación de los

engranajes y descansos, estado del galvanizado y pinturas, verificar las deformaciones en las varillas de mando durante las operaciones.

- Medición de la resistencia de contactos
- Chequeo de los motores y sus relés
- Verificación de la simultaneidad de cierre y apertura de los contactos principales
- Medición y calibración de los tiempos de operación de los contactos auxiliares
- Pruebas funcionales locales y remotas verificando los enclavamientos de mando local

A continuación se describen los procedimientos para el desarrollo de las pruebas eléctricas de **medición de la resistencia de aislamiento y la resistencia de contactos de las cuchillas seccionadoras** localizados en las subestaciones eléctricas pertenecientes a la zona occidental de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (Transelectric S.A.), empleando el MEGGER BIDDLE 5000 VDC motorizado y el DLRO (digital low resistance ohmeter); así como los formatos de prueba para ser llenados en el campo mismo de elaboración de la prueba:

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS ELECTRICAS		HOJA: 1 1 PRUEBA ELECTRICA: SECC-AT/MT ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2000	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y HORAS
	<p>MEDIDAS DE SEGURIDAD</p> <p>1 El equipo a probar (SECCIONADOR), deberá estar DESENERGIZADO (ABIERTO)</p> <p>2 La prueba deberá realizarse tomando en consideración TODAS las medidas de SEGURIDAD PERSONAL para evitar daños físicos por los niveles de las señales de prueba que se aplicarán al equipo</p> <p>1 PRUEBAS ELECTRICAS</p> <p>1.1 RESISTENCIA DE CONTACTOS DE CADA FASE</p> <p>1.2 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</p>			

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 1 6		
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL SECCIONADOR LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL		PROCEDIMIENTO: MEGG-89 ACTIVIDAD REALIZADO: AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD			
1	El seccionador, deberá encontrarse desenergizado, y bloqueado en su sistema de control de tal manera que únicamente pueda ser operado localmente (desde el sitio de su ubicación en el patio de la subestación), además de encontrarse su respectivo disyuntor ABIERTO y bloqueada su operación remota.			
2	El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (megger 5000 Vdc., llaves expansivas 3", destornilladores, cinta aislante, cable #12, navaja, etc)			
	PROCEDIMIENTO			
1	Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (MEGGER BIDDLE motorizado 5000 VDC), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización			
2	Ubicar al MEGGER sobre una superficie plana y nivelada; el equipo deberá ser nivelado empleando las extremidades roscables de soporte hasta que la burbuja o indicador de nivel de la parte superior del equipo esté encerrada totalmente.			
3	Conectar los terminales de prueba al equipo (MEGGER); el terminal tipo lagarto que posee además del lagarto de sujeción una pequeña extensión con terminal tipo "uña", es el que deberá conectarse al punto denominado "L" en el equipo de prueba y que posee un símbolo de un "rayo", mientras que la pequeña extensión (que se denomina GUARDA) se deberá conectar al punto denominado "G". El otro terminal de prueba, que no posee ninguna extensión pequeña de conductor, se deberá conectar al punto marquiado con la letra "E"			

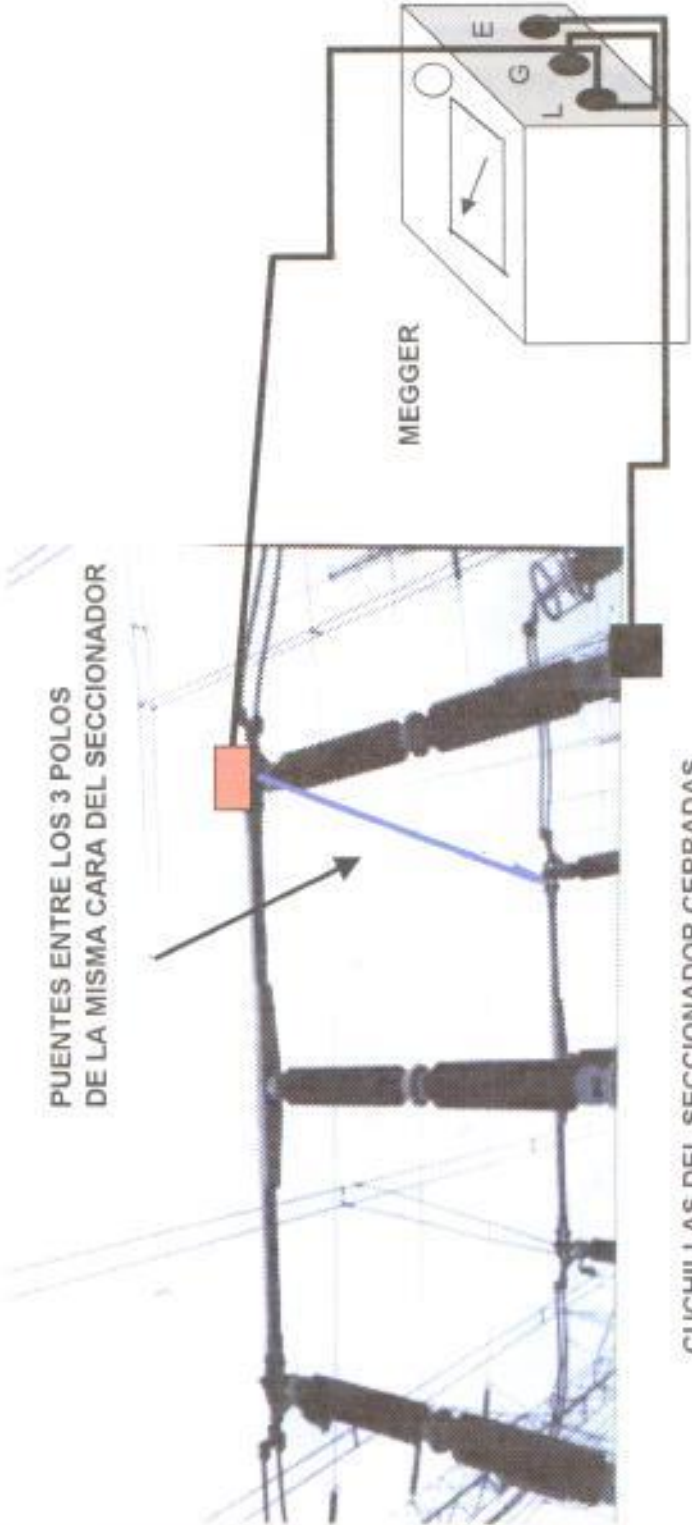
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 6
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL SECCIONADOR LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL		PROCEDIMIENTO: MEGG-89 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente	
5	La prueba se la podría realizar en muchos sub-procesos o mediciones, pero básicamente se puede realizar una medición con un solo tipo de conexión, y en caso de presentarse algún valor de resistencia de aislamiento menor a los 2000 Megohmios, se realizarán todas las conexiones que permitan todas las combinaciones posibles de accesorios, elementos y estructuras involucradas en la operación del disyuntor.	
5.1	Proceso básico y general:	
5.1.1	Verificar el bloqueo de la operación del seccionador así como el del disyuntor, basándose en el análisis de los planos del sistema de control del equipo, refiriéndose principalmente a la perilla de operación LOCAL/REMOTA y a los pulsadores de CIERRE/APERTURA. (referirse a los planos dados por el fabricante)	
5.1.2	Realizar la operación de CIERRE del seccionador	
5.1.3	Puentear los terminales de los tres polos (de las tres fases) de alta tensión de las cuchillas del seccionador, ya sea los del lado de la línea o barra, o los del lado del disyuntor; es decir, puentear los 3 terminales de los bushings o pedestales del seccionador. (REFERIRSE A LA IDENTIFICACION EN EL DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION). Emplear cable No. 12 aislado	
5.1.4	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "L" (capucha NEGRA) del equipo de prueba (MEGGER), a cualquiera de los tres terminales de alta tensión de los bushings o pedestales puenteados	

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	3 6
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL SECCIONADOR LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL		PROCEDIMIENTO:	MEGG-89
		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
			HORAS
5.1.5	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "E" (capucha ROJA) del equipo de prueba (MEGGER), a la estructura metálica de soporte del seccionador.		
5.1.6	Desarrollar la prueba mediante la operación adecuada del equipo de prueba (MEGGER BIDDLE 5000 VDC)		
5.1.7	Seleccionar la escala de resistencia en la que se va a realizar la prueba, empleando la perilla selectora de la parte frontal derecha del equipo marquiada con MII y MI que representan las dos escalas de lecturas que se observan en el equipo.		
5.1.8	Seleccionar el nivel de voltaje de prueba a ser aplicado al equipo o especimen de prueba dependiendo de las características técnicas, recomendaciones dadas por el fabricante e incluso basándose en el historial (de poseerse) de equipos similares en nivel de tensión nominal de operación, tipo y fabricante. NOTA: Para equipos primarios de tensiones de operación nominal superiores a los 69 KV se ha estandarizado un voltaje de aplicación de 5000 VDC para la realización de la prueba del MEGGER		
5.1.9	Se deberá tener mucha precaución en la lectura de las escalas del equipo teniendo presente: la escala preseleccionada con la perilla MII o MI y el multiplicador que se indica con el selector en el voltaje de prueba que se aplica (ejemplo: 5000 VDC, multiplicador = 5)		
5.1.10	Encender el MEGGER motorizado colocando el switch de alimentación principal localizado en la parte posterior del equipo en la posición ON		
5.1.11	Tomar las lecturas de los valores de resistencia de aislamiento cada 15 seg. durante 1 minuto, y tabularlas empleando hojas de pruebas en campo (VER FORMATO en ANEXOS)		

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	4 6
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL SECCIONADOR		PROCEDIMIENTO:	MEGG-89
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
			HORAS
5.1.12	Luego de registrar las lecturas, descargar el MEGGER empujando la perilla de selección de voltaje de prueba en la posición DISCHARGE, esperar 3 minutos y proceder a desconectar, limpiar y guardar los cables de prueba así como el equipo. Retirar todos los cables, puentes realizados, herramientas empleadas que se encuentren en el disyuntor o en su panel de control local.		
5.1.13	Con este tipo de conexión y prueba, se está midiendo la resistencia de aislamiento entre las cuchillas del seccionador y la estructura metálica o tierra, del puente de conductor de aluminio que conecta al seccionador ya sea con la barra, línea o disyuntor (dependiendo de donde se hayan realizado los puentes) y la estructura metálica o tierra, y entre los pedestales de porcelana del seccionador o del disyuntor y la estructura metálica o tierra.		
5.1.14	Realizar el proceso de APERTURA del seccionador		
5.1.15	NORMALIZAR la posición, es decir retirar los bloqueos y coordinar con la sala de control de la subestación para seguir los procedimientos estándares de la instalación para energizar la posición a la cual pertenece el seccionador y el disyuntor involucrado		
6	En caso de que los valores obtenidos sean inferiores al establecido como limite, o si el operador de la prueba desea una medición de la resistencia de aislamiento más específica, se pueden realizar combinaciones y conexiones que permiten una variedad de mediciones que podrían ayudar a dar conclusiones más específicas y puntuales:		
6.1	Desconectar los puentes que unen al seccionador con el disyuntor/barra/línea para aislar la medición únicamente entre el seccionador y la estructura metálica o tierra		

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 5 6		
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL SECCIONADOR LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL		PROCEDIMIENTO: MEGG-89 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.2	Con el seccionador CERRADO:			
6.2.1	Repetir los procesos 5.1.3 hasta el 5.1.12			
6.2.2	Retirar el puente entre los terminales de los bushings o pedestales, repetir los procesos 5.1.3 hasta el 5.1.12 pero en lugar del proceso 5.1.4 , alternar el terminal de inyección del voltaje de prueba (terminal capucha NEGRA marquilla "L") polo por polo, lo que nos daría lecturas de medición de resistencia de aislamiento de cada una de las cuchillas polo por polo del seccionador con respecto a la estructura metálica o tierra			
6.3	Con el seccionador ABIERTO:			
6.3.1	Repetir los procesos desde el 5.1.3 hasta el 5.1.12, con la diferencia que se cambiarán los procesos 5.1.4 y 5.1.5 dando dos etapas de este modo de prueba: Para la primera etapa: PROCESO 5.1.4.- Conectar el terminal de inyección del voltaje de prueba (capucha NEGRA) marquilla "L" en cada uno de los terminales de los 6 pedestales que conforman el seccionador y el PROCESO 5.1.5.- conectar el terminal de capucha ROJA (marquilla "E") en la estructura metálica del seccionador. Este proceso dará mediciones de resistencia de aislamiento entre cada uno de los terminales de los pedestales del seccionador y la estructura metálica o tierra.			
6.3.1.2	Para la segunda etapa: PROCESO 5.1.4.- Conectar el terminal de inyección del voltaje de prueba (capucha NEGRA) marquilla "L" en cada uno de los terminales de los 6 pedestales que conforman el seccionador y el PROCESO 5.1.5.- conectar el terminal de capucha ROJA (marquilla "E") en cada uno de los terminales de los 6 pedestales que conforman el disyuntor. Este proceso dará mediciones de resistencia de aislamiento entre cada uno de los terminales de los pedestales del seccionador			

	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>HOJA: 6 6</p> <p>PROCEDIMIENTO: MEGG-89</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>				
		<p>PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL SECCIONADOR</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL</p>	<p>PERSONAL</p>	<p>HERRAMIENTAS Y EQUIPOS</p>	<p>HORAS</p>
<p>NOTA</p>	<p>Todas las conexiones descritas anteriormente NO son obligatorias de realizar, pero ayudan a la determinación de valores más específicos o clarificación de posibles dudas en las mediciones obtenidas.</p> <p>Terminado el registro de los valores obtenidos experimentalmente, realizar la reconexión de los conductores o puentes que unen el seccionador con el disyuntor/linea/barra, así como la normalización del equipo probado y de sus componentes</p>				

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL SECCIONADOR</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 1 1</p> <p>PROCEDIMIENTO: MEGG-89</p> <p>ACTIVIDAD: REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	<p>CONEXIONES</p>  <p>PUENTES ENTRE LOS 3 POLOS DE LA MISMA CARA DEL SECCIONADOR</p> <p>CUCHILLAS DEL SECCIONADOR CERRADAS</p> <p>MEGGER</p>	

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA
	PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL SECCIONADO
	LOCALIZACION S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA
ITEM	CONEXIONES
	PANEL DE CONTROL/MANDO LOCAL DEL SECCIONADOR
	

6.3. Equipos de Medición y Protección

Son muy importantes las características que deben reunir los transformadores de medición para un buen funcionamiento, tanto en condiciones anormales como normales del circuito primario donde se encuentran instalados; de manera, que las pruebas en todo mantenimiento deberán tener el enfoque de garantizar en todo momento una seguridad en cuanto a sus características de precisión para resistir las exigencias eléctricas o térmicas que puedan ocurrir en el lugar de la instalación, logrando así, la verificación del cumplimiento de la función para la cual fueron instalados.

A) PRUEBAS DIELECTRICAS

Estas pruebas se efectúan con el objeto de verificar la calidad del aislamiento y puede ser realizadas con el MEGGER y/o el set de prueba de factor de potencia.

Uso del megger: Deberán efectuarse las pruebas primeramente aplicando tensión entre devanados de alta tensión y baja tensión a tierra. Luego entre devanado de baja tensión y tierra, y por último entre devanados de baja tensión. Se deberá tener especial cuidado

en utilizar una selección adecuada de la tensión por aplicar. Cuando en un transformador de potencial el devanado de alta tensión está referido a tierra, se procederá a desconectar dicha referencia y las pruebas se efectuarán de la misma manera para aquellos de dos bushings en el devanado de alta tensión, es decir, sin referencia a tierra.

Uso del factor de potencia. Para los transformadores de potencial, usualmente no se prueba el devanado de baja tensión y sólo se cortocircuitará aterrizándolo durante las pruebas. Cuando este devanado es conectado en alguna prueba al anillo de guarda, se estará determinando las pérdidas aproximadas entre devanados. Cuando el transformador de potencial tienen dos bushings en el lado de alta tensión y se efectúa la prueba de comparación de bushing opuesto, un alto factor de potencia en uno de ellos es indicativo de que el bushing o el devanado más cercano al bushing está fallando. Para esto, deberá de inmediato probarse el bushing aisladamente.

6.3.1. Transformadores de Corriente

6.3.1.1. Tipos de Pruebas

Se encuentra estandarizadas, las siguientes inspecciones y pruebas que se deben realizar en los transformadores de corriente que se encuentran operando en nuestro Sistema Nacional Interconectado:

- Revisión de la instalación y dotación de aceite aislantes *(para el caso de transformadores de corriente tipo pedestal)*
- Medición de la resistencia de aislamiento de alta tensión (AT) con MEGGER de 5000 voltios D.C. y de baja tensión (BT) con 500 voltios D.C.
- Medición del factor de potencia de la aislación de los bushings (PRUEBA DE COLLAR)
- Verificación de polaridad
- Medición de la relación de transformación

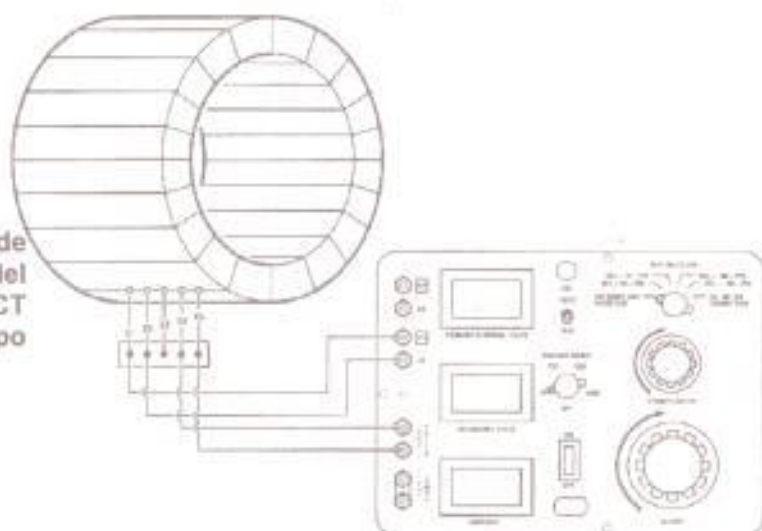
A) PRUEBAS DE PRECISIÓN

Estas pruebas están destinadas a verificar si el transformador está dentro de alguna clase de precisión con una determinada carga. La clase de precisión se designa por el máximo error admisible en % que el transformador puede introducir en la medición de potencia.

B) PRUEBAS DE PRECISIÓN

- Relación de transformación
- Polaridad
- Saturación

FIG. 6.3 Vista de conexión del CTER con un CT multirelación tipo bushing



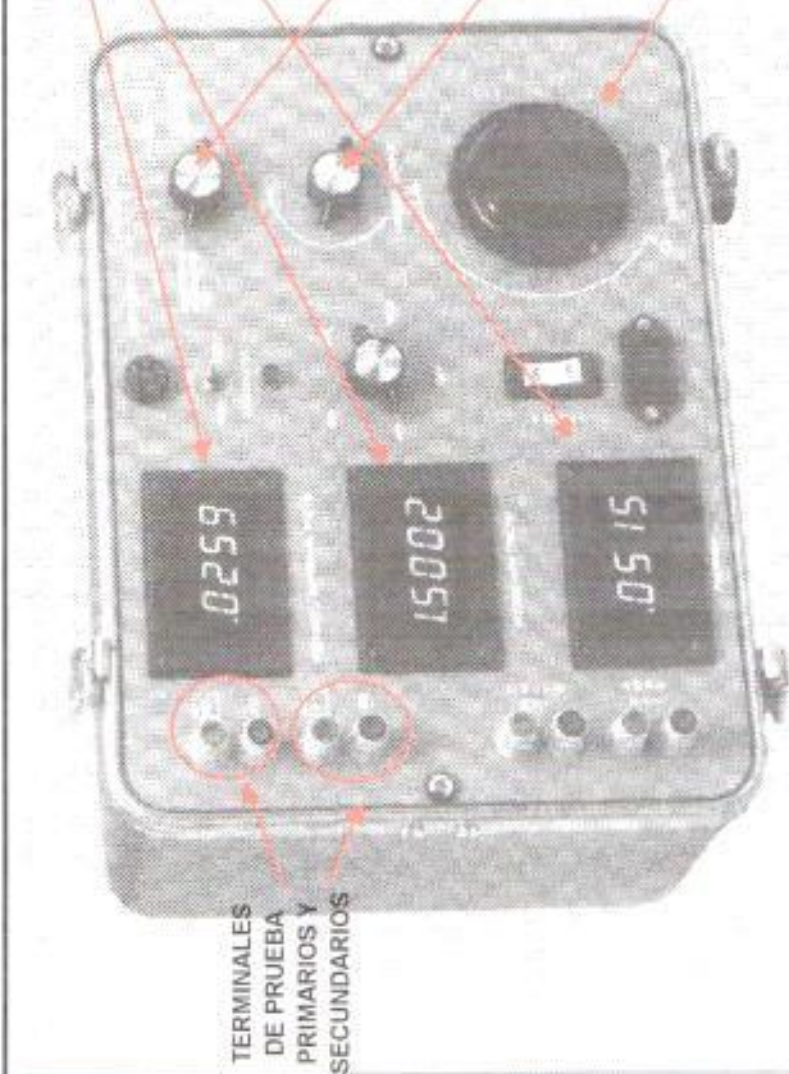
A continuación, se describen los procedimientos para el desarrollo de las pruebas eléctricas de **relación de transformación**, **prueba de polaridad** y **prueba de saturación de los transformadores de corriente tipo bushing montados en los disyuntores y equipos GIS** localizados en las subestaciones eléctricas pertenecientes a la zona occidental de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (Transelectric S.A.), empleando el equipo de prueba CTER-91; así como los formatos de prueba para ser llenados en el campo mismo de elaboración de la prueba:

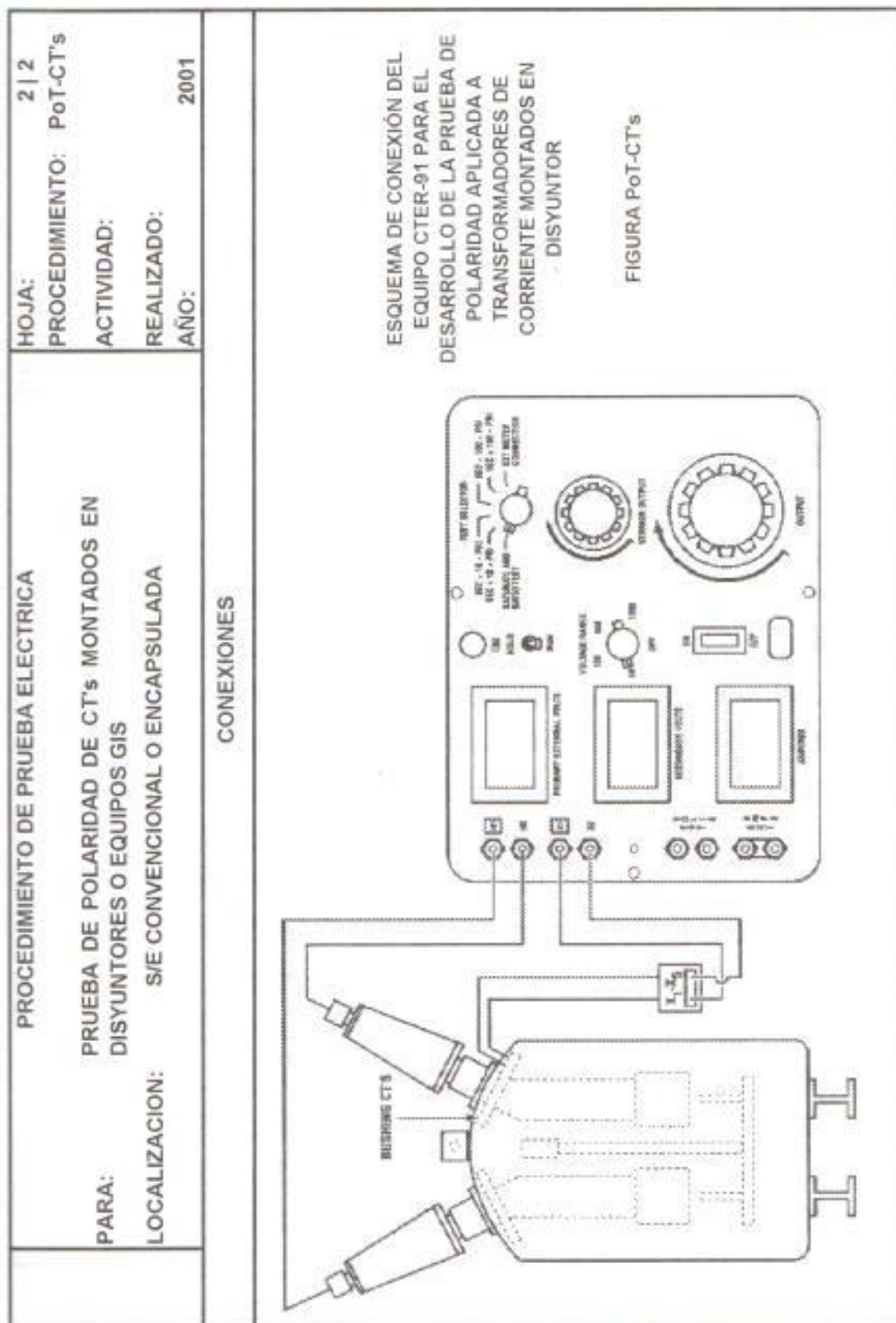
	PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS ELECTRICAS			HOJA: 1 1 PRUEBA ELECTRICA CT - AT
	PARA: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE ALTA TENSION	ACTIVIDAD:	REALIZADO: AÑO: 2000	HORAS
LOCALIZACION:	PATIO DE SUBESTACION ELECTRICA			HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	
	MEDIDAS DE SEGURIDAD			
1	<i>El equipo a probar (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE), deberá estar DESENERGIZADO</i>			
2	La prueba deberá realizarse tomando en consideración TODAS las medidas de SEGURIDAD PERSONAL para evitar daños físicos por los niveles de las señales de prueba que se aplicarán al equipo			
1	PRUEBAS ELECTRICAS			
1.1	RESISTENCIA DE AISLACION DEVANADOS DE BAJA TENSION			
1.2	FACTOR DE POTENCIA (PRUEBA DE COLLAR)			
1.3	CURVAS DE SATURACION (INCLUIDO CABLE DE CONTROL)			
1.4	RELACION DE TRANSFORMACION			
1.5	POLARIDAD			

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 1 3
PARA: PRUEBA DE POLARIDAD DE CT's MONTADOS EN DISYUNTORES O EQUIPOS GIS LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: PoT-CT's ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD	
1	Observar cuidadosamente las marcas de polaridad cuando se conecta el CT (transformador de corriente) al equipo de prueba (CTER-91)	
2	Asegurarse de NO SATURAR el transformador de corriente durante la prueba o los resultados a obtener serán erróneos	
3	No aplicar un voltaje superior al nominal, indicado mediante la relación de vueltas, a los taps secundarios que están siendo probados	
4	Ajustar firmemente los terminales de prueba al equipo a probar	
5	Cuando se realiza esta prueba de relación de transformación ante CT's conectados en un devanado con conexión en DELTA, únicamente 2/3 del voltaje será medido en el primario fase a fase. Esto es un resultado de la malla divisora de tensión creada por la conexión.	
6	Para la seguridad del equipo de prueba y del operador, asegurarse de que los transformadores de corriente estén desenergizados antes de iniciar cualquier tipo de prueba.	
	PROCEDIMIENTO	
1	Verificar que el switch selector de alimentación principal ON/OFF, esté en la posición OFF. Conectar el set de prueba o equipo CTER-91 a una fuente de alimentación de 120 VAC 60 Hz con su respectiva polarización	

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 3
PARA: PRUEBA DE POLARIDAD DE CT's MONTADOS EN DISYUNTORES O EQUIPOS GIS LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: PoT-CT's ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
2	Colocar el switch selector de prueba en la posición "SEC/10 + PRI" y realizar las conexiones para el desarrollo de la prueba como se indican en la figura PoT-CT's	
3	Conectar los terminales secundarios de salida del set de prueba (X1 - X2) al secundario del transformador de corriente en los correspondientes (X1-X2, X1-X3, X1-X4, X1-X5, o entre cualquiera de los terminales que se desee analizar). Observar cuidadosamente la marca de polaridad en el transformador de corriente a probar, así como en el CTER-91 (en el equipo de prueba, la marca de polaridad se localiza en el terminal X1)	
4	Conectar los terminales primarios del set de prueba (H1 - H2) a los terminales o bushings primarios de los transformadores de corriente a probar (H1-H2). En el caso de los disyuntores con CT's incluidos, estos son generalmente del tipo bushing con multirelación; por lo que se deberán puentear los bushings de cada fase del disyuntor correspondientes a la cara de ingreso de corriente, así como los terminales de los bushings de la cara de salida de corriente; conectándose los terminales de prueba en cualquiera de los H1 puenteados y en cualquiera de los H2 puenteados. Observar cuidadosamente la marca de polaridad tanto en los transformadores de corriente a probar (polaridad en los bushings de entrada de corriente) así como en el set de prueba (marca de polaridad en el terminal H1)	
5	Encender el equipo de prueba (CTER-91) colocando el switch selector de alimentación principal en la posición ON	
6	Incrementar lentamente el voltaje de salida principal, mediante el control giratorio, hasta un valor de tensión determinado (no es necesario que sea el nominal de acuerdo a la relación de transformación del CT)	

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA: 3 3 PROCEDIMIENTO: PoT-CT's ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
7	Colocar el switch HOLD/RUN en la posición HOLD, y registrar los valores tanto del display o voltmetro primario y del secundario. Una vez registrados los valores, retornar a la posición RUN el switch selector HOLD/RUN			
8	Reducir el voltaje principal mediante el giro de la perilla de control de tensión de salida hasta el valor de CERO. Colocar el switch de alimentación principal en la posición OFF			
NOTA	La polaridad es correcta si el voltmetro primario, presenta el voltaje secundario que está siendo aplicado dividido para 10 más el voltaje de alimentación inducido desde el primario. Por ejemplo: empleando un transformador de corriente de relación 200:1, excitado a 200 voltios, el voltmetro primario debería indicar 21 voltios			
(A)	Cuando se trabaja con transformadores de corriente, donde la indicación del medidor únicamente cambia por una pequeña fracción, se sugiere al operador que desarrolle también una prueba de polaridad con el selector de prueba en "SEC/10 - PRI". Esto dará al operador una segunda oportunidad para validar la polaridad. Es decir, que la polaridad será correcta, si el voltmetro primario indica al voltaje secundario que está siendo aplicado dividido para 10 menos el voltaje de retorno alimentado desde el primario. Por ejemplo: empleando un transformador de corriente de relación 200:1, excitado por 200 voltios; el voltmetro primario debería indicar 19 voltios			
(B)	Para transformadores de corriente grandes, la selección en "SEC/100 +- PRI" debería ser más aplicable. El procedimiento permanecería igual, excepto la sustitución de la posición del selector de prueba en "SEC/100 +- PRI" con su respectivo análisis			

<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: PRUEBA DE POLARIDAD DE CT's MONTADOS EN DISYUNTORES O EQUIPOS GIS</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 1 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: PoT-CT's</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
<p>CONEXIONES</p>	
 <p>TERMINALES DE PRUEBA PRIMARIOS Y SECUNDARIOS</p> <p>VOLTIMETROS PRIMARIO Y SECUNDARIO</p> <p>AMPERIMETRO</p> <p>VISTA GENERAL DEL EQUIPO DE PRUEBA CTER-91 120 VAC 60 HZ</p> <p>SELECTOR DE PRUEBA</p> <p>CONTROL DE PRECISION</p> <p>CONTROL DE TENSION DE PRUEBA</p>	



PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HORA:	1 3
PRUEBA DE SATURACION DE CT'S MONTADOS EN DISTINTORES O EQUIPOS GIS		PROCEDIMIENTO:	Sat-CT's
PARA:		ACTIVIDAD:	
LOCALIZACION:	S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA	REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	RECURSOS Y EQUIPOS
			HORAS

MEDIDAS DE SEGURIDAD

- 1 Observar cuidadosamente los marcos de polaridad cuando se conecta el CT (transformador de corriente) al equipo de prueba (CTER-91)
- 2 Ajustar firmemente los terminales de prueba al equipo a probar
- 3 Cuando se realiza esta prueba de relación de transformación ante CT's conectados en un devanado con conexión en DELTA, únicamente 2/3 del voltaje será medido en el primario fase a fase. Esto es un resultado de la malla divisora de tensión creada por la conexión.
- 4 Para la seguridad del equipo de prueba y del operador, asegurarse de que los transformadores de corriente estén desenergizados antes de iniciar cualquier tipo de prueba.

PROCEDIMIENTO

- 1 Verificar que el switch selector de alimentación principal ON/DIF. esté en la posición OFF. Conectar el set de prueba o equipo CTER-91 a una fuente de alimentación de 120 VAC 60 Hz con su respectiva polarización
- 2 Colocar el switch selector de prueba en la posición "SATURATION TEST" y realizar las conexiones para el desarrollo de la prueba como se indican en la figura Sat-CT's

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA

HOJA: 2 | 3

PROCEDIMIENTO: SoT-CT's

PARA: PRUEBA DE SATURACION DE CT'S MONTADOS EN DISYUNTORES O EQUIPOS GIS

LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA

REALIZADO:

AÑO:

2001

ITEM DESCRIPCION Y REFERENCIAS

PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

HORAS

3 Conectar los terminales secundarios de salida del set de prueba (X1 - X2) al secundario del transformador de corriente en los correspondientes (X1-X2, X1-X3, X1-X4, X1-X5, o entre cualquiera de los terminales que se desee analizar). Observar cuidadosamente la marca de polaridad en el transformador de corriente a probar, así como en el CTER-91 (en el equipo de prueba, la marca de polaridad se localiza en el terminal X1)

4 Conectar los terminales primarios del set de prueba (H1 - H2) a los terminales o bushings primarios de los transformadores de corriente a probar (H1-H2). En el caso de los disyuntores con CT's incluidos, están son generalmente del tipo bushing con multirelacion; por lo que se deberán puentear los bushings de cada fase del disyuntor correspondientes a la cara de ingreso de corriente, así como los terminales de los bushings de la cara de salida de corriente; conectándose los terminales de prueba en cualquiera de los H1 puenteados y en cualquiera de los H2 puenteados. Observar cuidadosamente la marca de polaridad tanto en los transformadores de corriente a probar (polaridad en los bushings de entrada de corriente) así como en el set de prueba (marca de polaridad en el terminal H1)

5 Encender el equipo de prueba (CTER-91) colocando el switch selector de alimentación principal en la posición ON

6 Incrementar lentamente el voltaje de salida principal, mediante el control giratorio, y registrar las lecturas del amperímetro y del voltímetro secundaria en intervalos pequeños de incremento de tensión. Cuando un pequeño incremento en el voltaje provoque un incremento notable de corriente, el transformador de corriente habrá alcanzado el punto de saturación (usualmente menos de 1 AMP.)

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA

HORA: 3 | 3
 PROCEDIMIENTO: SoT-CT's

PRUEBA DE SATURACION DE CT'S MONTADOS EN DISTINTORES O EQUIPOS GIS

S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA

PARA:

ACTIVIDAD:

LOCALIZACION:

REALIZADO:

AÑO: 2001

HORAS

INTERVENIENDO Y TOURS

PERSONAL

DESCRIPCION Y REFERENCIAS

ITEM

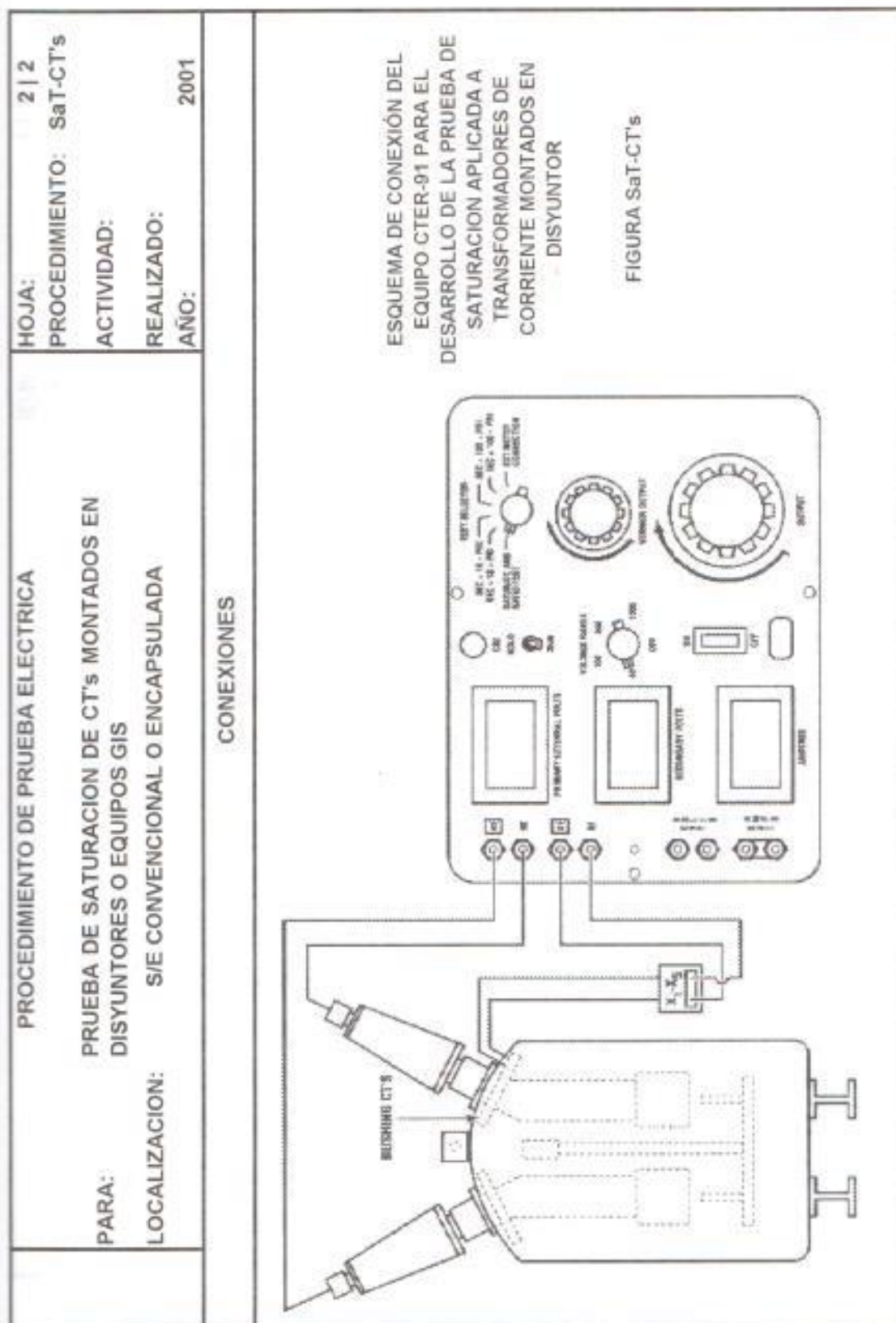
7 Para un mejor registro de las lecturas de la prueba, colocar el switch de RUN/HOLD en la posición HOLD cada vez que se vaya a registrar las lecturas, y luego de registrar los valores experimentales, colocarlo nuevamente en RUN para continuar progresivamente con el incremento de la tensión de salida

8 Una vez alcanzado el punto de saturación (última lectura), y luego de registrarla, mantener el switch RUN/HOLD en la posición HOLD, y reducir la tensión de salida mediante el control de salida principal hasta alcanzar el valor de CIPRO

9 Retornar el switch selector RUN/HOLD a la posición RUN

10 Colocar el switch de alimentación principal en la posición OFF

<p>HOJA: 1 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: SaT-CT's</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: PRUEBA DE SATURACION DE CT's MONTADOS EN DISYUNTORES O EQUIPOS GIS</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>
<p>CONEXIONES</p>	
<p>VOLTIMETROS PRIMARIO Y SECUNDARIO</p> <p>AMPERIMETRO</p> <p>VISTA GENERAL DEL EQUIPO DE PRUEBA CTER-91 120 VAC 60 HZ</p> <p>SELECTOR DE PRUEBA</p> <p>CONTROL DE PRECISION</p> <p>CONTROL DE TENSION DE PRUEBA</p> <p>TERMINALES DE PRUEBA PRIMARIOS Y SECUNDARIOS</p>	





PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA

113

RI-CT's

RELACION DE TRANSFORMACION DE CT'S MONIADOS EN

PARA: DISTINTORES O EQUIPOS GS

LOCALIZACION: S/E COMERCIONAL O ENCAPSULADA

HOJA:

PROCEDIMIENTO:

ACTIVIDAD:

REALIZADO:

AÑO:

2001

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

PERSONAL

DESCRIPCION Y REFERENCIAS

ITEM

MEIDAS DE SEGURIDAD

- 1 Observar cuidadosamente los marcos de polaridad cuando se conecta el CT (transformador de corriente) al equipo de prueba (CTER-91)
- 2 Asegurarse de NO SATURAR el transformador de corriente durante la prueba o los resultados a obtener seran erróneos
- 3 No aplicar un voltaje superior al nominal, indicado mediante la relación de vueltas, o los taps secundarios que están siendo probados
- 4 Ajustar firmemente los terminales de prueba al equipo a probar
- 5 Cuando se realiza este prueba de relación de transformación ante CT's conectados en un devanado con conexión en DELTA, únicamente 2/3 del voltaje será medido en el primario fase a fase. Esto es un resultado de la malla divisor de tensión creada por la conexión.
- 6 Para la seguridad del equipo de prueba y del operador, asegurarse de que los transformadores de corriente estén desenergizados antes de iniciar cualquier tipo de prueba.

PROCEDIMIENTO

- 1 Verificar que el switch selector de alimentación principal ON/OFF, esté en la posición OFF. Conectar el set de prueba o equipo CTER-91 a una fuente de alimentación de 120 VAC 60 Hz con su respectiva polarización

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA

2 / 3

RI-CT's

PARA: RELACION DE TRANSFORMACION DE CT'S MONTEADOS EN DISYUNTORES O EQUIPOS GIS

LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA

ACTIVIDAD:

REALIZADO:

AÑO:

2001

HORAS

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS

PERSONAL

DESCRIPCION Y REFERENCIAS

- 2 Realizar las conexiones para el desarrollo de la prueba como se indican en la figura RI-CT's

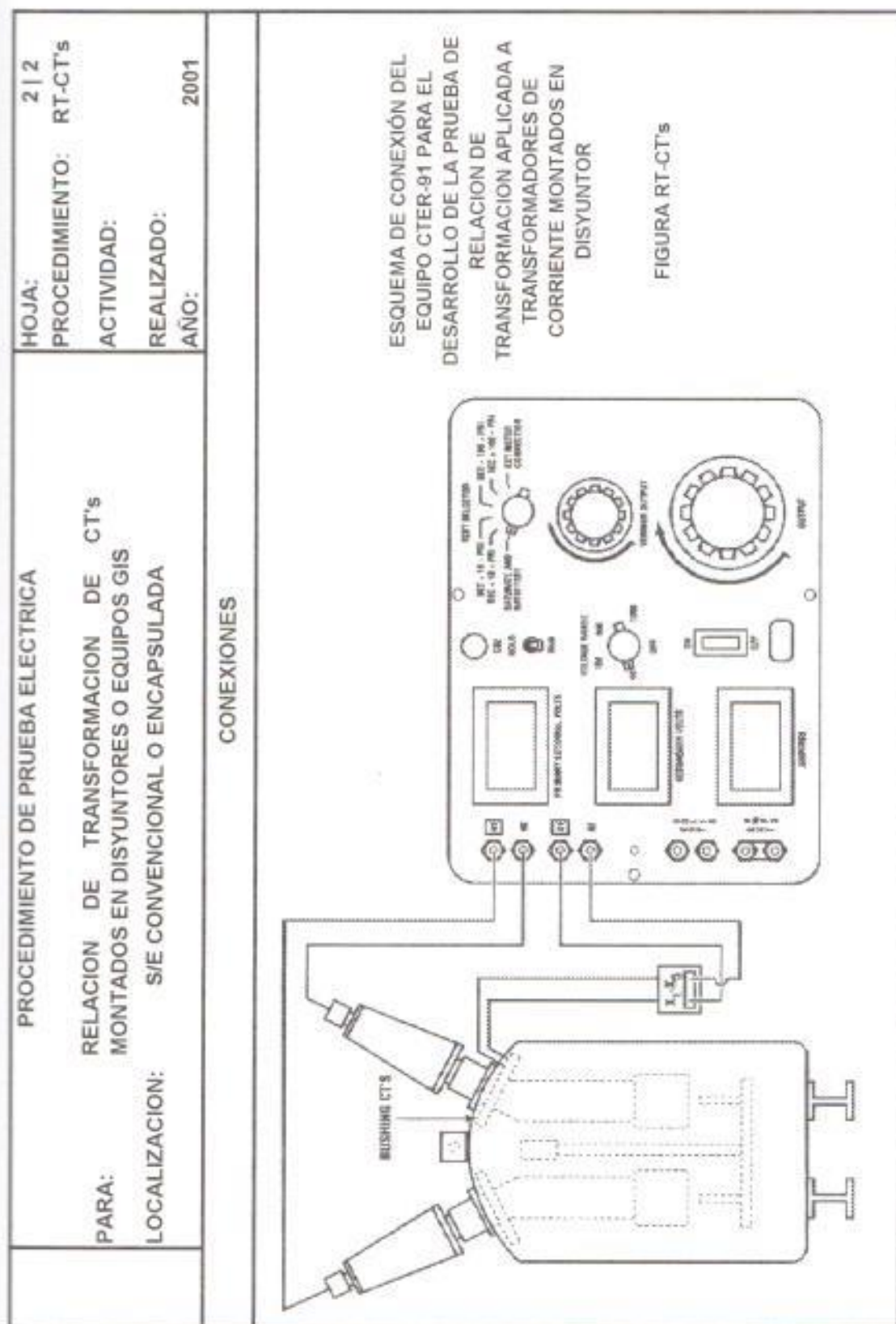
Conectar los terminales secundarios de salida del set de prueba (X1 - X2) al secundario del transformador de corriente en los correspondientes (X1-X2 , X1-X3, X1-X4, X1-X5, o entre cualquiera de los terminales que se desee analizar). Observar cuidadosamente la marca de polaridad en el transformador de corriente a probar, así como en el CTER-91 (en el equipo de prueba, la marca de polaridad se localiza en el terminal X1)
- 3 Conectar los terminales primarios del set de prueba (H1 - H2) a los terminales o bushings primarios de los transformadores de corriente a probar (H1-H2). En el caso de los disyuntores con CT's incluidos, estos son generalmente del tipo bushing con multirelocación por lo que se deberán puentear los bushings de cada fase del disyuntor correspondientes a la cara de ingreso de corriente, así como los terminales de los bushings de la cara de salida de corriente; conectándose los terminales de prueba en cualquiera de los H1 puenteados y en cualquiera de los H2 puenteados. Observar cuidadosamente la marca de polaridad tanto en los transformadores de corriente a probar (polaridad en los bushings de entrada de corriente) así como en el set de prueba (marca de polaridad en el terminal H1)
- 4 Encender el equipo de prueba (CTER-91) colocando el switch selector de alimentación principal en la posición ON
- 5 Incrementar lentamente el voltaje de salida principal, mediante el control giratorio, aproximadamente al 100 o 105% del voltaje de salida del transformador bajo prueba. Emplear el control de precisión (FINE CONTROL) para ajustar a un 100% de voltaje de salida

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	3 3
PARA:	RELACION DE TRANSFORMACION DE CT'S MONTADOS EN DISYUNTORES O EQUIPOS GIS	PROCEDIMIENTO:	RI-CT's
LOCALIZACION:	S/AE CONVENCIONAL O ENCAPSULADA	ACTIVIDAD:	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	REALIZADO:	2001
	PERSONAL	AÑO:	HORAS
	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS		

El proceso No. 6, se describe mediante el siguiente ejemplo: si se tiene un transformador de corriente de relación 300:5, implica una relación de vueltas de 60:1; por lo tanto, 60 voltios mostrados en el display o voltímetro secundario del CTER-91, producirán 1,0 voltios en el display o voltímetro primario del set de prueba; verificándose así la relación de transformación. Si ocurre saturación, se recomendando reducir el voltaje hasta 30 voltios, los que producirán 0,5 voltios en el voltímetro primario.

NOTA:

- Colocar el switch HOLD/RUN en la posición HOLD, y registrar los valores tanto del display o voltímetro primario y del secundario. Calcular la relación de transformación experimental y compararla con la de la placa del transformador de corriente obteniendo el porcentaje de error existente.
- Reducir el voltaje principal mediante el giro de la perilla de control de tensión de salida hasta el valor de CERO. Colocar el switch de alimentación principal en la posición OFF
- En caso de tratarse de un transformador de corriente de multirelación, repetir todos los procesos para cada una de las combinaciones de taps mostrados en la placa del transformador de corriente



6.3.2. Divisores Capacitivos de Potencial

6.3.2.1. Clasificación de acuerdo a su función

- Divisores Capacitivos de Potencial de Línea
- Divisores Capacitivos de Potencial de Barra

6.3.2.1.1. Tipos de Pruebas

Las diferentes pruebas que se han establecido como formato previo a la recepción de los divisores capacitivos de potencial así como de los transformadores de potencial; son las siguientes:

- Medición de la resistencia de aislamiento de alta tensión (AT) con el MEGGER aplicando 5000 voltios D.C., y la de baja tensión (BT) con 500 voltios D.C.
- Medición del factor de potencia de la aislación de los bushings (PRUEBA DE COLLAR)
- Medición de la *capacidad en microfaradios* en los divisores capacitivos de potencial.
- Verificación de la polaridad
- Medición de la relación de transformación empleando el TTR (Tester Transformer Radiometer)

A) PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA APLICADA A INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

La diversidad de marcas y los diferentes diseños de estos equipos, son los causantes de la descripción general de las pruebas eléctricas así como a la necesidad de que la persona que tenga a cargo las pruebas, analice con detenimiento el diagrama de conexión particular y determine las conexiones que convengan realizar para desarrollar la prueba.

Básicamente se considera al probar un transformador de medición, la necesidad de determinar las condiciones del aislamiento entre los devanados primario y secundario contra tierra. Para los devanados primarios, se utilizará el mayor voltaje y en los devanados secundarios el valor más cercano al voltaje nominal. Las pruebas aplicadas a estos transformadores deberán efectuarse:

- a) desconectando tanto el lado de alta como el de baja tensión, es decir, se deberán encontrar totalmente desenergizados
- b) limpiando profundamente las faldas de porcelana de los bushings.

- c) Colocando en cortocircuito los devanados de baja tensión y el devanado de baja tensión deberá aterrizarse en un solo lado, para evitar cortocircuitos durante las pruebas de comprobación.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS: Un ALTO factor de potencia en las pruebas, será indicativo de que existe un deterioro en el transformador; ya sea en el aceite, bushings, devanado, para lo cual, si es posible; se deberá probar separadamente cada elemento. El criterio a utilizar para considerar un valor promedio en % de factor de potencia como aceptable en el caso de transformadores de potencial, deberá ser del orden del 3%; este valor se recomienda para los transformadores de potencial en todos los voltajes. Al obtener resultados con valores mayores, deberá investigarse recurriendo a datos estadísticos de equipos similares o a las recomendaciones del fabricante.

1) PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON DOS BUSHINGS)

En este tipo de transformadores usualmente no se prueba el devanado de baja tensión y sólo se cortocircuitará aterrizándolo

durante las pruebas. Cuando este devanado es conectado en alguna prueba al anillo de guarda, se estará determinando las pérdidas aproximadas entre devanados. Cuando el transformador de potencial posee 2 bushings en el lado de alta tensión y se efectúa la prueba de comprobación de bushing opuesto, un alto factor de potencia en uno de ellos es indicativo que el bushing o el devanado más cercano al bushing está fallado. Para esto, deberá de inmediato probarse el bushing solo.

Un alto factor de potencia en todas las pruebas de la comprobación del bushing opuesto, puede ser indicativo de que el aceite o el aislamiento del devanado estén deteriorados o bien los bushing estén fallando. Deberá probarse por separados tanto bushing como aceite.

Si la lectura obtenida es negativa para una de las pruebas de la comprobación del bushing opuesto, es segura que el devanado de alta tensión está ABIERTO. Se debe referir todas las lecturas obtenidas a 20°C

2) PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA (TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON UN SOLO BUSHING)

Cuando el devanado de alta tensión está referido a tierra para efectuar la prueba se procede a desconectar dicha referencia a tierra. Todas las pruebas y la prueba de comprobación de Bushing opuesto deberán efectuarse de igual manera que para los transformadores de potencial de 2 bushings.

En el caso de transformadores con un solo bushing, cualquiera que sea el factor de potencia obtenido para la prueba de comprobación de bushing opuesto no será lo mismo porque en un caso el bushing y parte del devanado son probados en el otro caso únicamente una parte del devanado es probado. Por lo que el valor normal del factor de potencia del lado del bushing será del 2% mientras que en el otro lado será del 4%.

La descripción anterior es válida si es posible retirar la referencia a tierra del devanado de alta si esto no es posible, por ser interna dicha conexión, la prueba no se podrá realizar.

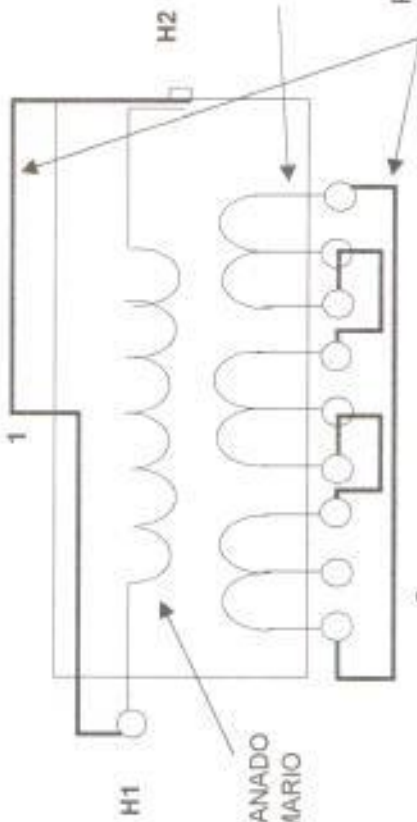
De existir una falla en el devanado primario, pueden ocurrir dos cosas:

1.- Si el arco producido en el punto donde está abierto el devanado debido a la tensión aplicada por el equipo de prueba, es intermitente, dicha falla se reflejará por un valor de factor de potencia alto.

2.- Si el arco es constante puede ocurrir que el ajuste del medidor no se logre y sea muy bajo el valor alcanzado.

A continuación, se describen los procedimientos para el desarrollo de las pruebas eléctricas de **factor de disipación y capacitancia, resistencia de aislamiento y resistencia óhmica del devanado secundario de los divisores capacitivos de potencial** localizados en las subestaciones eléctricas pertenecientes a la zona occidental de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (TRANSLECTRIC S.A.), empleando el MEGGER BIDDLE 5000 VDC motorizado, el DLRO (digital low resistance ohmeter) y el set de prueba FDYC BIDDLE 2.5 KV; así como los formatos de prueba para ser llenados en el campo mismo de elaboración de la prueba:

ITEM	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA	HOJA: 1 6 PROCEDIMIENTO: MEGG-DCP ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD		
1	El divisor capacitivo de potencial o DCP, deberá encontrarse desenergizado, UBICADO EN EL PEDESTAL sobre el que trabajará normalmente y sin ningún conductor conectado a sus terminales; a excepción del conductor de Cu de puesta a tierra, el que se recomienda que esté conectado. Además se deberá tener presente que de poseer cuchillas de puesta a tierra para el devanado, así como para el accesorio de onda portadora, se deberán respetar las recomendaciones dadas por el fabricante.		
2	El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (megger 5000 Vdc., llaves expansivas, destornilladores, cinta aislante, cable #12, navaja, etc.)		
	PROCEDIMIENTO		
1	Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (MEGGER BIDDLE motorizado 5000 VDC), la misma que es de una tensión de 120 V AC, con la respectiva polarización		
2	Ubicar al MEGGER sobre una superficie plana y nivelada; el equipo deberá ser nivelado empleando las extremidades roscables de soporte hasta que la burbuja o indicador de nivel de la parte superior del equipo esté encerrada totalmente.		
3	Conectar los terminales de prueba al equipo (MEGGER); el terminal tipo lagarto que posee además del lagarto de sujeción una pequeña extensión con terminal tipo "uña", es el que deberá conectarse al punto denominado "L" en el equipo de prueba y que posee un símbolo de un "rayo", mientras que la pequeña extensión (que se denomina GUARDA) se deberá conectar al punto denominado "G". El otro terminal de prueba, que no posee ninguna extensión pequeña de conductor, se deberá conectar al punto marcuillado con la letra "E"		
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente		

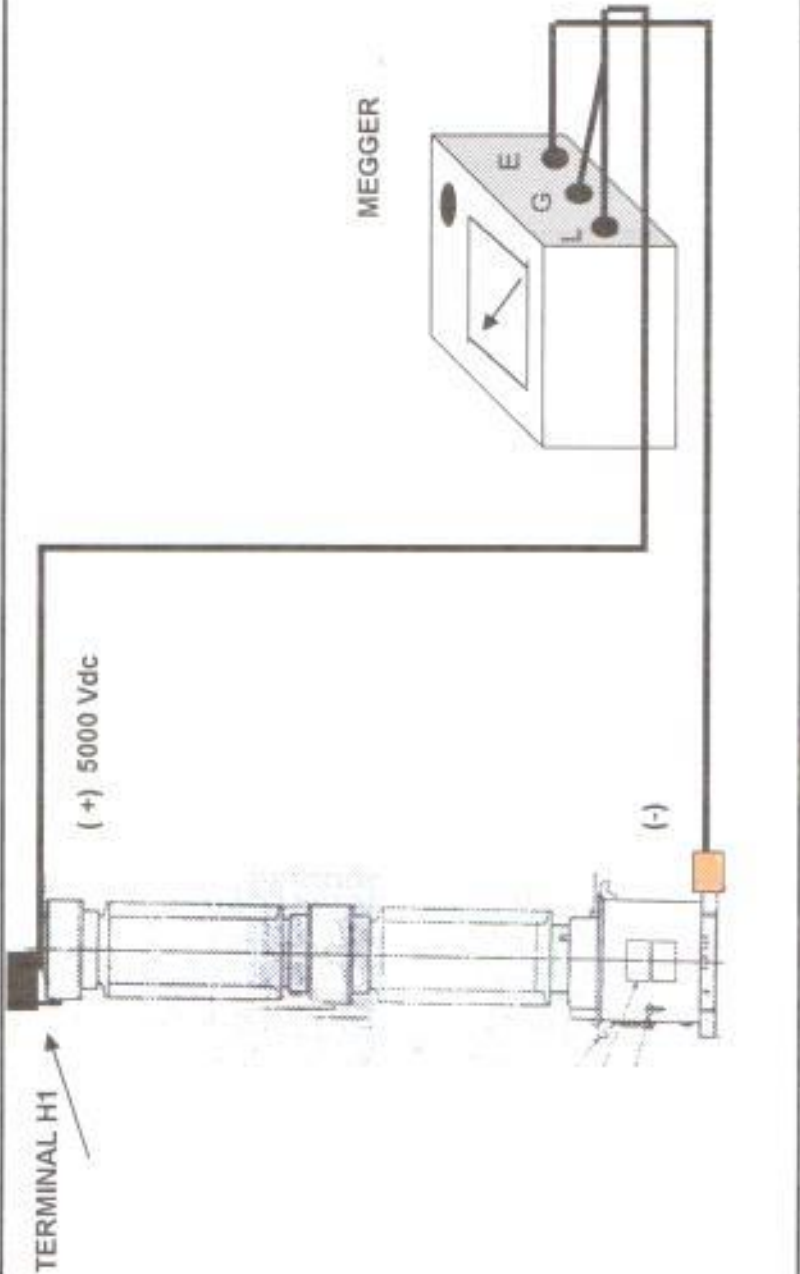
	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 6 PROCEDIMIENTO: MEGG-DCP ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001																				
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS																				
5	<p data-bbox="192 829 294 1690">RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>																						
<p data-bbox="391 210 514 1690">El proceso de Meggado de un divisor capacitivo de potencial, está marcado principalmente por el desarrollo de 3 tipos de conexiones, bajo las cuales se registrarán los valores de las resistencias de aislamiento que permitirán concluir el estado óptimo o no del divisor capacitivo. Estas conexiones se describen en el siguiente cuadro; en el mismo que se indican los puentes a realizarse y los puntos en los cuales se conectarán los terminales de prueba del equipo MEGGER BIDDLE:</p>																							
<div style="text-align: center;">  <p data-bbox="631 294 699 672">ESQUEMA DE PUENTES PARA MEGGADO DE UN DCP</p> <p data-bbox="782 420 823 756">DEVANADO SECUNDARIO</p> <p data-bbox="919 651 960 777">PUENTES</p> <p data-bbox="658 1491 699 1596">H1</p> <p data-bbox="686 777 727 819">H2</p> <p data-bbox="782 1491 836 1659">DEVANADO PRIMARIO</p> </div>																							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th data-bbox="994 1491 1022 1596">PRUEBA</th> <th data-bbox="994 1239 1022 1386">TENSION (VDC)</th> <th data-bbox="994 903 1022 1176">TERMINAL (+) MEGGER</th> <th data-bbox="994 588 1022 861">TERMINAL (-) MEGGER</th> <th data-bbox="994 336 1022 546">OBSERVACIONES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1029 1533 1049 1564">1</td> <td data-bbox="1029 1312 1049 1365">500</td> <td data-bbox="1029 1008 1049 1071">BAJA</td> <td data-bbox="1029 640 1049 703">TIERRA</td> <td data-bbox="1029 325 1049 546">H2 debe estar des-</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1056 1533 1077 1564">2</td> <td data-bbox="1056 1312 1077 1365">5000</td> <td data-bbox="1056 1018 1077 1060">H1</td> <td data-bbox="1056 640 1077 703">TIERRA</td> <td data-bbox="1056 325 1077 546">conectado de tierra</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1090 1533 1111 1564">3</td> <td data-bbox="1090 1312 1111 1365">500</td> <td data-bbox="1090 1008 1111 1071">BAJA</td> <td data-bbox="1090 661 1111 703">H2</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				PRUEBA	TENSION (VDC)	TERMINAL (+) MEGGER	TERMINAL (-) MEGGER	OBSERVACIONES	1	500	BAJA	TIERRA	H2 debe estar des-	2	5000	H1	TIERRA	conectado de tierra	3	500	BAJA	H2	
PRUEBA	TENSION (VDC)	TERMINAL (+) MEGGER	TERMINAL (-) MEGGER	OBSERVACIONES																			
1	500	BAJA	TIERRA	H2 debe estar des-																			
2	5000	H1	TIERRA	conectado de tierra																			
3	500	BAJA	H2																				

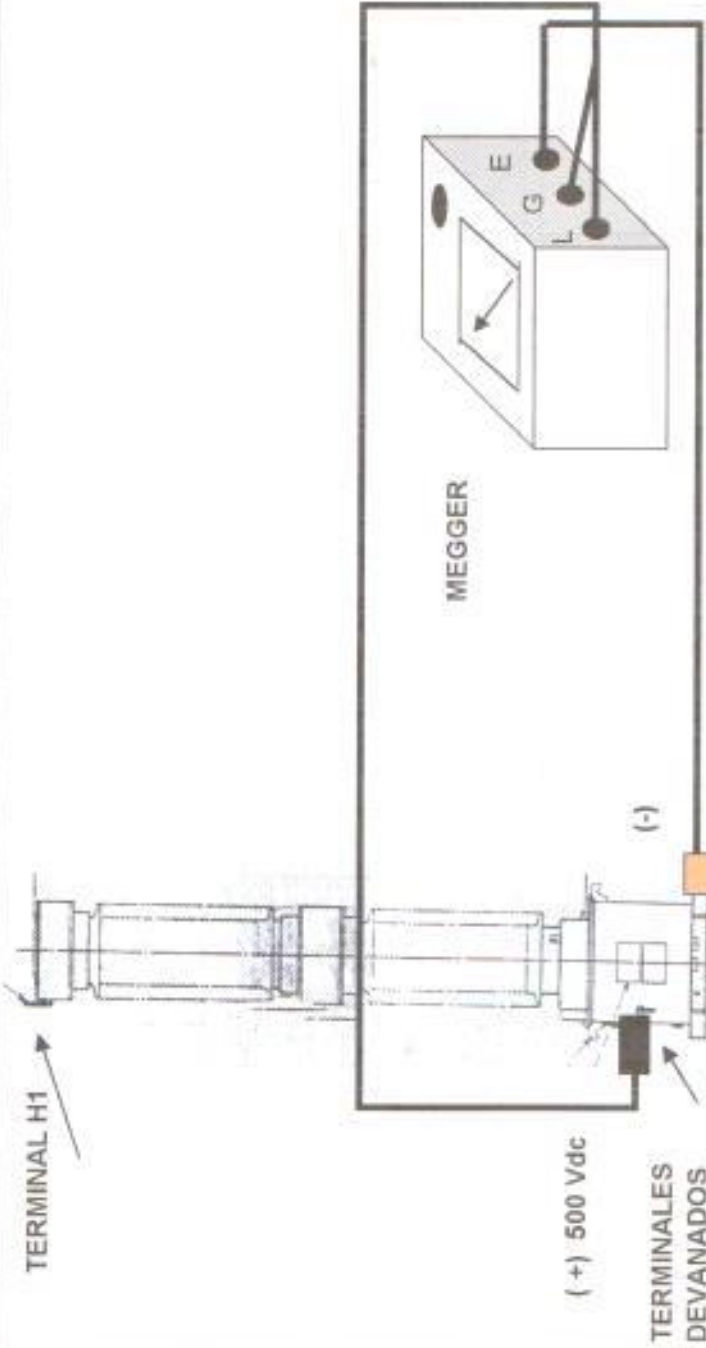
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 3 6		
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: MEGG-DCP		
		ACTIVIDAD:		
		REALIZADO:		
		AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
5.1	Para la prueba 1, realizar el puente 2, es decir, puentear todos los terminales de los devanados secundarios del divisor capacitivo de potencial, con un cable de calibre 12 o menor, DESNUDO.			
5.2	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "L" del equipo de prueba (MEGGER), al puente realizado entre los devanados secundarios			
5.3	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "E" del equipo de prueba (MEGGER), al punto de la base del DCP donde se realiza la conexión con el conductor de Cu de puesta a tierra			
5.4	Desarrollar la prueba mediante la operación adecuada del equipo de prueba (MEGGER BIDDLE 5000 VDC)			
5.5	Seleccionar la escala de resistencia en la que se va a realizar la prueba, empleando la perilla selectora de la parte frontal derecha del equipo marquillada con MI y M1 que representan las dos escalas de lecturas que se observan en el equipo. Seleccionar el nivel de voltaje de prueba a ser aplicado al equipo o especimen de prueba dependiendo de las características técnicas, recomendaciones dadas por el fabricante e incluso basándose en el historial (de poseerse) de equipos similares en nivel de tensión nominal de operación, tipo y fabricante. Conociendo la relación de transformación del divisor capacitivo de potencial, se deberá establecer el voltaje nominal que soporta el devanado correspondiente sobre el cual se va a realizar la prueba; en el caso de la prueba 1, se medirá la resistencia de aislamiento del devanado de BAJA tensión con respecto a TIERRA, sabiendo que generalmente el devanado de baja tensión de un DCP posee una tensión entre sus terminales extremos de máximo 125 Vac. NO SE DEBERÁ APLICAR 5000 Vdc de la escala del megger, sino que máximo se aplicará 500 Vdc durante el periodo de tiempo que dura la prueba.			
5.6				
5.7	Se deberá tener mucha precaución en la lectura de las escalas del equipo teniendo presente: la escala preseleccionada con la perilla MI o M1 y el multiplicador que se indica con el selector en el voltaje de prueba que se aplique (ejemplo: 5000 VDC, multiplicador = 5)			
5.8	Encender el MEGGER motorizado colocando el switch de alimentación principal localizado en la parte posterior del equipo en la posición ON			

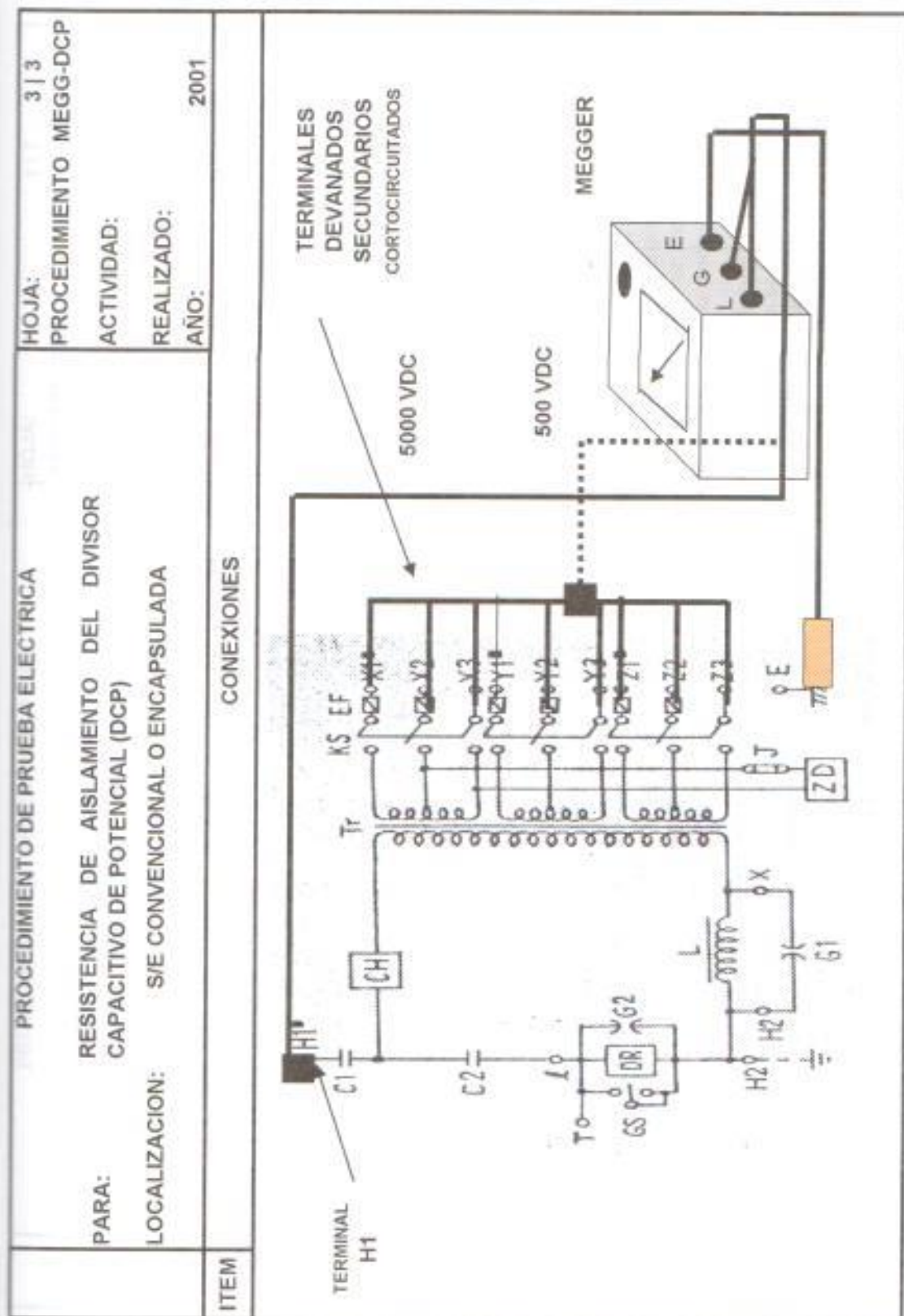
	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 4 6
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
5.9	Tomar las lecturas de los valores de resistencia de aislamiento cada 15 seg. durante 1 minuto, y tabularlas empleando hojas de pruebas en campo (VER FORMATO en ANEXOS)		PROCEDIMIENTO: MEGG-DCP
6	Para la prueba 2, realizar el puente 1, es decir, puentear los terminales H1 y H2 correspondientes al devanado de alta tensión del divisor capacitivo de potencial, con un cable de calibre 12.		ACTIVIDAD:
6.1	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "L" del equipo de prueba (MEGGER), al puente realizado entre los terminales H1 y H2, de preferencia, conectar el lagarto en el terminal H1, debido a la facilidad y firmeza en la conexión que permite este terminal.		REALIZADO: AÑO: 2001
6.2	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "E" del equipo de prueba (MEGGER), al punto de la base del DCP donde se realiza la conexión con el conductor de Cu de puesta a tierra		HORAS
6.3	Desarrollar la prueba mediante la operación adecuada del equipo de prueba (MEGGER BIDDLE 5000 VDC)		
6.4	Seleccionar la escala de resistencia en la que se va a realizar la prueba, empleando la perilla selectora de la parte frontal derecha del equipo marquillaada con MII y MI que representan las dos escalas de lecturas que se observan en el equipo.		
6.5	Seleccionar el nivel de voltaje de prueba a ser aplicado al equipo o especimen de prueba dependiendo de las características técnicas, recomendaciones dadas por el fabricante e incluso basándose en el historial (de poseerse) de equipos similares en nivel de tensión nominal de operación, tipo y fabricante. Conociendo la relación de transformación del divisor capacitivo de potencial, se deberá establecer el voltaje nominal que soporta el devanado correspondiente sobre el cual se va a realizar la prueba; en el caso de la prueba 2, se medirá la resistencia de aislamiento del devanado de ALTA tensión con respecto a TIERRA; sabiendo que generalmente el devanado de alta tensión de un DCP posee una tensión de operación de 79.62 KV aproximadamente (en sistemas de 138 KV). SE DEBERÁ APLICAR 5000 Vdc de la escala del megger, durante el período de tiempo que dura la prueba.		

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 5 6	
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: MEGG-DCP ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.6	Se deberá tener mucha precaución en la lectura de las escalas del equipo teniendo presente: la escala preseleccionada con la perilla MII o MI y el multiplicador que se indica con el selector en el voltaje de prueba que se aplique (ejemplo: 5000 VDC, multiplicador = 5)		
6.7	Encender el MEGGER motorizado colocando el switch de alimentación principal localizado en la parte posterior del equipo en la posición ON		
6.8	Tomar las lecturas de los valores de resistencia de aislamiento cada 15 seg. durante 1 minuto, y tabularlas empleando hojas de pruebas en campo (VER FORMATO en ANEXOS)		
7	Para la prueba 3, realizar el puente 1 y el puente 2; es decir, puentear los terminales H1 y H2 correspondientes al devanado de alta tensión, y los terminales de los devanados secundarios del divisor capacitivo de potencial. El puente para el devanado de alta tensión debe realizarse con un cable aislado, mientras que los puentes para los devanados secundarios se deben realizar con cables desnudos.		
7.1	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "L" del equipo de prueba (MEGGER), al puente realizado entre los terminales de los devanados secundarios del divisor capacitivo de potencial.		
7.2	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "E" del equipo de prueba (MEGGER), al terminal H1 que se encuentra puentado con H2		
7.3	Desarrollar la prueba mediante la operación adecuada del equipo de prueba (MEGGER BIDDLE 5000 VDC)		
7.4	Seleccionar la escala de resistencia en la que se va a realizar la prueba, empleando la perilla selectora de la parte frontal derecha del equipo marquillada con MII y MI que representan las dos escalas de lecturas que se observan en el equipo.		

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 6 6		
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: MEGG-DCP ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
7.5	<p>Seleccionar el nivel de voltaje de prueba a ser aplicado al equipo o especimen de prueba dependiendo de las características técnicas, recomendaciones dadas por el fabricante e incluso basándose en el historial (de poseerse) de equipos similares en nivel de tensión nominal de operación, tipo y fabricante. Conociendo la relación de transformación del divisor capacitivo de potencial, se deberá establecer el voltaje nominal que soporta el devanado correspondiente sobre el cual se va a realizar la prueba; en el caso de la prueba 3, se medirá la resistencia de aislamiento entre el devanado de BAJA tensión con respecto al devanado de ALTA tensión; sabiendo que generalmente el devanado de BAJA tensión de un divisor capacitivo de potencial posee una tensión entre los terminales extremos de sus devanados secundarios de 125 Vac, NO SE DEBERÁ APLICAR 5000 Vdc de la escala del megger, sino que únicamente se inyectará 500 Vdc durante el período de tiempo que dura la prueba.</p>			
7.6	<p>Se deberá tener mucha precaución en la lectura de las escalas del equipo teniendo presente; la escala preseleccionada con la perilla MI o M1 y el multiplicador que se indica con el selector en el voltaje de prueba que se aplica (ejemplo: 5000 VDC, multiplicador = 5)</p>			
7.7	<p>Encender el MEGGER motorizado colocando el switch de alimentación principal localizado en la parte posterior del equipo en la posición ON</p>			
7.8	<p>Tomar las lecturas de los valores de resistencia de aislamiento cada 15 seg. durante 1 minuto, y tabularlas empleando hojas de pruebas en campo (VER FORMATO en ANEXOS)</p>			
8	<p>Cada vez que se finaliza una prueba se debe APAGAR el equipo de prueba, cambiando el switch de la posición ON a la posición OFF y continuar con la DESCARGA de los terminales o lagartos de prueba del megger, empleando la PERILLA selector de la tensión de prueba en la posición DESCARGA. Esperar durante unos 30 seg., como medida de seguridad antes de proceder a manipular los terminales de prueba para su cambio de ubicación.</p>			

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 113</p> <p>PROCEDIMIENTO MEGG-DCP</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	 <p>Diagram illustrating the connection of a Megger to a terminal H1. The terminal H1 is connected to the 'E' terminal of the Megger. The Megger is also connected to a terminal labeled '(+) 5000 Vdc'. The Megger has terminals labeled 'E', 'G', and 'L'. The Megger is connected to a terminal labeled '(-)'.</p>	

	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 2 3</p> <p>PROCEDIMIENTO: MEGG-DCP</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	 <p>TERMINAL H1</p> <p>(+) 500 Vdc</p> <p>(-)</p> <p>TERMINALES DEVANADOS SECUNDARIOS</p> <p>MEGGER</p>	



PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 117		
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)		PROCEDIMIENTO: FDYC-DCP		
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:		
		REALIZADO:		
		AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD			
1	El divisor capacitivo de potencial o DCP, deberá encontrarse desenergizado. UBICADO EN EL PEDESTAL sobre el que trabajará normalmente y sin ningún conductor conectado a sus terminales; incluido el conductor de Cu de puesta a tierra, el que se recomienda que esté desconectado. Además se deberá tener presente que de poseer cuchillas de puesta a tierra para el devanado, así como para el accesorio de onda portadora, se deberán respetar las recomendaciones dadas por el fabricante.			
2	El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (set de prueba FDYC-2.5KV., llaves expansivas, destornilladores, cinta aislante, cable #12, navaja, etc)			
	PROCEDIMIENTO			
1	Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (SET FDYC-2,5KV), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización			
2	Conectar todos los terminales de prueba del equipo: terminal HV (capucha negra) con la punta tipo GANCHO, terminal de GUARDA (capucha azul) y el terminal de TIERRA (capucha roja); además de la conexión de puesta a tierra del equipo (cable verde) que deberá conectarse de preferencia a la malla de tierra de la S/E en donde se localiza el equipo a probar. No deberá olvidarse la conexión del pedal de bloqueo o seguro del equipo; el mismo que deberá ser presionado durante toda la prueba			
3	Realizar las pruebas tipo 3 (UST) (especimen no aterrizado) en los modos de conexión H->Baja y Baja->H (VER CONEXIONES); realizando mediciones NORM y REV (normal y reversa). Es recomendable realizar la prueba además en los tipos 4 y 5 (especimen aterrizado y especimen a guarda respectivamente) como método de comprobación ya que: Tipo 4 = Tipo 3 + Tipo 5 (C _{HL} +C _{HG} = C _L +C _{HG})			
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente			

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 7
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: FDYC-DCP ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
5	<p>Puentear los puntos H1-H2 (lado primario del divisor capacitivo) empleando un cable No. 12 aislado, y cortocircuitar todos los devanados secundarios del divisor capacitivo empleando conductores desnudos; antes de los fusibles respectivos de cada terminal. NO se deberá cortocircuitar después de los fusibles de los terminales de los devanados secundarios del divisor capacitivo de potencial; porque esto podría causar un deterioro en los mismos ante una posible falla en la prueba. Dependiendo del tipo de divisor capacitivo de potencial, los fabricantes brindan facilidades en el diseño del equipo primario, de tal manera que la realización del cortocircuito en los devanados secundarios sea más rápida y segura; además de brindar las instrucciones necesarias de como operar las cuchillas de puesta a tierra durante la prueba; aunque de manera general, la prueba se la puede realizar con o sin estas dependiendo de las necesidades del responsable de la prueba eléctrica descrita.</p>	
6	<p>Desarrollar la prueba de FDYC (factor de disipación de capacitancia) aplicada al divisor capacitivo de potencial en el modo H->BAJA; es decir, alimentando la tensión de prueba por el terminal de alta tensión o H1 del divisor capacitivo.</p>	
6.1	<p>Colocar la punta de prueba tipo GANCHO o terminal HV del equipo de prueba en el terminal de alta tensión (H1) del divisor capacitivo de potencial, el cual debe estar puenteado con el terminal H2 de tal manera que se tenga TODO el lado primario del divisor capacitivo involucrado en la prueba.</p>	
6.2	<p>Conectar el lagarto o terminal de GUARDA en el puente que une a los terminales de todos los devanados secundarios del espécimen probado</p>	
6.3	<p>Conectar el lagarto o terminal de TIERRA en la carcasa o estructura metálica de la base del divisor capacitivo de potencial</p>	
6.4	<p>Comprobar la correcta conexión del equipo de prueba ala fuente de alimentación de 120 Vac, así como su correcto aterrizamiento. Coocar el switch o interruptor principal del equipo de la posición OFF a la posición ON; si se produce algún tipo de bloqueo o disparo, es debido a la mala conexión a tierra del equipo o a la mala polarización y conexión de la fuente de alimentación; por lo que se deberá reajustar o reconectar tanto la puesta a tierra como la alimentación de los 120 VAC.</p>	

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 3 7		
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)		PROCEDIMIENTO: FDYC-DCP		
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:		
		REALIZADO:		
		AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.5	Encerar los valores de capacitancia (flecha deflectora en visor con cero central) y el %DF (factor de disipación porcentual) (pantalla digital o display) empleando las perillas localizadas en la parte superior derecha del panel de control del equipo de prueba, una de las cuales también ayuda para la supresión de la interferencia presente en las zonas en las que existe una fuerte inducción magnética.			
6.6	Colocar switch selector del voltaje de prueba en la posición 2.5 KV. El equipo de prueba o SET FDYC inyecta máximo un voltaje de prueba de 2.5 KV, (aunque existen equipos de FDYC de hasta 10 KV), nivel de tensión que no es nada riesgoso para el equipo a probar, ya que existen divisor capacitivos de potencial a niveles de 230 y 138 KV cuyos valores de tensión de operación normal son 230/3 ^{1/2} y 138/3 ^{1/2} (voltajes Ø-Tierra) > a 2.5 KV.			
6.7	Colocar las perillas del valor de capacitancia en pF (conjunto de perillas de la parte inferior del panel de control del equipo de prueba) en el valor de capacitancia PATRON del equipo: multiplicador en SHORT, capacitancia 20.0			
6.8	Colocar el switch selector NORM-OFF-REV en modo de prueba NORMAL, posición NORM (ubicado en la parte central izquierda del panel de control del equipo de prueba)			
6.9	Seleccionar el tipo de prueba 3 con la perilla selectora de tipo de prueba en la posición 3 "UST"			
6.9.1	Presionar el pedal de bloqueo o seguro del equipo de prueba y mantenerlo presionado durante toda la prueba			
6.9.2	Colocar el switch selector de HV (alto voltaje), en la posición HV ON			
6.9.3	Iniciar la inyección e incremento del voltaje de prueba empleando la perilla reguladora de voltaje de prueba (ubicada en la parte inferior izquierda del panel de control del equipo de prueba) girándola a favor de las manecillas del reloj, hasta que en el display de voltaje de prueba (ubicado en la parte superior izquierda del panel de control) se lean los 2.5 KV			
6.9.4	Maniobrar las perillas de "capacitancia pF" de la siguiente manera:			

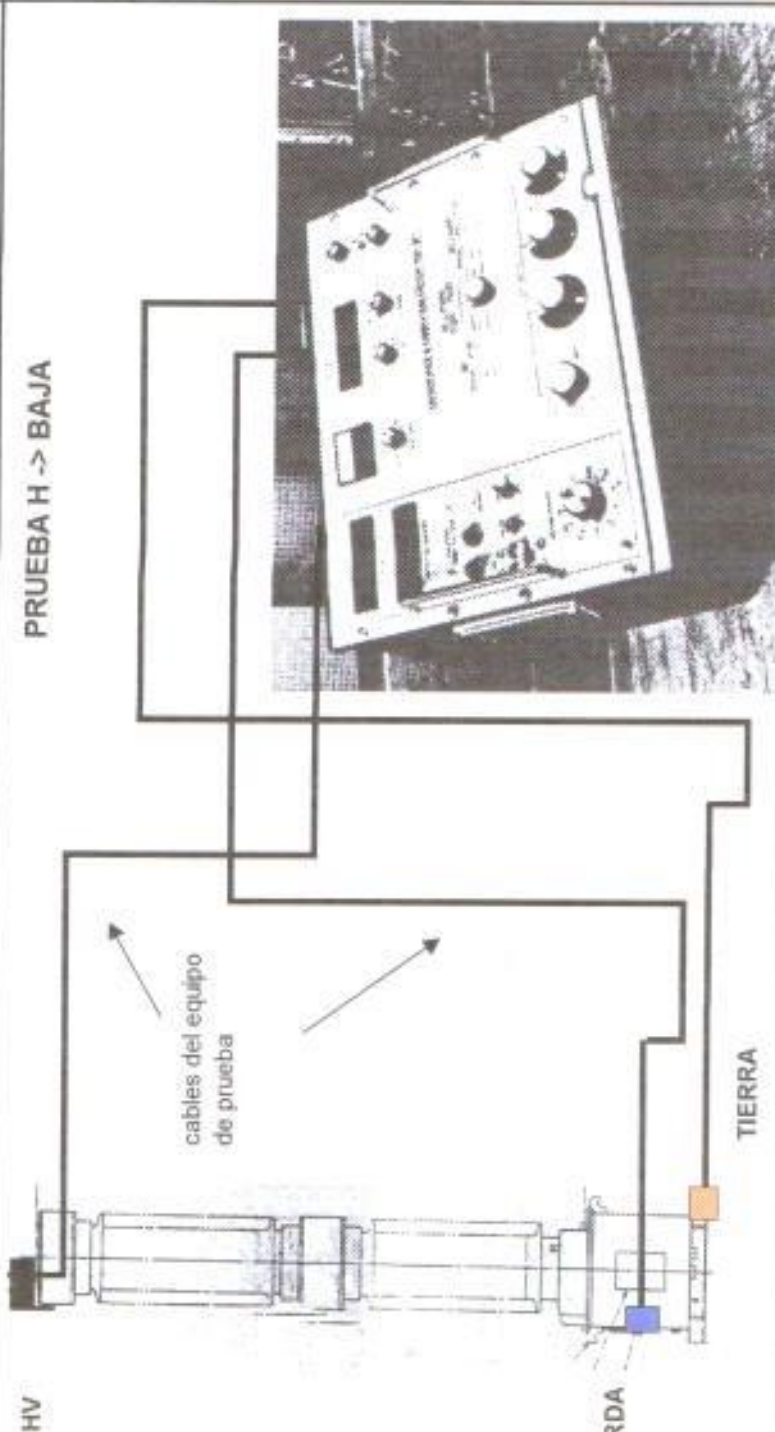
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS												
6.9.4.1	<p>Girar la perilla del multiplicador (primera desde la izquierda) y observar la aguja del visor de CAPACITANCIA pF. Avanzar posición por posición esta perilla hasta que la aguja deflecte hacia la izquierda del cero central en la escala del visor mencionado anteriormente; entonces regresará un paso la perilla del multiplicador, la aguja deflextará nuevamente pero ahora hacia la derecha del cero central del visor de CAPACITANCIA pF y ese será el valor del MULTIPLICADOR a ser registrado.</p> <p>Repetir el proceso anterior empleando ahora las dos perillas siguientes a la derecha del multiplicador</p> <p>Con la última perilla, encerrar la aguja deflectada del visor de CAPACITANCIA pF; es decir, colocarla en dirección del CERO central de este visor.</p>															
6.9.4.2																
6.9.4.3																
6.9.4.4	<p>Registrar el valor de la capacitancia en pF de la siguiente manera:</p> <div style="text-align: center; margin: 10px 0;"> <table style="border-collapse: collapse; margin: auto;"> <tr> <td style="border: none; padding: 0 10px;">20</td> <td style="border: none; padding: 0 10px;">x</td> <td style="border: none; padding: 0 10px;">3</td> <td style="border: none; padding: 0 10px;">9</td> <td style="border: none; padding: 0 10px;">18</td> <td style="border: none; padding: 0 10px;">●</td> </tr> <tr> <td style="border: none; text-align: center;">multiplicador</td> <td style="border: none;"></td> <td style="border: none; text-align: center;">decenas</td> <td style="border: none; text-align: center;">unidades</td> <td style="border: none; text-align: center;">decimales</td> <td style="border: none;"></td> </tr> </table> </div> <p>capacitancia pF</p> <p>el valor obtenido se registrará como: $20 \times (39,18) = 7836 \text{ pF}$</p>	20	x	3	9	18	●	multiplicador		decenas	unidades	decimales				
20	x	3	9	18	●											
multiplicador		decenas	unidades	decimales												
	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>			<p>HOJA: 4 7</p> <p>PROCEDIMIENTO: FDYC-DCP</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>												

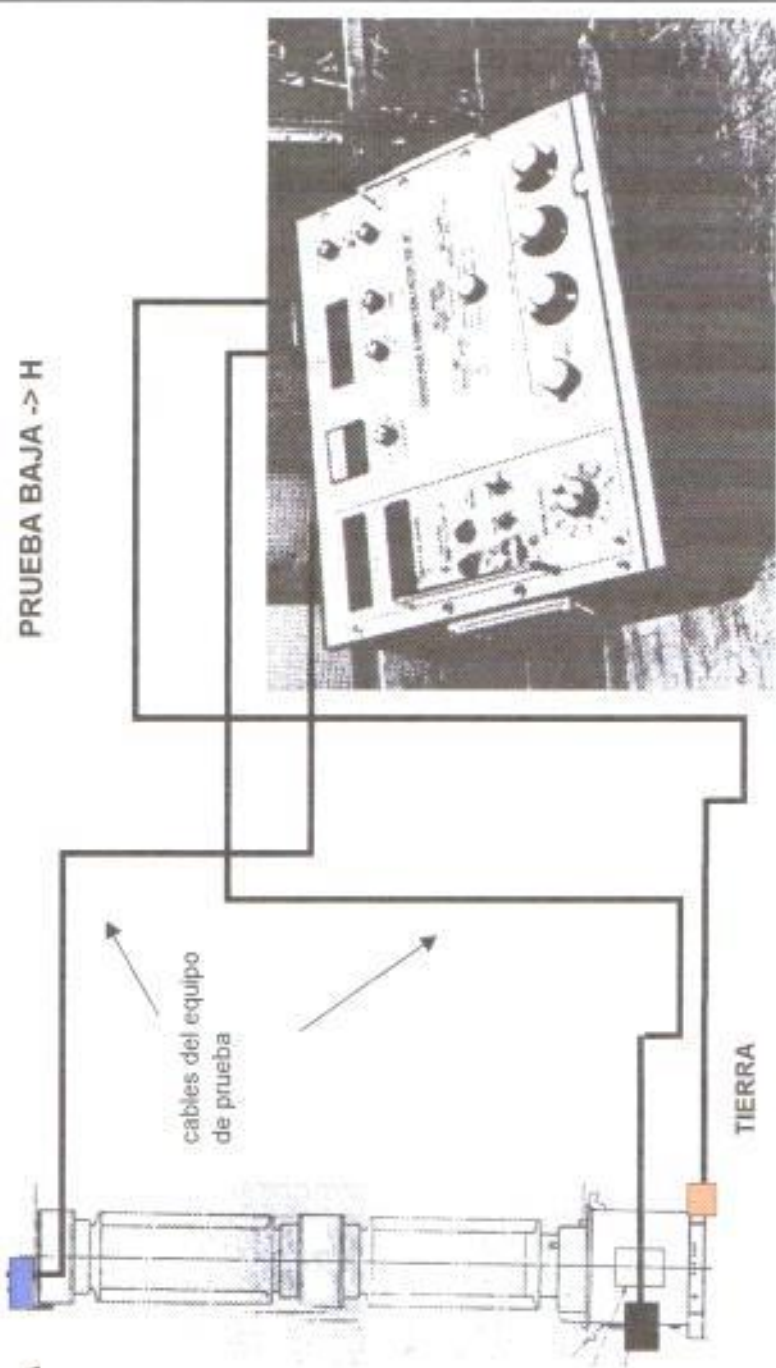
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	5 7
PARA: FACTOR DE DISIPACIÓN Y CAPACITANCIA DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)		PROCEDIMIENTO:	FDYC-DCP
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
HORAS			
6.9.4.5	Con la perilla selectora de rango (RANGE SWITCH) de %DF o LO-HI MILIWATTS/WATTS determinar la magnitud que se desea obtener en el display digital o pantalla de la parte superior derecha del panel de control del equipo de prueba:		
6.9.4.5.1	Colocar la perilla en la posición %DF 20, leer el valor de %DF (factor de disipación porcentual) y registrarlo.		
6.9.4.5.2	Cambiar de posición a la perilla y colocarla en LO MILIWATTS o WATTS dependiendo si es que el valor de pérdidas no se presenta en el display, se tendrá que cambiar de escala empleando las otras opciones (LO-HI MILIWATTS o WATTS) %DF 20, leer el valor de pérdidas y registrarlo.		
6.10	Cambiar el posición al switch NORM-OFF-REV de modo NORMAL, posición NORM, a la posición REV (reversa)		
6.10.1	Si la aguja del visor de capacitancia con cero central se ha deflelado nuevamente, encerrarla con la última perilla (valor decimal) de la capacitancia pF (localizada en la parte inferior derecha) hasta que vuelva a señalar el CERO central en el visor; si se encera, registrar nuevamente el valor de capacitancia pF (proceso 6.9.4.4). Si no se encera, repetir el proceso de determinación de la capacitancia pF como se indica en los puntos 6.9.4.1 - 2 - 3		
6.10.2	Realizar las mediciones y registros de %DF y pérdidas como se indican en los procesos: 6.9.4.5, 6.9.4.5.1 - 2		
6.11	Bajar el voltaje de prueba aplicado girando la perilla de control de voltaje de prueba hasta que en el display se lea 0 KV		
6.12	Colocar el switch HV ON/OFF en la posición OFF y soltar el pedal de seguro o bloqueo del equipo de prueba		
6.13	Colocar nuevamente todas las perillas y switches en su posición original: capacitancia pF (multiplicador: SHORT, capacitancia patrón 20.0), switch NORM-OFF-REV en la posición OFF.		

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	6 7
PARA: FACTOR DE DISIPACIÓN Y CAPACITANCIA DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)		PROCEDIMIENTO:	FDYC-DCP
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
			HORAS
6.14	Esperar 1 minuto antes de realizar la prueba en tipo de prueba 4 (GST: especimen de prueba aterrizado)		
6.15	Repetir todos los procesos descritos desde 6.5 hasta 6.13 con la única diferencia que en el proceso 6.9 el tipo de prueba es el 4 (GST)		
6.16	Esperar 1 minuto antes de realizar la prueba en tipo de prueba 5 (GST: especimen de prueba a guarda)		
6.17	Repetir todos los procesos descritos desde 6.5 hasta 6.13 con la única diferencia que en el proceso 6.9 el tipo de prueba es el 5 (GST)		
6.18	Apagar el equipo de prueba colocando el switch principal en la posición OFF		
7	Esperar 3 minutos como intervalo de seguridad, antes de proceder a cambiar los cables de prueba para realizar la prueba del modo BAJA -> H1; es decir, el terminal de GUARDA (capucha azul) ahora se conectará al terminal de alta tensión H1 (que aún está puentificado con H2) del divisor capacitivo de potencial, mientras que el terminal HV (capucha negra) se colocará en el puente que une los terminales de los devanados secundarios, para lo cual se deberá cambiar la punta de prueba de la tipo GANCHO a la LAGARTO.		
7.1	Se deberá tener mucha precaución al colocar el terminal de HV del equipo de prueba en el puente de los devanados secundarios del divisor capacitivo, ya que NO deberá existir contacto alguno del terminal de prueba con la carcasa o alguna estructura metálica del divisor capacitivo; además no se deberá permitir el contacto o cruce con cables de alimentación o conductores de puesta a tierra.		
7.2	Repetir todos los procesos desde el 6.4 hasta el 6.18		

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA: 7 7 PROCEDIMIENTO: FDYC-DCP ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
8	<p>Esperar 3 minutos como intervalo de seguridad para proceder a desconectar, limpiar y guardar todos los cables de prueba empleados, así como el equipo o set de prueba empleado.</p> <p>Si durante la prueba, especialmente durante el proceso de incremento de la tensión de prueba (0 -> 2.5 KV) se presenta algún ruido extraño, señalar al de una pequeña descarga; NO incrementar más el voltaje de prueba aplicado y proceder a realizar la prueba con un voltaje inferior a los 2.5KV; pero el mismo no podrá ser inferior a los 1.5KV. Si aún en este valor se presentan problemas, revisar todos los cables de prueba en busca de algún tipo de daño en el aislamiento y realizar una inspección total en el equipo a probar.</p>			
NOTA				

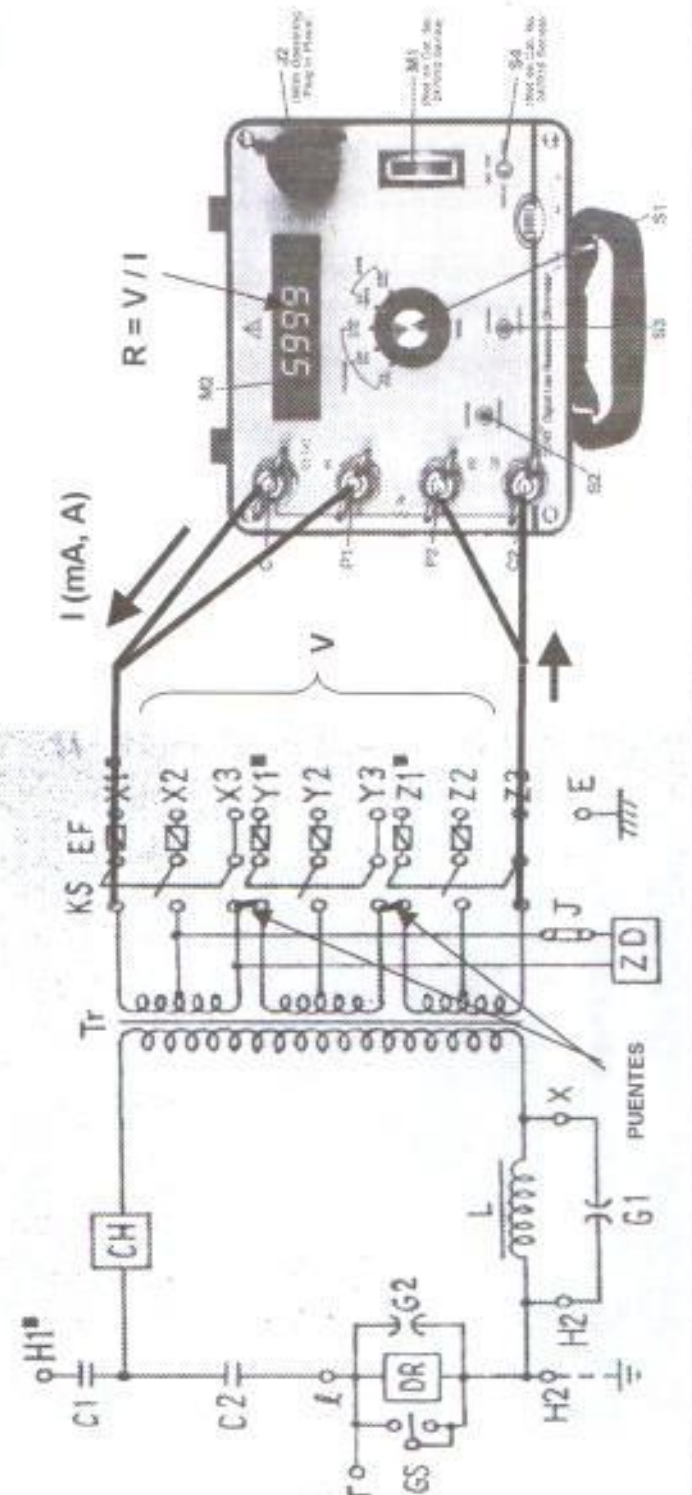
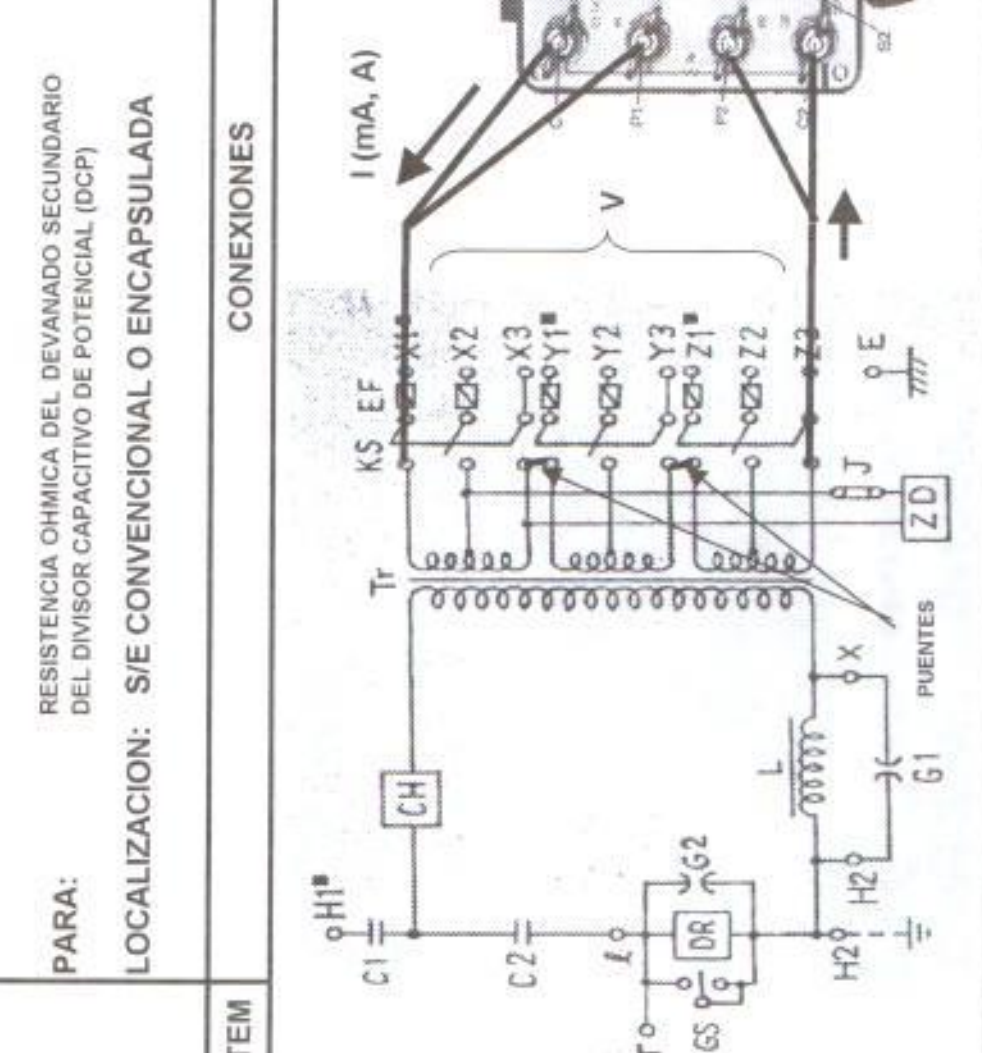
	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACIÓN Y CAPACITANCIA DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 114</p> <p>PROCEDIMIENTO: FDYC-DCP</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	<p style="text-align: center;">CONEXIONES</p> <p style="text-align: center;">DESCRIPCION DEL PANEL DE CONTROL SET DE PRUEBA FDYC 2.5 KV</p> <p>Output Milliamperes</p> <p>Output Kilovolts Meter</p> <p>Capacitance Null Detector Meter</p> <p>Sensitivity Switch</p> <p>Dissipation Factor Watts/MilliWatts</p> <p>Test KV Range Switch</p> <p>Capacitance Interference Suppressor Control</p> <p>Low-Off-High Switch</p> <p>Capacitance Measuring Dials</p> <p>Capacitance Multiplier Dial</p> <p>HV ON/OFF Switch</p> <p>NORM-OFF-REV Switch</p> <p>Red HV-ON LAMP</p> <p>Green ON LAMP</p> <p>Main Breaker</p> <p>Open Ground Lamp</p> <p>Voltage Control Lamp</p> <p>UJT/GST Test Mode Selector Switch</p> <p style="text-align: center;">DISP FACTOR INTERFERENCE SUPPRESSOR CONTROL</p>	

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 2 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: FDYC-DCP</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	<p>PRUEBA H -> BAJA</p>  <p>Diagram labels: HV, GUARDA, TIERRA, cables del equipo de prueba.</p> <p>Photograph labels: EQUIPO PARA LA PRUEBA DE DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP).</p>	

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 3 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: FDYC-DCP</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	<p>GUARDA</p> <p>HV</p> <p>TIERRA</p> <p>cables del equipo de prueba</p> <p>PRUEBA BAJA -> H</p> 	

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 1 2	
PARA: RESISTENCIA OHMICA DEL DEVANADO SECUNDARIO DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: ROHM-DCP ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD		
1	El divisor capacitivo de potencial o DCP, deberá encontrarse desenergizado, UBICADO EN EL PEDESTAL sobre el que trabajará normalmente y sin ningún conductor conectado a sus terminales; a excepción del conductor de Cu de puesta a tierra, el que se recomienda que esté conectado. Además se deberá tener presente que de poseer cuchillas de puesta a tierra para el devanado, así como para el accesorio de onda portadora, se deberán respetar las recomendaciones dadas por el fabricante.		
2	El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (megger 5000 Vdc., llaves expansivas, destornilladores, cinta aislante, cable #12, navaja, etc)		
	PROCEDIMIENTO		
1	Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (DLRO Digital Low Resistance Ohmeter), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización		
2	Ubicar al DLRO sobre una superficie plana, nivelada y libre de cualquier movimiento que pudiera causar variación en las lecturas del display o pantalla del equipo.		
3	Conectar los terminales de prueba al equipo (DLRO); respetando el marquillaje tanto con letra como con color, que poseen los cables de prueba del equipo. Cada cable está compuesto de dos terminales tanto para la conexión con el espécimen a probar como con el equipo de prueba o DLRO; estos terminales están marquillados con las letras C1 y P1, para un cable, y C2 y P2 para el otro cable. De acuerdo a estas marquillas, conectar el cable C1 en el punto C1(+) del DLRO, y el P1 en el punto P1 del DLRO; así también se conectarán los cables C2 y P2 en los puntos C2 y P2 del DLRO respectivamente.		
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente		

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 2 PROCEDIMIENTO: ROHM-DCP ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS
5	Realizar puentes con cable desnudo entre los terminales de los devanados secundarios del divisor capacitivo de potencial, dejando el primer terminal extremo del primer devanado y el último terminal extremo del último devanado LIBRES.		
6	Revisar toda la información técnica del divisor capacitivo de potencial, en busca de los valores teóricos o características de los devanados secundarios (resistencia, aislamiento, conexión, etc.). Estos datos serán necesarios para poder estimar una resistencia teórica basada en características reales del equipo para poder seleccionar la escala apropiada en el DLRO y así lograr una confluencia más rápida al valor de la resistencia del devanado en el display o pantalla del equipo de prueba.		
7	Conectar los terminales o cables de prueba del DLRO a los terminales extremos LIBRES de los devanados secundarios del divisor capacitivo de potencial (ver GRAFICO)		
8	Seleccionar la escala adecuada de corriente de inyección y miliohmios consecuentemente, a partir del análisis descrito en el punto 6, y si no se poseen ningún tipo de datos, tomar como referencia que al tratarse de un devanado relativamente pequeño en resistencia (conectados a través de puentes los devanados secundarios en serie forman un solo devanado total) al inyectar una corriente pequeña (en el orden de los miliamperios), se tendrá una convergencia real y adecuada al valor de la resistencia a medir, no siendo necesario la inyección de una corriente elevada ya que se podrían causar esfuerzos eléctricos y mecánicos innecesarios al equipo o especímen probado.		
9	Encender el equipo de prueba o DLRO colocando el switch de operación en la posición FORWARD y esperar la convergencia al valor de resistencia requerida en la medición. Registrar ese valor en el formato de prueba (VER FORMATO EN ANEXOS)		

ITEM	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>RESISTENCIA OHMICA DEL DEVANADO SECUNDARIO DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 1 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: ROHM-DCP</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
<p style="text-align: center;">CONEXIONES</p> 		

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: RESISTENCIA OHMICA DEL DEVANADO SECUNDARIO DEL DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL (DCP)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 2 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: ROHM-DCP</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
<div data-bbox="467 680 1142 1734" data-label="Image"> </div> <p data-bbox="642 247 755 600">VISTA DEL DLRO (digital low resistance ohmeter) en el sitio de prueba</p>		

PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS ELECTRICAS		HOJA: 1 1	
PARA: DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL		PRUEBA ELECTRIC/ DCP - AT	
LOCALIZACION: PATIO DE SUBESTACION ELECTRICA		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO: 2000	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
			Y HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD		
1	El equipo a probar (DCP), deberá estar DESENERGIZADO		
2	La prueba deberá realizarse tomando en consideración TODAS las medidas de SEGURIDAD PERSONAL para evitar daños físicos por los niveles de las señales de prueba que se aplicarán al equipo		
1	PRUEBAS ELECTRICAS		
1.1	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO		
1.2	FACTOR DE POTENCIA (PRUEBA DE COLLAR)		
1.3	RELACION DE TRANSFORMACION		
1.4	POLARIDAD		
1.5	BURDEN		

6.4. Banco de Autotransformadores

La secuencia de instalación de los autotransformadores se presentó detalladamente en el procedimiento de mantenimiento "Montaje autotransformador trifásico 225 MVA" descrito en el capítulo No. 5 de este trabajo investigativo, y que es general para cualquier autotransformador salvo ciertas diferencias que se fundamenta en el tipo de fabricación y capacidad.

Una vez que el autotransformador ha sido instalado sobre la fundición, el gas seco (con el que se encuentra presurizada la cuba durante el transporte), es reemplazado por aceite tratado; antes de reemplazar el gas, se deberá verificar el estado del aceite mediante una prueba de rigidez dieléctrica.

El montaje continua con la instalación de todos los elementos de la parte superior de la cuba, del tanque de la sección del cambiador de derivaciones (en caso de poseerlo separado) y de los adaptadores para los aisladores. El armado de las demás partes externas, depende del tipo de autotransformador y de las condiciones particulares recomendadas por cada fabricante.

Generalmente, durante el almacenamiento y al recibir el Transformador de Potencia y sus accesorios de la bodega o sitio de almacenamiento, se efectúan las siguientes verificaciones normalizadas:

- Revisar y mantener la presión de nitrógeno especificada en la cuba o tanque del transformador.
- Revisar el estado de todos los accesorios y componentes
- Mantener los calefactores en todos los gabinetes de comando
- Medir el punto de rocío (DEW-POINT) del gas contenido en la cuba
- En la bodega o sitio de almacenamiento, se deben mantener los calefactores en todos los componentes con aislación higroscópica.

Existen, diversos ensayos que pueden utilizarse para determinar el estado del autotransformador; siendo los más frecuentes:

- *Medición de la resistencia de aislamiento*
- *Medición de la relación de transformación*
- *Medición de la relación de fases y polaridad*

Antes de poner el autotransformador en servicio se deben retirar los cables a tierra de los aisladores, deben abrirse las válvulas de los radiadores, medir la resistencia de aislamiento de los dispositivos y circuitos de protección, medir la resistencia de aislamiento del autotransformador y la tensión de ruptura del aceite aislante.

6.4.1. Tipos de Bancos de Autotransformadores

Los bancos de autotransformadores que se localizan en las diferentes subestaciones eléctricas que conforman nuestro Sistema Nacional Interconectado, están constituidos en su mayoría por: autotransformadores monofásicos y autotransformadores trifásicos.

En el caso de existir autotransformadores monofásicos, entre 3 o 4 (dependiendo si el banco posee uno de reserva) se formará el *Banco de Autotransformadores* de la subestación eléctrica. En el caso de que exista autotransformador trifásico, el *Banco de Autotransformador* de la subestación eléctrica estará constituido por un solo autotransformador.

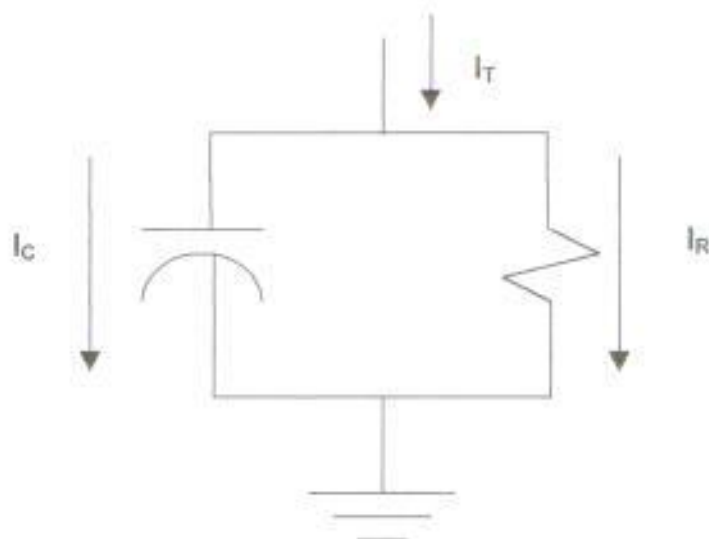
6.4.1.1. Tipos de Pruebas e Inspección General

PRUEBAS ELECTRICAS EN TRANSFORMADORES

Las pruebas típicas que se realizan a transformadores son las siguientes:

- Factor de potencia y factor de disipación (PF/DF)
- Relación de vueltas del transformador (TTR)
- Prueba de resistencia DC de los devanados
- Pruebas al aceite del transformador

Representación eléctrica del aislamiento. - Eléctricamente, un aislamiento puede ser representado como un capacitor en paralelo con una pequeña resistencia como se muestra en la figura:



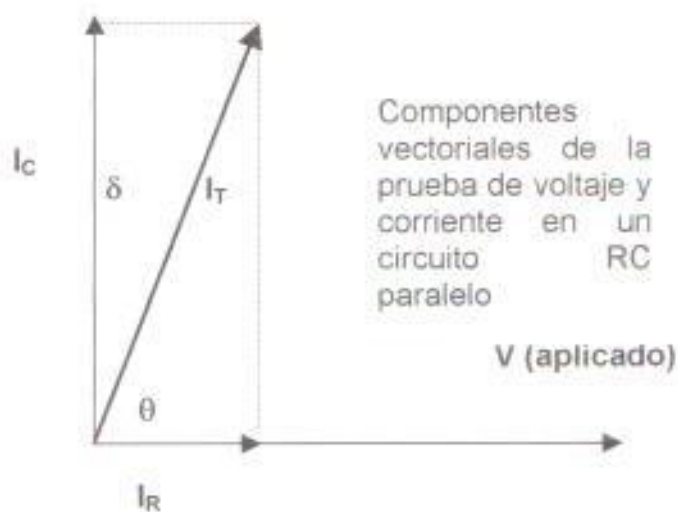
Donde:

I_R = La componente resistiva como una medida de la disipación de energía a través y sobre la superficie de la aislamiento o aislamiento

I_C = La componente capacitiva de la corriente que es función de la constante dieléctrica, el tamaño y el espaciado de los conductores

1) PRUEBA DEL FACTOR DE POTENCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN

Definición del factor de potencia:



$$\text{Factor de Disipación} = \tan \delta = I_R / I_C$$

$$\text{Factor de Potencia} = \cos \theta = I_R / I_{TOT}$$

FIG. 6.5 Interpretación vectorial del F.P.

Interpretación Técnica de la prueba de Factor de Capacitancia y Disipación.- La prueba del factor de disipación está desarrollado por la aplicación de un *voltaje AC* a través del espécimen y la medición del factor de disipación. El factor de disipación es una relación de la resistividad o componente de la corriente en fase a la capacitancia o la componente de la corriente a 90°. El factor de disipación también puede ser expresado como la tangente del ángulo de pérdidas ($\tan \delta$). Delta (δ) es referido como el ángulo de pérdida debido a que su magnitud se incrementa a medida que la magnitud de las pérdidas se incrementan.

$$\text{Factor de disipación} = \tan \delta = I_R / I_C$$

(componente resistiva de la corriente / componente capacitiva de la corriente)

En una perfecta aislación o total aislamiento, el factor de disipación debería ser CERO (0). Esto se debe a que una perfecta aislamiento es puramente capacitiva, y por lo tanto, la componente resistiva es cero. En una aislación real, el factor de disipación es mucho mayor que cero. Una vez que el factor de disipación es medido, los valores pueden ser

tratados durante el tiempo y pueden ser usados para evaluar el progreso del deterioro de la aislación.

El factor de potencia es otro término que puede usarse para describir este tipo de prueba de aislamiento. El factor de potencia es la relación de la componente resistiva o componente de la corriente no desfasada, para la corriente total. También, el factor de potencia puede ser expresado como el coseno del ángulo de fase ($\text{Cos } \theta$)

$$\text{Factor de potencia} = \text{Cos } \theta = IR / IT$$

(componente resistiva de la corriente / corriente total)

El factor de disipación y el factor de potencia son frecuentemente usados intercambiamente. La razón para esto, es que para valores normales (menores que el 10%) las mediciones son efectivamente idénticas.

Para valores grandes de factor de disipación o de factor de potencia, las siguientes ecuaciones pueden emplearse para la conversión entre los dos tipos de mediciones:

Factor de potencia =

$$\text{Factor de disipación} / [1 + (\text{Factor de disipación})^2]^{1/2}$$

Factor de disipación =

$$\text{Factor de potencia} / [1 - (\text{factor de potencia})^2]^{1/2}$$

Mediciones de la capacitancia:

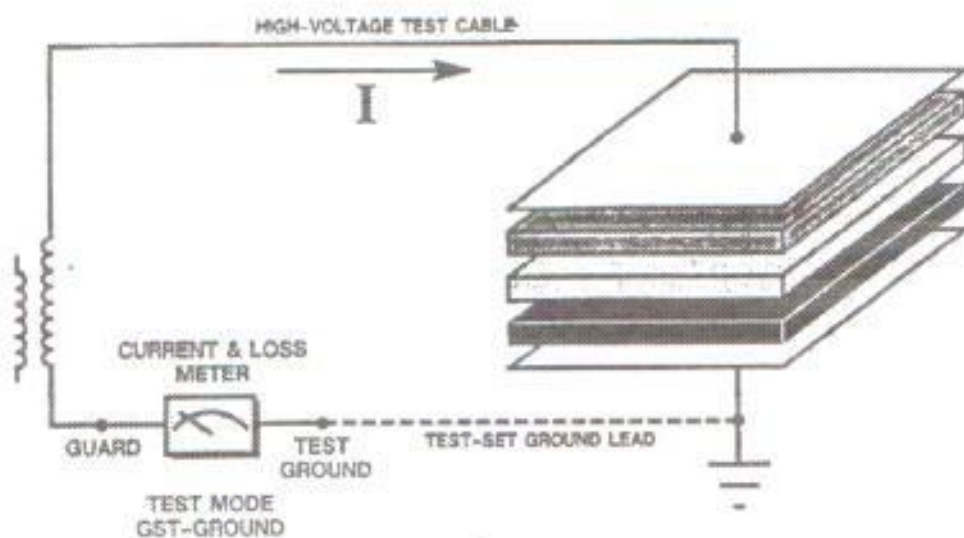


FIG. 6.6 Medición de la capacitancia

$$I = E\omega C$$

$$C = A\epsilon / 4\pi d$$

Donde:

A = área de las placas conductoras

ϵ = constante dieléctrica del material

d = distancia de separación de las placas

$$I = E\omega [A\epsilon / 4\pi d]$$

Las tres conexiones básicas para la realización de las pruebas de PF/DF (factor de potencia y factor de disipación):

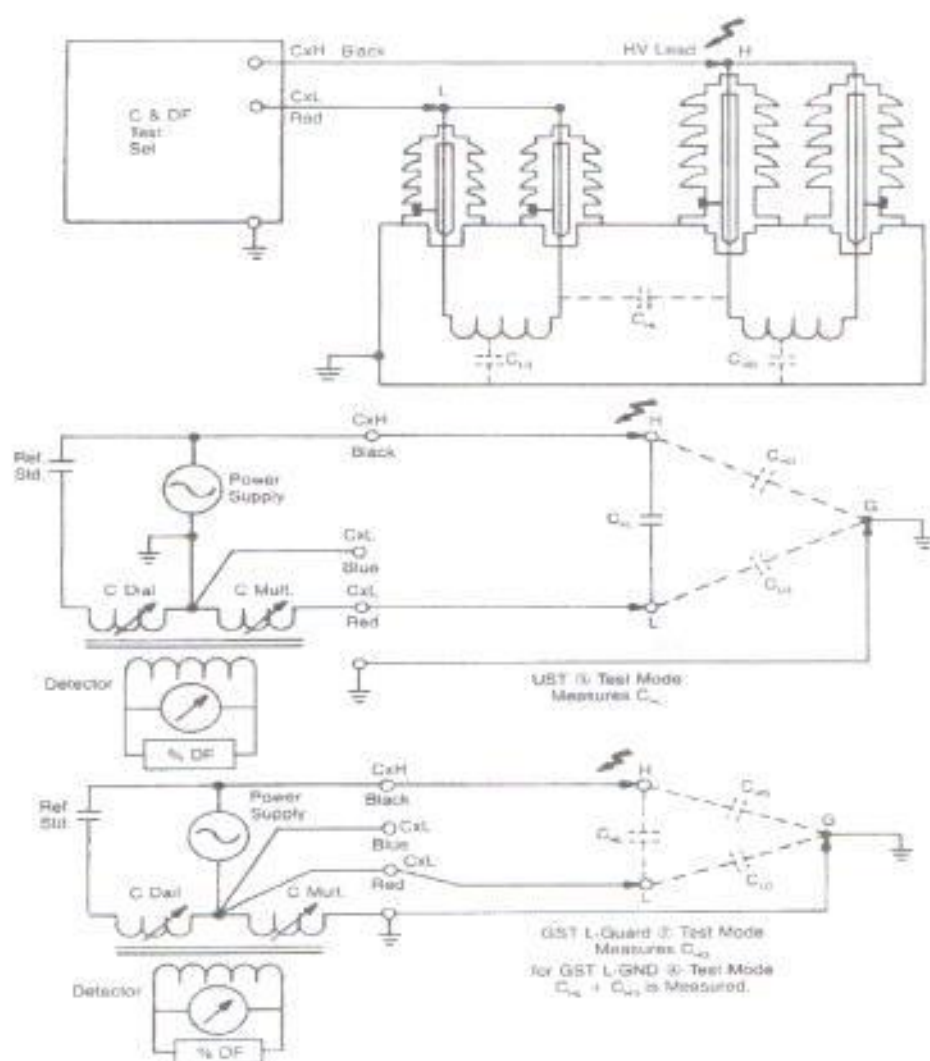


FIG. 6.7 Modos de prueba SET FDYC BIDDLE 2.5 KV

A) PRUEBA DEL FACTOR DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES

Transformadores de dos devanados.-

En un transformador de dos devanados trifásico ($3\emptyset$) o monofásico ($1\emptyset$), el sistema de aislamiento del devanado está compuesto de un sistema de tres aislamientos, o aislamiento triple: C_H (aislamiento del devanado del alto voltaje), C_L (aislamiento del devanado de bajo voltaje) y C_{HL} (aislamiento entre los devanados de alta y de baja tensión). El sistema de tres aislamientos se muestra en la figura a continuación:

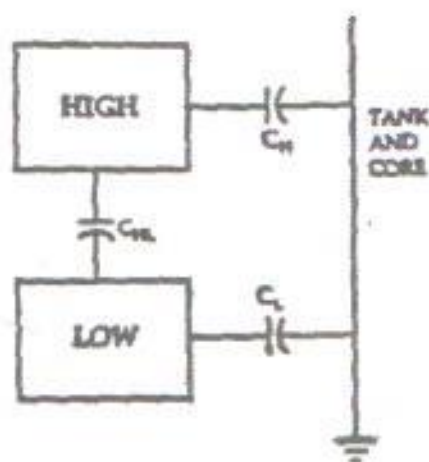


FIG. 6.8 Circuito de aislamiento para transformador de dos devanados

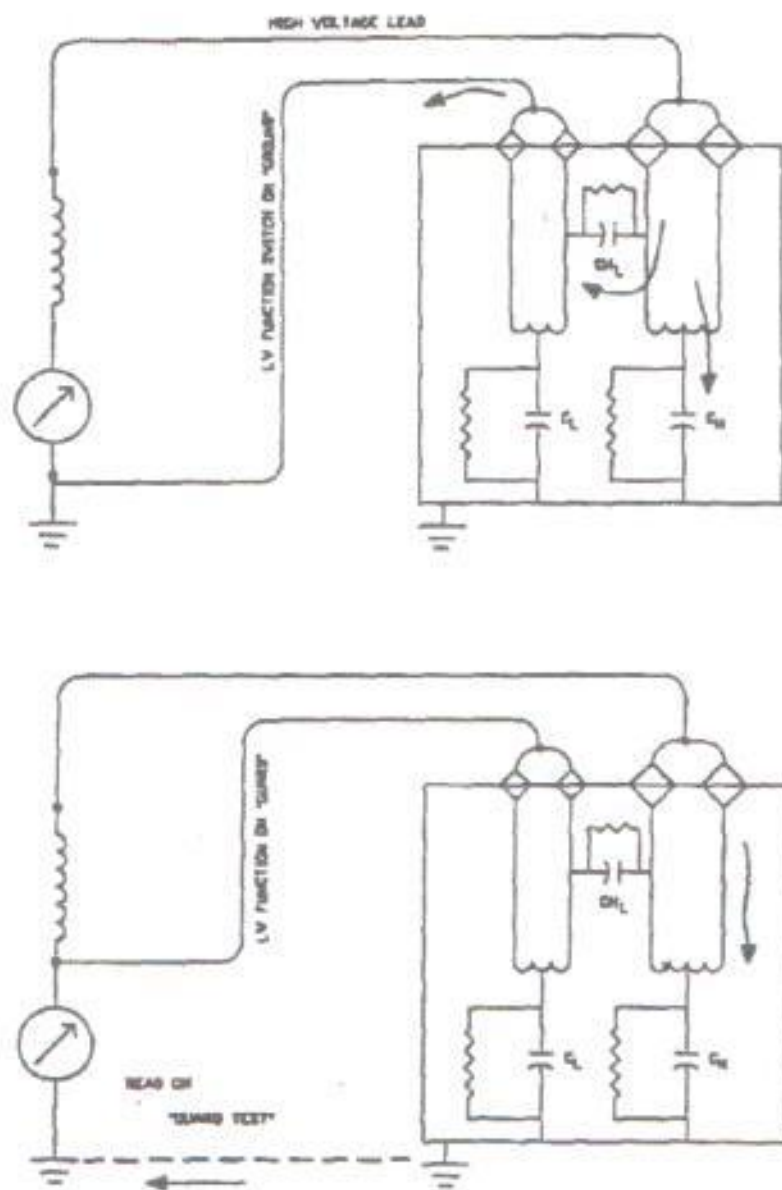


FIG. 6.9 Esquema de las mediciones del aislamiento entre devanado de alta y baja tensión y entre alta tensión y tierra

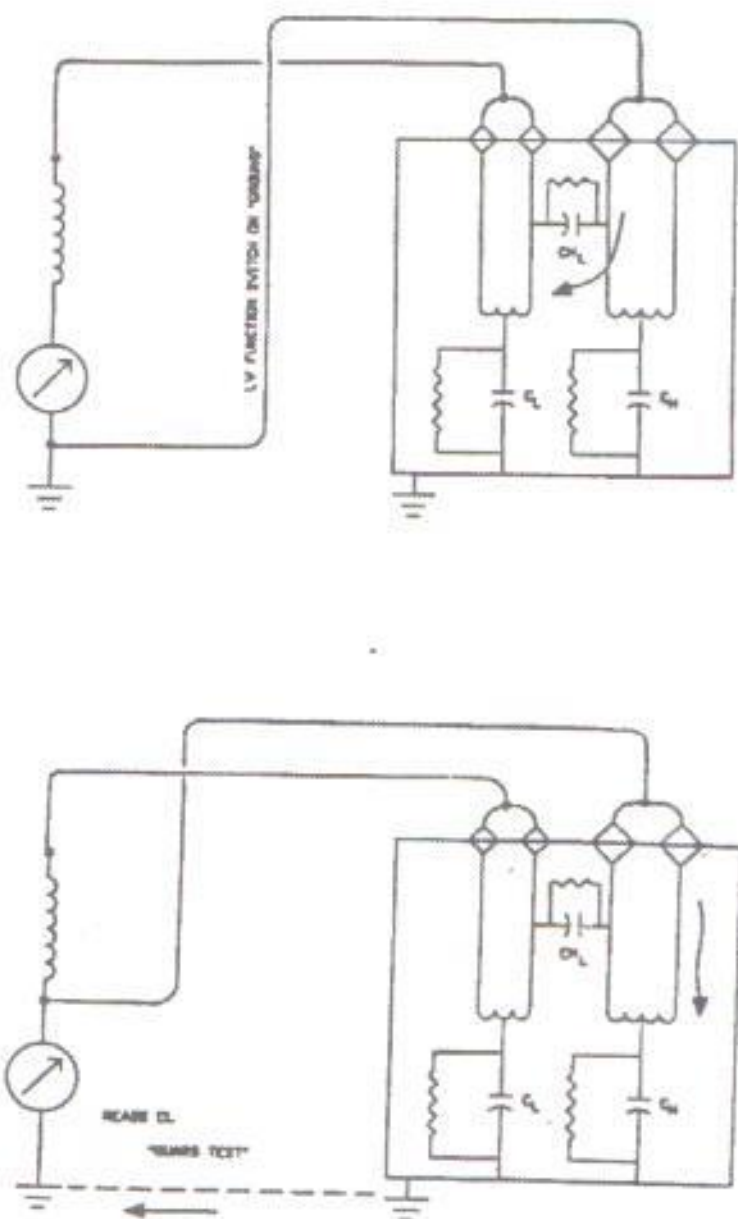


FIG. 6.10 Esquema de mediciones del aislamiento entre los devanados de baja y alta tensión y entre el devanado de baja tensión y tierra

• PRUEBAS A BUSHINGS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Las pruebas de factor de potencia en los bushings, son usualmente desarrolladas mediante la energización del conductor del bushing y la medición de la corriente de prueba y las pérdidas para el sistema de aislación entre el conductor y la cubierta exterior aterrizada.

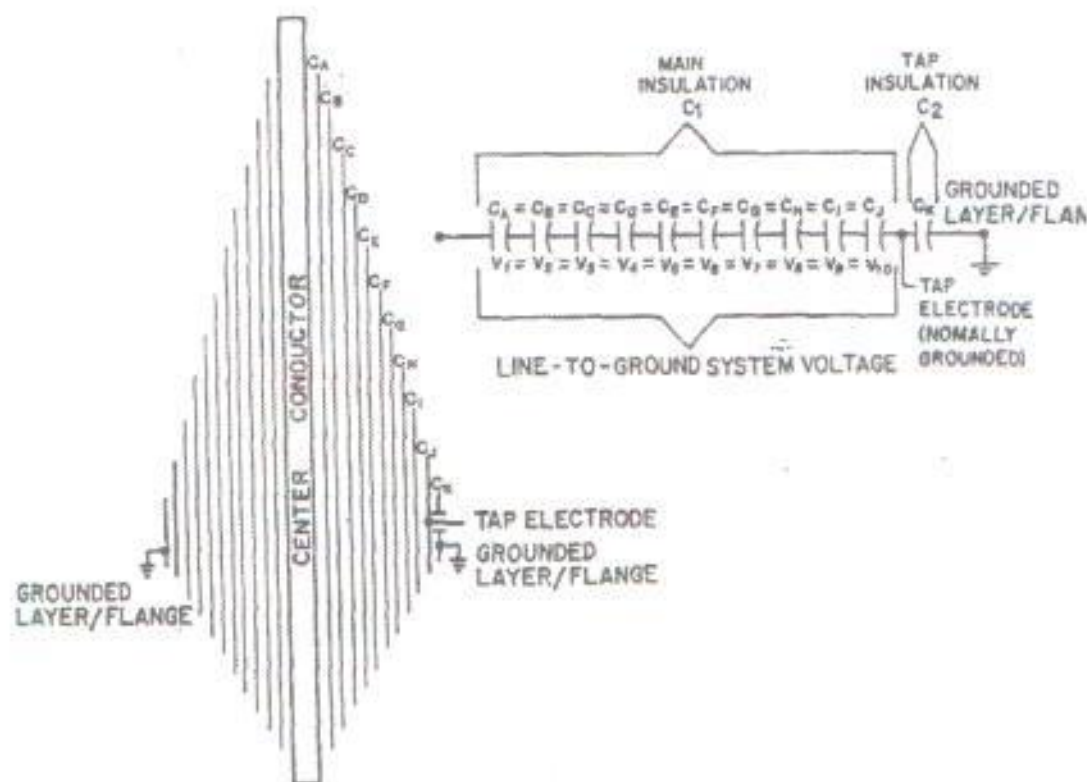


FIG. 6.11 Diseño típico de un bushing del tipo capacitivo

Muchos bushings modernos poseen taps capacitivos o taps para la prueba del factor de potencia. Las pruebas en bushings con taps, pueden separadamente determinar el aislamiento del núcleo o aislamiento de toda la zona interna del bushing (C1) del aislamiento del tap (C2).

A. BUSHINGS CAPACITIVOS CON TAPS PARA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA Y CAPACITANCIA

- 1) Los bushings que trabajan con más de 69 KV poseen taps capacitivos
- 2) Los bushings de 23 KV hasta 69 KV poseen taps para pruebas de factor de potencia

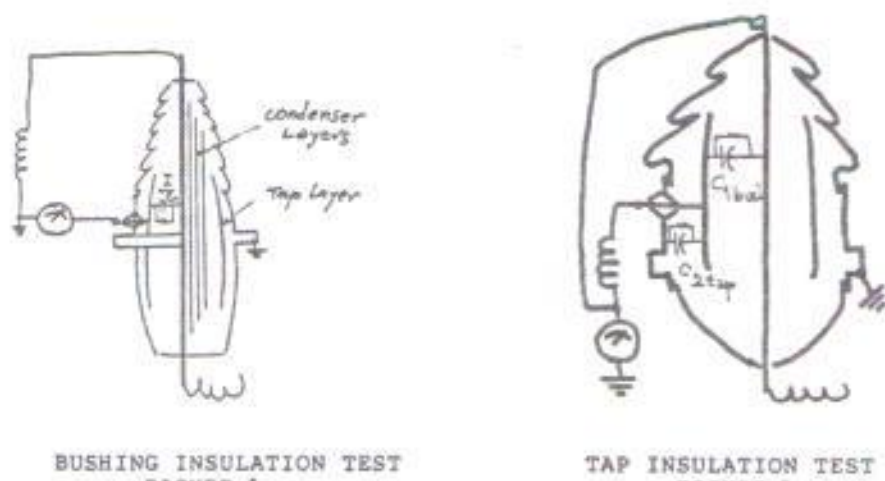


FIG. 6.12 Pruebas de aislamiento del bushing y aislamiento del tap

PRUEBAS:**1) CONEXIÓN COMO FIGURA 6.10**

- A) Factor de potencia del aislamiento del bushing (C1) al recubrimiento del tap
- B) Capacitancia del aislamiento del bushing (C1) al recubrimiento del tap

2) CONEXIÓN COMO FIGURA 6.10

- A) Factor de potencia del aislamiento del tap capacitivo (C2)
- B) Capacitancia del aislamiento del tap (C2) con en conductor

- 3)** Factor de potencia para el aislamiento total del bushing entre el conductor y la periferia:
 - a) Bushings sin taps
 - b) Bushings con taps cubiertos en su respectivo lugar

PROBLEMAS ENCONTRADOS

Realizando la prueba anterior, se pueden lograr encontrar los siguientes problemas presentes en el bushing:

- a) Rupturas en las faldas de aislamiento
- b) Porcelana contaminada (sucia)
- c) Pérdidas de aceite aislante
- d) Cubiertas de condensadores cortocircuitadas
- e) Humedad o deterioro del aislamiento del bushing
- f) Humedad o deterioro del aislamiento del tap
- g) Tap del bushing contaminado
- h) Efecto corona en el sistema de aislamiento del bushing

B. BUSHINGS SÓLIDOS DE PORCELANA, MUFAS O TERMINALES DE CONEXIÓN (BUSHINGS LLENOS DE BREA)

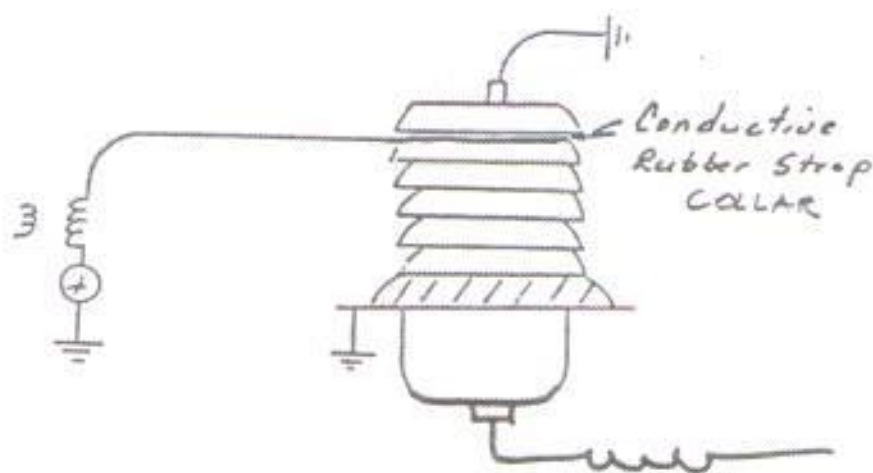


FIG. 6.13 Conexión para bushings sólidos de porcelana - mufas

En estos tipos de bushings, se debe desarrollar la prueba de COLLAR CALIENTE con instrumentos de voltaje pleno:

Pruebas de COLLAR CALIENTE, desarrolladas en tipos similares de bushings o cabezas terminales bajo las mismas condiciones de prueba y ambientales deberán ser probadas de manera similar, estando dentro de los límites aceptables.

Cualquier bushing que difiera significativamente de otros por unos pocos miliwatts (más de 1/10 de watt por 10 KV de prueba) deberá ser investigado.

Límites de los bushings:

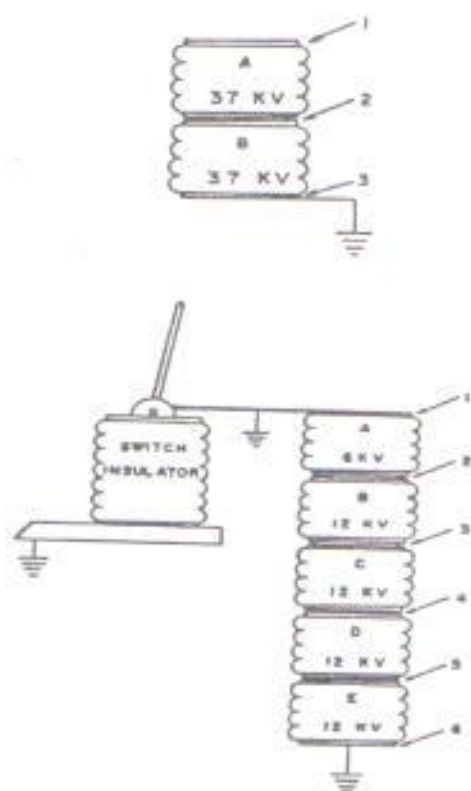
Prueba a 2.5 KV	→	9 mW
Prueba a 10 KV	→	0.15 mW

PROBLEMAS ENCONTRADOS

- Grietas en la porcelana
- Humedad en la brea (en el caso de las MUFAS)
- Efecto Corona

- d) Pérdidas o fugas de brea y aceite (que son detectadas mediante la comparación de las corrientes obtenidas en las pruebas más que el análisis de los factores de potencia. Anormalmente, bajas corrientes de prueba (10-15%) puede indicar ausencia de brea o aceite. Pruebas bajo condiciones normales del equipo, mostrarán lecturas normales (elevadas) de corriente cuando el nivel de brea o aceite este normal.

• PRUEBAS EN PARARRAYOS DEL TRANSFORMADOR



Generalmente, el procedimiento de la prueba deberá ser realizado a pararrayos simples (un solo cuerpo) o aquellos en aquellos que posean más de un cuerpo en su constitución, se realizará de dos en dos como se muestra en la figura:

Fig. 6.14

Pararrayo formado con dos cuerpos

Un pararrayo simple, puede únicamente ser sometido a una prueba eléctrica mediante el procedimiento de la prueba de rutina del espécimen aterrizado (**GST**), después de que la barra o conductor al que está asociado este desconectada. En el caso de columnas de tres o más cuerpos que constituyen un pararrayo, es únicamente necesario desenergizar y aterrizar la barra o conductor como se muestra en la **figura 6.14**; y la barra no deberá ser desconectada en su fuente.

CONEXIONES PARA LAS PRUEBAS

CONEXIONES EN FIG. 6.7

KV de PRUEBA	ENERGIZADO	ATERRIZADO	A GUARDA	UST MEDICION
10	2	3	---	1 A
10	2	3	1	--- B

CONEXIONES EN FIG. 6.14

KV de PRUEBA	ENERGIZADO	ATERRIZADO	A GUARDA	UST MEDICION
5	2	1,6	3	--- A
10	3	1,6,2	4	--- B
10	3	1,6,2	---	4 C
10	5	1,6	---	4 D
10	5	1,6	4	--- E

Las pruebas en los pararrayos son estandarizadas en base de los registros de pérdidas de watts; acordemente, el factor de potencia no deberá ser calculado para pruebas desarrolladas en estos dispositivos.

Las pruebas deberán ser desarrolladas en las unidades de pararrayo individuales y no en unidades en paralelo, o en un pararrayos con todos sus cuerpos componentes en serie.

Debido a la peligrosidad de grandes presiones de gas que se pueden acumular en los pararrayos del tipo herméticos o unidades con vacío central, se debe tener mucho cuidado en el momento de sostener a las unidades y evitar que sean dañadas internamente.

PROBLEMAS ENCONTRADOS

PERDIDAS MAYORES QUE LAS NORMALES

- 1) Contaminación presente debido a la humedad y/o la suciedad o depósitos de polvo en las superficies internas de los soportes de las porcelanas o en las superficies externas de las faldas de porcelana
- 2) Uniones de cuerpos que conforman al pararrayo oxidadas
- 3) Depósitos de sales de aluminio aparentemente causadas debido a la interacción entre la humedad y los productos resultantes del efecto corona
- 4) Porcelana fisurada

PERDIDAS INFERIORES A LAS NORMALES

- 1) Resistores paralelos rotos
- 2) Elementos pre-ionizantes rotos
- 3) Pérdidas o falta de firmeza en las uniones de los cuerpos constituyentes del pararrayo.

EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE PF Y DF

La evaluación adecuada de los resultados obtenidos en las pruebas de factor de potencia (PF) y factor de disipación (DF) deben estar basadas en lo siguiente:

- 1) Comparación con resultados obtenidos de equipos similares
- 2) Comparación con los límites de fábrica
- 3) Cambio en el PF y DF con el voltaje

REGLA DEL PULGAR:

Transformadores inmersos en aceites:

Aislamiento de papel y aceite: normalmente 0.5%

Transformadores tipo seco:

Rango de 1% a 5%; ideal que se encuentre en 2%

B) PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN

La prueba de corriente de excitación es otro tipo de prueba que puede ser desarrollado con un set o equipo doble de prueba. Aplicando el alto voltaje a uno de los terminales (bushing) de uno de los devanados del transformador, y conectando el otro extremo o terminal (bushing) del mismo devanado al switch de bajo voltaje en la posición de UST, la corriente de excitación podrá ser medida y registrada.

PROCEDIMIENTO:

- 1) Todos los puentes o circuitos cortocircuitados deberán ser desconectados y los bushings neutro deberán ser desconectados de tierra.
- 2) El devanado de BAJO VOLTAJE estará ABIERTO, con sus terminales o bushings flotantes (desconectados)
- 3) Aplicar el alto voltaje (teniendo mucha precaución de no sobrepasar el voltaje nominal del transformador en el devanado al que se está aplicando la tensión) y medir la corriente de excitación que circula por el devanado de prueba

- 4) Para transformadores trifásicos, una prueba es desarrollada en cada fase y los resultados deberán ser:
- DOS LECTURAS BAJAS Y UNA ALTA.

NOTAS: Comparar siempre los resultados obtenidos con resultados de pruebas previas. Cambios de un 10% pueden ser significantes.

PROBLEMAS ENCONTRADOS

- 1) Devanados cortocircuitados
- 2) Objetos metálicos alrededor del núcleo
- 3) Problemas en el interior del núcleo

C) RELACION DE VUELTAS DEL TRANSFORMADOR (T.T.R.)

- 1) PARA QUE SE REALIZA ESTA PRUEBA?
 - a) Confirmar fallas en las conexiones del cambiador de tap
 - b) Encontrar vueltas cortocircuitadas
 - c) Chequear relaciones

- d) Chequear posibles incorrecciones en las conexiones internas

2) A QUE ELEMENTO O EQUIPO SE APLICA ESTA PRUEBA?

- a) En los transformadores de potencia en cada uno de los tap sin carga
- b) En cada tap del cambiador de tap bajo carga (LTC)
- c) En cada tap del regulador de voltaje
- d) En los transformadores de corriente

3) CUANDO SE APLICA ESTA PRUEBA?

- a) Cuando se desarrollen pruebas al aislamiento
- b) Cuando existan problemas de voltaje
- c) De acuerdo al programa de mantenimiento

4) TEORIA DE LA OPERACIÓN DEL EQUIPO BIDDLE TTR

- a) Ocho (8) voltios alternos (8 Va.c.) son aplicados a través del lado de bajo voltaje del transformador probado, y del lado fijo del transformador de referencia en el set de prueba o equipo
- b) El lado de alto voltaje del transformador probado es conectado en serie con el lado ajustable o variable del transformador de referencia del set de prueba
- c) Gracias a que la polaridad del transformador de referencia es opuesta al del espécimen o transformador probado, una corriente fluye a través del detector de vueltas hasta que la

relación del transformador de referencia se ajuste de manera igual a la del transformador probado

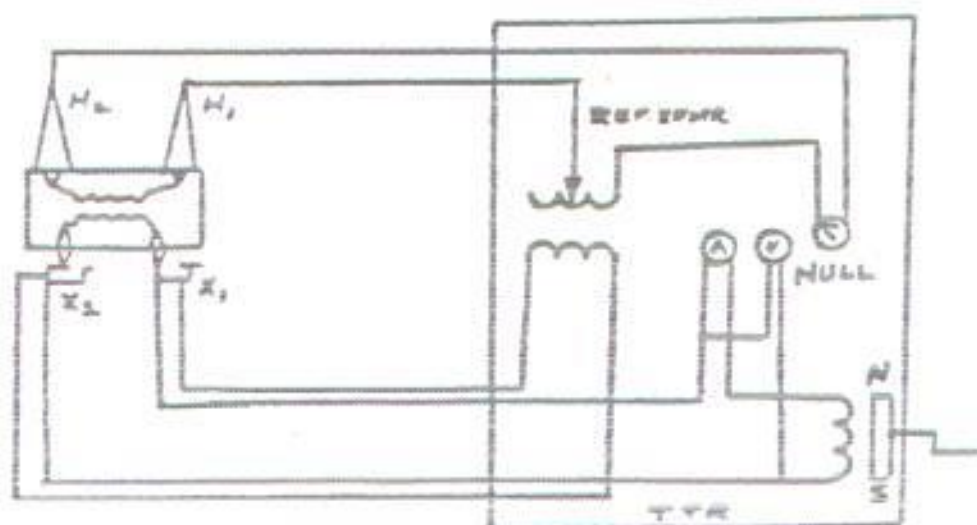


Fig. 6.15 Conexión funcional del equipo para determinar el T.T.R.

5) PROCEDIMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE LA PRUEBA

a) Para un transformador DELTA - ESTRELLA.

- 1) Conectar firmemente los terminales tipo pinza a los terminales de bajo voltaje, incluyendo al neutro
- 2) Conectar firmemente los terminales tipo lagarto al devanado de alto voltaje en fase con el de bajo voltaje.
- 3) Para determinar la relación apropiada:

- a) Empezar con todos los diales en cero, la flecha o puntero del indicador de vueltas deberá irse a la izquierda
- b) Incrementar la década que sea la mayor de entre todos los diales hasta que el puntero del indicador de vueltas cambie a la derecha. Entonces, regresar al número anterior
- c) Continuar el mismo procedimiento para el resto de diales

NOTAS:

- 1) Todas las relaciones medidas deberán encontrarse dentro del 0.5% del valor de la relación de voltaje calculada
- 2) Los cambios de relación entre los taps deberán ser constantes
- 3) Esta prueba no depende de la temperatura

D) PRUEBA DE RESISTENCIA D.C. DE LOS DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR

Mediante esta prueba se mide la resistencia D.C. de los terminales del transformador y de los devanados; y es realizada con un medidor de baja resistencia (como un D.L.R.O.) o un puente Kelvin. Las mediciones son realizadas FASE A NEUTRO para

transformadores con devanados trifásicos en estrella y FASE A FASE para transformadores de devanados en delta. Todas las lecturas de la prueba deben ser convertidas a una temperatura base común como puede ser 75°C para dar resultados significativos, debido a que la mayoría de los datos de fábrica están dados a esta temperatura. Para devanados de cobre, la siguiente fórmula puede ser usada para convertir las lecturas de prueba a 75°C:

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = \frac{R_{\text{medido}} (234.5 + 75)}{234.5 + \text{Temperatura del devanado } ^{\circ}\text{C}}$$

Los valores de prueba después de la corrección de temperatura deberán ser comparados con los valores de fábrica para evaluar la condición del transformador. El criterio de aceptación para las pruebas de campo es que estas deberán encontrarse dentro del 2% de los valores de fábrica. Un cambio mayor que el criterio de aceptación es el indicativo de vueltas cortocircuitadas, uniones pobres o débiles, o contactos malos de taps de carga. Esta prueba deberá desarrollarse durante las pruebas de aceptación y cuando otras pruebas eléctricas de mantenimiento estén desarrollándose.

PROCEDIMIENTO

Si se emplea experimentalmente un circuito o puente de KELVIN:

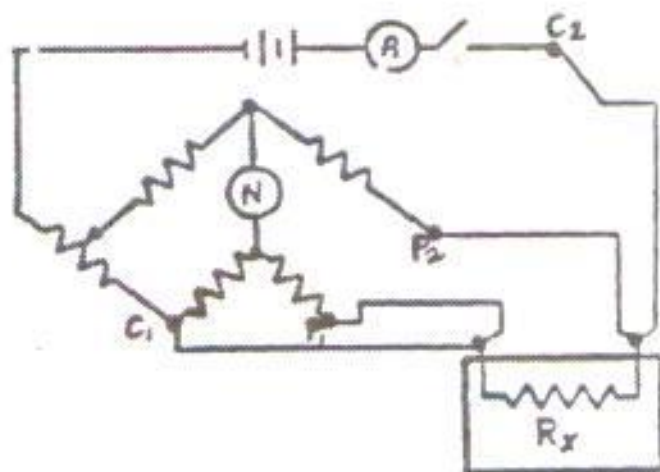


FIG. 6.16 Circuito puente de Kelvin

Las resistencias patrón no afectan a los resultados de la prueba.

El puente de Kelvin, posee décadas o diales similares a los del T.T.R.; por lo tanto, deberán maniobrarse de manera idéntica a como se manejaron en la prueba de relación de vueltas del transformador.

- a) En devanados conectados en estrella, medir FASE A NEUTRO
- b) En devanados conectados en delta, medir FASE A FASE
- c) Registrar la temperatura del devanado

- d) Gracias a que la corriente D.C. provoca un campo magnético en el núcleo, realizar la prueba hasta que el núcleo sea magnetizado completamente como se indicará mediante a estabilización de la lectura de la resistencia
- e) Asegurarse de descargar la energía magnética a través de una resistencia (conectar a tierra uno de los terminales del transformador probado)

NOTAS:

Siempre se deberán cumplir las siguientes relaciones:

- a) Devanados en estrella :

$$R_{\text{fábrica}} / 3 = R_{\text{puente}}$$

- b) Devanados en delta:

$$R_{\text{fábrica}} / 3 = 1.5 \times R_{\text{puente}}$$

E) EVALUACION DEL ACEITE AISLANTE DEL TRANSFORMADOR

Observaciones obtenidas de las pruebas realizadas al aceite aislante:

- 1) Funciones del líquido en el transformador
- a) Aislar

- b) Enfriar
- 2) Pruebas de aceptación para asegurar las propiedades del aceite; de acuerdo a las 21 diferentes pruebas ASTM
- 3) Objetivos de las pruebas de mantenimiento:
- a) Determinar porcentaje de contenido de agua
 - b) Presencia de productos de la deterioración del aislamiento debido a la caída de la aislación, debido a los arcos, al efecto corona y a la presencia de carbonos.
 - c) Partículas metálicas originadas de las conexiones débiles, daños en los cambiadores de taps o devanados y el núcleo.
- 4) Toma de muestras del líquido aislante
- a) Toma inferior (excepto del contenido de agua) para el aceite, silicón, etc.
 - b) Toma superior para askarel
 - c) Empleo de botellas secas
- 5) Pruebas en el mantenimiento normal
- a) RIGIDEZ DIELECTRICA
- Una medida de cantidad de agua, óxido y cualquier otro contaminante. Notar que gracias a la celulosa (papel impregnado en aceite y madera tratada) el aislamiento absorbe muchas cientos de veces más la humedad que el aceite en sí; esta prueba no determina la condición del papel

aislante. Bajo algunas condiciones, el aislamiento puede estar húmedo con un valor CERO de p.p.m. de agua en el aceite

b) ACIDEZ

La acidez es una medición del nivel de oxidación del aceite. La oxidación crea ácidos los cuales producen óxido y daña el metal y la celulosa en el transformador. El óxido produce mayores daños a la celulosa por su contenido de ácidos, agua absorbida y previene una refrigeración apropiada.

c) TENSION INTERFACIAL (I.F.T.)

Es una medición de la contaminación polar tal como óxido, barniz, etc.; la cual disminuye la tensión interfacial. Baja tensión interfacial significa que el aceite y la celulosa mantendrán mayor cantidad de agua libre.

d) COLOR

La obscuridad del color, indica que mayor cantidad de productos de oxidación están presentes

e) SEDIMENTOS

La evidencia de sedimentos indica que el aceite, acero o cobre está dañado

f) VISUAL

El aceite deberá estar claro y libre de la apariencia lechosa.

6) Pruebas opcionales en el mantenimiento

- a) Prueba de medición del contenido de agua (método Karl Fischer)

El contenido de humedad deberá ser medido en el aceite de todos los transformadores de 69 KV o mayores, y en los transformadores de menor voltaje si la rigidez dieléctrica es baja, o si un doble resultado de una prueba es malo

- b) Prueba de factor de potencia

Determina que el aceite está contaminado por contaminantes polares, carbón, cobre, humedad

- c) Prueba de gas disuelto en el aceite (cromatografía)

De esta prueba, se logra determinar la existencia de defectos en el transformador, que pueden ser determinados así como su naturaleza.

7) Métodos de pruebas

- a) RIGIDEZ DIELECTRICA

ASTM 877:

- 1) Electrodo planos con 0.1 pulg. de separación
- 2) Incremento de voltaje de 3 KV por segundo

ASTM 1816:

- 1) Electrodo esféricos con 40 mm. de separación.
- 2) Incremento de voltaje de 5 KV por segundo

Prueba realizada a 20°C (68°F). Desviación estandarizada; rango determinado, multiplicado por 3, si este valor es mayor que el valor siguiente para el menor voltaje de ruptura, entonces se deberán descartar todos los datos tomados.

b) NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN O ACIDEZ (ASTM D-974)

Esta es una cantidad base (KOH) requerida para establecer las proporciones de ácidos presentes.

c) TENSION INTERFACIAL (ASTM D-971 y ASTM D-2285)

1) D-971: mediante la colocación de un anillo de platino a través de una superficie agua/aceite.

2) D-2285: mediante la medición del volumen de una caída de agua que el aceite puede soportar.

d) COLOR (ASTM D-1524)

Emplear una comparación de color estándar.

e) CONTENIDO DE AGUA (D-1533)

Basado en la reducción del dióxido de azufre en la presencia de agua

8) Evaluación de las pruebas de los líquidos

a) Rigidez dieléctrica

Aceite:	nuevo	30KV
---------	-------	------

	Viejo	23KV
--	-------	------

Askarel:		30KV
----------	--	------

b) Número de neutralización

Aceite:	nuevo	0.025
	Viejo	0.40 máximo

Mantenimiento recomendado al 0.25

Askarel:		0.05
----------	--	------

c) I.F.T.

Aceite únicamente:	nuevo	40 dy/cm , min.
	Viejo	19 dy/cm

d) COLOR

Aceite:	nuevo:	0.5 máximo
	Viejo:	3.5 máximo

e) SEDIMENTOS

Ningunos

f) VISUAL

Limpio y libre de agua

g) CONTENIDO DE AGUA

En el aceite: 30 ppm.

9) ACCIONES DE MANTENIMIENTO

- Filtrar las partículas y eliminar el agua
- Deshidratar y calentar para remover el agua en la solución
- Desgasificar para remover los gases combustibles
- Remover ácidos y óxido con filtro del tipo Tierra Fuller

- e) Mantener el gas nitrógeno libre de oxígeno y humedad

10) PROBLEMAS EN EL ACEITE

- a) Humedad en la solución aislante no deteriora al aceite, pero puede ser transferida al aislamiento
- b) El aceite mantiene alrededor de 1 p.p.m. de agua por °F
- c) El agua reduce la rigidez dieléctrica y la rigidez de impulso del aislamiento y produce rupturas
- d) La fábrica seca al papel hasta un 0.3%. El agua se dirige a las áreas de mayor fatiga y a las áreas más frías
- e) Pruebas para la humedad en el aceite:
 - 1) Visual
 - 2) Factor de potencia
 - 3) Rigidez dieléctrica
 - 4) Método Karl Fisher
- f) Contaminación del aceite debido a materiales de residuo del transformador reduce la rigidez dieléctrica y conduce el incremento de agua disuelta
 - 1) Cubiertas internas de los bushings
 - 2) Barniz de los devanados
 - 3) Pintura
 - 4) Silicato de sodio del núcleo
 - 5) Carbón proveniente del arco

- g) Pruebas para determinar el grado de contaminación
 - 1) Factor de potencia
 - 2) Rigidez dieléctrica
 - 3) Color
 - 4) I.F.T.
- h) Oxidación en el aceite produce ácidos y corrosión
 - 1) El ácido deteriora el aislamiento
 - 2) La corrosión evita el correcto enfriamiento
- i) Pruebas para determinar los ácidos y corrosión
 - 1) Rigidez dieléctrica
 - 2) Factor de potencia
 - 3) I.F.T.
 - 4) Color
 - 5) Visual
 - 6) Número de neutralización: la naturaleza del askarel de algunas contaminaciones de transformadores, algunas veces marcan la acidez del aceite corroido.

En las diferentes subestaciones eléctricas que forman parte del Sistema Nacional Interconectado, se han normalizado las siguientes pruebas e inspecciones durante el proceso de montaje, así como durante la vida útil de los autotransformadores de potencia:

➤ ***Durante el montaje:***

- Medir la resistencia de aislamiento de todos los accesorios, motores, relés, etc. Las pruebas sobre los motores y sus relés de protección se ejecutan de acuerdo a las indicaciones que se dan más adelante.
- Medir la resistencia de aislamiento de los bushings, el factor de potencia del aislamiento y la capacidad en microfaradios.
- Obtener las curvas de saturación de los transformadores de corriente en todos sus taps.
- Desarrollar el tratamiento y pruebas de los aceites aislantes.

➤ ***Al terminar la instalación de los bushings:***

- Desarrollar el secado al vacío del autotransformador, midiendo la cantidad de agua extraída con la trampa refrigerante instalada en el circuito de evacuación.
- Realizar las pruebas de estanqueidad
- Desarrollar el llenado del autotransformador y pruebas del aceite
- Realizar la medición de la resistencia de aislamiento con la determinación del índice de polarización y el de absorción (MEGGER de 5000 voltios durante 10 minutos)

- Realizar la medición del factor de potencia del aislamiento de los devanados y de los bushings instalados (PRUEBA DE COLLAR)
- Realizar la medición de la polaridad y la relación de transformación de todos los taps.
- Realizar la medición de la resistencia óhmica en los devanados (3 decimales de exactitud)
- Elaborar la calibración de todos los termómetros con un termómetro patrón
- Realizar la verificación de la operación del relé Buchholz.
- Realizar la verificación del ensamblaje de acuerdo a los planos del fabricante.
- Realizar la medición de la resistencia de aislamiento de todos los circuitos de baja tensión, de controles, mandos, señalización, etc.
- Elaborar la verificación de la hermeticidad de las cajas y entradas de los conductos y cables.
- Desarrollar las pruebas funcionales de todos los elementos accesorios de protección, medida, refrigeración, control y señalización, sentido de giro de motores de bombas de aceite, etc.

➤ ***Durante la energización en prueba***

- Controlar el nivel de ruidos en **db** medidos a una distancia de un (1) metro del equipo en los 4 lados.
- Determinar la elevación de la temperatura durante cuatro (4) horas de energización sin carga
- Al terminar la energización, medición y drenaje de los gases acumulados en el relé Buchholz.

6.4.1.1.1. Tiempos y esquemas de las pruebas eléctricas aplicadas a los transformadores de potencia presentes en las subestaciones de nuestro sistema nacional interconectado

1) PRUEBA DE FACTOR DE DISIPACIÓN Y FACTOR DE POTENCIA (DURACION 30 MINUTOS)

Criterio principal para juzgar las condiciones del aislamiento de devanados de transformadores y sirve para detectar humedad en los mismos. (Más reveladora que la prueba de resistencia de aislamiento).

Notas: Cuando factor de potencia en aumento directamente con la temperatura.

En transformadores con aislamiento clase A y llenos con aceite es próximo entre 1% y 2% a 20°C.

Transformadores nuevos un valor bueno de 0,5%

- A) Para Transformadores de Potencia de 2 devanados (Autotransformador) (H y Terciario se cortocircuitan y se hace H contra L)

CONEXIONES PARA PRUEBA

Tabla No. 6.T

Prueba	Devanado Energizado	Devanado aterrizado	Devanado a guarda	KV de prueba	Para medir
1	H	X		2.5	----- --
2	H		X	2.5	C _H
3	X	H		2.5	----- --
4	X		H	2.5	C _X

- Prueba 1 menos prueba 2

C_{HX}

Prueba 3 menos prueba 4

* valor a compararse con el obtenido para C_{HX} de MVA y MW

B) Prueba a Transformadores de Potencia de 3 Devanados

CONEXIONES PARA PRUEBA

Tabla No. 6T.2

Prueba	Devanado energizado	Devanado aterrizado	Devanado a guarda	KV de prueba	Para medir
1	H	X	Y	2.5	----- -
2	H		X - Y	2.5	C_H
3	X	Y	H	2.5	----- -
4	X		H - Y	2.5	C_X
5	Y	H	X	2.5	-----
6	Y		HX	2.5	C_Y
7	H - X - Y			2.5	-----

- Prueba de comprobación deberá ser iguales $C_H + C_X + C_Y$

Prueba 1 - Prueba 2 C_{HX}

Prueba 3 - Prueba 4 C_{XY}

Prueba 5 - Prueba 6 C_{HY}

PARTICULARIZACION

Al efectuar la prueba con el factor de potencia con el probador MEU2500 de la Dobbie Engineering, el método a seguir es aplicar el potencial de prueba a cada uno de los seis conectores de cada Bushing del interruptor. Cuando se aplica el potencial de esta manera al Bushing no solamente el aislamiento de este, sino también el aceite y los aislamientos auxiliares dentro del tanque son estabilizados en el campo por el potencial de prueba.

En las medidas se incluirán las pérdidas del bushing, conectores, partes auxiliares, así como partículas semiconductoras de carbón formadas de la descomposición del aceite cuando se forma el arco en las superficies de los contactos. Las pruebas en los Bushings, por lo tanto, constituyen una prueba indirecta en el aislamiento auxiliar del tanque.

Las pérdidas en los aislamientos auxiliares no son los mismos con el interruptor abierto que cerrado porque el efecto del campo eléctrico en el aislamiento auxiliar no es el mismo para ambas condiciones de prueba.

En general, se dice que las pérdidas en el tanque aislante con el interruptor cerrado difieren de las pérdidas que ocurren cuando el Bushing sencillo se prueba con el interruptor abierto; por las siguientes razones:

- El dispositivo de conexión en la parte final de la barra de operación es energizado, alojando la barra en un campo fuerte e incrementando las pérdidas. El promedio de este campo se va incrementando ya que aumenta el número de partes energizadas. Esto tiende a incrementar las pérdidas de cualquier aislamiento tal como el aceite, el tanque, etc.

La comparación de las pérdidas obtenidas en la prueba con el interruptor cerrado y la suma de las pérdidas del mismo tanque en la prueba con el interruptor abierto, pueden ser utilizadas para analizar las condiciones de aislamiento.

Por ejemplo, al realizar las pruebas a un interruptor se obtienen los siguiente resultados:

TABLA No. 6T.3

	Bushing	KV	MVA	MW	%FP	Condiciones del aislamiento	No.
Interruptor abierto	1	2.5	530	7	1.3	G	
	2	2.5	530	7	1.3	G	
	3	2.5	575	50	8.7	I	
	4	2.5	530	6	1.1	G	
	5	2.5	555	59	10.6	I	
	6	2.5	560	61	10.9	I	
Interruptor cerrado	Tanque 1	2.5	1200	64	5.2	XI	+ 50
	Tanque 2	2.5	1110	60	5.4	XG	+ 4
	Tanque 3	2.5	1060	24	2.3	XI	- 96

* a) en bushings y aisladores: G: bueno I: investigar

b) en miembros de madera, aceite: XG: bueno XI: investigar

ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS

TANQUE 1

Puede considerarse como normales los valores obtenidos en los Bushings no. 1 y 2 en las pruebas con el interruptor abierto.

Cuando se cierra el interruptor, este tanque, las pérdidas en MW son más altas que la suma de las pérdidas en los Bushings No. 1 y 2. Deberán considerarse las pérdidas en MW con signo (-) cuando se prueba el interruptor abierto y con signo (+) las pérdidas en MW obtenidas cuando se prueba el interruptor cerrado.

Por lo tanto, los valores obtenidos en la diferencia de las pérdidas nos dan una indicación que los bushings están buenos y que habrá que investigar las condiciones del aceite, o bien revisar el aislamiento auxiliar del tanque y las barras aisladas de levantamiento de contacto; así como las guías de dichas barras.

TANQUE 2

El resultado de las pruebas indica que el Bushing No. 4 y el aislamiento auxiliar dentro del tanque está en buenas condiciones.

El Bushing No. 3 tiene un factor de potencia más alto que lo normal. Este Bushing debe ser investigado y proceder a retirarlo para mayor investigación.

TANQUE 3

La suma de las pérdidas con el interruptor abierto son más altas que las pérdidas con el interruptor cerrado y las pérdidas con el interruptor cerrado son ligeramente menos altas que lo normal. Lo que indicará dos cosas: que los ensambles guías o que el aislamiento de contacto de ensamble está considerablemente deteriorado. Este aislamiento deberá ser investigado.

Por lo anterior, se puede considerar que cuando la diferencia entre la suma de las pérdidas por tanque en la prueba del interruptor abierto y las pérdidas de las pruebas por tanque con el interruptor cerrado tomadas con su signo característico son:

- Entre + 9MW +15MW deberá investigarse en el período de mantenimiento regular, las barras elevadoras, el aceite del tanque y el aislamiento del tanque, y el contacto de los aislamientos auxiliares.
- Cuando las pérdidas sean mayores a + 16MW; investigar lo antes posible las guías elevadoras, el aceite del tanque y el aislamiento auxiliar del tanque.

- Cuando las pérdidas sean $- 9 \text{ MW} - 15 \text{ MW}$; deberá investigarse en el período de mantenimiento regular los ensambles guías y el contacto de ensamble de aislamiento.
- Cuando las pérdidas sean mayores de $- 16 \text{ MW}$ deberá investigarse lo antes posible el ensamble guía y los contactos de ensamble de aislamiento.
- Algunos interruptores de Brown Boveri contienen bastantes elementos aislantes auxiliares de porcelana, madera u otro material y es usualmente recomendable que se haga una investigación cuando la diferencia entre las pérdidas del interruptor cerrado y la suma de las dos pérdidas del interruptor abierto es más o menos 31 MW .
- El G.E. FHKO-339, tiene multicontactos en la parte inferior de cada Bushing y usa una forma de resistencia graduada para distribuir voltaje.
- En las pruebas del interruptor abierto, las pérdidas de estas resistencias pueden ser medidas, pero en las pruebas del interruptor cerrado, la resistencia es cortocircuitada. La sumatoria de las pérdidas con el interruptor abierto pueden, ser mucho más altas que las pérdidas con el interruptor cerrado sin indicar condiciones anormales.

2.- RELACION DE TRANSFORMACION Y POLARIDAD (DURACION 20 MINUTOS SIN O.L.T.C., 1 HORA CON O.L.T.C.)

El error no deberá exceder de 0.5%.

La comprobación de la polaridad aditiva o substractiva de transformadores se puede efectuar por varios métodos; actualmente el más generalizado es el que emplea un transformador de referencia y polaridad conocida; basado en este principio está el MEDIDOR DE RELACION DE VUELTA (TTR), ya que determina la polaridad de un transformador y efectúa simultáneamente la relación de transformación.

El transformador bajo prueba esta desenergizado, así como que todas las terminales del transformador estén desconectados de la línea o de la carga del mismo.

Comprobaciones Previas:

- Comprobación del cero
- Comprobación de la relación cero
- Comprobación de relación unitaria

3.- RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

Sirve para conocer el voltaje que un aceite soporta. Nos muestra la resistencia momentánea de la muestra de aceite al paso de la corriente, y el grado de humedad, suciedad y sólidos conductores en suspensión.

Notas: Normalmente una rigidez dieléctrica de 18 KV. es considerada como baja, 25 KV. o mayor es buena

Es una de las más frecuentes, ya que el conocer el voltaje que un aceite soporta, es mucho más valioso, además; esta prueba revela la resistencia momentánea de la muestra de aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y sólidos conductores en suspensión.

La prueba se efectúa en un aparato que consiste en un transformador de Potencial, un regulador de voltaje, un voltímetro indicador, un interruptor y la copa patrón de la prueba. Esta copa patrón consiste en un recipiente de baquelita dentro de la cual se alojan dos electrodos en forma de discos de 1" de diámetro separados entre sí 1/10" con las caras perfectamente paralelas. La prueba se lleva a cabo llenando la copa con aceite hasta que los discos o electrodos queden cubiertos completamente. Posteriormente, se cierra el interruptor del aparato, el cual previamente se habrá conectado a una fuente de corriente alterna

de 120 VAC. Luego, se va incrementando el voltaje en el aparato gradualmente con el regulador aproximadamente a una velocidad de 3KV/seg, hasta que el aceite contenido entre los electrodos falla, consistiendo esta falla en el brinco entre electrodos del arco eléctrico con lo cual se cortocircuitan abriéndose el interruptor de alimentación a la fuente de energía eléctrica.

Mientras se va incrementando el potencial, el operador irá registrando mentalmente las lecturas en KV alcanzadas hasta que ocurra la ruptura del aislamiento con lo que la prueba concluye y el operador anotará en su registro el valor en KV más alto alcanzado.

Al sacar la muestra de aceite en la copa de prueba, ésta deberá dejarse reposar durante unos tres minutos antes de probarlo con el objeto de que se escapen las burbujas de aire que pueda contener. A cada copa se le efectuarán tres pruebas de ruptura dejando reposar la muestra un minuto después de cada prueba. Los valores obtenidos se promediarán y el valor obtenido del promedio será el representativo de la muestra. Este promedio es válido siempre que ninguna prueba sea diferente en más de 5 KV. Si existe una variación mayor, deberán efectuarse más pruebas con nuevas muestras.

** Normalmente un rigidez dieléctrica de 18 KV. es considerada como baja 25 KV., o más es buena.*

Un aceite seco, limpio, nuevo o que ya haya estado en operación soporta fácilmente 35 o 40 KV.

4.- PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DEL ACEITE (DURACION 15 MINUTOS)

Nos da una idea clara respecto a su contaminación y deterioro.

Notas: *Aceite nuevo, seco y desgasificado alcanza valores de fp de 0,05% a 20°C. Mayor fp indica deterioro o contaminación con humedad.*

Satisfactorio para operación mayor a 0,05% a 20°C

Un aceite con un valor de fp entre 0,6% y 2% a 20°C debe ser considerado riesgoso; su confiabilidad para operarlo en estas condiciones será arriesgada y deberá ser investigada, y en todo caso, reacondicionarlo o reemplazarlo.

Es uno de las pruebas más importantes a efectuarse Al aceite ya que nos da una idea bien clara respecto a su contaminación o deterioro. El factor de potencia es la medida de el coseno del ángulo de fase o el seno del ángulo de pérdidas. En lo químico es la medición de la corriente de fuga a través del aceite, la cual

convierte en una medición de la contaminación o deterioro del aceite. Esto depende sobre una acción dipolar y afortunadamente la mayoría de los contaminantes son de naturaleza polar mientras el aceite no es polar.

El equipo MEU2500 de la Doble Engineering, construyó una celda especial la cual es esencialmente un capacitor utilizando como dieléctrico el aceite bajo prueba.

Cuidado: que las conexiones de alta tensión y guarda no se pongan en contacto durante la prueba para evitar cortos circuitos. Tomar la temperatura del aceite alojado en la celda de prueba.

Primeramente, para efectuarse esta prueba, se deberá tener listo y en condiciones de prueba el equipo MEU2500 conectándose a él todas las puntas o terminales.

Por otro lado, se deberá llenar con aceite a probar la celda, para lo cual, se levantará su cubierta y se llenará la celda con el aceite hasta una altura aproximada de $\frac{3}{4}$ del tope final. Hecho esto, se cubrirá de nuevo con su tapa y se asegurará de que esta quede ajustada apropiadamente. Enseguida se colocará la celda en una base firme y nivelada evitando así que la superficie del líquido

quede a desnivel. Posteriormente se harán las conexiones del equipo MEU2500 a la celda, para lo cual el gancho del cable de alta tensión se conecta a la manija de la celda, la terminal de baja tensión se conecta al cilindro metálico de la celda y el anillo de guarda del cable de alta tensión al tornillo de guarda de la celda.

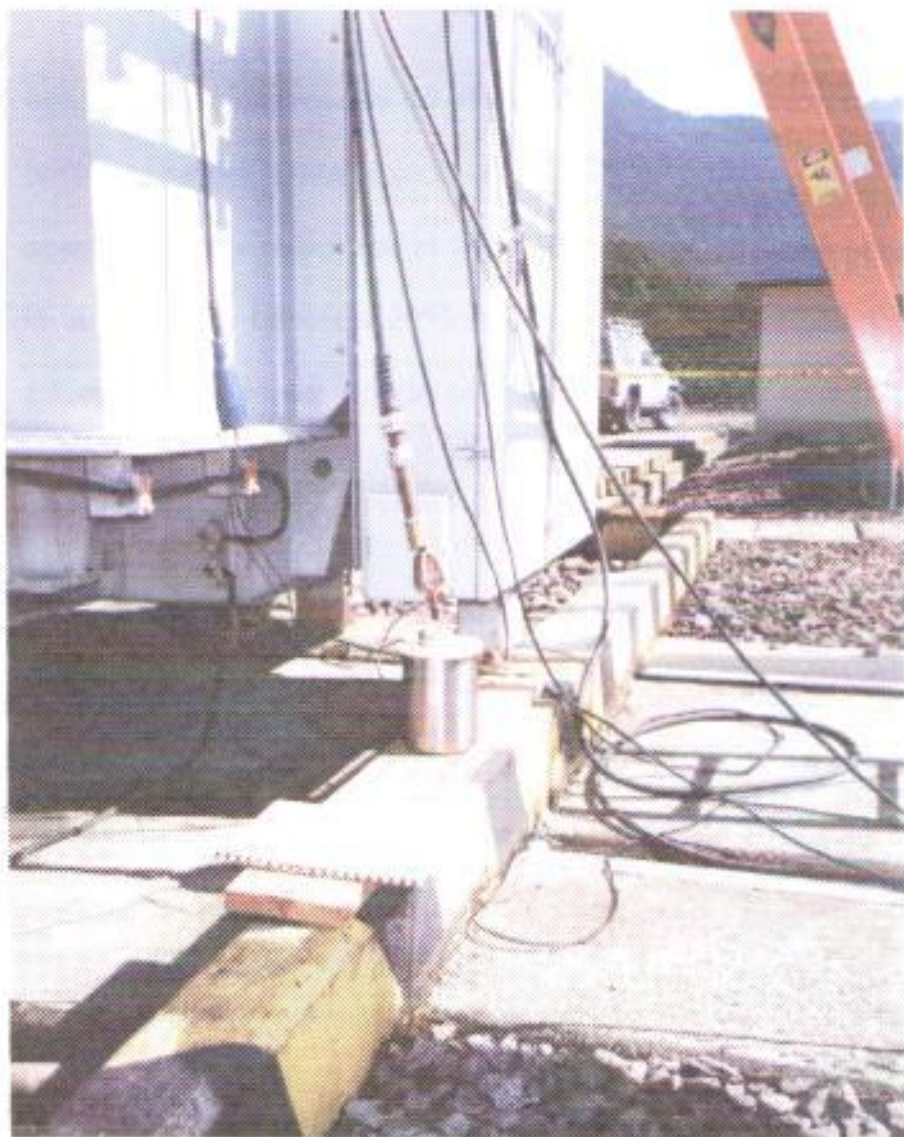


FIG. 6.17 Prueba de factor de potencia al aceite dieléctrico

Debe tenerse cuidado que las conexiones de alta tensión y guarda no se pongan en contacto durante la prueba para evitar cortocircuitos. Hechas las conexiones, se procede a realizar los mismos pasos efectuados para la prueba de factor de potencia descritos para los transformadores.

Inmediatamente después de efectuada la prueba, debe tomarse la temperatura del aceite alojado en la celda de prueba; esto es con el objeto de poder relacionar el valor de factor de potencia obtenido a la temperatura base de 20°C haciendo para ello la corrección de acuerdo a las tablas donde se dan a conocer los multiplicadores correspondientes.

Cuando se va a probar un líquido aislante, debe tenerse singular cuidado de que la muestra sea efectivamente la representativa, para lo cual debe purgarse suficiente líquido de la válvula de muestreo del transformador para que cualquier suciedad o agua acumulada en esta válvula sea drenada antes de llenar la celda. Las burbujas de aire, agua y materiales extraños son la causa usual de ruptura dentro de la celda. Por lo tanto, después de obtener la muestra, esta deberá dejarse reposar por un tiempo aproximado de

5 minutos, durante los cuales, el aire atrapado podrá escapar y las partículas de material extraño se asentarán en el fondo de la celda.

Un aceite nuevo, seco y desgasificado alcanza valores de factor de potencia de 0.05% relacionado a 20°C. Un alto factor de potencia indica deterioro o contaminación con humedad, carbón o materias conductoras, barniz, partículas sólidas, deterioro de productos aislantes.

Cuando hay presencia de carbón o compuestos asfálticos en el aceite estos le causan decoloración. La presencia del carbón en el aceite no necesariamente son causas de un incremento de alto factor de potencia a menos que también haya presencia de humedad.

Un aceite con un factor de potencia de 0.5% a 20°C es considerado satisfactorio para operación.

Un aceite entre 0.6% y 2% a 20°C debe ser considerado riesgoso y su confiabilidad para operarlo en estas condiciones será muy arriesgado y deberá ser investigado y en todo caso reacondicionado o reemplazado.

5) RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (DURACIÓN UNA HORA)

Las lecturas deben ser consideradas como relativas. Las lecturas deben compararse con resultados de pruebas hechas previamente

Hacer pruebas periódicas: Índice de absorción: $(\text{Valor de resistencia en un minuto}) / (\text{valor de resistencia en medio minuto})$

Índice de polarización $(\text{valor de resistencia en diez minutos}) / (\text{valor de resistencia en un minuto})$

Notas: A mayor temperatura menor resistencia de aislamiento

Índice de polarización: valor cercano a uno indica predominio de la corriente de conducción y por lo tanto una conductividad muy alta

6) CORRIENTE DE EXCITACIÓN (DURACIÓN 10 MINUTOS).-

Sirve para determinar la existencia de vueltas en cortocircuito y conexiones defectuosas o pobres en las juntas

Notas: 2.5KV. a 10 KV.

Valores de corriente menores a 30 mA, según la norma y dependiendo del equipo.

7) PRUEBA DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS BUSHINGS (DURACIÓN 30 MINUTOS).-

Sirve para detectar la avanzada penetración de humedad por la parte superior al aislamiento del Bushing. El grado de penetración de humedad de los Bushings que tienen como base de aislamiento compound, lo puede determinar la prueba de collar caliente.

La prueba de collar caliente ofrece la ventaja de medir cualquier pérdida a lo largo del Bushing y detectar de esta manera rajaduras en la porcelana.

Notas: Cuando pérdidas obtenidas por este método son:

Debajo de 8 MW.....Aislamiento bueno

Entre 9 y 18 MW..... Investigar

Mayores a 19 MW..... Reemplazar

A continuación, se describen los procedimientos para el desarrollo de las pruebas eléctricas de **medición de la resistencia de aislamiento, relación de transformación (TTR), factor de disipación y capacitancia, medición de la resistencia óhmica de devanado, aplicadas a autotransformadores 1 Φ y 3 Φ** , localizados en las subestaciones eléctricas pertenecientes a la Zona Occidental (TRANSELECTRIC S.A.), así como los formatos de prueba para ser llenados en el campo de prueba:

ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>			
	<p>HOJA: 1 6</p> <p>PROCEDIMIENTO: MEGG-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>			
1	<p>MEDIDAS DE SEGURIDAD</p> <p>El autotransformador de potencia (1Ø o 3Ø), deberá encontrarse desenergizado, y desconectado totalmente de todo el cableado aéreo, además de encontrarse sus correspondientes equipos primarios (disyuntor y seccionadores) ABIERTOS con bloqueo de su operación remota. Se deberá aterrizar con los seccionadores de puesta a tierra y con tierras locales para evitar daños al personal debido a la inducción presente cerca del autotransformador a probar</p> <p>El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (MEGGER BIDDLE 5000 Vdc, llaves expansivas 3" (3) o 17 y19 de boca y corona, destornilladores, cinta aislante, cable #12 (1 rollo), navaja</p>			
2	<p>PROCEDIMIENTO</p> <p>Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (MEGGER BIDDLE motorizado 5000 VDC), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización</p> <p>Ubicar al MEGGER sobre una superficie plana y nivelada; cercana al autotransformador a probar. El equipo deberá ser nivelado empleando las extremidades roscables de soporte hasta que la burbuja o indicador de nivel de la parte superior del equipo esté encerrada totalmente.</p>			
3	<p>Conectar los terminales de prueba al equipo (MEGGER); el terminal tipo lagarto que posee además del lagarto de sujeción una pequeña extensión con terminal tipo "uña", es el que deberá conectarse al punto denominado "L" en el equipo de prueba y que posee un símbolo de un "rayo", mientras que la pequeña extensión (que se denomina GUARDA) se deberá conectar al punto denominado "G". El otro terminal de prueba, que no posee ninguna extensión pequeña de conductor, se deberá conectar al punto marquillado con la letra "E"</p>			

ITEM	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA	HOJA: 2 6 PROCEDIMIENTO: MEGG-AUT/1-3Ø ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS PERSONAL HORAS
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente	
5	El desarrollo de esta prueba se fundamenta en la obtención y análisis comparativos del comportamiento de la resistencia en el tiempo, mostrando la característica de absorción versus la de conducción del aislamiento y conductor involucrados. La obtención de los índices de absorción y polarización son fundamentales en esta prueba y son obtenidos mediante la comparación de las lecturas en los intervalos de 1 y 10 minutos de prueba	
5.1	Medir la resistencia de aislamiento entre cada uno de los devanados del transformador y con respecto a tierra o cuba del mismo. En el procedimiento descrito, al tratarse de autotransformadores de tres niveles de tensión, se medirá la resistencia de aislamiento entre el devanado de ALTA y MEDIA tensión (que es un solo devanado) y el devanado terciario (tercer nivel de tensión) y entre cada uno de estos y tierra o cuba del autotransformador	
5.1.1	Para autotransformadores 1Ø: puentear los devanados de alta y media tensión en los bushings correspondientes a H1, X1 y HoXo (terminales de alta, media y neutro) y en el devanado terciario Y1-Y2. En el caso de un autotransformador 3Ø se deberán puentear en el devanado de ALTA y MEDIA: H1-H2-H3 con X1-X2-X3 y HoXo, y en el devanado terciario Y1-Y2-Y3. IMPORTANTE: el proceso de puenteo es descrito basándose en la nomenclatura generalizada de los autotransformadores de potencia localizados en las S/E del SNI y de conexión Y-Y-Δ; en caso de realizar la prueba en otras instalaciones, se deberá tener presente PRIMERO el tipo de conexión del autotransformador o transformador para poder realizar los puentes correspondientes que permitan el análisis de la resistencia de aislamiento como se ha descrito al inicio de este procedimiento.	
5.1.2	Conectar firmemente el lagarto del terminal de prueba que fue conectado al punto "L" (capucha NEGRA) del equipo de prueba, a cualquiera de los tres terminales del devanado de ALTA-MEDIA tensión de los bushings puenteados (H1 - X1 o HoXo)	

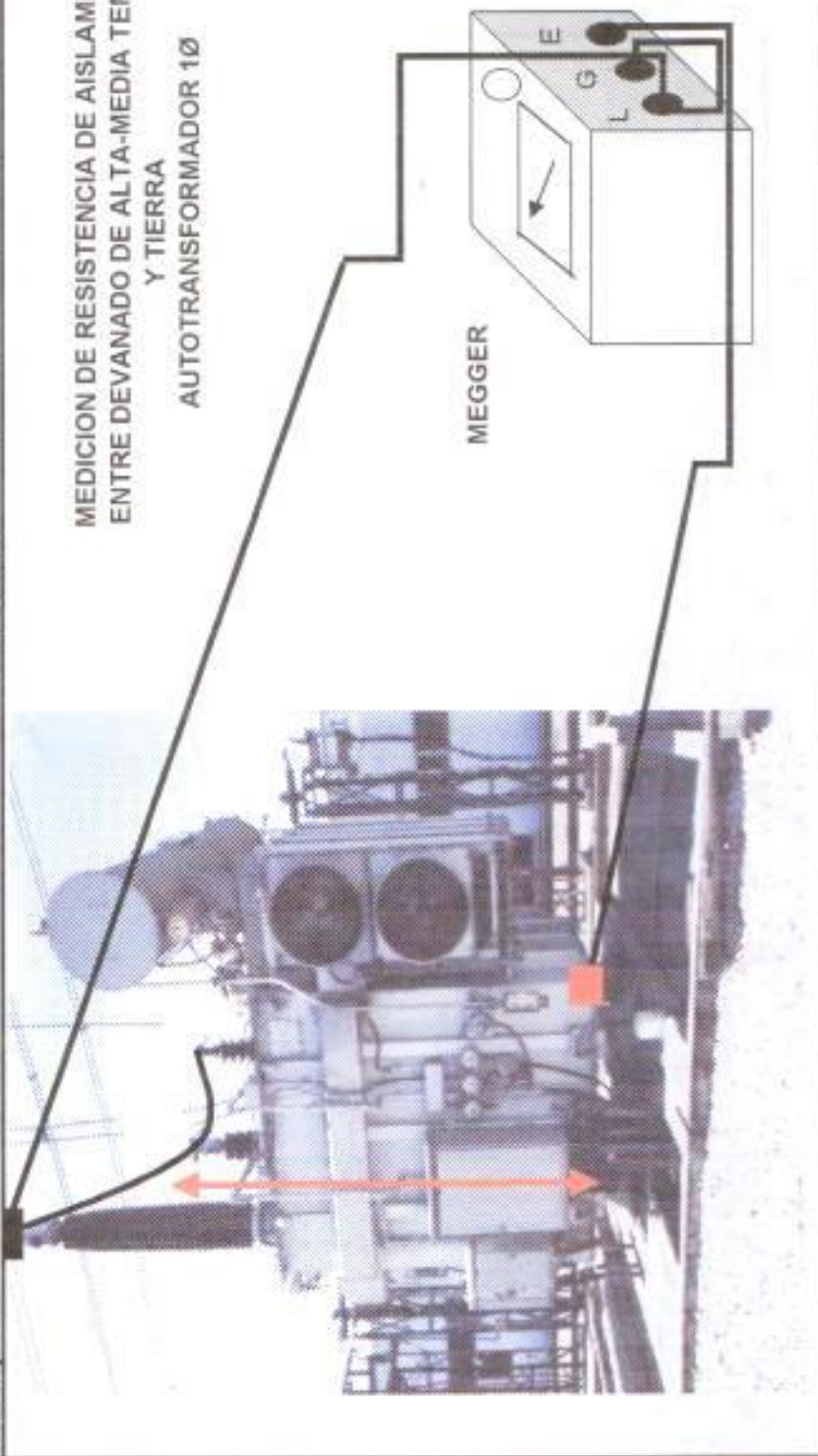
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 3 6
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: MEGG-AUT/1-3Ø ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
5.1.3	Conectar firmemente el legarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "E" (capucha ROJA) del equipo de prueba (MEGGER), al puente que une los terminales de los bushings de los devanados terciario (Y1-Y2)	
5.1.4	Con la conexión anterior se medirá la resistencia de aislamiento ENTRE DEVANADOS , maniobrando al MEGGER:	
5.1.5	Seleccionar la escala de resistencia en la que se va a realizar la prueba, empleando la perilla selectora de la parte frontal derecha del equipo marquiada con MII y MI que representan las dos escalas de lecturas que se observan en el equipo.	
5.1.6	Seleccionar el nivel de voltaje de prueba a ser aplicado al equipo o especimen de prueba dependiendo de las características técnicas, recomendaciones dadas por el fabricante e incluso basándose en el historial (de poseerse) de equipos similares en nivel de tensión nominal de operación, tipo y fabricante. NOTA: Analizar los datos del BIL del autotransformador, así como las tensiones nominales de operación de sus devanados. Generalmente para que la prueba NO sea destructiva, es recomendable realizarla con 5000 VDC .	
5.1.7	Se deberá tener mucha precaución en la lectura de las escalas del equipo teniendo presente: la escala preseleccionada con la perilla MII o MI y el multiplicador que se indica con el selector en el voltaje de prueba que se aplique (ejemplo: 5000 VDC, multiplicador = 5)	
5.1.8	Encender el MEGGER motorizado colocando el switch de alimentación principal localizado en la parte posterior del equipo en la posición ON	
5.1.9	Tomar las lecturas de los valores de resistencia de aislamiento cada 15 seg. durante el primer minuto, y luego cada minuto durante 10 minutos. Registrarlas empleando hojas de pruebas en campo (VER FORMATO en ANEXOS)	

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 4 6		
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø		PROCEDIMIENTO: MEGG-AUT/1-3Ø		
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:		
		REALIZADO:		
		AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
5.1.10	Luego de registrar las lecturas, descargar el MEGGER empujando la perilla de selección de voltaje de prueba en la posición DISCHARGE, esperar 3 minutos y proceder a desconectar los cables del equipo de prueba para la realización de la segunda parte de la misma.			
5.2	Esperar un intervalo de 10 minutos para proceder a realizar la SEGUNDA medición de resistencia de aislamiento; ya que la aplicación del voltaje de prueba CONTINUO durante 10 minutos origina un magnetismo remanente que podría afectar en los próximos valores a medir.			
5.2.1	Conectar firmemente el lagarto del terminal de prueba que fue conectado al punto "L" (capucha NEGRA) del equipo de prueba, a cualquiera de los tres terminales del devanado de ALTA-MEDIA tensión de los bushings puenteados (H1 - X1 o HoXo)			
5.2.2	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "E" (capucha ROJA) del equipo de prueba (MEGGER), a cualquiera de los conductores de Cu de la puesta a tierra del autotransformador			
5.2.3	Con la conexión anterior se medirá la resistencia de aislamiento ENTRE EL DEVANADO DE ALTA-MEDIA TENSION Y TIERRA			
5.2.4	Repetir los procesos 5.1.5 hasta el 5.1.10			
5.3	Esperar un intervalo de 10 minutos para proceder a realizar la TERCERA medición de resistencia de aislamiento; ya que la aplicación del voltaje de prueba CONTINUO durante 10 minutos origina un magnetismo remanente que podría afectar en los próximos valores a medir.			


	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 5 6 PROCEDIMIENTO: MEGG-AUT/1-3Ø ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
5.3.1	Conectar firmemente el lagarto del terminal de prueba que fue conectado al punto "L" (capucha NEGRA) del equipo de prueba, a cualquiera de los terminales del devanado TERCARIO de los bushings puenteados (Y1 - Y2)		
5.3.2	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "E" (capucha ROJA) del equipo de prueba (MEGGER), a cualquiera de los conductores de Cu de la puesta a tierra del autotransformador		
5.3.4	Con la conexión anterior se medirá la resistencia de aislamiento ENTRE EL DEVANADO TERCARIO Y TIERRA		
5.3.5	Repetir los procesos 5.1.5 hasta el 5.1.10		
6	Mientras se realiza las mediciones de las resistencias de aislamiento de cada devanado con respecto a tierra NO debe retirar los puentes realizados en el otro devanado no involucrado en la medición, ya que es una medida de seguridad personal, debido a que al inyectar la tensión de prueba se presentará voltaje inducido en el devanado no involucrado que podría ser peligroso para el personal ejecutor de la prueba.		
7	Con los valores registrados, calcular los índices de ABSORCION y el de POLARIZACION mediante la relaciones de los valores de resistencia de aislamiento obtenidos en los intervalos de tiempo: Índice de ABSORCION = lectura al minuto de prueba / lectura al 1/4 de minuto de prueba y el índice de POLARIZACION = lectura a los 10 minutos de prueba / lectura al minuto de prueba.		
8	Una vez calculados estos valores, registrarlos en los mismos formatos de prueba de campo empleados, y proceder a desconectar, limpiar y guardar los cables y el equipo de prueba en sus respectivos estuches o lugares de almacenamiento y transporte		

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA: 6 6 PROCEDIMIENTO: MEGG-AUT/1-3Ø ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
9	Referirse a la curva de corrección del tipo de aislamiento de los devanados del autotransformador para poder realizar las correcciones a los 20°C que es la temperatura a la cual el fabricante da los valores de placa y poder calcular el porcentaje de error obtenido			
10	Es recomendable realizar para cada una de las 3 conexiones, las curvas que indican la variación de la resistencia con el tiempo para poder iniciar el análisis de los valores obtenidos:			
10.1	Curvas que presenten una estabilización del valor de la resistencia de aislamiento entre los 3 primeros minutos de prueba, indicarán un equilibrio de la característica de absorción sobre la de conducción; debido a pequeñas resistencias de dispersión presentes en el interior del autotransformador, ya sea por deterioro creciente del aislamiento del devanado o del aceite			
10.2	Curvas cuyos valores muestren un crecimiento constante durante los 10 minutos de duración de la prueba, indicarán características saludables tanto del aislamiento de los devanados así como del aceite aislante			

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 1 3</p> <p>PROCEDIMIENTO: MEGG-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	<p>MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ENTRE DEVANADO DE ALTA-MEDIA TENSION Y TERCARIO AUTOTRANSFORMADOR 3Ø</p> <p>BUSHINGS DE AVANADO ALTA Y MEDIA TENSION</p> <p>PUENTES</p> <p>BUSHINGS TERCARIO</p> <p>MEGGER</p>	

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 2 3</p> <p>PROCEDIMIENTO: MEGG-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
<p>MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ENTRE DEVANADO DE ALTA-MEDIA TENSION Y TIERRA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø</p>  <p>MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ENTRE DEVANADO DE ALTA-MEDIA TENSION Y TIERRA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø</p> <p>Megger</p>		

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 3 3</p> <p>PROCEDIMIENTO: MEGG-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	<p>PUENTES</p> <p>BUSHINGS TERCARIO</p> <p>MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ENTRE DEVANADO TERCARIO Y TIERRA AUTOTRANSFORMADOR 3Ø</p> <p>MEGGER</p>	

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>PROCEDIMIENTO: MEGG-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD: REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	<p>VISTA GENERAL DEL EQUIPO DE PRUEBA (MEGGER BIDDLE 5000 VDC Y DEL PERSONAL REALIZANDO LAS CONEXIONES RESPECTIVAS)</p> 	

ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	<p align="center">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>			<p align="center">1 7</p> <p align="center">FDYC-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
1	<p>MEDIDAS DE SEGURIDAD</p> <p>El autotransformador de potencia (1Ø o 3Ø), deberá encontrarse desenergizado, y desconectado totalmente de todo el cableado aéreo, además de encontrarse sus correspondientes equipos primarios (disyuntor y seccionadores) ABIERTOS con bloqueo de su operación remota. Se deberá aterrizar con los seccionadores de puesta a tierra y con tierras locales para evitar daños al personal debido a la inducción presente cerca del autotransformador a probar</p>			
2	<p>El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (SET FDYC 2.5KV, llaves expansivas 3" (3) o 17 y 19 de boca y corona, destornilladores, cinta aislante, cable #12 (1 rollo), navaja</p>			
1	<p>PROCEDIMIENTO</p> <p>Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (SET FDYC-2,5KV), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización</p>			
2	<p>Conectar los terminales de prueba del equipo empleados en esta prueba: terminal HV (capucha negra) con la punta tipo GANCHO, y el terminal de TIERRA (capucha roja); además de la conexión de puesta a tierra del equipo (cable verde) que deberá conectarse de preferencia a la malla de tierra de la S/E en donde se localiza el equipo a probar. No deberá olvidarse la conexión del pedal de bloqueo o seguro del equipo; el mismo que deberá ser presionado durante toda la prueba</p>			
3	<p>Realizar las pruebas tipo 3 (UST) (especimen no aterrizado), 4 y 5 (GST) (especimen aterrizado y especimen a guarda respectivamente) en los modos de conexión H->Baja y Baja->H (VER CONEXIONES); realizando mediciones NORM y REV (normal y reversa).</p>			
4	<p>Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente</p>			

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 7
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
	HORAS		
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA	PROCEDIMIENTO: FDYC-AUT/1-3Ø		ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
5	<p>Puentear los terminales H1 - X1 - HoXo, correspondientes al devanado de alta-media tensión del autotransformador 1Ø, y los terminales Y1 - Y2 correspondientes al devanado terciario del mismo tipo de autotransformador (en el caso de un autotransformador 3Ø, se deberán puentear los terminales H1-H2-H3-X1-X2-X3-HoXo que corresponden al devanado de alta y media tensión, y los terminales Y1-Y2-Y3 del devanado terciario) NOTA: es muy importante aclarar que el procedimiento descrito, es desarrollado para autotransformadores 1Ø o 3Ø de conexión Y-Y-Δ que son los que predominan en nuestro S.N.I.; teniendo como principio básico el análisis de la capacitancia entre TODO el devanado de alta-media tensión y el devanado terciario. Un estudio previo del tipo de conexionado del autotransformador a probar, determinará que terminales se deben puentear para la obtención de la relación mencionada anteriormente.</p>		
6	<p>Aislar completamente el neutro del autotransformador de potencia a probar de la conexión a tierra.</p>		
7	<p>Desarrollar la prueba de FDYC (factor de disipación y capacitancia) aplicada al autotransformador de potencia en el modo H->BAJA; es decir, alimentando la tensión de prueba por cualquiera de los terminales puenteados del devanado de alta-media tensión</p>		
7.1	<p>Colocar la punta de prueba tipo GANCHO o terminal HV del equipo de prueba en cualquiera de los terminales puenteados correspondientes al devanado de alta-media tensión del autotransformador, de manera que se involucre a TODO el devanado mencionado.</p>		
7.2	<p>Conectar el lagarto o terminal de TIERRA en el puente que une a los terminales del devanado terciario del autotransformador a probar</p>		
7.3	<p>Verificar el correcto contacto y ubicación de los terminales de prueba en los puntos de conexión en el autotransformador</p>		
7.4	<p>Comprobar la correcta conexión del equipo de prueba a la fuente de alimentación de 120 Vac, así como su correcto aterrizamiento. Colocar el switch o interruptor principal del equipo de la posición OFF a la posición ON; si se produce algún tipo de bloqueo o disparo, es debido a la mala conexión a tierra del equipo o a la mala polarización y conexión de la fuente de alimentación, por lo que se deberá reajustar o reconectar tanto la puesta a tierra como la alimentación de los 120 VAC.</p>		

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 3 7		
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DE AUTOTRANSFORMADOR 10 Y 30		PROCEDIMIENTO: FDYC-AUT/1-30		
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
7.5	Encerar los valores de capacitancia (flecha deflectora en visor con cero central) y el %DF (factor de disipación porcentual) (pantalla digital o display) empleando las perillas localizadas en la parte superior derecha del panel de control del equipo de prueba; una de las cuales también ayuda para la supresión de la interferencia presente en las zonas en las que existe una fuerte inducción magnética			
7.6	Colocar switch selector del voltaje de prueba en la posición 2.5 KV. El equipo de prueba o SET FDYC inyecta máximo un voltaje de prueba de 2.5 KV, (aunque existen equipos de FDYC de hasta 10 KV), nivel de tensión que no es nada riesgoso para el equipo a probar, ya que el BIL de los autotransformadores de potencia de nuestro S.N.I es generalmente superior a los 500 KV (equipos de más de 125 MVA)			
7.7	Colocar las perillas del valor de capacitancia en pF (conjunto de perillas de la parte inferior del panel de control del equipo de prueba) en el valor de capacitancia PATRON del equipo: multiplicador en SHORT, capacitancia 20.0			
7.8	Colocar el switch selector NORM-OFF-REV en modo de prueba NORMAL, posición NORM (ubicado en la parte central izquierda del panel de control del equipo de prueba)			
7.9	Seleccionar el tipo de prueba 3 con la perilla selector de tipo de prueba en la posición 3 "UST"			
7.9.1	Presionar el pedal de bloqueo o seguro del equipo de prueba y mantenerlo presionado durante toda la prueba			
7.9.2	Colocar el switch selector de HV (alto voltaje), en la posición HV ON			
7.9.3	Iniciar la inyección e incremento del voltaje de prueba empleando la perilla reguladora de voltaje de prueba (ubicada en la parte inferior izquierda del panel de control del equipo de prueba) girándola a favor de las manecillas del reloj, hasta que en el display de voltaje de prueba (ubicado en la parte superior izquierda del panel de control) se lean los 2.5 KV			
7.9.4	Maniobrar las perillas de "capacitancia pF" de la siguiente manera:			

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	4 7
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø		PROCEDIMIENTO:	FDYC-AUT/1-3Ø
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
		HORAS	
7.9.4.1	Girar la perilla del multiplicador (primera desde la izquierda) y observar la aguja del visor de CAPACITANCIA pF. Avanzar posición por posición esta perilla hasta que la aguja deflecte hacia la derecha del cero central en la escala del visor mencionado anteriormente; entonces regresar un paso la perilla del multiplicador, la aguja deflextará nuevamente pero ahora hacia la izquierda del cero central del visor de CAPACITANCIA pF y ese será el valor del MULTIPLICADOR a ser registrado.		
7.9.4.2	Repetir el proceso anterior empleando ahora las dos perillas siguientes a la derecha del multiplicador		
7.9.4.3	Con la última perilla, encerrar la aguja deflectada del visor de CAPACITANCIA pF; es decir, colocarla en dirección del CERO central de este visor.		
7.9.4.4	Registrar el valor de la capacitancia en pF de la siguiente manera:		
	<div style="text-align: center;"> <p>capacitancia pF</p> <p>100 x 6 5 2</p> <p>multiplicador decenas unidades decimales</p> </div>		
	el valor obtenido se registrará como: 100 X (65.2) = 6520 pF		

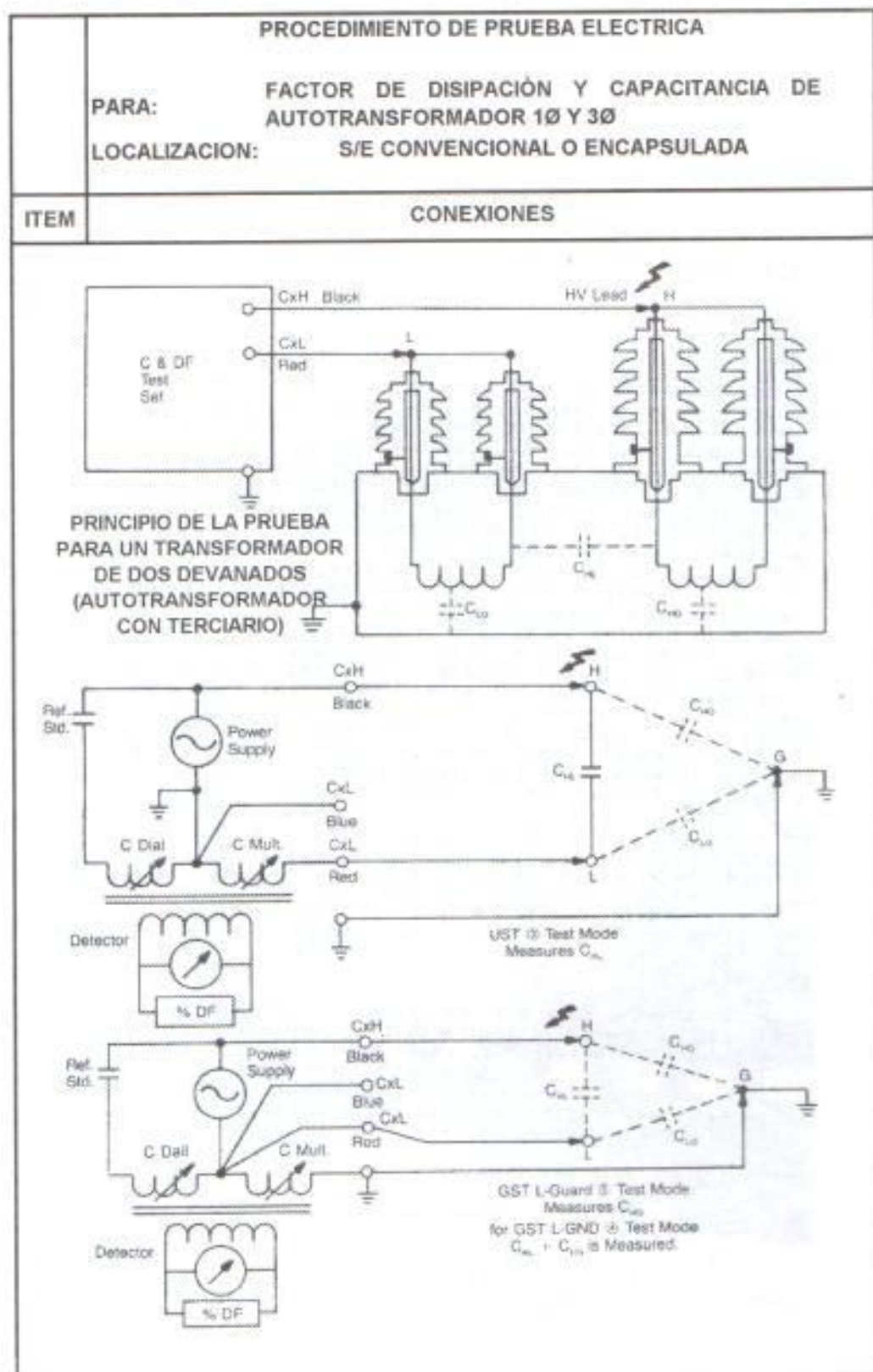
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	5 7
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø		PROCEDIMIENTO:	FDYC-AUT/1-3Ø
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
			HORAS
7.9.4.5	Con la perilla selectora de rango (RANGE SWITCH) de %DF o LO-HI MILIWATTS/WATTS determinar la magnitud que se desea obtener en el display digital o pantalla de la parte superior derecha del panel de control del equipo de prueba:		
7.9.4.5.1	Colocar la perilla en la posición %DF 20, leer el valor de %DF (factor de disipación porcentual) y registrarlo		
7.9.4.5.2	Cambiar de posición a la perilla y colocarla en LO MILIWATTS o WATTS dependiendo si es que el valor de pérdidas no se presenta en el display, se tendrá que cambiar de escala empleando las otras opciones (LO-HI MILIWATTS o WATTS) %DF 20, leer el valor de pérdidas y registrarlo		
7.10	Cambiar el posición al switch NORM-OFF-REV de modo NORMAL, posición NORM, a la posición REV (reversa)		
7.10.1	Si la aguja del visor de capacitancia con cero central se ha deflelado nuevamente, encerrarla con la última perilla (valor decimal) de la capacitancia pF (localizada en la parte inferior derecha) hasta que vuelva a señalar el CERO central en el visor; si se encera, registrar nuevamente el valor de capacitancia pF (proceso 7.9.4.4). Si no se encera, repetir el proceso de determinación de la capacitancia pF como se indica en los puntos 7.9.4.1 - 2 - 3		
7.10.2	Realizar las mediciones y registros de %DF y pérdidas como se indican en los procesos: 7.9.4.5, 7.9.4.5.1 - 2		
7.11	Bajar el voltaje de prueba aplicado girando la perilla de control de voltaje de prueba hasta que en el display se lea 0 KV		
7.12	Colocar el switch HV ON/OFF en la posición OFF y soltar el pedal de seguro o bloqueo del equipo de prueba		
7.13	Colocar nuevamente todas las perillas y switches en su posición original: capacitancia pF (multiplicador: SHORT, capacitancia patrón 20.0), switch NORM-OFF-REV en la posición OFF.		


	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA: 6 7
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
7.14	Esperar 3 minutos antes de realizar la prueba en tipo de prueba 4 (GST: especimen de prueba aterrizado)			
7.15 (GST)	Repetir todos los procesos descritos desde 7.5 hasta 7.13 con la única diferencia que en el proceso 7.9 el tipo de prueba es el 4			
7.16	Esperar 3 minutos antes de realizar la prueba en tipo de prueba 5 (GST: especimen de prueba a guarda)			
7.17 (GST)	Repetir todos los procesos descritos desde 7.5 hasta 7.13 con la única diferencia que en el proceso 7.9 el tipo de prueba es el 5			
7.18	Apagar el equipo de prueba colocando el switch principal en la posición OFF			
8	Esperar 10 minutos como intervalo de seguridad, antes de proceder a cambiar los cables de prueba para realizar la prueba del modo BAJA -> H1; es decir, el terminal de TIERRA (capucha ROJA) ahora se conectará a cualquiera de los terminales puenteados correspondientes al devanado de alta-media tensión del autotransformador, mientras que el terminal HV (capucha negra) se colocará en el puente que une los terminales del devanado terciario (ya que este devanado es de 13.8 KV generalmente, NO existirá ningún problema con el voltaje de prueba de 2.5 KV e incluso se puede realizar la prueba hasta con 10KV)			
8.1	Se deberá tener mucha precaución al colocar el terminal de HV del equipo de prueba en el puente entre los terminales del devanado terciario del autotransformador, ya que NO deberá existir contacto alguno del terminal de prueba con la carcasa o cuba; además no se deberá permitir el contacto o cruce con cables de alimentación o conductores de puesta a tierra.			
8.2	Repetir todos los procesos desde el 7.4 hasta el 7.18			

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 7 7 PROCEDIMIENTO: FDYC-AUT/1-30 ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
9	<p>Esperar 10 minutos como intervalo de seguridad para proceder a desconectar, limpiar y guardar todos los cables de prueba empleados, así como el equipo o set de prueba empleado.</p> <p>Si durante la prueba, especialmente durante el proceso de incremento de la tensión de prueba (0 -> 2.5 KV) se presenta algún ruido extraño, similar al de una pequeña descarga, NO incrementar más el voltaje de prueba aplicado y proceder a realizar la prueba con un voltaje inferior a los 2.5KV; pero el mismo no podrá ser inferior a los 1.5KV. Si aún en este valor se presentan problemas, revisar todos los cables de prueba en busca de algún tipo de daño en el aislamiento y realizar una inspección total en el equipo a probar.</p> <p>Se deberá recurrir al análisis de los datos de placa del fabricante, para la obtención de las curvas o factores de corrección de los valores de capacitancia y %DF (factor de disipación porcentual) a la temperatura de 20°C que es a la cual están dados generalmente los valores mencionados.</p> <p>Como método de comprobación rápida de los resultados obtenidos en la prueba, y del correcto uso del equipo de prueba; una rápida suma entre los valores obtenidos de las pruebas 3, 4 y 5 permiten una rápida observación de problemas en el manejo del equipo o en el autotransformador probado: Resultados de la prueba 3 + Resultados de la prueba 4 = resultados de la prueba 5; ya que: Prueba 3 = C_{HL}, prueba 4 = C_{HL}+C_{HG} y prueba 5 = C_{HG}</p>			
NOTA				

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 1 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: FDYC-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	<p style="text-align: center;">CONEXIONES</p> <div style="text-align: center;"> </div> <p style="text-align: center;">DESCRIPCION DEL PANEL DE CONTROL SET DE PRUEBA FDYC 2.5 KV</p>	

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DE AUTOTRANSFORMADOR 10 Y 30</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 2 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: FDYC-AUT/1-30</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
<p>The photograph shows a large power transformer with several high-voltage (HV) bushings. Blue and black wires are connected to these bushings. A control panel labeled 'SET FDYC 2.5 KV' is connected to the test setup. Labels with arrows point to specific parts: 'Devanado terciario' (tertiary winding), 'Devanado de ALTA y MEDIA tension PUENTEADO' (high and medium voltage bridge winding), 'HV' (high voltage), and 'E' (earth connection). The transformer is situated outdoors on a steel structure.</p>		



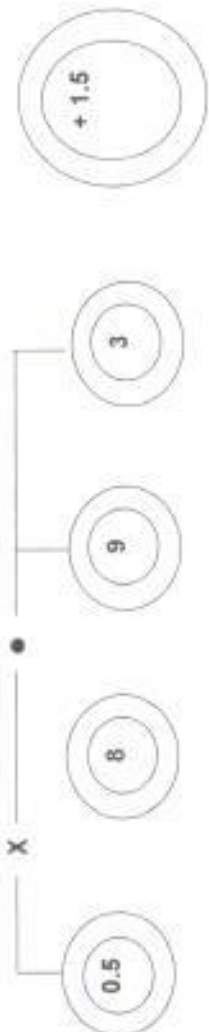
	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DE AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>
ITEM	CONEXIONES
	

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA: 1 7 PROCEDIMIENTO: TTR-AUT/1-3Ø ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
1	<p>MEDIDAS DE SEGURIDAD</p> <p>El autotransformador de potencia (1Ø o 3Ø), deberá encontrarse desenergizado, y desconectado totalmente de todo el cableado aéreo, además de encontrarse sus correspondientes equipos primarios (disyuntor y seccionadores) ABIERTOS con bloqueo de su operación remota. Se deberá aterrizarse con los seccionadores de puesta a tierra y con tierras locales para evitar daños al personal debido a la inducción presente cerca del autotransformador a probar</p>			
2	<p>El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (TTR-800 (Transformer Turn Ratio) Medidor de relación de vueltas, llaves expansivas 3" (3) o 17 y19 de boca y corona, destornilladores, cinta aislante, cable #12 (1 rollo), navaja</p>			
1	<p>PROCEDIMIENTO</p> <p>Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba, la misma que es de 120 V AC; con la respectiva polarización</p>			
2	<p>Colocar el equipo de prueba (TTR-800) sobre una superficie plana, estable y de proximidad necesaria para que la longitud de los cables de prueba sea la suficiente para una conexión firme con los terminales de los devanados del autotransformador entre los que se desea aplicar la prueba de relación de transformación. NOTA: el equipo TTR-800 sirve para la medición de la relación de transformación en transformadores 3Ø, pero se lo puede emplear en 1Ø aislando los terminales de prueba que no se van a emplear de cualquier contacto con la cuba o parte metálica del autotransformador.</p>			
3	<p>Conectar firmemente los puertos de los cables de prueba tipo PINES, en los respectivos lugares de acuerdo a la marquilla: el cable con los terminales H1-H2-H3-Ho en el puerto H del equipo de prueba; mientras que el cable con los terminales X1-X2-X3-Xo en el puerto X. NOTA: estas conexiones son de tipo PUSH-TURN, es decir que se deberá empujar y luego girar hasta que se tenga una conexión firme del cable de prueba con el equipo TTR-800</p>			

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 7		
PARA: RELACION DE TRANSFORMACION (TTR) PARA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø		PROCEDIMIENTO: TTR-AUT/1-3Ø		
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:		
		REALIZADO:		
		AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
4	Revisar los datos de placa del autotransformador para: 1) Calcular todas las relaciones de transformación para cada una de las posiciones del cambiador de tomas <i>sin carga</i> (devanado de alta tensión) y con la posición del cambiador de tomas con carga con la cual opera normalmente el autotransformador (también se puede analizar cada una de las posiciones del cambiador de tomas bajo carga, pero se lo recomienda realizar únicamente ante recepción del autotransformador de potencia o ante una posible duda de su correcto funcionamiento; es decir durante un mantenimiento emergente o correctivo). 2) Establecer e identificar el grupo vectorial del autotransformador de potencia a probar, este dato es muy importante para la operación adecuada y correcta del equipo TTR-800, así como para la obtención de valores reales y correctos de las relaciones de transformación			
5	Aislar completamente el neutro del autotransformador de potencia a probar de la conexión a tierra.			
6	Desarrollar la prueba de relación de transformación para un autotransformador 3Ø en los modos: H - X , H - Y y X - Y ; es decir, probar las relaciones de transformación entre los tres niveles de tensión existentes			
6.1	Prueba de relación de transformación entre H1-H2-H3 y X1-X2-X3 (alta versus media tensión). Colocar el cambiador de tomas sin carga en el PRIMER tap (1) y dejar el cambiador de tomas bajo carga en la posición o tap el que venia operando el autotransformador.			
6.1.1	Conectar los terminales de prueba del cable H (H1-H2-H3-Ho) a los correspondientes terminales de los bushings que conforman a la porción de devanado de alta tensión; es decir H1 con el terminal del bushing marquillado H1, A, o U1 (dependiendo del país de fabricación), H2 con H2, H3 con H3 y Ho con el terminal del bushing del neutro			
6.1.2	Conectar los terminales de prueba del cable X (X1-X2-X3-Xo) a los correspondientes terminales de los bushings que conforman a la porción de devanado de media tensión; es decir X1 con el terminal del bushing marquillado X1, a, o U2 (dependiendo del país de fabricación), X2 con X2, X3 con X3 y Xo con el terminal del bushing del neutro			
6.1.3	Cortocircuitar o puentear los terminales de los bushings correspondientes al devanado terciario del autotransformador (así se evitarán voltajes residuales debido a la inyección de la tensión del equipo de prueba que podrían causar distorsión o problemas en las lecturas de la prueba)			

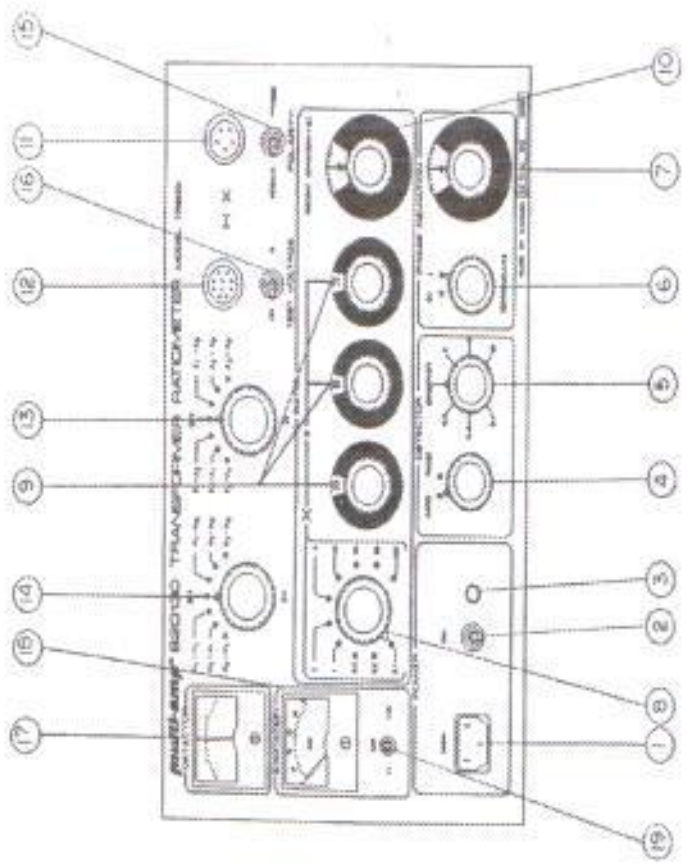
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 3 7		
PARA: RELACION DE TRANSFORMACION (TTR) PARA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø		PROCEDIMIENTO: TTR-AUT/1-3Ø		
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:		
		REALIZADO: AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.1.4	Asegurar que el switch principal del equipo de prueba TTR-800 (en el gráfico adjunto No. 2) esté apuntando HACIA ABAJO			
6.1.5	Revisar y setear los controles del equipo de prueba de la siguiente manera: perillas DETECTOR: la de la izquierda (4) en RATIO y la de sensibilidad (sensitivity) (5) en el CENTRO; la perilla MULTIPLICADOR (8) en 0.1, el dial de desviación de fase (7) en 0, el switch multiplicador de relación (6) en 0.1, las perillas de relación (9) en el valor patrón de 8.00, el dial de porcentaje de desviación (10) en 0, el switch de polaridad (15) en NORMAL, el selector de voltaje de prueba (16) en 12V, el switch de rango de excitación (19) en x10 NOTA: los números en negrita indican la identificación de la perilla o switch en el gráfico adjunto			
6.1.6	De acuerdo al análisis del diagrama vectorial del autotransformador realizado, seleccionar con los switches selectores X (13) y H (14) los vectores que representen a los devanados entre los cuales se va a desarrollar la prueba. EJEMPLO: si el transformador posee una relación Dyn1, su diagrama vectorial será:			
	Tendremos unias relaciones vectoriales de: H2H1 - X2XO H1H3-X1XO H3H2-X3XO las mismas que deberán ser seleccionadas con los switches selectores H y X; es decir, para la primera relación se deberá: el switch H en la posición marquiada H2-H1 el switch X en la posición marquiada X2-XO y así sucesivamente			
6.1.7	Colocada la primera relación a probar con los switches selectores H y X, el personal debe retirarse de las zonas de conexión de los terminales de prueba del equipo TTR-800 con el autotransformador			

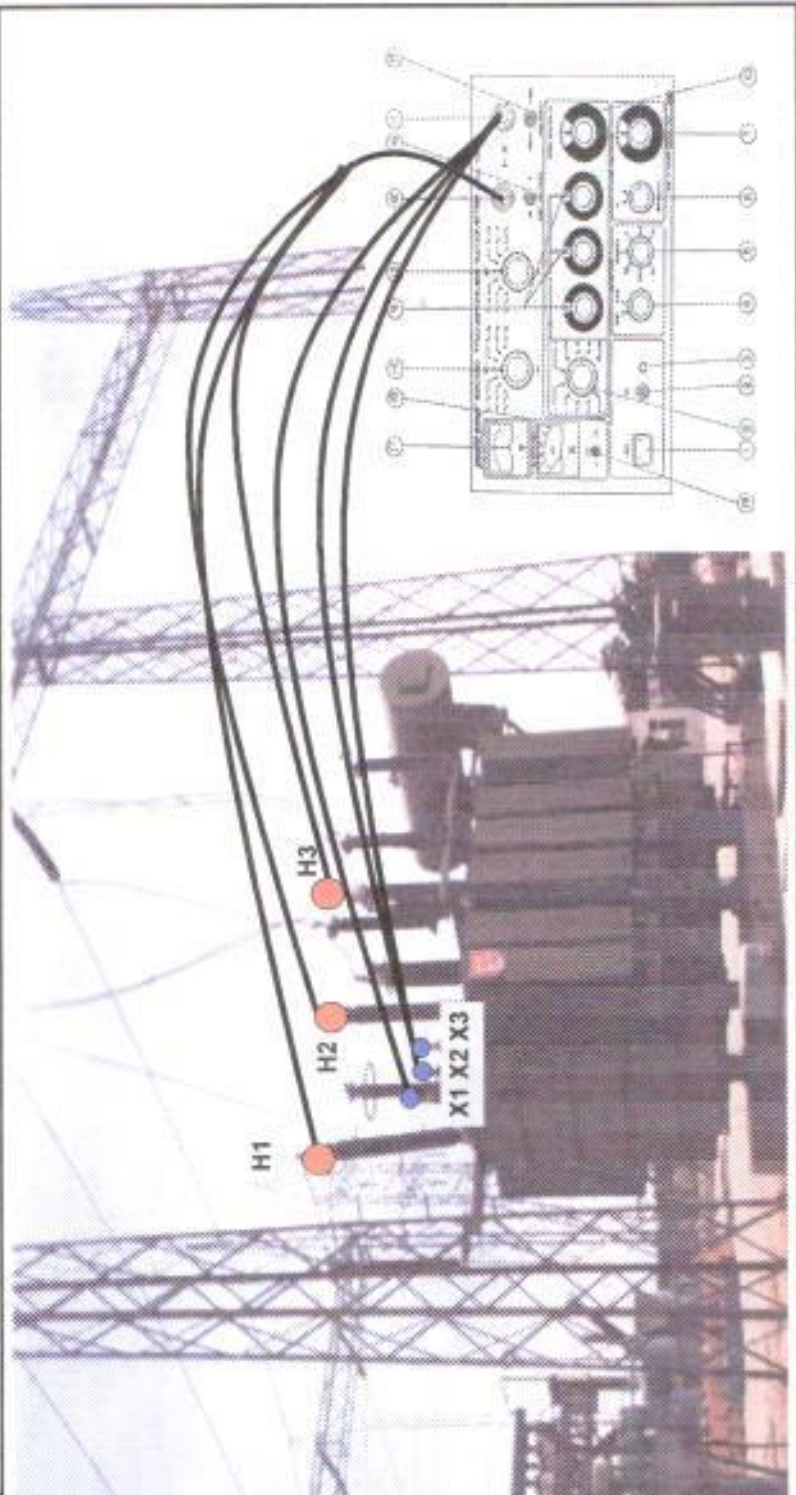
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 4 7
PARA: RELACION DE TRANSFORMACION (TTR) PARA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø		PROCEDIMIENTO: TTR-AUT/1-3Ø
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:
ITEM		REALIZADO: AÑO: 2001
	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
	PERSONAL	HORAS
6.1.8	Encender el equipo de prueba, cambiando el switch principal a la posición ON	
6.1.9	Observar el NULL DETECTOR (17). Este deberá estar apuntando al lado izquierdo del cero central de este visor. Si no está en esta posición, chequear el switch de polaridad en la posición NORMAL y que los cables de prueba estén en sus correctos puertos H y X	
6.1.10	Mientras observa el "NULL DETECTOR" (17), girar la perilla MULTIPLICADOR de relación de vueltas (8) a favor de las manecillas del reloj hasta que el NULL DETECTOR se deflecte a la derecha. Entonces, retomar la perilla MULTIPLICADOR una posición en contra de las manecillas del reloj, y el NULL DETECTOR deflechará hacia la izquierda nuevamente.	
6.1.11	Con la relación calculada teóricamente, girar las perillas de relación a favor de las manecillas del reloj empezando por la primera desde la izquierda (la misma que empieza por 8) hasta que el NULL DETECTOR deflecte hacia la derecha y luego retomar un paso esta perilla en contra de las manecillas del reloj (el NULL DETECTOR deflechará nuevamente hacia la izquierda). Continuar con el mismo proceso con las dos perillas restantes, hasta colocar aproximadamente la misma cantidad o relación calculada teóricamente.	
6.1.12	Si el NULL DETECTOR aún no señala el CERO central de su escala, girar la perilla o dial de desviación (10) a favor o en contra de las manecillas del reloj, hasta que el NULL DETECTOR indique CERO en su escala (este BALANCEADO)	
6.1.13	Cambiar la perilla o switch DETECTOR (4) a la posición PHASE. Ajustar la desviación de fase empleando el dial de desviación de fase (7) hasta que el NULL DETECTOR indique al CERO central de su escala. Si el balance NO es posible, cambiar el switch multiplicador de fase (6) a la posición 1 y repetir el proceso	
6.1.14	Una vez que el balance es obtenido, colocar el selector de voltaje de prueba (16) en 120 V y rebalancear (los ajustes deberán ser mínimos)	

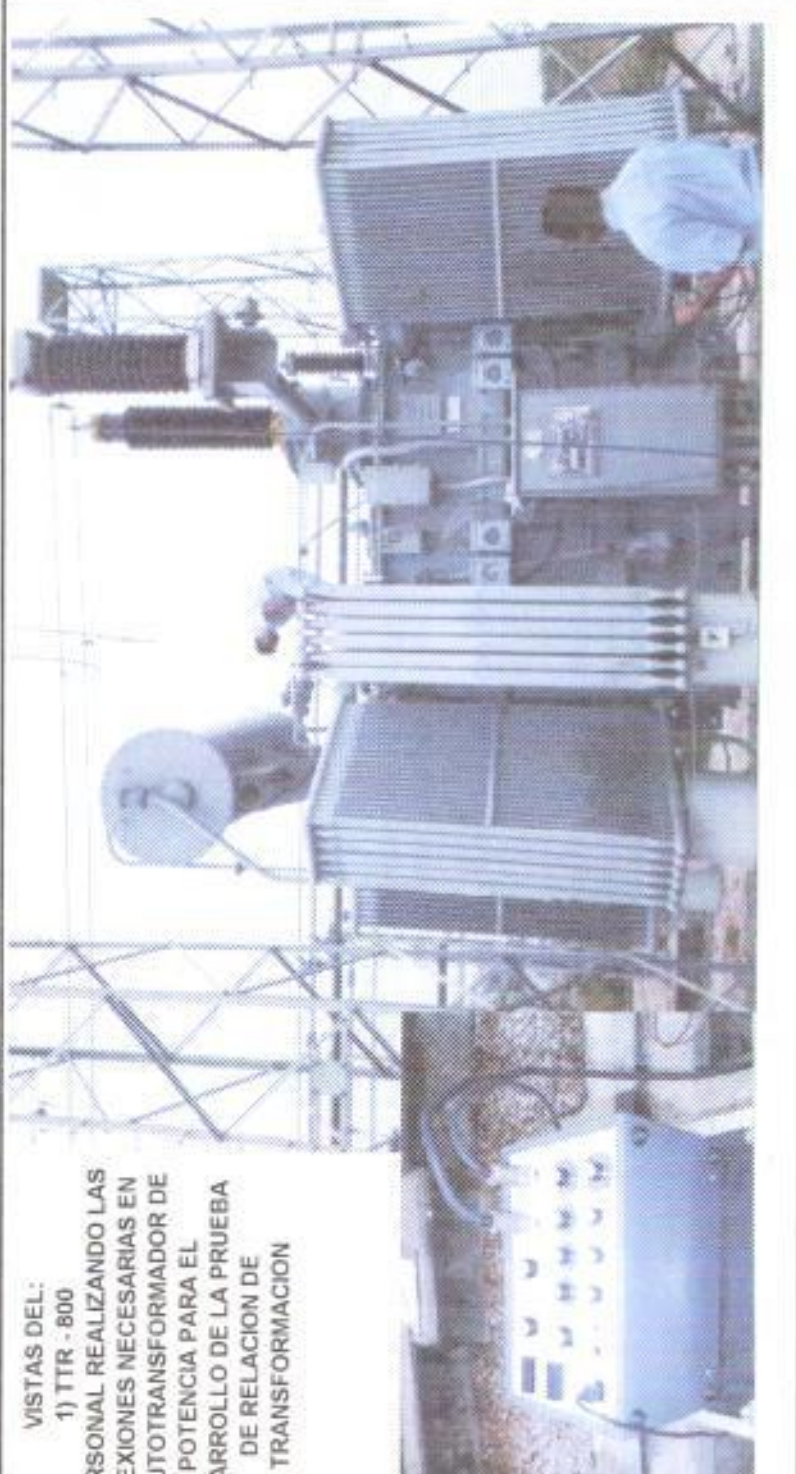
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 5 7
PARA: RELACION DE TRANSFORMACION (TTR) PARA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø		PROCEDIMIENTO: TTR-AUT/1-3Ø
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:
ITEM		REALIZADO:
DESCRIPCION Y REFERENCIAS		AÑO: 2001
PERSONAL		HORAS
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS		
6.1.15	<p>Leer los diales y registrar el valor experimental de la relación de transformación de la siguiente manera:</p>  <p>el valor de la relación de transformación obtenida se registra de la siguiente manera: $0.5 \times (8.93) \times ((1000+1.5)/1000) = 4.465 \times 1.0015 = 4.47169$</p>	
6.1.16	<p>Apagar el equipo de prueba (colocar el switch principal en la posición OFF), colocar todas las perillas y switches en las posiciones iniciales a la prueba. Esperar 5 minutos y proceder a cambiar de posición al cambiador de tomas sin carga colocándolo en el tap inmediato superior; en este caso en el número 2</p>	
6.1.17	<p>Repetir los procesos desde el 6.1.1 hasta el 6.1.15</p>	
6.1.18	<p>Repetir los procesos 6.1.16 y 6.1.17 con los demás taps (3 , 4 , 5), guardando el intervalo de 5 minutos entre cada cambio para proceder a realizar la prueba</p>	
6.2	<p>Desarrollar la prueba de relación de transformación entre H1-H2-H3 y Y1-Y2-Y3 (alta versus baja tensión). Colocar el cambiador de tomas sin carga en el PRIMER tap (1). Para esta conexión el cambiador de tomas bajo carga no influye en nada</p>	

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 6 7
PARA: RELACION DE TRANSFORMACION (TTR) PARA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: TTR-AUT/1-3Ø ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
6.2.1	Conectar los terminales de prueba del cable H (H1-H2-H3-Ho) a los correspondientes terminales de los bushings que conforman a la porción de devanado de alta tensión; es decir H1 con el terminal del bushing marquillado H1, A, o U1 (dependiendo del país de fabricación), H2 con H2, H3 con H3 y Ho con el terminal del bushing del neutro	
6.2.2	Conectar los terminales de prueba del cable X (X1-X2-X3-Xo) a los correspondientes terminales de los bushings que conforman al devanado terciario; es decir X1 con el terminal del bushing marquillado Y1, X2 con Y2, X3 con Y3 y Xo queda libre procurando que no exista NINGUN contacto con estructura metálica alguna u otro cable con este terminal de prueba	
6.2.3	Cortocircuitar o puentear los terminales de los bushings correspondientes al devanado de media tensión del autotransformador: X1-X2-X3 (así se evitarán voltajes residuales debido a la inyección de la tensión de la prueba que podrían causar distorsión o problemas en las lecturas de la prueba)	
6.2.4	Repetir los procesos desde el 6.1.4 hasta el 6.1.18	
6.3	Desarrollar la prueba de relación de transformación entre X1-X2-X3-XO y Y1-Y2-Y3 (media versus baja tensión). Dejar el cambiador de tomas bajo carga en el tap o posición en la que venía trabajando el autotransformador. Para esta conexión el cambiador de tomas sin carga no influye en nada	
6.3.1	Conectar los terminales de prueba del cable H (H1-H2-H3-Ho) a los correspondientes terminales de los bushings que conforman a la porción de devanado de media tensión; es decir H1 con el terminal del bushing marquillado X1, a, o U2 (dependiendo del país de fabricación), H2 con X2, H3 con X3 y Ho con el terminal del bushing del neutro	
6.3.2	Conectar los terminales de prueba del cable X (X1-X2-X3-Xo) a los correspondientes terminales de los bushings que conforman al devanado terciario; es decir X1 con el terminal del bushing marquillado Y1, X2 con Y2, X3 con Y3 y Xo queda libre procurando que no exista NINGUN contacto con estructura metálica alguna u otro cable con este terminal de prueba	
6.3.3	Cortocircuitar o puentear los terminales de los bushings correspondientes al devanado de alta tensión del autotransformador: H1-H2-H3 (así se evitarán voltajes residuales debido a la inyección de la tensión de la prueba que podrían causar distorsión o problemas en las lecturas de la prueba)	

	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA.</p> <p>PARA: RELACION DE TRANSFORMACION (TTR) PARA AUTOTRANSFORMADOR 10 Y 30</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>			<p>HOJA: 7 7</p> <p>PROCEDIMIENTO: TTR-AUT/1-30</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.3.4	<p>Repetir los procesos desde el 6.1.4 hasta el 6.1.18</p> <p>Una vez registrados todos los valores de las relaciones de transformación experimentales y las teóricas en las hojas o formatos de prueba de campo (ver anexos), proceder a calcular el porcentaje de error entre los valores obtenidos y los datos teóricos. Es muy importante saber que: para autotransformadores o transformadores nuevos, el porcentaje de error no debe ser mayor al 0.05%, mientras que para autotransformadores en uso durante un período de 5 a 10 años, el porcentaje de error puede llegar hasta el 1%. Valores superiores a este, puede llevar a la determinación de algún deterioro de las características magnéticas del núcleo del transformador e incluso un deterioro de las bobinas que conforman al equipo o especimen probado. (Valores determinados por la experiencia en la realización de esta prueba en los autotransformadores de potencia localizados en las subestaciones eléctricas del S.N.I., por parte del personal de mantenimiento de subestaciones eléctricas)</p>			
NOTA				

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: RELACION DE TRANSFORMACION (TTR) PARA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 1 3</p> <p>PROCEDIMIENTO: TTR-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	<p>VISTA DEL PANEL DE CONTROL DEL EQUIPO TTR-800</p> 	

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: RELACION DE TRANSFORMACION (TTR) PARA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 2 3</p> <p>PROCEDIMIENTO: TTR-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	<p>CONEXIONES</p> 	

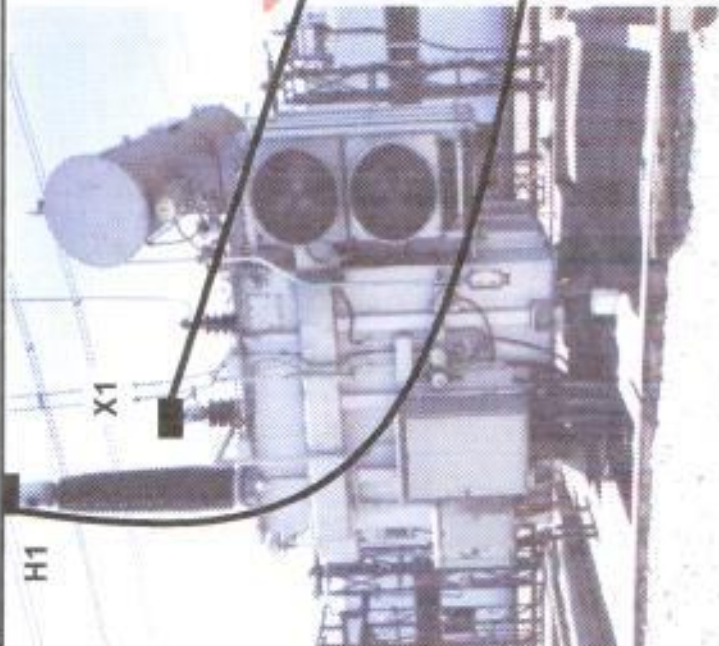
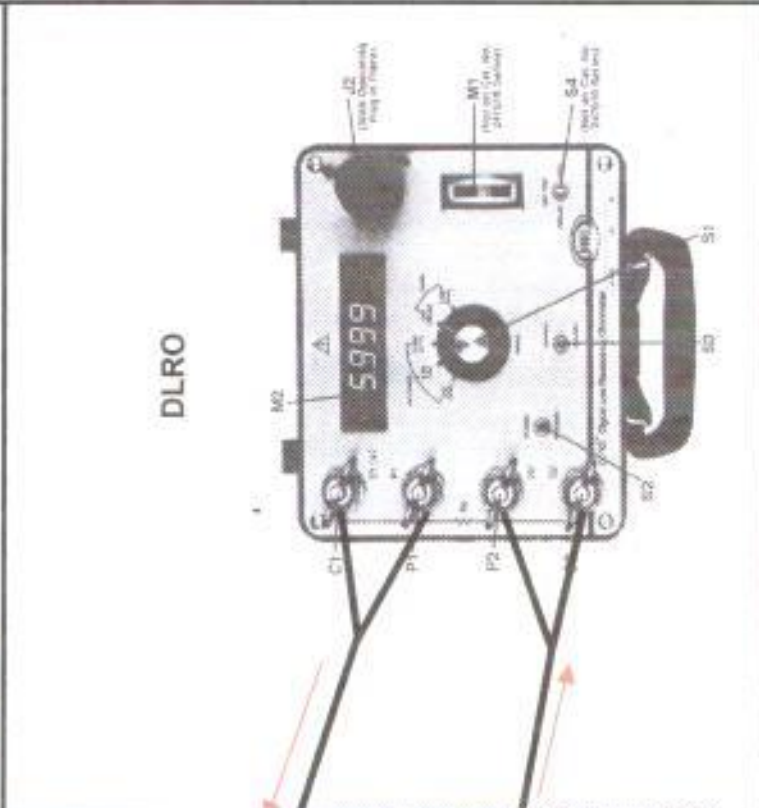
	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: RELACION DE TRANSFORMACION (TTR) PARA AUTOTRANSFORMADOR 1Ø Y 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 3 3</p> <p>PROCEDIMIENTO: TTR-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	<p>VISTAS DEL:</p> <p>1) TTR - 800</p> <p>2) PERSONAL REALIZANDO LAS CONEXIONES NECESARIAS EN EL AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA PARA EL DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION</p> 	

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA: 1 4 PROCEDIMIENTO: ROHM-AUT/1-3Ø ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD			
1	El autotransformador de potencia (1Ø o 3Ø), deberá encontrarse desenergizado, y desconectado totalmente de todo el cableado aéreo, además de encontrarse sus correspondientes equipos primarios (disyuntor y seccionadores) ABIERTOS con bloqueo de su operación remota. Se deberá aterrizar con los seccionadores de puesta a tierra y con tierras locales para evitar daños al personal debido a la inducción presente cerca del autotransformador a probar			
2	El personal ejecutor de la prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (medidor de resistencia de contactos o DLRO (digital low resistance ohmeter), llaves expansivas 3" (3) o llaves 17 y 19 de boca-corona, destornilladores planos y estrella (grandes y aislados), cinta aislante, cable #12, navaja, etc)			
	PROCEDIMIENTO			
1	Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (DLRO Digital Low Resistance Ohmeter), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización			
2	Ubicar al DLRO sobre una superficie plana, nivelada y libre de cualquier movimiento que pudiera causar variación en las lecturas del display o pantalla del equipo.			
3	Conectar los terminales de prueba al equipo (DLRO); respetando el marquillaje tanto con letra como con color, que poseen los cables de prueba del equipo. Cada cable está compuesto de dos terminales tanto para la conexión con el espécimen a probar como con el equipo de prueba o DLRO; estos terminales están marquillados con las letras C1 y P1, para un cable, y C2 y P2 para el otro cable. De acuerdo a estas marquillas, conectar el cable C1 en el punto C1(+) del DLRO, y el P1 en el punto P1 del DLRO; así también se conectarán los cables C2 y P2 en los puntos C2 y P2 del DLRO respectivamente.			
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente			

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 4	
PARA: RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL		PROCEDIMIENTO: ROHM-AUT/1-3Ø ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
5	<p>La prueba cuyo proceso se describe a continuación, está desarrollada para autotransformadores de potencia 1Ø y 3Ø localizados en las S/E del SNI, con devanado terciario (tercer nivel de tensión) cuyas identificaciones de sus terminales y las nomenclaturas son estandarizadas como se menciona en este procedimiento. Básicamente, se realizan 2 mediciones de resistencia óhmica de devanado: la primera, es la medición de la resistencia óhmica del devanado terciario, y la segunda, es la medición de la resistencia óhmica del devanado de ALTA y MEDIA tensión en cada una de las posiciones del cambiador de tomas SIN carga o TAPS de alta tensión. Sin embargo, esta segunda prueba, se la puede desarrollar más detenidamente, midiendo la resistencia óhmica del devanado para cada una de las posiciones del cambiador de tomas BAJO condiciones de carga, que es el que permite involucrar más o menos cantidad del devanado de media tensión. Esta sub-medición, se la realiza únicamente cuando existen grandes dudas de los valores obtenidos, cuando se recibe un autotransformador de potencia o ante fallas extremadamente graves sufridas por el equipo sometido a prueba.</p>		HORAS
6	<p>Para la PRIMERA medición: cortocircuitar el devanado NO involucrado en la prueba (en este caso, el devanado de alta y media tensión); es decir puentear H1 - X1 y HoXo (en el caso de un autotransformador 3Ø H1-H2-H3-X1-X2-X3-HoXo). Dejar libre los terminales de los bushings correspondientes al devanado terciario Y1 - Y2 (en el caso de un autotransformador 3Ø: Y1 - Y2 - Y3)</p>		
7	<p>Conectar cada terminal o cables de prueba del DLRO en cada uno de los terminales correspondientes al devanado terciario verificando un contacto firme y seguro. Para un autotransformador 3Ø, se deberán colocar entre pares de terminales: Y1-Y2, Y1-Y3 y Y2-Y3, tres mediciones diferentes</p>		
7.1	<p>Seleccionar la escala adecuada de corriente de inyección y de la resistencia consecuentemente, basándose en la hoja de vida del autotransformador o datos del fabricante entregados en el momento de recepción del equipo. Si no se poseen ningún tipo de datos, tomar como referencia que al tratarse de una bobina o devanado (gran reactancia poca resistencia), al inyectar una corriente pequeña (en el orden de los miliamperios), se tendrá una convergencia real y adecuada al valor de la resistencia a medir, no siendo necesario la inyección de una corriente elevada ya que se podrían obtener datos o valores erróneos.</p>		
7.2	<p>Encender el equipo de prueba o DLRO colocando el switch de operación en la posición FORWARD y esperar la convergencia al valor de resistencia requerida en la medición. Registrar ese valor en el formato de prueba (VER FORMATO EN ANEXOS)</p>		

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:	3 4
RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø S/E CONVENCIONAL		PROCEDIMIENTO:	ROHM-AUT/1-3Ø
LOCALIZACION:		ACTIVIDAD:	
		REALIZADO:	
		AÑO:	2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS
			Y HORAS
8	Esperar 10 minutos para proceder a cambiar de posición los cables y terminales de prueba para iniciar la segunda etapa de la medición. Este intervalo de tiempo ayudará a evitar errores en las lecturas debido al magnetismo remanente presente luego de la primera parte de la medición.		
9	Para la SEGUNDA medición: cortocircuitar el devanado NO involucrado en la prueba (en este caso, el devanado terciario); es decir puentear Y1 - Y2 (en el caso de un autotransformador 3Ø, se deberán puentear Y1 - Y2 - Y3). Dejar libre los terminales de los bushings correspondientes al devanado de alta y media tensión: H1 , X1 y HoXo (en el caso de un autotransformador 3Ø H1,H2,H3,X1,X2,X3,HoXo)		
9.1	Colocar el cambiador de tomas o TAP'S SIN carga, en la posición o tap No. 1. (referirse al manual de instrucciones del autotransformador para la revisión de los seguros o posibles bloqueos del dispositivo para el cambio de tap). El cambiador de tomas BAJO condiciones de carga, deberá dejarse en la posición en la que venía operando el autotransformador		
9.1.1	Conectar los terminales de prueba del equipo DLRO entre los terminales de ALTA y MEDIA o NEUTRO H1 y X1 o HoXo (en el caso de un autotransformador 3Ø, se debe cortocircuitar los terminales X1, X2 y X3, y colocar el terminal de prueba C2 P2 del DLRO en el puente que une a estos terminales, mientras que el terminal C1 P1 (+) del DLRO alternarlo en cada uno de los terminales H1, H2 y H3 obteniendo tres mediciones correspondientes a cada porción del devanado que representa al lado de alta tensión del autotransformador)		
9.1.2	Repetir los procesos 7.1 y 7.2		
9.2	Esperar 10 minutos entre cada cambio de posición del cambiador de tomas sin carga, y proceder a variar la posición el tap del alta tensión (2 - 3 - 4 - 5)		
9.2.1	Repetir los procesos 9.1.1 y 9.1.2		
10	Esperar 10 minutos para proceder a desconectar, limpiar y guardar los cables y el equipo de prueba en su respectivos estuches para el transporte y almacenamiento.		

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 4 4 PROCEDIMIENTO: ROHM-AUT/1-3Ø	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS EQUIPOS	Y HORAS
11	<p>RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL</p>			AÑO: 2001
11.1	<p>En el caso de que se desee medir más cuidadosamente la resistencia óhmica del devanado de media tensión en cada una de las posiciones del cambiador de tomas bajo carga, en busca de posibles malos contactos o contactos abiertos en la porción de devanado correspondiente al nivel MEDIO de tensión, proceder de la siguiente manera:</p>			
11.2	<p>Conectar el terminal de prueba del cable C1 P1 (+) del DLRO al terminal X1 del autotransformador a probar, y el terminal de prueba del cable C2 P2 al terminal neutro HoXo del autotransformador. Cortocircuitar el devanado terciario mediante un puente entre los terminales de los bushings correspondientes a este</p> <p>Colocar el cambiador de tomas bajo carga en CADA una de las posiciones que posea, esperando un intervalo de tiempo entre cada posición de 10 minutos antes de encender el equipo de prueba y repetir los procesos 7.1 y 7.2; y al final de todas las mediciones, realizar el proceso 10</p>			
NOTA	<p>Los valores de resistencia siempre se deberán esperar en el orden de los MILIOHMS. Cualquier valor mayor a este rango indicará posibles malos contactos de los mecanismos cambiadores de taps sin y bajo condiciones de carga, deterioro de estos contactos por efecto del arco en la operación, deterioro del material aislante de la bobina; e incluso una de estas conclusiones puede llevar al análisis de dispositivos o equipos exteriores del autotransformador; por ejemplo, en el caso de desgaste de los contactos o acumulación de residuos productos de la operación de los cambiadores de tomas, podría llevar a la conclusión de que de poseer bomba de recirculación de aceite de operación automática al producirse el cambio de tap, esta podría estar operando deficientemente o durante un intervalo de tiempo demasiado corto.</p>			

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL</p>	<p>HOJA: 1 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: ROHM-AUT/1-3Ø</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
<p>H1</p> <p>X1</p> 	<p>DLRO</p> 	

PROCEDIMIENTO ELECTRICA	DE	PRUEBA	HOJA:	2 2
			PROCEDIMIENTO:	ROHM-AUT/1-3Ø
PARA:	RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS AUTOTRANSFORMADOR 1Ø / 3Ø		ACTIVIDAD:	
LOCALIZACION:	S/E CONVENCIONAL		REALIZADO:	
			AÑO:	2001

CONEXIONES



6.5. Bushings

6.5.1. Tipos de Pruebas

1) *PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA DE LOS BUSHINGS*

El principal propósito de probar los bushings, es detectar la avanzada penetración de humedad por la parte superior al aislamiento del bushing. El grado de penetración de humedad de los bushings que tienen como base de aislamiento Compound, lo puede determinar la prueba del "COLLAR CALIENTE".

El procedimiento del collar caliente consiste en aplicar un collar alrededor de la porcelana del bushing aproximadamente a la mitad, una vez aplicado este collar se conectará al gancho del cable de alta tensión del equipo de prueba y la terminal de baja tensión se conectará a la barra central del bushing. La prueba se efectuará con el selector del conductor de baja tensión en la posición aterrizado (GROUND) Esta prueba ofrece la ventaja de medir cualquier pérdida a lo largo del bushing y detectar de esta manera rajaduras en la porcelana.

Cuando las pérdidas obtenidas por este método son debajo de 8 mW, el aislamiento del bushing puede considerarse como BUENO. Cuando se encuentran entre 9 y 18 mW el bushing debe ser investigado. Y con mayores a 19 mW deben ser rápidamente reemplazados.

Cuando esta prueba es efectuada con porcelana sólida, los valores de factor de potencia obtenidos son apreciablemente altos. Pero deben ser comparados con otros valores de bushing similares, de tal manera, que si las obtenidas son mayores en un 10% el bushing será investigado.

A continuación, se describen los procedimientos para el desarrollo de las pruebas eléctricas de ***collar caliente y factor de disipación y capacitancia aplicadas a los bushings*** localizados en las subestaciones eléctricas pertenecientes a la zona occidental de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (TRANSELECTRIC S.A.), empleando el set de prueba FDYC BIDDLE 2.5 KV, así como los formatos de prueba para ser llenados en el campo mismo de la prueba:

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA: 1 6 PROCEDIMIENTO: HC-BUSHG ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS	
1	MEDIDAS DE SEGURIDAD Los bushings sometidos a esta prueba, deberá encontrarse desenergizados, montados en el equipo donde operarán normalmente y sin ningún conductor conectado en su terminal de alta tensión.				
2	El personal responsable de la ejecución de esta prueba, deberá presentarse al sitio de trabajo provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (set de prueba FDYC-2.5KV, llaves expansivas 3" (2), destornilladores (plano y estrella grandes, delgados y aislados), cinta aislante, cable #12 (1 rollo), navaja, COLLAR para la prueba (de material semiconductor y una longitud aprox.2 m).				
1	PROCEDIMIENTO Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (SET FDYC-2.5KV), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización				
2	Conectar todos los terminales de prueba del equipo: terminal HV (capucha negra) con la punta tipo GANCHO, terminal de GUARDA (capucha azul) y el terminal de TIERRA (capucha roja); además de la conexión de puesta a tierra del equipo (cable verde) que deberá conectarse de preferencia a la malla de tierra de la S/E en donde se localiza el equipo a probar. No deberá olvidarse la conexión del pedal de bloqueo o seguro del equipo; el mismo que deberá ser presionado durante toda la prueba				
3	Realizar las pruebas tipo 4 (GST) (especimen aterrizado) en el modo de conexión descrito en los gráficos adjuntos; realizando mediciones NORM y REV (normal y reversa). Únicamente se realizará la prueba en el tipo 4 porque lo que interesa en esta prueba es la medición de las pérdidas debido a la circulación de corrientes de fuga en la superficie de la porcelana del bushing.				
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente				

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 6		
PROCEDIMIENTO: HC-BUSHG				
ACTIVIDAD:				
REALIZADO:				
AÑO:		2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
5	<p>Realizar la prueba mediante la aplicación del voltaje de prueba que brinda el equipo (2.5KV) al collar de material semiconductor; es decir, el terminal de prueba HV (capucha negra, empleando la punta tipo lagarto) se conectará al collar. El terminal de GUARDA (capucha azul) se conectará al terminal de alta tensión del bushing y el terminal de TIERRA (capucha roja) se conectará a la base metálica del bushing; la misma que estará en contacto con toda la estructura o carcasa del equipo en el cual se encuentra conectado el bushing. Cabe recalcar, que aunque se ha mencionado que el bushing deberá estar desenergizado, esto, trae otros requerimientos en lo que se refiere al equipo primario en el cual trabajará el bushing, el mismo que deberá estar desenergizado totalmente; es decir aislado COMPLETAMENTE de líneas o equipos de alta tensión que produzcan circulación de corriente</p>			
6	<p>La prueba se la desarrolla en varias partes: PRIMERO, se probará desde la tercera falda del bushing (circulación de corrientes de fuga desde la tercera falda de porcelana hacia el terminal de alta tensión) y SEGUNDO, se probará desde la mitad del bushing (cerca de la base al terminal). Aunque también se puede probar todo el bushing</p>			
6.1	<p>PRUEBA 1: Colocar el collar de material semiconductor alrededor de la la tercera falda de porcelana (contada desde el terminal de alta tensión hacia la base)</p>			
6.2	<p>Colocar la punta de prueba tipo LAGARTO o terminal HV del equipo de prueba en el collar de material semiconductor conectado en la porcelana del bushing, evitando a toda costa el contacto de la punta de prueba de alta tensión con la porcelana, conductores o cualquier estructura metálica. Emplear de ser necesario "piola" para suspender al cable de prueba formando en lo posible una disposición perpendicular del terminal de prueba con referencia al collar</p>			
6.3	<p>Conectar el lagarto o terminal de GUARDA al terminal de alta tensión del bushing, evitando de igual manera el contacto del cable de prueba con la porcelana, conductores o estructuras metálicas cercanas; empleando de ser necesario pioletas como en el punto anterior.</p>			
6.4	<p>Conectar el lagarto o terminal de TIERRA en la base metálica del bushing</p>			

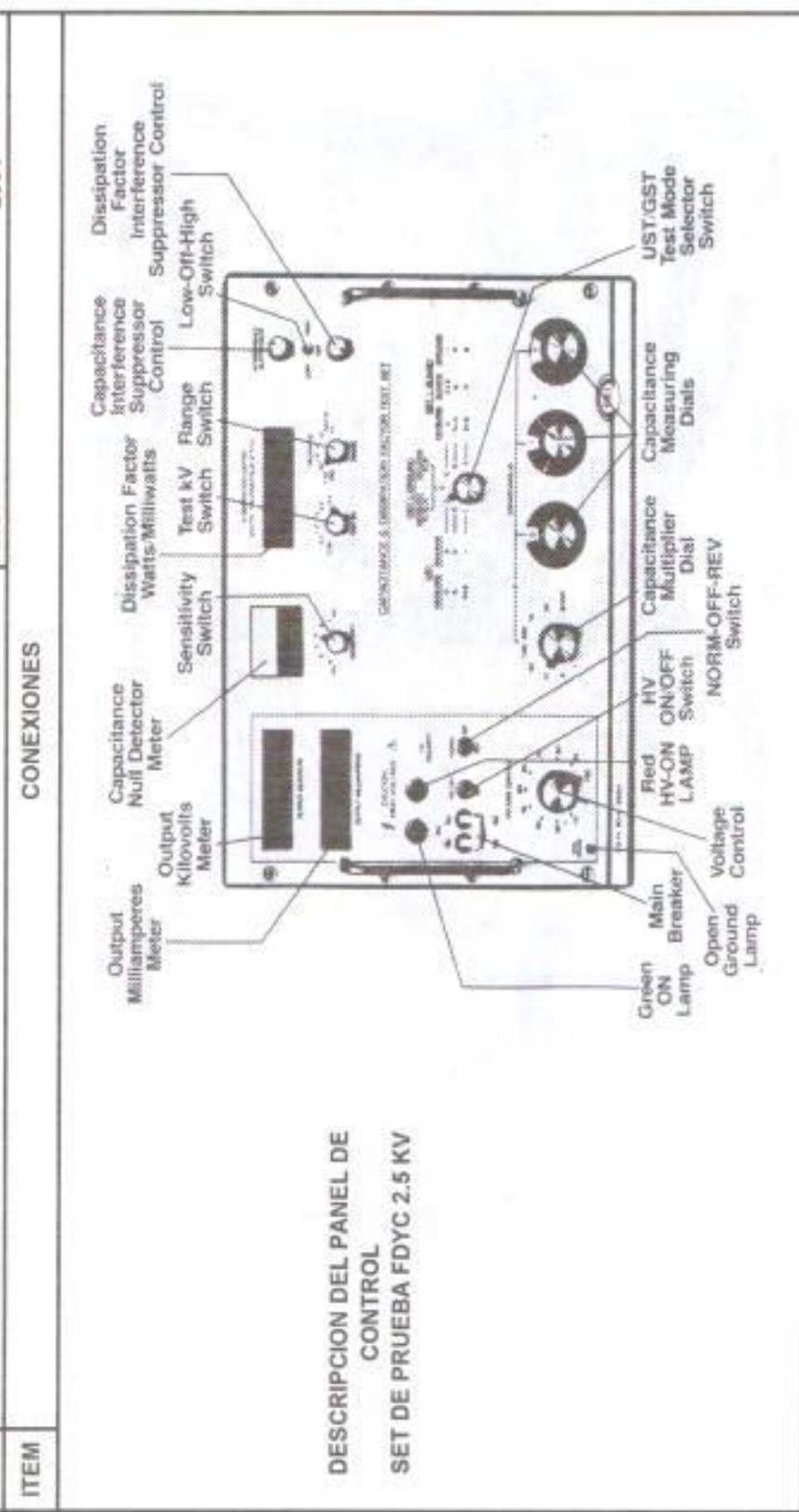
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 3 6
PARA: COLLAR CALIENTE BUSHINGS (TIPO PASANTE O TIPO SOLIDO) CON AISLAMIENTO EN ACEITE Y SF ₆ LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: HC-BUSHG ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
6.5	Comprobar la correcta conexión del equipo de prueba a la fuente de alimentación de 120 Vac, así como su correcto aterrizamiento. Colocar el switch o interruptor principal del equipo de la posición OFF a la posición ON; si se produce algún tipo de bloqueo o disparo, es debido a la mala conexión a tierra del equipo o a la mala polarización y conexión de la fuente de alimentación; por lo que se deberá reajustar o reconectar tanto la puesta a tierra como la alimentación de los 120 VAC.	
6.6	Encerar los valores de capacitancia (flecha deflectora en visor con cero central) y el %DF (factor de disipación porcentual) (pantalla digital o display) empleando las perillas localizadas en la parte superior derecha del panel de control del equipo de prueba; una de las cuales también ayuda para la supresión de la interferencia presente en las zonas en las que existe una fuerte inducción magnética	
6.7	Colocar switch selector del voltaje de prueba en la posición 2.5 KV. El equipo de prueba o SET FDYC inyecta máximo un voltaje de prueba de 2.5 KV, (aunque existen equipos de FDYC de hasta 10 KV), nivel de tensión que no es nada riesgoso para el equipo a probar, ya que existen bushings a niveles de 230, 138 y 69 KV cuyos valores de tensión de operación normal son 230/3 ^{1/2} , 138/3 ^{1/2} y 69/3 ^{1/2} (voltajes Ø-Tierra) > a 2.5 KV.	
6.8	Colocar las perillas del valor de capacitancia en pF (conjunto de perillas de la parte inferior del panel de control del equipo de prueba) en el valor de capacitancia PATRON del equipo: multiplicador en SHORT, capacitancia 20.0	
6.9	Colocar el switch selector NORM-OFF-REV en modo de prueba NORMAL, posición NORM (ubicado en la parte central izquierda del panel de control del equipo de prueba)	
6.10	Seleccionar el tipo de prueba 4 con la perilla selectora de tipo de prueba en la posición 4 "GST"	
6.10.1	Presionar el pedal de bloqueo o seguro del equipo de prueba y mantenerlo presionado durante toda la prueba	
6.10.2	Colocar el switch selector de HV (alto voltaje), en la posición HV ON	


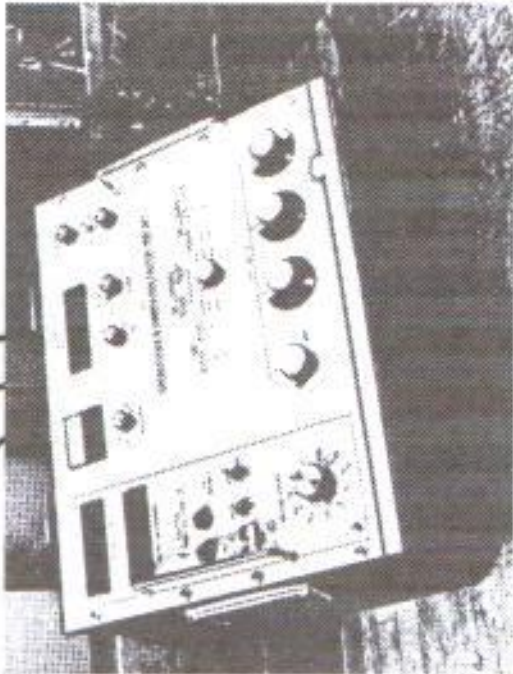
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 4 6	
PARA: COLLAR CALIENTE BUSHINGS (TIPO PASANTE O TIPO SOLIDO) CON AISLAMIENTO EN ACEITE Y SF ₆ LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: HC-BUSHG ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.10.3	<p>Iniciar la inyección e incremento del voltaje de prueba empleando la perilla reguladora de voltaje de prueba (ubicada en la parte inferior izquierda del panel de control del equipo de prueba) girándola a favor de las manecillas del reloj, hasta que en el display de voltaje de prueba (ubicado en la parte superior izquierda del panel de control) se lean los 2.5 KV</p>		
6.10.4	<p>Maniobrar las perillas de "capacitancia pF" de la siguiente manera:</p> <p>Girar la perilla del multiplicador (primera desde la izquierda) y observar la aguja del visor de CAPACITANCIA pF. Avanzar posición por posición esta perilla hasta que la aguja deflecte hacia la izquierda del cero central en la escala del visor mencionado anteriormente; entonces regresar un paso la perilla del multiplicador, la aguja deflechará nuevamente pero ahora hacia la derecha del cero central del visor de CAPACITANCIA pF y ese será el valor del MULTIPLICADOR a ser registrado.</p> <p>Repetir el proceso anterior empleando ahora las dos perillas siguientes a la derecha del multiplicador</p> <p>Con la última perilla, encerrar la aguja deflechara del visor de CAPACITANCIA pF; es decir, colocarla en dirección del CERO central de este visor.</p> <p>Registrar el valor de la capacitancia en pF de la siguiente manera:</p>		
	<div style="text-align: center;"> $\frac{\text{capacitancia pF}}{\text{multiplicador}} = \text{unidades decimales}$ <p style="text-align: center;"> el valor obtenido se registrará como: 200 X (32,2) = 6440 pF </p> </div>		


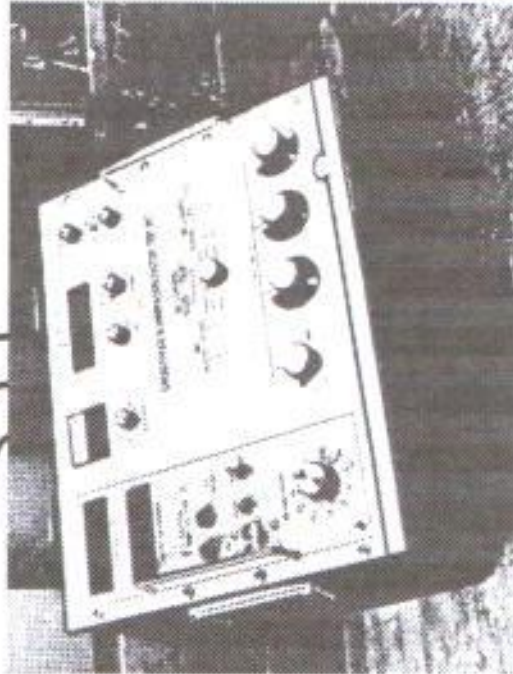
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:		
PARA: COLLAR CALIENTE BUSHINGS (TIPO PASANTE O TIPO SOLIDO) CON AISLAMIENTO EN ACEITE Y SF ₆ LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		5 6 HC-BUSHG		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	6.10.4.5	Con la perilla selectora de rango (RANGE SWITCH) de %DF o LO-HI MILIWATTS/WATTS determinar la magnitud que se desea obtener en el display digital o pantalla de la parte superior derecha del panel de control del equipo de prueba:		
6.10.4.5.1	Colocar la perilla en la posición %DF 20, leer el valor de %DF (factor de disipación porcentual) y registrarlo			
6.10.4.5.2	Cambiar de posición a la perilla y colocarla en LO MILIWATTS o WATTS dependiendo, si es que el valor de pérdidas no se presenta en el display, se tendrá que cambiar de escala empleando las otras opciones (LO-HI MILIWATTS o WATTS) %DF 20, leer el valor de pérdidas y registrarlo			
6.11	Cambiar el posición al switch NORM-OFF-REV de modo NORMAL, posición NORM, a la posición REV (reversa)			
6.11.1	Si la aguja del visor de capacitancia con cero central se ha deflelado nuevamente, encerrarla con la última perilla (valor decimal) de la capacitancia pF (localizada en la parte inferior derecha) hasta que vuelva a señalar el CERO central en el visor; si se encera, registrar nuevamente el valor de capacitancia pF (proceso 6.10.4.3). Si no se encera, repetir el proceso de determinación de la capacitancia pF como se indica en los puntos 6.10.4.1 - 2 - 3 - 4			
6.11.2	Realizar las mediciones y registros de %DF y pérdidas como se indican en los procesos: 6.10.4.5, 6.10.4.5.1 - 2			
6.12	Bajar el voltaje de prueba aplicado girando la perilla de control de voltaje de prueba hasta que en el display se lea 0 KV			
6.13	Colocar el switch HV ON/OFF en la posición OFF y soltar el pedal de seguro o bloqueo del equipo de prueba			
6.14	Colocar nuevamente todas las perillas y switches en su posición original: capacitancia pF (multiplicador; SHORT, capacitancia patrón 20.0), switch NORM-OFF-REV en la posición OFF.			


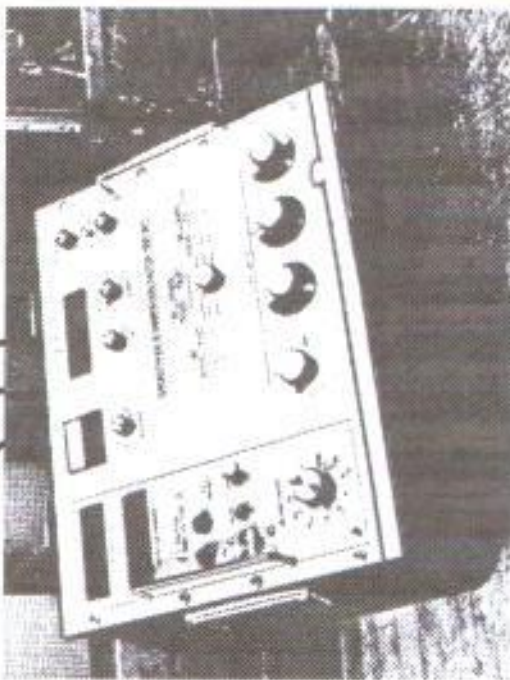
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 6 6		
PARA: COLLAR CALIENTE BUSHINGS (TIPO PASANTE O TIPO SOLIDO) CON AISLAMIENTO EN ACEITE Y SF ₆		PROCEDIMIENTO: HC-BUSHG		
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:		
		REALIZADO:		
		AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.15	Apagar el equipo de prueba colocando el switch principal en la posición OFF			
7	Esperar 3 minutos como intervalo de seguridad, antes de proceder a retirar los cables de prueba para proceder a cambiar de posición el collar de material semiconductor y realizar la prueba en su SEGUNDA parte			
8	Cambiar la posición del collar de material semiconductor, y colocarlo en la falda de porcelana del bushing localizada en la parte central. Ahora se realizará la SEGUNDA parte de la prueba, con lo que se espera medir las pérdidas producto de la circulación de las corrientes de fuga entre casi toda la superficie de la porcelana desde la mitad del bushing hacia el terminal.			
8.1	Repetir todos los procesos desde el 6.2 hasta el 6.15			
9	Esperar 3 minutos como intervalo de seguridad para proceder a desconectar, limpiar y guardar todos los cables de prueba empleados, así como el equipo o set de prueba empleado.			
NOTA	<p>Si durante la prueba, especialmente durante el proceso de incremento de la tensión de prueba (0 -> 2.5 KV) se presenta algún ruido extraño, similar al de una pequeña descarga; NO incrementar más el voltaje de prueba aplicado y proceder a realizar la prueba con un voltaje inferior a los 2.5KV; pero el mismo no podrá ser inferior a los 1.5KV. Si aún en este valor se presentan problemas, revisar todos los cables de prueba en busca de algún tipo de daño en el aislamiento y realizar una inspección total en el equipo a probar.</p> <p>Comparar los valores de pérdidas obtenidos en las DOS etapas de la prueba con datos del historial de los demás bushings que se encuentren operando; NO debiendo existir un incremento superior al 1%, por cada 5 años de operación; aunque lo anterior depende de muchos factores: condiciones ambientales, grado de contaminación, tipo de operación, vida operativa, etc. Si se desea medir las corrientes de fuga a lo largo de toda la superficie del bushing, únicamente se deberá cambiar de posición al collar de material semiconductor y repetir todos los procesos indicados.</p>			

<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: COLLAR CALIENTE BUSHINGS (TIPO PASANTE O TIPO SOLIDO) CON AISLAMIENTO EN ACEITE Y SF₆</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 1 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: HC-BUSHG</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
--	--



	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: COLLAR CALIENTE BUSHINGS (TIPO PASANTE O TIPO SOLIDO) CON AISLAMIENTO EN ACEITE Y SF₆</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 2 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: HC-BUSHHG</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
		<p>Medición de pérdidas debido a: Corrientes de fuga de la tercera faldita al terminal de alta tensión del bushing</p>  <p style="text-align: center;">PRUEBA 2</p>

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: COLLAR CALIENTE BUSHINGS (TIPO PASANTE O TIPO SOLIDO) CON AISLAMIENTO EN ACEITE Y SF₆</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 3 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: HC-BUSHHG</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
		 <p>Medición de pérdidas debido a: Corrientes de fuga del centro al terminal de alta tensión del bushing</p> <p>PRUEBA 1</p>

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: COLLAR CALIENTE BUSHINGS (TIPO PASANTE O TIPO SOLIDO) CON AISLAMIENTO EN ACEITE Y SF₆</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 4 4</p> <p>PROCEDIMIENTO: HC-BUSHG</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	 <p>GUARDA</p> <p>collar de material semiconductor</p> <p>HV</p> <p>TIERRA</p>	 <p>Medición de pérdidas debido a: Corrientes de fuga de la base al terminal de alta tensión del bushing</p> <p>PRUEBA 2</p>

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 1 6	
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA PARA BUSHINGS EN ACEITE O SF ₆ (CON TOMA CAPACITIVA) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: FDYC-BUSHG ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD		
1	Esta prueba es aplicable únicamente a aquellos bushings que poseen toma capacitiva; como medida primordial, deberán encontrarse desenergizados, montados en el equipo donde operarán normalmente y sin ningún conductor conectado en su terminal de alta tensión.		
2	El personal responsable de la ejecución de esta prueba, deberá presentarse al sitio de trabajo provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (set de prueba FDYC-2,5KV., llaves expansivas 3" (Z), destornilladores (plano y estrella grandes, delgados y aislados), cinta aislante, cable #12 (1 rollo), navaja		
	PROCEDIMIENTO		
1	Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (SET FDYC-2,5KV), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización		
2	Conectar todos los terminales de prueba del equipo: terminal HV (capucha negra) con la punta tipo GANCHO, terminal de GUARDA (capucha azul) y el terminal de TIERRA (capucha roja); además de la conexión de puesta a tierra del equipo (cable verde) que deberá conectarse de preferencia a la malla de tierra de la S/E en donde se localiza el equipo a probar. No deberá olvidarse la conexión del pedal de bloqueo o seguro del equipo; el mismo que deberá ser presionado durante toda la prueba		
3	Realizar la prueba tipo 3 (UST) (especimen no aterrizado) en modo de conexión H→Baja (VER CONEXIONES); realizando mediciones NORM y REV (normal y reversa). Es recomendable realizar la prueba además en los tipos 4 y 5 (especimen aterrizado y especimen a guarda respectivamente) como método de comprobación y para poder establecer conclusiones más exactas y puntuales		
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente		
			HORAS

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 6		
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA PARA BUSHINGS EN ACEITE O SF ₆ (CON TOMA CAPACITIVA)		PROCEDIMIENTO: FDYC-BUSHG		
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		ACTIVIDAD:		
		REALIZADO:		
		AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
5	Realizar la prueba mediante la aplicación del voltaje de prueba que brinda el equipo (2.5KV) al terminal de alta tensión del bushing; es decir, el terminal de prueba HV (capucha negra, empleando la punta tipo lagarto) se conectará al terminal de alta tensión. El terminal de GUARDA (capucha azul) se conectará al terminal o toma capacitiva del bushing localizada en la parte inferior del mismo, cercana a la base metálica y el terminal de TIERRA (capucha roja) se conectará a la base metálica del bushing, pero no próxima al terminal de guarda; la misma que estará en contacto con toda la estructura o carcasa del equipo en el cual se encuentra conectado el bushing. Cabe recalcar, que aunque se ha mencionado que el bushing deberá estar desenergizado, esto, trae otros requerimientos en lo que se refiere al equipo primario en el cual trabajará el bushing, el mismo que deberá estar desenergizado totalmente; es decir aislado COMPLETAMENTE de líneas o equipos de alta tensión que produzcan circulación de corriente			
6	Desarrollar la prueba de FDYC (factor de disipación de capacitancia) aplicada al bushing en el modo H->BAJA; es decir, alimentando la tensión de prueba por el terminal de alta tensión del bushing			
6.1	Colocar la punta de prueba tipo LAGARTO o terminal HV del equipo de prueba en el terminal de alta tensión del bushing, evitando a toda costa el contacto de la punta de prueba de alta tensión con la porcelana, conductores o cualquier estructura metálica. Emplear de ser necesario "piola" para suspender al cable de prueba formando en lo posible una disposición perpendicular del terminal de prueba con referencia al terminal de alta tensión del bushing			
6.2	Conectar el lagarto o terminal de GUARDA al terminal o toma capacitiva del bushing, evitando de igual manera el contacto del cable de prueba con la porcelana, conductores o estructuras metálicas cercanas; empleando de ser necesario piolas como en el punto anterior.			
6.3	Conectar el lagarto o terminal de TIERRA en la base metálica del bushing			
6.4	Comprobar la correcta conexión del equipo de prueba a la fuente de alimentación de 120 Vac, así como su correcto aterrizamiento. Colocar el switch o interruptor principal del equipo de la posición OFF a la posición ON; si se produce algún tipo de bloqueo o disparo, es debido a la mala conexión a tierra del equipo o a la mala polarización y conexión de la fuente de alimentación; por lo que se deberá reajustar o reconectar tanto la puesta a tierra como la alimentación de los 120 VAC.			

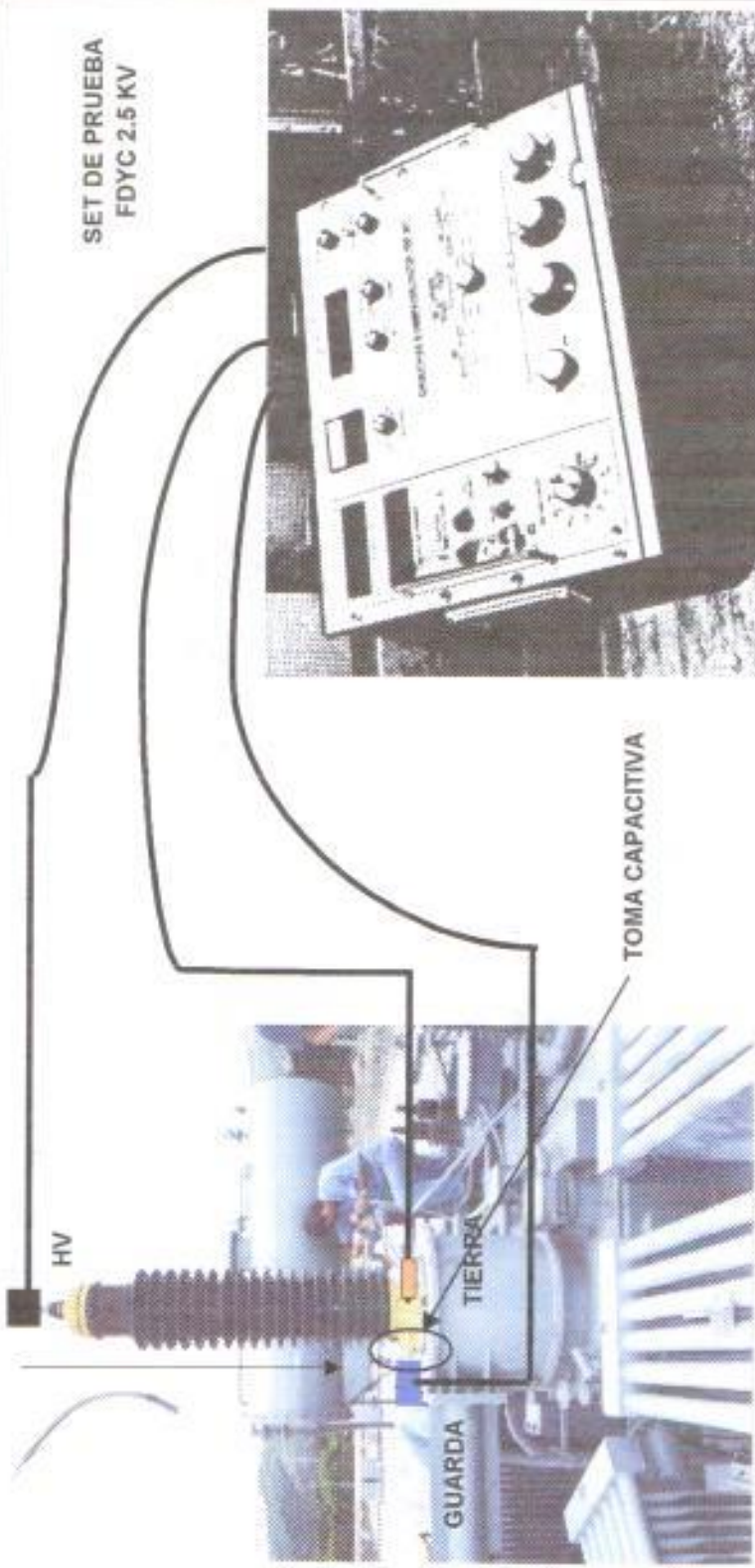
ITEM	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA:
	PARA:	LOCALIZACION:	PROCEDIMIENTO:	3 6 FDYC-BUSHG
	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.5	<p>Encerrar los valores de capacitancia (flecha deflectora en visor con cero central) y el %DF (factor de disipación porcentual) (pantalla digital o display) empleando las perillas localizadas en la parte superior derecha del panel de control del equipo de prueba; una de las cuales también ayuda para la supresión de la interferencia presente en las zonas en las que existe una fuerte inducción magnética.</p>			2001
6.6	<p>Colocar switch selector del voltaje de prueba en la posición 2.5 KV. El equipo de prueba o SET FDYC inyecta máximo un voltaje de prueba de 2.5 KV. (aunque existen equipos de FDYC de hasta 10 KV), nivel de tensión que no es nada riesgoso para el equipo a probar, ya que existen bushings a niveles de 230, 138 y 69 KV cuyos valores de tensión de operación normal son 230/3^{1/2}, 138/3^{1/2} y 69/3^{1/2} (voltajes Ø-Tierra) > a 2.5 KV.</p>			
6.7	<p>Colocar las perillas del valor de capacitancia en pF (conjunto de perillas de la parte inferior del panel de control del equipo de prueba) en el valor de capacitancia PATRON del equipo. multiplicador en SHORT, capacitancia 20.0</p>			
6.8	<p>Colocar el switch selector NORM-OFF-REV en modo de prueba NORMAL, posición NORM (ubicado en la parte central izquierda del panel de control del equipo de prueba)</p>			
6.9	<p>Seleccionar el tipo de prueba 3 con la perilla selectora de tipo de prueba en la posición 3 "UST"</p>			
6.9.1	<p>Presionar el pedal de bloqueo o seguro del equipo de prueba y mantenerlo presionado durante toda la prueba</p>			
6.9.2	<p>Colocar el switch selector de HV (alto voltaje), en la posición HV ON</p>			
6.9.3	<p>Iniciar la inyección e incremento del voltaje de prueba empleando la perilla reguladora de voltaje de prueba (ubicada en la parte inferior izquierda del panel de control del equipo de prueba) girándola a favor de las manecillas del reloj, hasta que en el display de voltaje de prueba (ubicado en la parte superior izquierda del panel de control) se lean los 2.5 KV</p>			

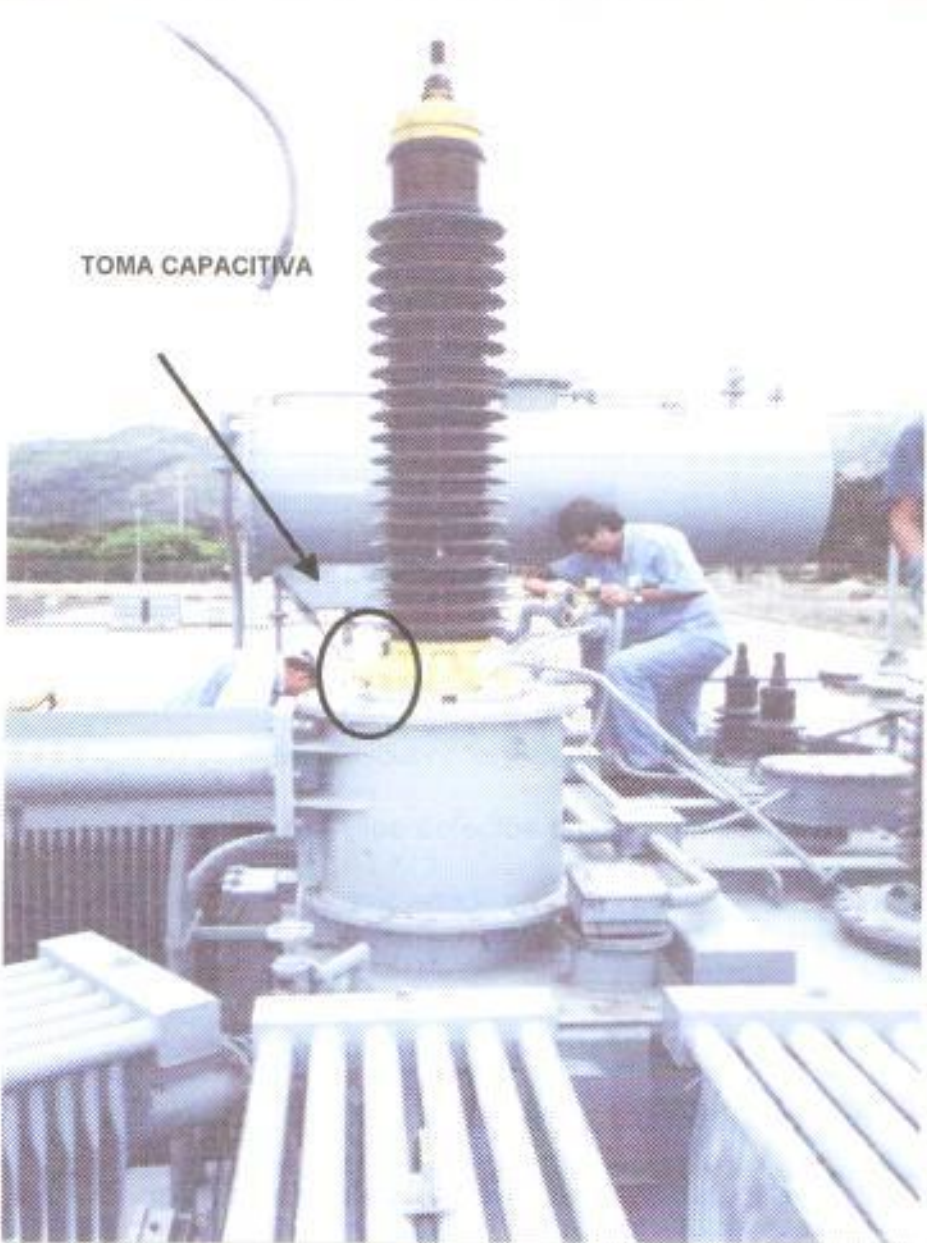
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 4 6
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA PARA BUSHINGS EN ACEITE O SF ₆ (CON TOMA CAPACITIVA) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: FDYC-BUSHG ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL
6.9.4	Maniobrar las perillas de "capacitancia pF" de la siguiente manera:	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
6.9.4.1	<p>Girar la perilla del multiplicador (primera desde la izquierda) y observar la aguja del visor de CAPACITANCIA pF. Avanzar posición por posición esta perilla hasta que la aguja deflecte hacia la izquierda del cero central en la escala del visor mencionado anteriormente; entonces regresar un paso la perilla del multiplicador, la aguja deflextará nuevamente pero ahora hacia la derecha del cero central del visor de CAPACITANCIA pF y ese será el valor del MULTIPLICADOR a ser registrado.</p> <p>Repetir el proceso anterior empleando ahora las dos perillas siguientes a la derecha del multiplicador</p> <p>Con la última perilla, encerrar la aguja deflectada del visor de CAPACITANCIA pF; es decir, colocarla en dirección del CERO central de este visor.</p>	HORAS
6.9.4.4	<p>Registrar el valor de la capacitancia en pF de la siguiente manera:</p> <div style="text-align: center;"> <p>capacitancia pF</p> </div> <p>el valor obtenido se registrará como: 100 X (56.1) = 5610 pF</p>	

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:		
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA PARA BUSHINGS EN ACEITE O SF ₆ (CON TOMA CAPACITIVA) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		5 6		
		PROCEDIMIENTO: FDYC-BUSHG		
		ACTIVIDAD:		
		REALIZADO:		
		AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.9.5	Con la perilla selectora de rango (RANGE SWITCH) de %DF o LO-HI MILIWATTS/WATTS determinar la magnitud que se desea obtener en el display digital o pantalla de la parte superior derecha del panel de control del equipo de prueba.			
6.9.5.1	Colocar la perilla en la posición %DF 20, leer el valor de %DF (factor de disipación porcentual) y registrarlo			
6.9.5.2	Cambiar de posición a la perilla y colocarla en LO MILIWATTS o WATTS dependiendo, si es que el valor de pérdidas no se presenta en el display, se tendrá que cambiar de escala empleando las otras opciones (LO-HI MILIWATTS o WATTS) %DF 20, leer el valor de pérdidas y registrarlo			
6.10	Cambiar el posición al switch NORM-OFF-REV de modo NORMAL, posición NORM, a la posición REV (reversa)			
6.10.1	Si la aguja del visor de capacitancia con cero central se ha deflelado nuevamente, encerrarla con la última perilla (valor decimal) de la capacitancia pF (localizada en la parte inferior derecha) hasta que vuelva a señalar el CERO central en el visor; si se encera, registrar nuevamente el valor de capacitancia pF (proceso 6.9.4.3). Si no se encera, repetir el proceso de determinación de la capacitancia pF como se indica en los puntos 6.9.4.1 - 2 - 3 - 4			
6.10.2	Realizar las mediciones y registros de %DF y pérdidas como se indican en los procesos: 6.9.5, 6.9.5.1 - 2			
6.11	Bajar el voltaje de prueba aplicado girando la perilla de control de voltaje de prueba hasta que en el display se lea 0 KV			
6.12	Colocar el switch HV ON/OFF en la posición OFF y soltar el pedal de seguro o bloqueo del equipo de prueba			
6.13	Colocar nuevamente todas las perillas y switches en su posición original: capacitancia pF (multiplicador: SHORT, capacitancia patrón 20.0), switch NORM-OFF-REV en la posición OFF.			

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 6 6
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA PARA BUSHINGS EN ACEITE O SF ₆ (CON TOMA CAPACITIVA) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: FDYC-BUSHG ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
6.14	Esperar 1 minuto antes de realizar la prueba en tipo de prueba 4 (GST: especimen de prueba atorrizado)	
6.14.1	Repetir todos los procesos descritos desde 6.5 hasta 6.13 con la única diferencia que en el proceso 6.9 el tipo de prueba es el 4 (GST)	
6.15	Esperar 1 minuto antes de realizar la prueba en tipo de prueba 5 (GST: especimen de prueba a guarda)	
6.15.1	Repetir todos los procesos descritos desde 6.5 hasta 6.13 con la única diferencia que en el proceso 6.9 el tipo de prueba es el 5 (GST)	
6.16	Apagar el equipo de prueba colocando el switch principal en la posición OFF	
7	Esperar 3 minutos como intervalo de seguridad para proceder a desconectar, limpiar y guardar todos los cables de prueba empleados, así como el equipo o set de prueba empleado.	
NOTA	<p>Si durante la prueba, especialmente durante el proceso de incremento de la tensión de prueba (0 -> 2.5 KV) se presenta algún ruido extraño, similar al de una pequeña descarga; NO incrementar más el voltaje de prueba aplicado y proceder a realizar la prueba con un voltaje inferior a los 2.5KV; pero el mismo no podrá ser inferior a los 1.5KV. Si aún en este valor se presentan problemas, revisar todos los cables de prueba en busca de algún tipo de daño en el aislamiento y realizar una inspección total en el equipo a probar.</p> <p>Comparar los valores obtenidos en las etapas de la prueba con los datos de placa del bushing así como con los datos del historial de los demás bushings que se encuentren operando; NO debiendo existir un porcentaje de error superior al 1% entre los valores medidos y los de placa (considerar además la exactitud del equipo de prueba). Los valores de las pérdidas no deberán exceder al 1% por cada 5 años de operación del bushing (criterio similar al de la prueba de collar caliente) considerando los factores operativos y ambientales incidentes</p>	

	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA PARA BUSHINGS EN ACEITE O SF₆ (CON TOMA CAPACITIVA)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p style="text-align: center;">1 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: FDYC-BUSHG</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
<p style="text-align: center;">DESCRIPCION DEL PANEL DE CONTROL SET DE PRUEBA FDYC 2.5 KV</p>	<p style="text-align: center;">DESCRIPCION DEL PANEL DE CONTROL</p>	

	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA PARA BUSHINGS EN ACEITE O SF₆ (CON TOMA CAPACITIVA)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 2 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: FDYC-BUSHG</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
ITEM	CONEXIONES	
	 <p style="text-align: center;">SET DE PRUEBA FDYC 2.5 KV</p> <p style="text-align: center;">TOMA CAPACITIVA</p> <p style="text-align: center;">TIERRA</p> <p style="text-align: center;">GUARDA</p> <p style="text-align: center;">HV</p>	

	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA PARA BUSHINGS EN ACEITE O SF₆ (CON TOMA CAPACITIVA)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>
ITEM	CONEXIONES
 <p>TOMA CAPACITIVA</p>	

6.6. Pararrayos

6.6.1. Tipos de Pruebas

Los principales puntos de inspección y pruebas que se realizan en los pararrayos son los siguientes:

- Revisión de la instalación, bases aislantes, instalación del contador de descargas y del cable entre el pararrayos y el contador, estado del aislador
- Medición de la resistencia de aislamiento con MEGGER de 5000 voltios durante un (1) minuto.

A) FACTOR DE POTENCIA

El objeto de efectuar la prueba de factor de potencia en pararrayos es descubrir en ellos, a través de los valores de pérdidas en mW, los defectos producidos por la contaminación en el GAP o suciedad en los elementos autovalvulares, humedad, sales metálicas, así como corrosión en los GAP, porcelanas despostilladas o porosas.

El análisis de las pruebas de los pararrayos se basa normalmente en los valores de las pérdidas en mW.

Los tipos de defectos más comunes en los pararrayos son:

- Contaminación por humedad
- Suciedad o polvo depositado dentro de la superficie interior de la porcelana
- Contaminación de la superficie exterior del sello del GAP dentro de la porcelana
- Gaps corroídos
- Depósito de sales de aluminio, aparentemente causadas por la interacción entre humedad y productos resultantes por efecto corona.
- Porcelana quebrada

Estas causas son las responsables para un incremento más alto que lo normal en las pérdidas, las cuales pueden ser restauradas a valores normales con el lavado de las superficies contaminadas.

Cuando las pérdidas son más bajas que lo normal, éstas se han obtenido en los casos de unidades que tienen rotos los resistores Shunt. Así como en pararrayos cuyo circuito está discontinuado causado por rotura en los elementos de preionización.

Se recomienda que las reparaciones en los sellos de los GAP's no se intenten en el campo.

**CONEXIONES PARA LA PRUEBA A UN PARARRAYO
COMPUESTO DE 3 UNIDADES (ver figura 6.14)**

ENERGIZAR	VOLTAJE DE PRUEBA	ATERRIZAR	SE MIDE
1	2.5	2	A
2	2.5	3	B
3	2.5	4	C
2	2.5	1 + 3	A + B
3	2.5	2 + 4	B + C

A continuación, se describen los procedimientos para el desarrollo de las pruebas eléctricas de **medición de la resistencia de aislamiento y factor de disipación y capacitancia de los pararrayos** localizados en las subestaciones eléctricas pertenecientes a la zona occidental de TRANSELECTRIC S.A.; así como los formatos de prueba para ser llenados en el campo mismo de elaboración de prueba:

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS ELECTRICAS			HOJA: 1 1 DESIMP-LA	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS	
1	MEDIDAS DE SEGURIDAD El equipo a probar (PARARRAYO), deberá estar aislado de todos los circuitos energizados de la S/E				
2	La prueba deberá realizarse tomando en consideración TODAS las medidas de SEGURIDAD PERSONAL para evitar daños físicos por los niveles de las señales de prueba que se aplicarán al equipo				
1	PROCEDIMIENTO Cuando recién se reciben los pararrayos se deberá escoger uno aleatoriamente de entre los presentes; o si es que se desea revisar uno en particular, se le aplicará a este lo siguiente:				
1.1	Se debe someter al PARARRAYO a la PRUEBA DE DESCARGA, para verificar el valor que se ha determinado teóricamente (dato fabricante)				
1.2	Si la descarga MEDIDA, se desvía en más del 3% del valor CALCULADO o TEORICO, el o los pararrayos se someterán en su totalidad a la misma prueba de descarga				
1	DESCRIPCION DE LA PRUEBA Un PARARRAYO se somete a la PRUEBA DE DESCARGA POR IMPULSO, que consiste en una prueba de descarga IR a un nivel de corriente de 1500 AMP con una FORMA DE ONDA de 8 x 20 micro-segundos				
1	CONCLUSION Si cualquier PARARRAYO o unidad individual FALLA al pasar la prueba, será reparado y reemplazado o rediseñado cualquier parte defectuosa y los pararrayos o unidades serán probados nuevamente. Todos los pararrayos adicionales o las unidades del mismo tipo y capacidad se harán con características similares a los pararrayos o unidades cambiadas				

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 1 2		
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE PARARRAYO LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: MEGG-LA ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001		
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
	MEDIDAS DE SEGURIDAD			
1	El descargador de sobretensión o pararrayo, deberá encontrarse desenergizado, UBICADO EN EL PEDESTAL sobre el que trabajará normalmente y sin ningún conductor conectado a sus terminales; a excepción del conductor de Cu de puesta a tierra, el que se recomienda que esté conectado			
2	El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (megger 5000 Vdc., llaves expansivas, destornilladores, cinta aislante, cable #12, navaja, etc)			
	PROCEDIMIENTO			
1	Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (MEGGER BIDDLE motorizado 5000 VDC), la misma que es de una tensión de 120 V AC, con la respectiva polarización			
2	Ubicar al MEGGER sobre una superficie plana y nivelada; el equipo deberá ser nivelado empleando las extremidades roscables de soporte hasta que la burbuja o indicador de nivel de la parte superior del equipo esté encerrada totalmente.			
3	Conectar los terminales de prueba al equipo (MEGGER); el terminal tipo lagarto que posee además del lagarto de sujeción una pequeña extensión con terminal tipo "uña", es el que deberá conectarse al punto denominado "L" en el equipo de prueba y que posee un símbolo de un "rayo", mientras que la pequeña extensión (que se denomina GUARDA) se deberá conectar al punto denominado "G". El otro terminal de prueba, que no posee ninguna extensión pequeña de conductor, se deberá conectar al punto marquiado con la letra "E"			
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente			

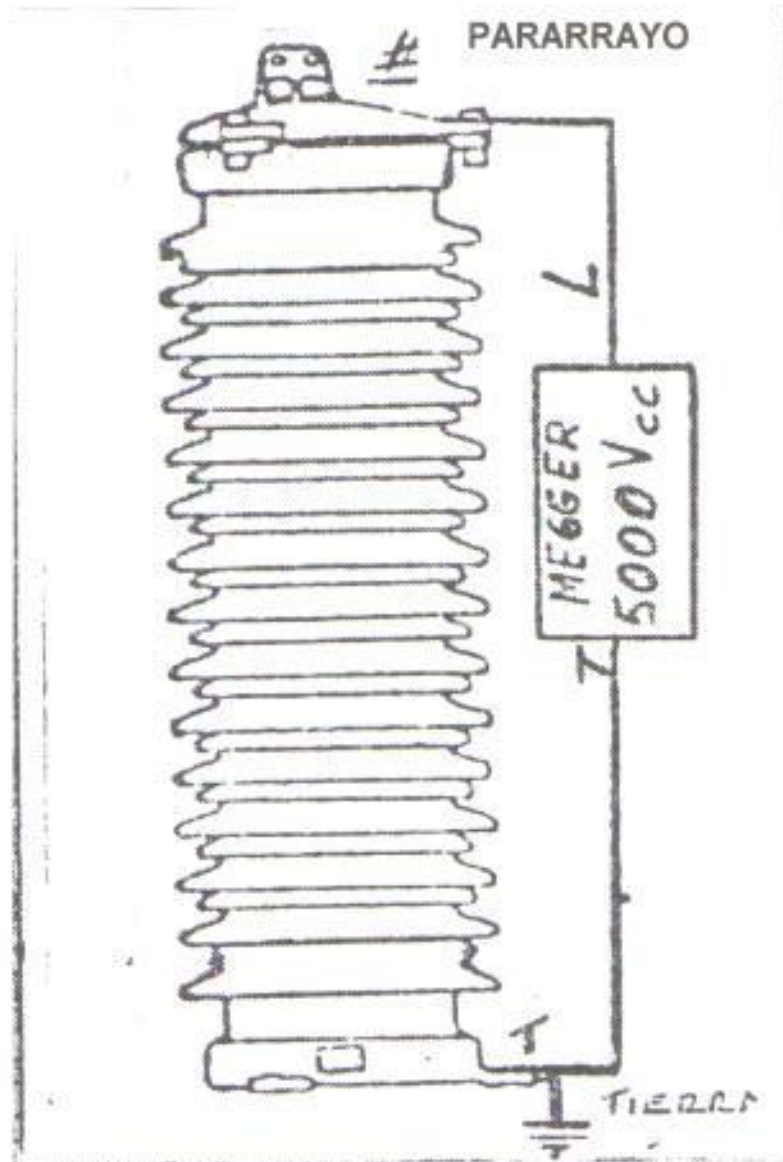
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 2 2
PARA: RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE PARARRAYO LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: MEGG-LA ACTIVIDAD REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS HORAS
5	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "L" del equipo de prueba (MEGGER), al terminal superior del pararrayo	
6	Conectar firmemente el lagarto o pinza del terminal de prueba que fue conectado al punto "E" del equipo de prueba (MEGGER), al terminal inferior del pararrayo (donde se realiza la conexión con el conductor de Cu de puesta a tierra)	
7	Desarrollar la prueba mediante la operación adecuada del equipo de prueba (MEGGER BIDDLE 5000 VDC)	
7.1	Seleccionar la escala de resistencia en la que se va a realizar la prueba, empleando la perilla selectora de la parte frontal derecha del equipo marquillada con MI y MII que representan las dos escalas de lecturas que se observan en el equipo.	
7.2	Seleccionar el nivel de voltaje de prueba a ser aplicado al equipo o espécimen de prueba dependiendo de las características técnicas, recomendaciones dadas por el fabricante e incluso basándose en el historial (de poseerse) de equipos similares en nivel de tensión nominal de operación, tipo y fabricante. NOTA: Para equipos primarios de tensiones de operación nominal superiores a los 69 KV se ha estandarizado un voltaje de aplicación de 5000 VDC para la realización de la prueba del MEGGER	
7.3	Se deberá tener mucha precaución en la lectura de las escalas del equipo teniendo presente: la escala preseleccionada con la perilla MII o MI y el multiplicador que se indica con el selector en el voltaje de prueba que se aplique (ejemplo: 5000 VDC, multiplicador = 5)	
7.4	Encender el MEGGER motorizado colocando el switch de alimentación principal localizado en la parte posterior del equipo en la posición ON	
7.5	Tomar las lecturas de los valores de resistencia de aislamiento cada 15 seg. durante 1 minuto, y tabularlas empleando hojas de pruebas en campo (VER FORMATO en ANEXOS)	

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELÉCTRICA

ESQUEMA DE CONEXIONADO (MEGG-LA)

PARA: MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO PARARRAYO

LOCALIZACION S/E CONVENCIONALES Y ENCAPSULADAS



PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 1 6	
PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DEL PARARRAYO (69 - 138 - 230 KV) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: FDYC-LA ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
MEDIDAS DE SEGURIDAD			
1	El pararrayo, deberá encontrarse desenergizado, UBICADO EN EL PEDESTAL sobre el que trabajará normalmente y sin ningún conductor conectado a sus terminales; incluido el conductor de Cu de puesta a tierra, el que se recomienda que esté desconectado.		
2	El personal de prueba, deberá estar provisto de los implementos necesarios de seguridad personal (cinturón, guantes aislantes, casco, botas, etc.) y de las herramientas y equipos necesarios para desarrollar la prueba (set de prueba FDYC-2,5KV., llaves expansivas, destornilladores, cinta aislante, cable #12, navaja, etc)		
PROCEDIMIENTO			
1	Realizar la conexión necesaria de la extensión de alimentación para el equipo de prueba (SET FDYC-2,5KV), la misma que es de una tensión de 120 V AC; con la respectiva polarización		
2	Conectar todos los terminales de prueba del equipo: terminal HV (capucha negra) con la punta tipo GANCHO, terminal de GUARDA (capucha azul) y el terminal de TIERRA (capucha roja); además de la conexión de puesta a tierra del equipo (cable verde) que deberá conectarse de preferencia a la malla de tierra de la S/E en donde se localiza el equipo a probar. No deberá olvidarse la conexión del pedal de bloqueo o seguro del equipo; el mismo que deberá ser presionado durante toda la prueba		
3	Realizar únicamente la prueba tipo 4 (GST) (especimen aterrizado) en los modos de conexión H->Baja (VER CONEXIONES); realizando mediciones NORM y REV (normal y reversa).		
4	Ajustar firmemente los terminales o puntas de prueba a los puntos de conexión del equipo mencionados anteriormente		

ITEM	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA:
	PARA:	FACTORES DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DEL PARARRAYO (69 - 138 - 230 KV)	2 6 FDYC-LA
	LOCALIZACION:	S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA	ACTIVIDAD:
			REALIZADO:
			AÑO:
	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS
			HORAS
5	Desarrollar la prueba de FDYC (factor de disipación de capacitancia) aplicada al pararrayo en el modo H->BAJA; es decir, alimentando la tensión de prueba por el terminal de alta tensión o H1 del pararrayo		
6	Colocar la punta de prueba tipo GANCHO o terminal HV del equipo de prueba en el terminal de alta tensión (H1) del pararrayo		2001
6.1	Conectar el lagarto o terminal de GUARDA en la base del pararrayo		
6.2	Conectar el lagarto o terminal de TIERRA en la carcasa o estructura metálica del pedestal soporte del pararrayo		
6.3	Comprobar la correcta conexión del equipo de prueba a la fuente de alimentación de 120 Vac, así como su correcto aterrizamiento. Conectar el switch o interruptor principal del equipo de la posición OFF a la posición ON; si se produce algún tipo de bloqueo o disparo, es debido a la mala conexión a tierra del equipo o a la mala polarización y conexión de la fuente de alimentación, por lo que se deberá reajustar o reconectar tanto la puesta a tierra como la alimentación de los 120 VAC.		
6.4	Encerrar los valores de capacitancia (flecha defleora en visor con cero central) y el %DF (factor de disipación porcentual) (pantalla digital o display) empleando las perillas localizadas en la parte superior derecha del panel de control del equipo de prueba; una de las cuales también ayuda para la supresión de la interferencia presente en las zonas en las que existe una fuerte inducción magnética		
6.5	Colocar switch selector del voltaje de prueba en la posición 2.5 KV. El equipo de prueba o SET FDYC inyecta máximo un voltaje de prueba de 2.5 KV. (aunque existen equipos de FDYC de hasta 10 KV), nivel de tensión que no es nada riesgoso para el equipo a probar, ya que existen pararrayos que operan a niveles de 230, 138 y 69 KV cuyos valores de tensión de operación normal son 230/3 ^{1/2} , 138/3 ^{1/2} y 69/3 ^{1/2} (voltajes Ø-Tierra) > a 2.5 KV.		

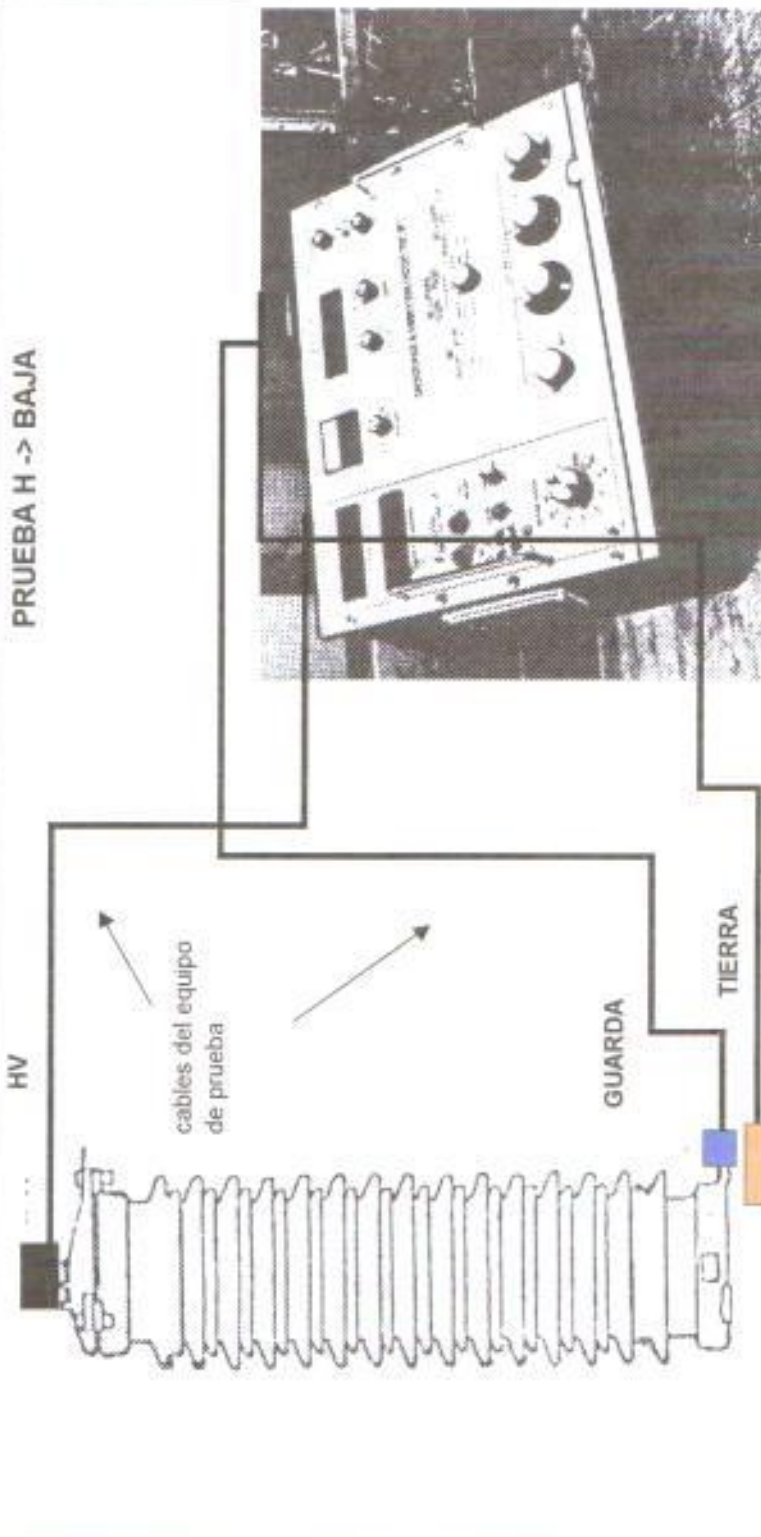
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 3 6	
PARA: FACTOR DE DISIPACIÓN Y CAPACITANCIA DEL PARARRAYO (69 - 138 - 230 KV) LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		PROCEDIMIENTO: FDYC-LA ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.5	Colocar las perillas del valor de capacitancia en pF (conjunto de perillas de la parte inferior del panel de control del equipo de prueba) en el valor de capacitancia PATRON del equipo: multiplicador en SHORT, capacitancia 20.0		
6.6	Colocar el switch selector NORM-OFF-REV en modo de prueba NORMAL, posición NORM (ubicado en la parte central izquierda del panel de control del equipo de prueba)		
6.7	Seleccionar el tipo de prueba 4 con la perilla selector de tipo de prueba en la posición 4 "GST"		
6.7.1	Presionar el pedal de bloqueo o seguro del equipo de prueba y mantenerlo presionado durante toda la prueba		
6.7.2	Colocar el switch selector de HV (alto voltaje), en la posición HV ON		
6.7.3	Iniciar la inyección e incremento del voltaje de prueba empleando la perilla reguladora de voltaje de prueba (ubicada en la parte inferior izquierda del panel de control del equipo de prueba) girándola a favor de las manecillas del reloj, hasta que en el display de voltaje de prueba (ubicado en la parte superior izquierda del panel de control) se lean los 2.5 KV		
6.7.4	Maniobrar las perillas de "capacitancia pF" de la siguiente manera:		
6.7.4.1	Girar la perilla del multiplicador (primera desde la izquierda) y observar la aguja del visor de CAPACITANCIA pF. Avanzar posición por posición esta perilla hasta que la aguja deflecte hacia la izquierda del cero central en la escala del visor mencionado anteriormente; entonces regresar un paso la perilla del multiplicador, la aguja defleccará nuevamente pero ahora hacia la derecha del cero central del visor de CAPACITANCIA pF y ese será el valor del MULTIPLICADOR a ser registrado.		
6.7.4.2	Repetir el proceso anterior empleando ahora las dos perillas siguientes a la derecha del multiplicador		

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA: 4 6 PROCEDIMIENTO: FDYC-LA
	PARA: FACTORIZACION Y CAPACITANCIA DEL PARARRAYO (69 - 138 - 230 KV)		ACTIVIDAD: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA	REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
6.7.4.3	Con la última perilla, encerrar la aguja deflectada del visor de CAPACITANCIA pF, es decir, colocarla en dirección del CERO central de este visor.			
6.7.4.4	Registrar el valor de la capacitancia en pF de la siguiente manera:			
	<div style="text-align: center;"> <p>capacitancia pF</p> <p>100 x 20.8</p> <p>multiplicador decenas unidades decimales</p> <p>el valor obtenido se registrará como: $100 \times (20.8) = 2080 \text{ pF}$</p> </div>			
6.7.4.5	Con la perilla selectora de rango (RANGE SWITCH) de %DF ó LO-HI MILIWATTS/WATTS determinar la magnitud que se desea obtener en el display digital o pantalla de la parte superior derecha del panel de control del equipo de prueba.			
6.7.4.5.1	Colocar la perilla en la posición %DF 20, leer el valor de %DF (factor de disipación porcentual) y registrarlo			
6.7.4.5.2	Cambiar de posición a la perilla y colocarla en LO MILIWATTS ó WATTS dependiendo si es que el valor de pérdidas no se presenta en el display, se tendrá que cambiar de escala empleando las otras opciones (LO-HI MILIWATTS ó WATTS) %DF 20, leer el valor de pérdidas y registrarlo			

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA		HOJA: 5 6	
PROCEDIMIENTO:		FDYC-LA	
ACTIVIDAD:			
REALIZADO:			
AÑO:		2001	
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS.
LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA		HORAS	
6.8	Cambiar el posición al switch NORM-OFF-REV de modo NORMAL, posición NORM, a la posición REV (reversa)		
6.8.1	Si la aguja del visor de capacitancia con cero central se ha deflectado nuevamente, encerrarla con la última perilla (valor decimal) de la capacitancia pF (localizada en la parte inferior derecha) hasta que vuelva a señalar el CERO central en el visor; si se encera, registrar nuevamente el valor de capacitancia pF (proceso 6.7.4.4). Si no se encera, repetir el proceso de determinación de la capacitancia pF como se indica en los puntos 6.7.4.1 - 2 - 3		
6.8.2	Realizar las mediciones y registros de %DF y pérdidas como se indican en los procesos: 6.7.4.5, 6.7.4.5.1 - 2		
6.9	Bajar el voltaje de prueba aplicado girando la perilla de control de voltaje de prueba hasta que en el display se lea 0 KV		
6.10	Colocar el switch HV ON/OFF en la posición OFF y soltar el pedal de seguro o bloqueo del equipo de prueba		
6.11	Colocar nuevamente todas las perillas y switches en su posición original: capacitancia pF (multiplicador: SHORT, capacitancia patrón 20.0), switch NORM-OFF-REV en la posición OFF.		
6.12	Apagar el equipo de prueba colocando el switch principal en la posición OFF		
7	Esperar 3 minutos como intervalo de seguridad para proceder a desconectar, limpiar y guardar todos los cables de prueba empleados, así como el equipo o set de prueba empleado.		

	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA			HOJA: 6 6 PROCEDIMIENTO: FDYC-LA ACTIVIDAD: REALIZADO: AÑO: 2001
ITEM	DESCRIPCION Y REFERENCIAS	PERSONAL	HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	HORAS
NOTA	<p>Si durante la prueba, especialmente durante el proceso de incremento de la tensión de prueba (0 → 2.5 KV) se presenta algún ruido extraño, similar al de una pequeña descarga, NO incrementar más el voltaje de prueba aplicado y proceder a realizar la prueba con un voltaje inferior a los 2.5KV; pero el mismo no podrá ser inferior a los 1.5KV. Si aún en este valor se presentan problemas, revisar todos los cables de prueba en busca de algún tipo de daño en el aislamiento y realizar una inspección total en el equipo a probar.</p> <p>En esta prueba, los parámetros de mayor importancia para el análisis de las condiciones necesarias para una operación satisfactoria y eficiente del pararrayo son: la CAPACITANCIA y las PERDIDAS. El primer parámetro deberá compararse con el valor de la placa del pararrayo valiéndose previamente de la curva de variación de la capacitancia con la temperatura dada por el fabricante para poder realizar la respectiva corrección del valor experimental a temperatura ambiente, a un valor a una temperatura fija que generalmente es 20°C; temperatura a la cual están dadas las capacitancias de placa. Las pérdidas deberán analizarse basándose en el historial de los equipos similares que operen a la misma tensión nominal y que se encuentren operativas en las instalaciones del S.N.I. Generalmente, se ha estandarizado que el % de error no deberá superar el 1%, y las pérdidas deberán encontrarse además en el orden de los mW y no mayores a los 200 mW según la experiencia de los operadores de pruebas de la compañía de transmisión TRANSELECTRIC S.A.</p>			

	<p style="text-align: center;">PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DEL PARARRAYO (69 - 138 - 230 KV)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p style="text-align: center;">1 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: FDYC-LA</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO:</p> <p>AÑO: 2001</p>
<p>ITEM</p>	<p style="text-align: center;">CONEXIONES</p> <div style="text-align: center;"> </div> <p style="text-align: center;">DESCRIPCION DEL PANEL DE CONTROL</p> <p style="text-align: center;">SET DE PRUEBA FDYC 2.5 KV</p>	

	<p>PROCEDIMIENTO DE PRUEBA ELECTRICA</p> <p>PARA: FACTOR DE DISIPACION Y CAPACITANCIA DEL PARARRAYO (69 - 138 - 230 KV)</p> <p>LOCALIZACION: S/E CONVENCIONAL O ENCAPSULADA</p>	<p>HOJA: 2 2</p> <p>PROCEDIMIENTO: FDYC-LA</p> <p>ACTIVIDAD:</p> <p>REALIZADO: 2001</p> <p>AÑO:</p>
ITEM	CONEXIONES	
<p>PRUEBA H -> BAJA</p>  <p>The diagram illustrates the electrical connections for a high-voltage test. It shows a transformer with a high-voltage (HV) terminal on the left and a guard terminal on the right. The guard terminal is connected to ground (TIERRA). Test cables connect the HV terminal to a test equipment cabinet. The photograph shows the physical test equipment cabinet with various dials and meters.</p>		

6.7. Otros equipos eléctricos

1) PRUEBAS DE AISLAMIENTO DE GENERADORES

Existen varios métodos aplicando voltaje directo, estos se practican comúnmente en la industria y su uso se ha limitado sólo a máquinas de gran capacidad. Resultados obtenidos han demostrado que esta prueba proporciona una útil herramienta para determinar el estado del aislamiento.

- Prueba de absorción dieléctrica
- Pasos de voltaje

• **ABSORCION DIELECTRICA**

El principio se basa en que siendo el fenómeno de absorción inherente al aislamiento, debe mostrarse claramente en las curvas de resistencia/tiempo y su ausencia (curvas que rápidamente se estabilizan en un valor constante de resistencia) indica que la componente I_c corriente de conducción, predomina al grado de que la variación de la corriente de absorción no se percibe, indicando esto, aislamiento húmedo, una fuga superficial aislamiento sucio o bien deteriorado.

Grandes máquinas y cables poseen una alta capacitancia, así como todo equipo de prueba o medición posee una resistencia interna definida. Cuando el voltaje de prueba es aplicado. Como consecuencia el efecto es el de una capacitancia que se carga, incidentalmente una capacitancia de fuga a través de resistencias serie.

Consecuentemente el lapso de tiempo en que se está midiendo antes y la corriente total del circuito, alcance un valor estable y la manera en que esta variación toma lugar puede ser usada como información del estado de aislamiento bajo prueba.

Cuando el voltaje directo es aplicado al circuito conteniendo capacitancia, la corriente que resulta está compuesta de 3 componentes:

- 1.- La corriente de carga tomada por la capacitancia geométrica del aislamiento, es gobernada por el calibre y forma del aislamiento y por el material de que está compuesto. Esta componente alcanza un máximo y luego decrece a proporciones mínimas despreciable en el tiempo comparativamente corto.
- 2.- La corriente de absorción que es tomada por el dieléctrico mayor. Fluye dentro del cuerpo del dieléctrico disminuyendo con el tiempo.

3.- La conducción de la corriente a través del aislamiento. Se descompone: una corriente que existe fluyendo a través de la superficie o superficies del aislamiento y la otra que fluye por transmisión efectiva a través del cuerpo del aislamiento.

Como el flujo de corriente total varía con el tiempo, resulta que el cociente del voltaje aplicado entre esta corriente, variará de la misma manera. Este cociente se llama RESISTENCIA DE AISLAMIENTO APARENTE y puede dar información referente a la capacidad de un devanado para resistir una prueba de sobre voltaje sin peligrar la continuidad del servicio.

- **INDICE DE POLARIZACION**

La manera que la corriente decrece estáticamente a través de la prueba, la resistencia de aislamiento aparente se incrementa.

Este incremento puede resultar rápido al principio, pero después de algunos minutos antes de terminar el período de prueba alcanza un valor considerablemente alto, estabilizándose, particularmente si el devanado está seco y en buenas condiciones, esto se debe a que la absorción de corriente resulta comparativamente ALTA y la conducción pura de corriente muy baja.

Si los devanados están húmedos o superficialmente sucios o bien deteriorados y dado que el fenómeno de absorción es inherente al aislamiento, debe mostrarse claramente en las curvas resistencia/tiempo y su ausencia indican que la corriente de conducción es alta pero dominando a tal grado de que la variación de la corriente de absorción no se percibe, con el resultado de que la resistencia de aislamiento aparente alcanza un valor estable en un tiempo muy corto.

Es aparente entonces, la relación resistencia/tiempo, y así la curva debe ser utilizada como una indicación de las condiciones de aislamiento, es suficiente tomar lecturas en intervalos de uno a diez segundos cada minuto, ya que la corriente de absorción puede considerarse que casi ha desaparecido después de 10 minutos de prueba.

La relación de la lectura de resistencia de aislamiento aparente obtenida a los diez minutos entre la resistencia de aislamiento aparente obtenida al minuto es lo que se conoce como índice de polarización.

Una curva que se incrementa corresponde a un índice de polarización más alto. El índice de polarización puede ser una guía

muy útil para el secado y limpieza de un devanado y para decidir si se debe seguir o no la puesta en servicio del equipo bajo prueba. En tal caso una medida sencilla es suficiente, pero es más valioso si puede ser comparado con curvas obtenidas en las mismas condiciones. Esto se aplica a los valores aparentes obtenidos antes del minuto de la aplicación de la tensión de prueba, comparados con los resultados previos obtenidos, ofrecen información útil.

Recomendaciones:

Niveles de índice de polarización aceptables si la unidad va a ser sujeta a una prueba de Sobrevoltaje o va a ser puesta en servicio; se debe considerar que no es posible tener valores debajo de los cuales una unidad no debe ser operada y que pueda haber condiciones especiales en la construcción de la unidad en los cuales puedan producir valores bajos. Sin embargo los valores mínimos recomendados para el índice de polarización a 20°C son:

1,5 para aislamiento clase A

2,0 para aislamiento clase B.

METODO DE PASOS DE VOLTAJE

Si la resistencia de aislamiento es medida con una serie de incrementos de voltaje, cualquier variación en la resistencia dará una indicación de su estado.

Esta es la base de este método de prueba, pero existen varios factores, los cuales tienden a complicar el asunto y deben ser considerados, entre ellos se cuenta el efecto de absorción dieléctrica discutido anteriormente.

EFFECTOS DE CONDICIONES DE SUPERFICIE Y TEMPERATURA

Las fugas superficiales causarán una reducción en el índice de polarización y encubre el efecto debido al aislamiento. Es necesario asegurarse que las superficies estén limpias y secas.

Las resistencias de la mayoría de los materiales de aislamiento, se ve seriamente afectada por la temperatura, el valor decrece rápidamente con un incremento de temperatura. No es raro encontrar que el valor de la resistencia de aislamiento a 70°C podrá ser sólo un décimo del valor correspondiente a 20°C. Es necesario verificar que se ha procedido a la corrección de temperatura. Ahora bien, el índice de polarización es afectado poco por la temperatura y si esto es todo lo que se requiere, no habrá necesidad de hacer

correcciones por temperatura para referir a un valor determinado, pero será esencial que la temperatura en el devanado bajo prueba, se mantenga constante durante la prueba.

EFFECTO DE LA PRUEBA DE VOLTAJE.

No efectúe la prueba con voltaje más alto que el voltaje de operación del generador, ya que el aislamiento puede ser forzado y dañado.

En general la resistencia de aislamiento depende del voltaje aplicado y decrece a manera que el voltaje se incremente. Con un buen aislamiento el efecto es pequeño, pero en algunos casos, incluyendo algunos donde el aislamiento ha sido dañado o está húmedo o sucio puede resultar algún cambio definitivo.

EFFECTOS DE LA CARGA RESIDUAL Y EFFECTOS ASOCIADOS

La esencia del método es determinar cómo varía la absorción de corriente con respecto al tiempo y es por lo tanto esencial que los devanados estén descargados completamente antes de que empiece la prueba. Será probablemente necesario aterrizar el devanado por un período de tiempo cercano a diez minutos antes que esta prueba comience.

Es necesario descargar el devanado completamente inmediatamente después de que se terminó la prueba. Esto por razones de seguridad o por si se quiere repetir la prueba.

Todo equipo asociado debe ser desconectado para que la prueba no incluya este equipo.

EJEMPLOS DE CURVAS DE ABSORCION

Devanados del estator de un generador de 35 MW a 13.8 KV. y probado a 2500 V. Los devanados estaban muy limpios y en buen estado. Las curvas muestran como la resistencia de aislamiento aparente de un buena máquina varía con la temperatura.

Los índices de polarización calculados en la prueba de varias temperaturas son:

<i>Temperatura °C</i>	72	64	60	56
<i>Índice de polarización</i>	2.6	2.5	2.6	2.6

El índice de polarización no permanece eternamente constante mientras la temperatura varíe; pero esta variación no es muy seria.

Como se observa en los índices obtenidos en esta prueba, dan indicaciones que el aislamiento del generador está en condiciones satisfactorias.

Pruebas efectuadas al estator de un generador con capacidad de 25 MW 13.5 KV., se obtuvieron valores con pruebas efectuadas a 500 V y 2500V a 40°C y 30°C. Los devanados estaban sucios y eso se reflejó en el cambio de resistencia de aislamiento entre 500 y 2500 voltios, así como en los valores de índice de polarización:

500 V		2500 V	
40°C	30°C	40°C	30°C
1.31	1.71	1.23	1.50

Con los valores expuestos en esta prueba, se debe concluir que los devanados de esta máquina requieren mantenimiento

2) PRUEBAS PARA LOS EQUIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES

Las pruebas de aceptación de los equipos de servicios auxiliares consisten en un chequeo mecánico, incluyendo operación manual

de los interruptores y un chequeo eléctrico incluyendo una operación funcional de los circuitos. El equipo a probarse incluye transformadores de distribución, generadores de emergencia, baterías, cargadores de batería, barras terciarias, cables de control y fuerza de baja tensión.

Las pruebas descritas a continuación son comunes para todos los equipos de servicios auxiliares e incluyen, aunque no están limitadas, a comprobar lo siguiente:

- Verificación de la nivelación de los equipos
- Inspección de que los disyuntores entren y salgan sin interferencia
- Chequeo de que la conexión de los equipos a la malla de tierra se hayan realizado correctamente

Las pruebas eléctricas se deben realizar de conformidad con las instrucciones de los fabricantes para cada equipo específico. Tales pruebas incluyen lo siguiente:

- Verificación de la clase de precisión de todos los instrumentos de medición.

- Chequeo de cableado punto a punto
- Medición de la resistencia de aislamiento
- Pruebas funcionales completas
- Pruebas de continuidad en los breakers o interruptores.

Además de las pruebas antes mencionadas, que son aplicables para todos los equipos de servicios auxiliares, se llevan a cabo las siguientes inspecciones y/o pruebas por cada tipo de equipo en particular:

a. PANELES DE DISTRIBUCION

- Chequeo de la operación correcta de los breakers y que sus valores de disparo estén de acuerdo con los datos de los planos de diseño.
- Verificación que los fusibles estén correctamente instalados y adecuadamente dimensionados, de acuerdo a los planos de diseño
- Chequeo del funcionamiento y calibración de los relés, dispositivos e indicadores. Calibración y ajuste de cualquier dispositivo que no haya sido ajusta en fábrica

- Chequeo general de funcionamiento de todos los circuitos, para verificar que su operación esté de acuerdo con los planos de diseño y las especificaciones del fabricante
- Medición de la resistencia de aislamiento de todos los elementos.

b. GENERADORES DE EMERGENCIA (G.D.E.)

- Verificación que la instalación de los grupos generadores a diesel (G.D.E.) y sus accesorios, tales como tanques de combustible, sistema de arranque, panel de control y otros, se haya realizado de conformidad con las instrucciones de los fabricantes
- Chequeo del funcionamiento y la calibración de los relés, dispositivos e indicadores. Calibración y ajuste de cualquier dispositivo que no haya sido ajustado en la fábrica
- Chequeo de la correcta operación y hermeticidad de los medidores, válvulas y accesorios
- Pruebas de operación con medidores propios de:
- Potencia de salida (a la elevación del nivel del mar especificada)
- Consumo de combustible

- Verificación del rendimiento y otros valores garantizados

La prueba tienen una duración continua de 3½ horas de la siguiente manera:

1 hora a 50% de carga normal

1 hora a 75% de carga normal

1 hora a 100% de carga normal

½ hora a 110% de carga normal

Se realizan mediciones cada 15 minutos de: presión de aceite, corriente en cada fase, voltaje, frecuencia, temperatura del agua, medidores de tiempo de operación, tacómetro.

Pruebas de trabajo:

- Sistema de regulación (voltaje y frecuencia)
- Dispositivo de protección (baja presión de aceite, sobrevelocidad, alta temperatura, baja presión de aire)
- Sistema de arranque y parada
- Simulación de las condiciones de operación reales de la transferencia automática

Las líneas de combustible se prueban con aire a una presión de 0.35 Kg/cm². Las juntas se prueban con una solución jabonosa mientras se mantiene dicha presión.

Pruebas de aislamiento

Otras pruebas de rutina, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante

c. BATERIAS Y CARGADORES DE BATERIA

- Verificación que la instalación, ensamblaje, conexión, puesta a tierra, anclajes, estén ejecutados de acuerdo a los planos de diseño y las instrucciones de los fabricantes
- Control de la temperatura y densidad del electrolito antes y durante el llenado de las baterías
- Ciclos de carga y descarga midiendo voltajes, corrientes y densidades, (mínimo 3)
- Medición de la capacidad del banco de baterías
- Verificación del rizado de la onda de salida de los cargadores
- Verificación de la regulación de voltaje de corriente continua de los cargadores

- Verificación de la transferencia de los cargadores al fallar el que está en servicio
- Calibración de los voltajes de flotación y de carga

d. CABLES DE BAJA TENSION PARA CONTROL Y FUERZA

- Todos y cada uno de los conductores de cada cable de baja tensión para control y fuerza con aislamiento de 600 voltios (excluyendo los cables de control dentro de los paneles y los cables para instrumentación que se prueban con un MEGGER de 500 voltios)
- Los conductores para alimentadores de baja tensión (208 V corriente alterna y 125 V corriente continua), se prueban como se describe a continuación:
 1. Se debe abrir el breaker o interruptor del alimentador que va a probarse y todos los interruptores que estén conectados en el lado de la carga de dicho alimentador
 2. Conectar el MEGGER y probar el aislamiento de los conductores
 3. La lectura del MEGGER debe estabilizarse en un mínimo de dos (2) megaohmios.
- Chequeo de la resistencia de aislamiento de los cables de control

e. MOTORES ELECTRICOS Y ACCESORIOS

Todos los motores de los equipos primarios, de servicios auxiliares, de instalaciones, se prueban en sus características de instalación y funcionamiento.

- Se revisa la instalación y montaje de acuerdo a planos de las características especificadas, anclajes, puesta a tierra, alineamientos, tensión de las correas, protecciones de seguridad, conexiones eléctricas, lubricación, etc.
- Medir la resistencia de aislamiento de los devanados entre fases y a tierra (MEGGER de 500 voltios, para voltajes menores a 480 voltios)
- Establecer la regulación de los relés protectores de motores en los valores correspondientes a la corriente a plena carga
- Verificar la secuencia de fases de la alimentación
- Verificar el sentido de rotación del motor
- Verificar la velocidad del motor (RPM) en distintas condiciones de carga
- Verificar la operación del relé protector dando orden de partida con el rotor bloqueado.

f. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

- Verificación del nivel de aceite, rigidez dieléctrica e índice de acidez del aceite
- Medición de las relaciones de transformación y polaridad
- Chequeo que los conductores estén conectados correctamente a los bushings de alta y baja tensión
- Prueba de resistencia de aislamiento

g. PANELES DE CONTROL

Las pruebas incluyen a los relés de protección, medidores de instrumentos, circuitos de control, continuidad de los circuitos de los transformadores de instrumentos, pruebas de fase y polaridad; y consisten de:

- Inspección visual de la instalación completa
- Chequeo de la operación funcional del cableado de control (chequeo de continuidad) de acuerdo a los diagramas elementales
- Pruebas de aislamiento (dependiendo de la capacidad de los cables)
- Pruebas de rotación de fases

- Pruebas funcionales de todos los relés y dispositivos de operación bajo condiciones simuladas de falla
- Chequeo operacional de los instrumentos indicadores y medidores, con voltaje y corriente aplicados a los bloques terminales
- Pruebas funcionales de todos los elementos del tablero, verificando enclavamientos y señales.

CONCLUSIONES

- 1) El presente trabajo de investigación, consta de datos técnicos reales; tanto las pruebas eléctricas normales en el proceso de mantenimiento, así como las pruebas funcionales fueron realizadas a equipos primarios montados en las S/E de la Zona Occidental de la Compañía Nacional de Transmisión.
- 2) Es necesario poseer siempre procedimientos estandarizados y codificados como herramientas de soporte para cada una de las ejecuciones en el campo, debido a que la obtención de buenos resultados en las pruebas realizadas, optimización del tiempo y costo de la ejecución e incluso la seguridad del personal, dependerán exclusivamente del desarrollo secuencial de cada una de las actividades programadas
- 3) Cada uno de los procedimientos descritos, fueron desarrollados en el campo, durante la ejecución de cada uno de los trabajos mencionados; y conforman en la actualidad, parte de la base de datos creada por el autor de esta tesis y que fue empleada para elaborar el primer borrador de "Procedimientos de Mantenimiento y Pruebas Eléctricas" manejados por el personal del Consorcio Coelit-Coplinsa encargado del mantenimiento

de la Zona Occidental de Transelectric S.A., teniendo el respaldo del administrador del contrato y representante de Transelectric

- 4) Los resultados obtenidos de las diferentes pruebas eléctricas realizadas, son reales y se realizaron durante los años 2000 y 2001 en las S/E que se indican para cada prueba.
- 5) Cada uno de los productos químicos empleados en el proceso de mantenimiento, así como los diferentes equipos para las diferentes pruebas; se encuentran en la S/E Pascuales que es el centro de operaciones de la Zona Occidental.
- 6) La implantación de procedimientos de mantenimiento prácticos, que no sean dependientes de los manuales de los fabricantes de los equipos, únicamente se logró desarrollándolos en conjunto con el personal de ejecución, en el sitio de trabajo y con la comunicación bidireccional para el intercambio de opiniones
- 7) Cada uno de las gráficas que se presentan en el presente trabajo de investigación, son reales y se pueden localizar en los Patios de las respectivas S/E mencionadas.

8) El conocimiento que le personal de mantenimiento debe explotar, para poder afrontar los próximos años, no debe estar centrado en la experiencia laboral sobre determinado equipo; sino que, debe incluir también conocimientos de costos que involucran la ejecución de esos trabajos (costos de productos químicos, herramientas, horas hombre, combustible, etc.), los mismos que le serán de mucha ayuda en estos procesos de terciarización del mantenimiento en los que se encuentra envuelto nuestro Sistema Nacional de Transmisión Eléctrica, en los cuales su papel se verá involucrado con la gerencia del mantenimiento

BIBLIOGRAFÍA

1. UNIVERSIDAD EAFIT (MEDELLÍN – COLOMBIA) – CLAPAM (ECUADOR)

Gestión de Mantenimiento

Diplomado en Mantenimiento Industrial

Dictado en Guayaquil – Ecuador

Mayo – Septiembre 2001

2. ING. JUAN GALLO GALARZA

Información dictada en la materia:

"Mantenimiento y Seguridad Industrial"

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Guayaquil – Ecuador

1999

3. ING. HECTOR CEDEÑO

Información dictada en la materia:

"Líneas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas"

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Guayaquil – Ecuador

1999

4. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

IEC Standard

Publication 296

Second Edition

"Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear"

5. ASEA BROWN BOVERI LTDA. ABB

Manual del usuario

"Montaje y Energización de Transformadores de Potencia

Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia"

Zona Industrial la Popa – Dosquebradas

Pereira – Colombia

2000

6. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION

Instructions for shipment. Installation and storage for oil-filled power transformers

High Power Transformer Division, Sharon PA, USA

IL 48-069-43D Effective February 1980

7. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION

Instructions for determination for dryness and methods of drying out power transformers

Westinghouse Electric Corporation

IL 47-600-10C July 1980

8. NORMAS ASTM D877 Y D1816

Medición de la resistencia de aislamiento de aceites dieléctricos

USA April 1990

9. COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Manual de puesta en servicio de Transformadores de potencia de 10 MVA y mayores con tensión de 115 KV y mayores

Agosto 1992

Revisión de edición de Junio de 1988

México

10. COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Diagnóstico del análisis de gases disueltos en aceite aislante para transformadores

Febrero 1997

México

11. INTERNATIONAL COLLOQUIUM OF CIGRE SC12 1997

"Transformers"

Sydney Marrito Hotel

College Street

October 5th to 10th

12. SYDNEY COLLOQUIUM CIGRÉ SC12 1997

"Life Management of Transformers"

Case story by CSEPES, Gusztáv from Hungary

13. S.R. LINDGREN – H.R. MOORE

Diagnostics and monitoring techniques for life extension of transformers

USA 1999

14. IEEE STD. 62 – 1995

IEEE Guide for diagnostic field testing of Electric power Apparatus

"Part 1: Oil filled power transformers, regulators and reactors"

(Revision of IEEE Std. 62 – 1978)

New York USA

15. ANSI/IEEE C57.12.11.1980

An American National Standard

IEEE Guide for installation of oil-immersed transformers (10 MVA and larger, 69 – 287 KV rating)

Revision of IEEE Std. 283 – 1968

Approved May 9 1980

Published by: The Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

New York USA

16. COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

"Pruebas de Mantenimiento Preventivo a equipo eléctrico de subestaciones de potencia"

División Jalisco

Preparado por: Ing. Ramón Galván Olmos

Superintendente de mantenimiento Eléctrico

Guadalajara, Jalisco Octubre 1975

17. AVO

Preventive Maintenance Program

Substation Maintenance Workshop

AVO International Technical Conference

Dallas – Texas

1997

18. USER'S MANUAL OF:

1. *SVERKER 750 Relay testing unit*

2. *Transformer ratiometer TR-800*

Catalog No. 820130

AVO International

3. *Biddle 2.5 and 10 KV*

Capacitance and Dissipation Factor test set

AVO International

February 1985

4. *AVTM 24 – 1J for D.L.R.O.*
Digital Low Resistance Ohmmeter
AVO International
5. *SF6 Gas leak measuring apparatus*
Model MC – SF6DB
Mitsubishi Electric Corporation
Japan
6. *SF6 Gas Handling equipment*
Type KL40 – 11 – RPOW (KLH – 11 – R)
KAJI Technology Corporation
1990
Japan
7. *Milligraph Recorders*
Magrini Galileo
Bergamo – Italy
1982
Edition # 11