

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“ Puesta en Servicio de la Celda de 220 KV en
S.E. Pomacocha de la Interconexión
SEP - SEPACH ”**

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

MIGUEL ROLDAN VILLALOBOS

PROMOCION: 1982 - I

LIMA • PERU • 1990

TABLA DE CONTENIDO

Prólogo	8
1.- Introducción	10
2.- Descripción de la Celda	14
2.1.- Diagrama Unifilar	14
2.2.- Interruptor	16
2.2.1.- Características	16
2.2.2.- Descripción General	17
2.2.3.- Sigla de identificación	19
2.3.- Seccionador	19
2.4.- Secc. con Cuchilla de Puesta a Tierra ...	21
2.5.- Pararrayos	22
2.5.1.- Características	22
2.5.2.- Descripción General	22
2.6.- Transformador de Tensión Capacitivo	24
2.6.1.- Características	24
2.6.2.- Descripción General	24
2.7.- Transformador de Tensión Inductivo	26
2.7.1.- Características	26
2.7.2.- Descripción General	26
2.8.- Transformador de Corriente	29
2.8.1.- Características	29
2.8.2.- Descripción General	29
3.- Montaje de la Celda	55
3.1.- Interruptor	55
3.1.1.- Montaje de tanques, aisladores soporte,	

válvulas piloto y cámaras	55
3.1.2.- Regulación de las varillas aislantes y regulaciones mecánicas	57
3.2.- Seccionador	58
3.3.- Secc. con Cuchilla de Puesta a Tierra ...	60
3.4.- Pararrayos	61
3.5.- Transformador de Tensión Capacitivo	62
3.6.- Transformador de Tensión Inductivo	62
3.7.- Transformador de Corriente	64
4.- Descripción de la Celda 220 KV en SEPACH y de la Línea de Interconexión	69
4.1.- Descripción de la Celda 220 KV en SEPACH ..	69
4.1.1.- Descripción General	69
4.1.2.- Mantenimiento y Comportamiento Operativo de la Celda	72
4.2.- Descripción de la Línea de Interconexión ..	73
4.2.1.- Descripción General	73
4.2.2.- Comportamiento Operativo de la L-226 ..	76
5.- Pruebas en Blanco de la Celda	81
5.1.- Interruptor	81
5.1.1.- Equipos adicionales necesarios	81
5.1.2.- Pruebas realizadas al Interruptor	82
5.2.- Seccionador	86
5.2.1.- Equipos adicionales necesarios	86
5.2.2.- Pruebas realizadas al Seccionador	86
5.3.- Secc. con Cuchilla de Puesta a Tierra ...	88

5.4.- Pararrayos	88
5.5.- Transformador de Tensión Capacitivo	89
5.5.1.- Equipos adicionales necesarios	89
5.5.2.- Pruebas realizadas al Transformador de Tensión Capacitivo	89
5.6.- Transformador de Tensión Inductivo	90
5.7.- Transformador de Corriente	91
5.7.1.- Equipos adicionales necesarios	91
5.7.2.- Pruebas realizadas al Transformador de Corriente	91
6.- Pruebas de Energización de la Celda	96
6.1.- Coordinaciones con Central Mantaro	96
6.2.- Secuencia de Maniobras	97
6.2.1.- Energización Gradual de L-226	97
6.2.2.- Paralelo con el Sistema Interconectado ..	97
6.2.3.- Toma de Carga	97
6.2.4.- Cortocircuito Fugaz	98
6.3.- Características de las Pruebas	98
7.- Puesta en Servicio y Mantenimiento	106
7.1.- Puesta en Servicio	106
7.2 - Mantenimiento de la Celda	106
7.2.1.- Mantenimiento Preventivo	107
7.2.2.- Plan General	108
7.2.3.- Organización	109
7.2.4.- Mantenimiento a elementos de los equipos de la Celda	110

7.2.5.- Comportamiento Operativo de la Celda	
de L-226 en SEP	111
Conclusiones	112
Bibliografía	117
Planos	118
A éndices:	
A.- Cálculo de la Corriente de Cortocircuito en	
la Línea de Interconexión	120
B.- Mando y Protección de la Celda	124
C.- Análisis del comportamiento electromecánico	
del circuito neumático del Interruptor	
durante las maniobras de cierre y apertura ..	127

PROLOGO

En la Introducción se indica el objetivo de la tesis, el método de trabajo para elaborarlo y sus alcances y limitaciones.

En el Capítulo 2 se describe la Celda en lo que a equipos de Alta Tensión se refiere, indicando los elementos que la componen y su funcionamiento.

En el Capítulo 3 se menciona el proceso de montaje para estos equipos, de tal modo que su operación posterior sea óptima.

Puesto que la Celda 220 KV en estudio, se interconecta a una Celda en 220 KV de la S.E. Pachachaca a través de una Línea de Transmisión, se detalla en el Capítulo 4 en forma general la descripción y características técnicas de las mismas.

Como consecuencia de un correcto montaje, se ejecutan a los equipos una serie de Pruebas en Blanco a fin de descartar un irregular funcionamiento en sus circuitos mecánicos y eléctricos, tal como se puede apreciar en el Capítulo 5.

Culminadas las Pruebas en Blanco se realizan las Pruebas de Energización con energía generada de las Centrales Hidroeléctricas "Santiago Antúnez de Mayolo" y "Restitución", para las que se elabora una secuencia de maniobras y coordinaciones para llevarlas adelante. Estas se mencionan en el Capítulo 6.

De la ejecución exitosa de las Pruebas de Energización, la Celda en estudio se pone en Servicio. Posteriormente se realizarán una serie de actividades de Mantenimiento Preventivo de acuerdo a un programa determinado.

Mi gratitud muy especial a Electroperú S.A. por su ayuda, en especial al personal de Ingeniería y Técnicos de las Unidades de Transmisión y Operaciones de la Subgerencia del Sistema Interconectado Centro Norte.

INTRODUCCION

El Sistema Interconectado Centro Norte tiene en su generación siete grupos en la Central Hidroeléctrica "Santiago Antúnez de Mayolo" y tres en la Central Hidroeléctrica "Restitución", y como puede apreciarse en la Figura 1 (Diagrama Unifilar Sistema Interconectado Centro Norte); en su transmisión a partir de SECA tiene básicamente seis líneas de transmisión en 220 KV.

La L-226, línea de transmisión de interconexión que une la SEP y la SEPACH cumple un papel fundamental en lo que a flexibilidad en la operación del Sistema se refiere. La celda extrema en SEPACH presenta un equipamiento encapsulado en SF₆, nueva tecnología que entró en operación en nuestro país desde Enero de 1985, por lo que se mencionan en forma general sus características en el Capítulo 4. La otra celda extrema en SEP presenta un equipamiento de tecnología convencional (intemperie), cuyo estudio es el objetivo de esta tesis.

El proceso de montaje se detalla; luego de la cual se realizan de acuerdo a procedimientos recomendados y/o normados una serie de Pruebas en Blanco para las que es necesario el empleo de equipos adicionales, cuyo propósito es verificar las características y el correcto montaje del equipamiento de la celda. Estas actividades se han llevado adelante en el Sitio, es decir, en el Patio de Llaves de la S.E. Pomacocha; la cual está ubicada en el Poblado de Pomacocha, distrito de Yauli, provincia de Yauli, departamento de Junín y a una altura de 4600 m.s.n.m.

Las Pruebas en Blanco son aquellas que se realizan con los circuitos en alta tensión desenergizados y con equipos adicionales; de tal modo que si estos equipos son eléctricos y/o electrónicos, tienen como alimentación una fuente alterna o continua en baja tensión.

Se elabora una secuencia de maniobras de equipos del Sistema Interconectado del **Centro** y se toma una configuración determinada, de tal modo que aislando un grupo de la Central Hidroeléctrica "Santiago Antúnez de Mayolo" y una Barra de la S.E. Campo Armiño se realizan una serie de Pruebas de Energización a los equipos de la celda en estudio. Estas pruebas finalmente demuestran y confirman el correcto funcionamiento del equipamiento utilizando energía generada de la Central mencionada, involucrando para ello coordinación **entre** diferentes

áreas de Electroperú S.A.

Luego de la Puesta en Servicio, se ejecuta un Programa de Mantenimiento Preventivo a fin de asegurar una operación confiable en lo concerniente a la transmisión de la energía en 220 KV.

En adición a los objetivos mencionados; en los apéndices se calcula la corriente de cortocircuito en la L-226 para verificar la selección adecuada del interruptor en 220 KV en lo que a corriente máxima admisible se refiere, el análisis de los **circuítos** de Mando y Protección de la celda a los que se verifica su buen funcionamiento y el análisis del comportamiento electromecánico en la cámara del Interruptor durante las maniobras de cierre y apertura.

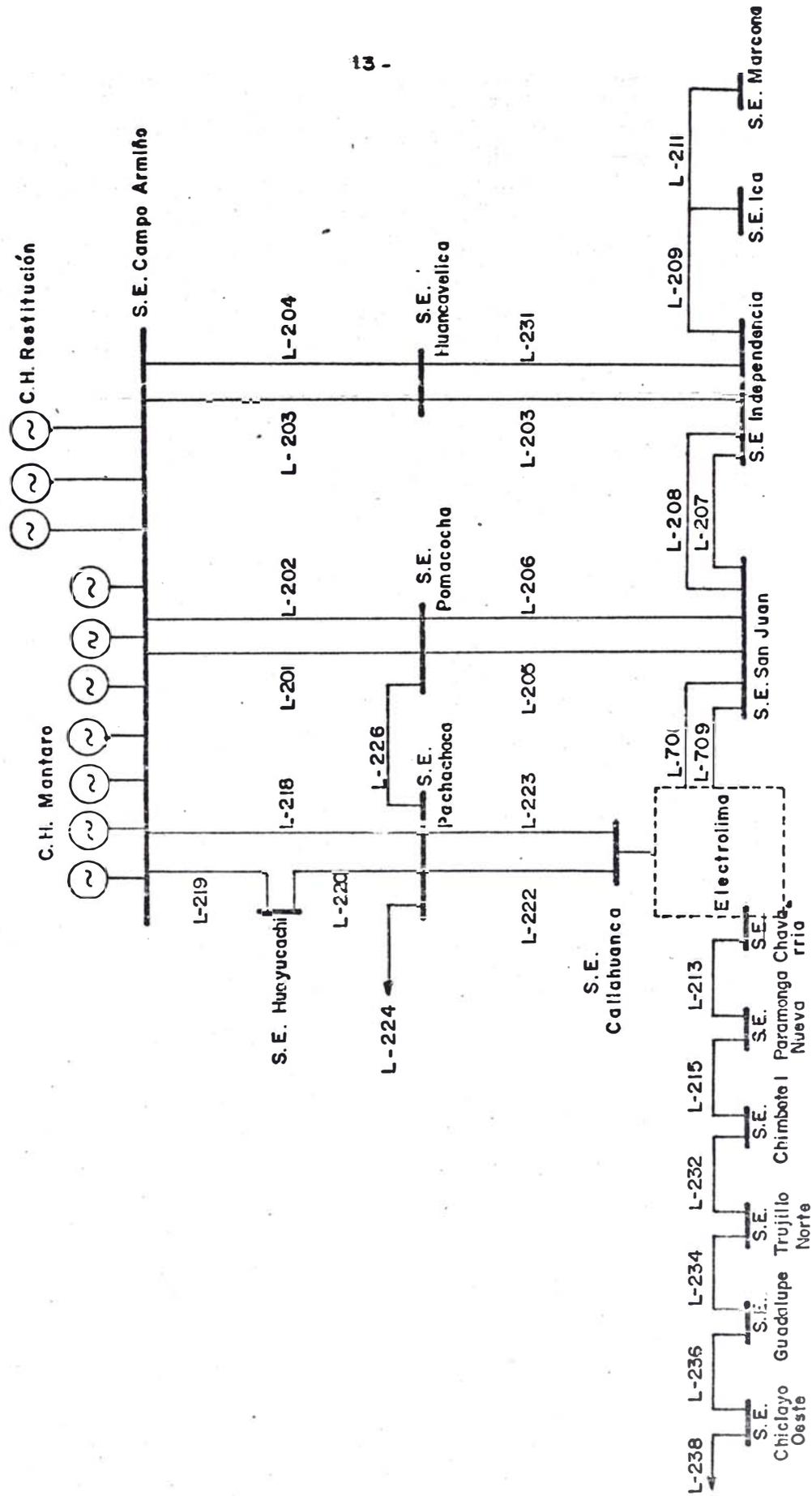


Figura 1_ DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE

CAPITULO 2

DESCRIPCION DE LA CELDA

2.1.- Diagrama Unifilar.-

En la figura 1 se ilustró el Diagrama Unifilar del Sistema Interconectado Centro Norte, en la que la S.E. Pomacocha (SEP) se muestra como una barra.

Procede presentar la figura 2 (Diagrama Unifilar de la S.E. Pomacocha), en la que se ha **considerado** solo el equipamiento en Alta Tensión y de la que se mencionan los siguientes comentarios:

- Se muestra la codificación vigente del equipamiento de Alta Tensión.
- Tiene en su configuración un sistema de barra doble ya que presenta las barras A y B, una celda de acoplamiento, la celda de L-226 (del presente estudio); sin embargo las celdas de L-201, L-202, L-205 y L-206 presentan un solo seccionador de barra, a las que se les hace mantenimiento cuando sale de servicio la barra correspondiente.

- Es una subestación de paso entre SECA y SEL en un nivel de tensión de 220 KV, por lo que no tiene transformación a un nivel de tensión menor.

Se interconecta con la S.E. Pachachaca a través de la L-226.

- Dada su configuración tiene flexibilidad en la operación, ya que se pueden realizar maniobras para energizar o desenergizar las líneas implicadas, para satisfacer el requerimiento en lo que a calidad de transmisión de energía se refiere. Además hay mayor confiabilidad de suministro de energía en caso de fallas.

De la figura 3 (Diagrama Unifilar de la Celda de L-226 de SEP), se aprecia lo siguiente:

Disposición convencional del equipamiento en Alta Tensión de la celda de una subestación con un sistema de barra doble: Seccionador de barra A, seccionador de barra B, interruptor, transformador de corriente, seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra, transformador de tensión inductivo, trampa de onda, transformador de tensión capacitivo y pararrayos.

- El transformador de corriente tiene 3 devanados secundarios, el primer devanado para la señal de corriente de los circuitos de protección principal (relé L6ft) y protección de respaldo (relé LZ32); el segundo devanado para la señal de corriente del circuito de medición (Cos 0, A, Mw, Mvar, Mwh, Mvarh) y el tercer devanado para la señal

de corriente de la protección diferencial de barras.

- El transformador de tensión inductivo tiene 2 devanados secundarios, el primer devanado para la señal de tensión de los circuitos de protección principal y secundario, y el segundo devanado para el circuito de medición (Cos 0, V, Mw, Mvar, Mwh, Mvarh).

- El transformador de tensión capacitivo tiene 2 devanados secundarios, el primer devanado para el circuito para el paralelo (a través de los interruptores), y el segundo devanado como reserva.

- Con los seccionadores de barra podemos conectar la L-226 a cualquiera de las barras A o B, pudiéndose variar así la configuración del Sistema Interconectado. Para no interrumpir la corriente en esta línea cuando se hace el cambio de barra, se cierra el seccionador de barra que estaba abierto, abriendo luego el que estaba cerrado inicialmente. Previamente a estas maniobras debe procurarse la mayor similitud en tensiones de ambas barras (una alternativa es el cierre de seccionadores e interruptor de la celda de acoplamiento).

2.2.- Interruptor.-

2.2.1.-Características.-

Fabricante	: Galileo
Tipo	: IAC-6362
Número de Serie	: 107565D

Tensión Nominal	: 220 KV
Corriente Nominal	: 2000 A
Frecuencia	: 60 Hz
Cap. de Interrupción	: 10275 MVA-330 KV-18 KA
Comando	: Neumático
Presión	: 22 - 25 bar

2.2.2.- Descripción General.- El interruptor del tipo IAC se compone de un armario de mando y de 3 unidades monofásicas, o polos, cada una de las cuales está constituida de un tanque sobre el cual están montados aisladores soporte y cámaras de interrupción en cantidad que está en relación con la tensión nominal y la potencia del aparato (vease Fig. 4).

Cada interruptor se obtiene combinando, en la cantidad requerida por las características del aparato, una variedad de elementos básicos (módulos) producidos en serie y perfectamente intercambiables (veanse posiciones 1, 3, 4, 10, 11, 13, 14, 16 y 17 de la Fig. 4).

Gracias a esta técnica modular es posible componer interruptores para todas las tensiones de servicio normalizadas.

Hace excepción a esta técnica modular el tanque 2c, cuya dimensión depende del número de cámaras de cada polo.

Las cámaras de interrupción se montan siempre en grupos de dos, conectadas en serie y colocadas horizontalmente a los lados de una válvula piloto común. Esta, a su vez, está sostenida por una columna de aisladores huecos fijada al tanque del polo. La columna de aisladores, además de constituir un conducto neumático que acopla las cámaras de interrupción al tanque, contiene una varilla aislante que permite el mando de la válvula piloto de las cámaras desde un elemento situado en la base de la columna.

Las cámaras de interrupción están directa y permanentemente conectadas con los tanques del interruptor, por lo cual cuando los tanques están llenos de aire comprimido a la presión de servicio, las cámaras están constantemente en presión, tanto con el interruptor cerrado como con el interruptor abierto.

Esto tiene la ventaja de hacer inmediatamente disponible a cada maniobra de apertura todo el aire necesario para apagar el arco y suministrar el necesario nivel de aislamiento entre los contactos cuando estos están abiertos.

Las cámaras de interrupción IAC están constituidas por el grupo válvulas de soplo y contacto móvil, y el grupo contacto fijo y tapa

con placa terminal (vease Fig. 5).

En las cámaras IAC el contacto fijo tiene la forma de un bulbo esférico, y el contacto móvil la de una tobera. A través de esta tobera y de la adyacente válvula de soplo durante las maniobras de apertura sale hacia el exterior el soplo de aire procedente de la cámara después de haber enfriado el arco hasta apagarlo.

En el apéndice C se describirá detalladamente el proceso de las maniobras de cierre y apertura del interruptor.

2.2.3.- Sigla de identificación.- El interruptor IAC se identifica seguido de un número de 4 cifras, la primera de las cuales indica el número de cámaras por cada polo, y las otras tres la tensión máxima a la que puede **operar**. En nuestro caso el interruptor es del tipo IAC-6362, esto quiere decir que se tienen 6 cámaras por polo y la tensión máxima a la que puede operar es de 362 KV.

2.3.- Seccionador.- El seccionador de nuestra celda en estudio es del tipo S2X-362, que tiene un comando neumático y un bastidor soporte para los 3 polos. Además cada fase tiene dos columnas giratorias de aisladores, dos brazos con contactos de interrupción o para el paso

de la corriente a los bornes de conexión de los conductores de línea.

Los contactos son láminas de cobre plateadas dispuestas de manera tal que, por efecto electrodinámico, la presión de contacto aumenta durante el paso de las corrientes de cortocircuito. La tensión y corriente nominales son 220 KV y 1200 A. respectivamente.

El bastidor soporte se instala en la cimentación y en éste está fijado el comando neumático; el cual incluye una manija de selección para mando neumático local o mando manual. Así mismo, el comando neumático tiene en su interior los contactos auxiliares que varían su posición dependiendo de la posición de abertura o cierre del seccionador. Estos contactos auxiliares abren o cierran circuitos de señalización, bloqueo eléctrico, predisposición de mando para seccionador, predisposición de mando para interruptor, etc.

El comando neumático transmite movimiento a través de elementos mecánicos (bielas, tubos, etc.) a los aisladores giratorios, los que a su vez abren o cierran los brazos con los contactos.

Veanse la Fig. 6.- Vista frontal y de planta del Seccionador S2X-362 y Fig. 7.- Detalle de la base del Seccionador S2X-362, que ilustran esta descripción.

El aire comprimido que permite accionar el seccionador llega al comando neumático a partir de la red de aire

comprimido; el cual alimenta a su vez al resto de seccionadores e interruptores del Patio de Llaves.

En la base del seccionador está ubicado un tornillo para fijar el conductor de puesta a tierra. Este conductor se empalma a la malla de tierra del Patio de Llaves.

2.4.- Seccionador con Cuchilla de Puesta a Tierra.- Este equipo es del tipo S2X-362, con la adecuación en la instalación de una varilla para la puesta a tierra del circuito de 220 KV.

El comando para el accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra es manual y trifásico. El movimiento se transmite a través de elementos mecánicos, los que abren o cierran este Seccionador de Tierra.

El desplazamiento de la varilla de tierra se realiza en un plano vertical, de tal modo que en la posición de cierre queda bien fijado al borne correspondiente. Esto permite poner a tierra el circuito del lado de la línea de transmisión.

La cuchilla de puesta a tierra cumple un papel muy importante, ya que por razones de seguridad la intervención de un circuito en Alta Tensión debe implicar que esté fuera de servicio (desenergizado) y con la conexión a tierra franca correspondiente.

Existe un bloqueo mecánico entre el Seccionador de

línea y la cuchilla de puesta a tierra, de tal modo que no es posible conectar la cuchilla a tierra si el seccionador de línea está cerrado. Solo es posible la conexión a tierra si el seccionador de línea está abierto.

Además existe un bloqueo eléctrico entre el seccionador de línea y la cuchilla de puesta a tierra, de tal modo que no es posible el mando eléctrico de cierre del seccionador de línea (mando local o a distancia) si está conectada la cuchilla a tierra.

Para ilustrar lo mencionado vease la Figura 8.- Seccionador con la Cuchilla de Puesta a Tierra en posición de apertura.

2.5.- Pararrayos.-

2.5.1.- Características.-

Marca	:	Galileo
Tipo	:	MPR-HH
Número de Serie	Polo 1 :	65635-EI
	Polo 2 :	65911-CB
	Polo 3 :	65621-CI
Altitud Máxima	:	18000 pies
Descargador radio máx. línea a tierra	:	240
Máx. IR :	KV	5000 A-470 10000 A-532

2.5.2.- Descripción General.- Es un equipo destinado a descargar las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras

causas que, en otro caso, se descargarían sobre los aisladores o perforando el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en el resto de los equipos.

Entra en funcionamiento cuando la tensión alcance un valor determinado y superior a la tensión de servicio. Es decir, actúa como una válvula de seguridad.

El pararrayos en estudio es del tipo MPR y diseñado para trabajar a una altura máxima de 6000 metros. Este pararrayos es del tipo autoválvula. Lleva una resistencia no lineal denominado elemento autoválvula, en serie con el cebador. Dicho elemento autoválvula no ofrece prácticamente ninguna limitación al paso de la corriente de impulso en el instante en que los cebadores actúan debido a una tensión de impulso, pero tan pronto la tensión de impulso desaparece, frena enérgicamente el paso de la corriente de seguimiento a frecuencia industrial y colabora con el cebador en serie para conseguir la interrupción de la corriente.

El pararrayos, para la descarga a tierra, tiene una conexión a tierra a través de un conductor. Está dispuesto de tal modo que su base

está aislada del bastidor soporte y el conductor que une la base del equipo al contador de descargas está también aislado de este bastidor. El contador de descargas tiene un numerador correlativo que indica la actuación del pararrayos.

Lo anterior verifica que son frecuentes las descargas atmosféricas en una fase por tener el Sistema Interconectado gran parte de sus líneas de transmisión en la Sierra de nuestro país. Estos fenómenos son fugaces y gracias al pararrayos la línea correspondiente no sale de servicio.

2.6.- Transformador de Tensión Capacitivo.-

2.6.1.- Características.-

Tipo	: TC-245M
Número de Serie	: 107637
Nivel de aislamiento	: 245 / 395 / 900 KV
Frecuencia	: 60 Hz
Rel. de transform.	: 220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$
Prestaciones	: 50 VA - 80 VA
Precisión	: 0.5 - 0.5

2.6.2.- Descripción General.- Los transformadores de tensión capacitivos TC-245M se componen de un divisor capacitivo previsto para conexión entre línea y tierra, y de un transformador de tensión inductivo cuyo primario está conectado entre una

toma del divisor capacitivo y la tierra.

El divisor capacitivo está formado por una cadena de condensadores, cuyo número depende del valor de la tensión nominal del aparato.

Los condensadores, todos conectados en serie, están soportados por una estructura de tubos, placas y distanciadores de baquelita, y están encerrados en un único contenedor (Fig. 9) constituido por un aislador de porcelana con aletas, cerrado hermeticamente mediante virolas y fondos y lleno de un líquido especial.

El terminal del divisor capacitivo hacia tierra atraviesa la virola 7 Fig. 10 por medio del aislador pasante 14 Fig. 10 y puede conectarse a tierra mediante la planchita 12 Fig. 10, o bien a través de un aparato para telefonía por ondas portadoras.

La toma intermedia del divisor capacitivo atraviesa la placa 4 Fig. 10 por medio del aislador pasante 1 Fig. 10 y va a conectarse, por medio de una planchita elástica, de una parte al terminal de entrada de la bobina 4 Fig. 4, y de la otra a un terminal del espinterómetro de protección 14 Fig. 4.

La parte magnética del transformador capacitivo (contenida en el cajón 3 Fig. 11 que

para tensiones máximas de 123 a 420 KV (Fig. 12).
Nuestro transformador tiene las siguientes
dimensiones y pesos:

D = 1290 mm. H = 4040 mm. I = 375 mm.

Peso aceite = 380 Kg. Peso total = 1400 Kg.

Estos transformadores, de tipo completamente
sellado, se componen de las siguientes partes:

- a) Una base de chapa de acero (Fig. 13 y 14).
- b) Un aislador de porcelana para tensiones hasta
de 245 KV, dos para tensiones superiores.
- c) Un compensador de volumen de aceite para cada
unidad (Fig. 15).
- d) Las partes activas, sólidamente fijadas en la
base del transformador o en la base de la unidad
superior.
- e) Aceite mineral.

El aislador de porcelana está fijado a las
partes metálicas mediante robustos ganchos de
acero (1 Fig. 16).

En los tipos de dos unidades (más de 245 KV),
ambos elementos (superior e inferior) están
dotados de un compensador de volumen de aceite
con su correspondiente indicador de nivel (Fig.
15).

En la base de la unidad superior están
ubicadas las cajas de bornes para la conexión

eléctrica de los arrollamientos internos.

La estanqueidad al aceite está asegurada por empaquetaduras de goma (6 Fig. 16) resistente al envejecimiento y a la intemperie. Todas las partes ferrosas son galvanizadas en caliente.

En la base están ubicados (Fig. 13 y 14):

Los cuatro orificios de fijación a las columnas de soporte.

- Los cuatro orificios de 30 mm. de diámetro para los ganchos de las cuerdas para el levantamiento.

- El tapón para una eventual toma de muestras o para descargar el aceite (Fig. 17).

- El borne para la conexión a tierra de la base (Fig. 17).

- El tablero de bornes secundario (Fig. 18 y 19) contenido en una caja de cierre hermético, dotada en su parte inferior de una placa sin perforar en la cual se podrán aplicar uno o más casquillos de salida de los conductores.

En el compensador de volumen de aceite se encuentran ubicadas:

- El tapón para la introducción de aceite.

- El indicador de nivel de aceite.

El terminal de conexión.

El transformador se envía lleno de aceite desde la fábrica.

d) Un compartimiento de aceite con un indicador del nivel de aceite (11 Fig. 23).

El aislador de porcelana está fijado a las partes metálicas mediante robustas uniones metálicas (vease Fig. 24).

En la base están ubicadas (Fig. 21 y 22):

Cuatro orificios de fijación (5 Fig. 22).

- Cuatro orificios de 30 mm. de diámetro para los ganchos de las cuerdas para el levantamiento.

- El tapón para una eventual toma de muestras o para descargar el aceite (4 Fig. 22).

- El borne para la conexión a tierra de la base (1 Fig. 22, Fig. 24).

- El tablero de bornes secundarios (Fig. 26 y 27); contenido en una caja de cierre hermético, dotada en su parte inferior de una placa sin perforar en la cual se podrán aplicar uno o más casquillos de salida de los conductores.

En la cubierta superior de aluminio están ubicados (Fig. 23):

- Los terminales que se conectan al circuito de alta tensión.

- El indicador de nivel de aceite.

- Un tubo flexible que comunica los compartimientos con aceite.

- El tapón para la introducción de aceite.

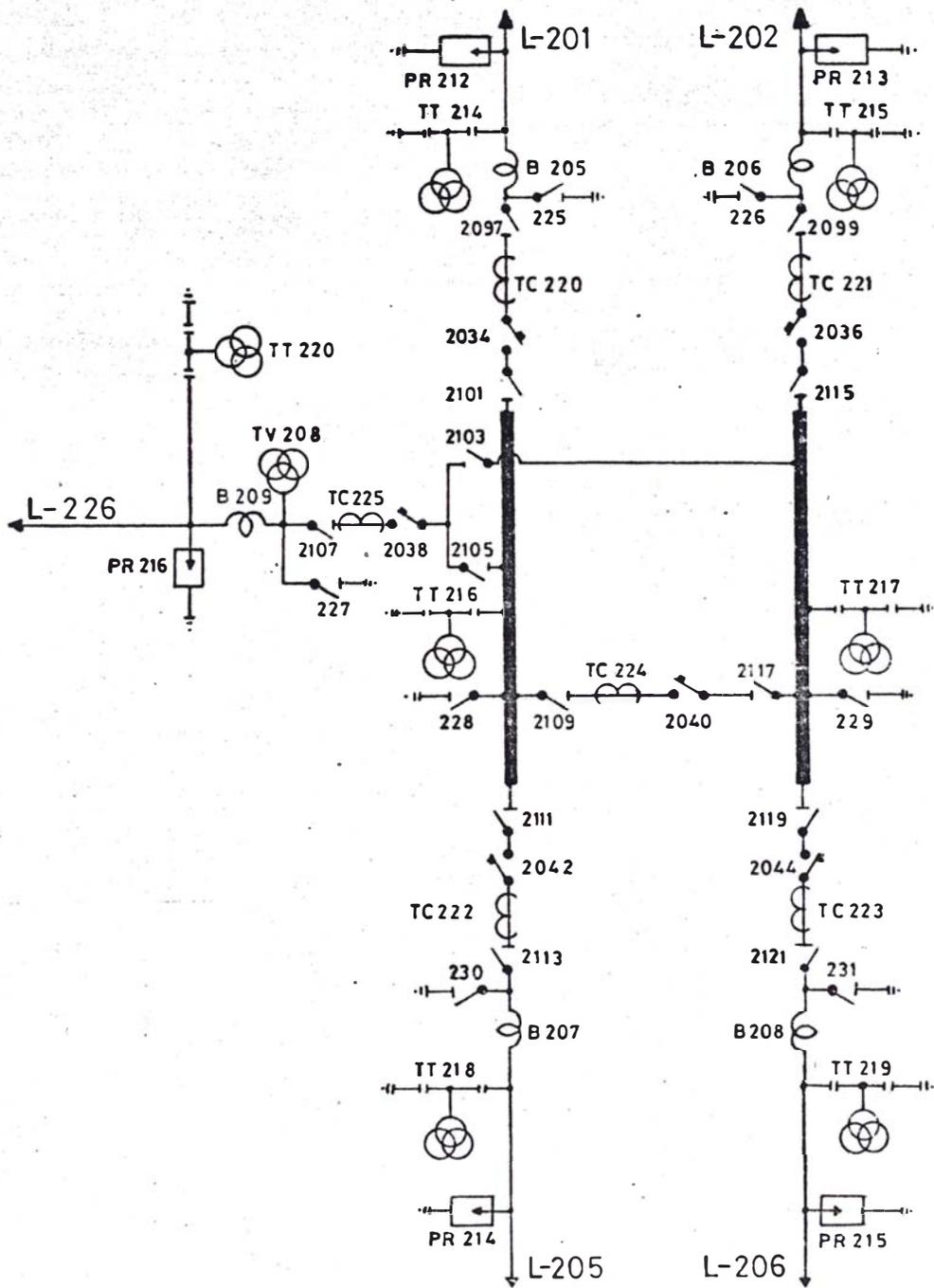
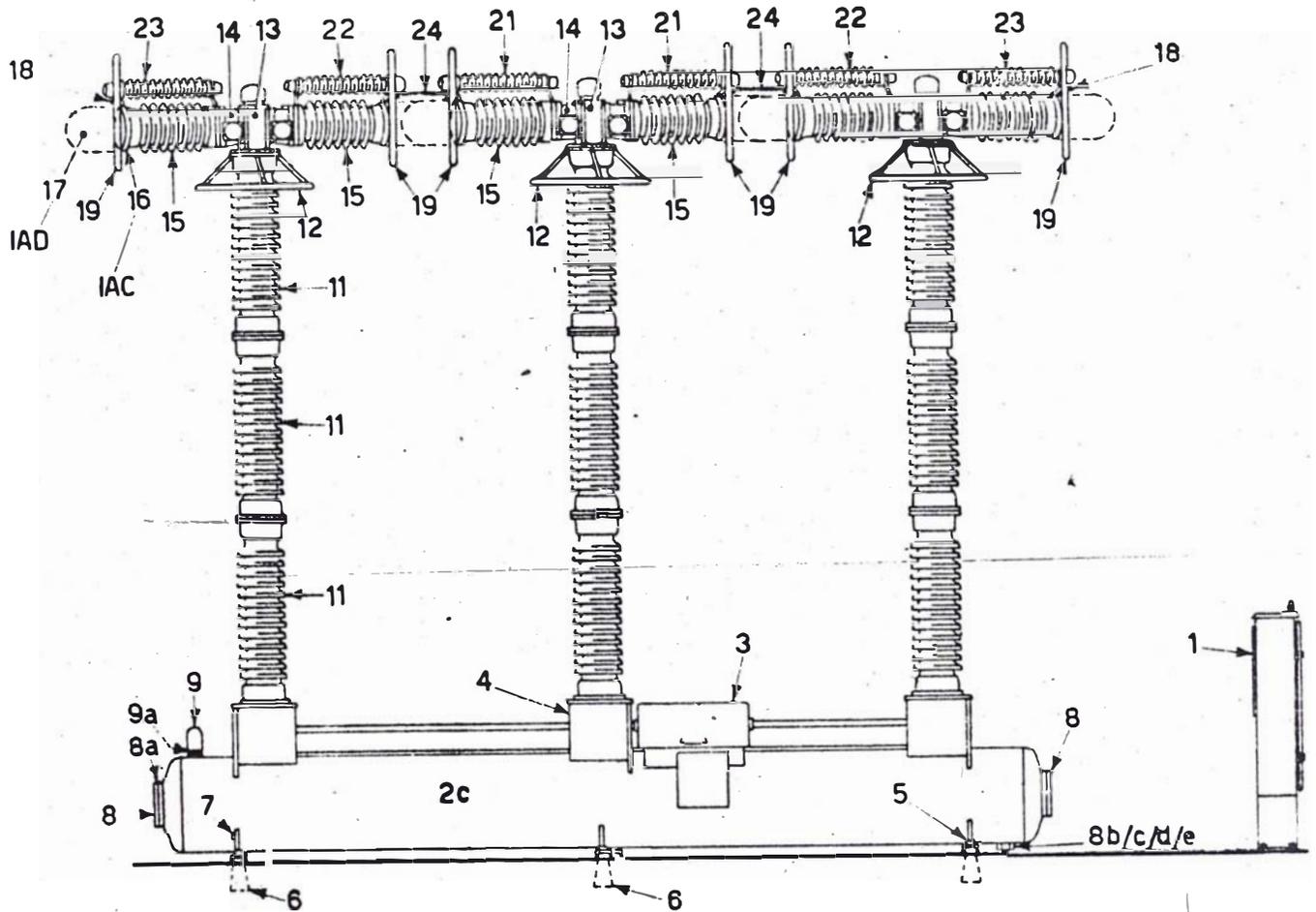


Figura 2.- DIAGRAMA UNIFILAR S.E. POMACOCHA



- | | |
|---|---|
| <p>1. Armario de mando del interruptor (detalles en figuras 4 y 5).</p> <p>2c. Tanque para polo a 6 cámaras.</p> <p>3. Grupo mando de un polo (detalles en figuras 4, 7 y 8).</p> <p>4. Cilindro mando válvula piloto.</p> <p>5. Tornillo de nivelación.</p> <p>6. Cuña con tornillo de anclaje.</p> <p>7. Tornillo de puesta a tierra.</p> <p>8, 8a. Fondo de inspección y junta.</p> <p>8b, 8c, 8d, 8e. Tapón; junta, esfera; grifo de verificación.</p> <p>9, 9a. Válvula de seguridad (1 por cada interruptor) y junta.</p> | <p>11. (9 por cada polo). Aislador C.0137. (Para atmósfera contaminada: C.0138).</p> <p>12, 19. Anillos uniformizadores.</p> <p>13. Válvula piloto.</p> <p>14. Contacto y válvula tipo "C".</p> <p>15. Aislador C.0136. (Para atmósfera contaminada: C0139).</p> <p>16. Contacto fijo y fondo (solo IAC).</p> <p>17. Contacto y válvula tipo "D" (solo IAD).</p> <p>18. Terminal.</p> <p>21, 22, 23. Condensadores de repartición (900, 1000, 1130 pF).</p> <p>24. Placa entre cámaras intermedias.</p> |
|---|---|

Figura.4.- POLO DE INTERRUPTOR IAC-6-362

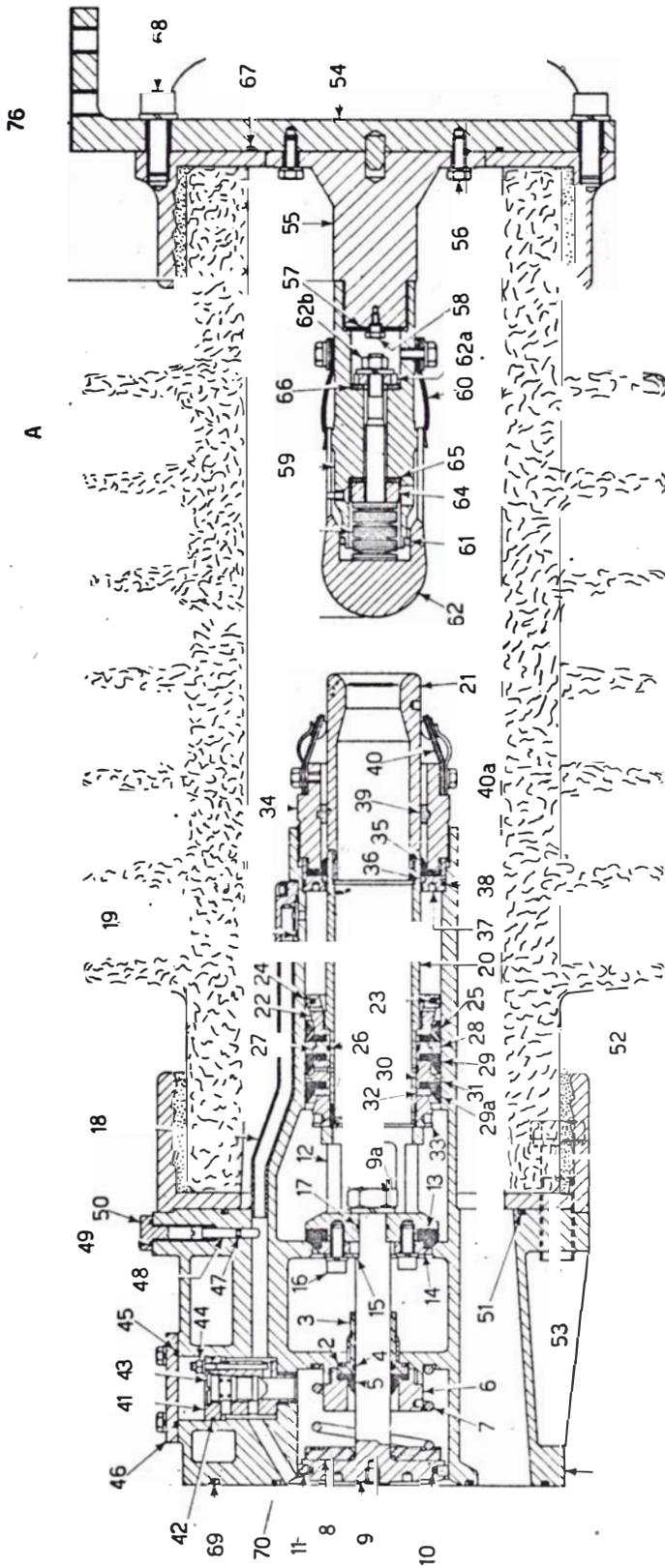


Figura 5.-- CAMARA DEL INTERRUPTOR IAC-6 362

Figura 5 : Partes comunes a las cámaras IAC e IAD

1. Bloque.
3. Chumacera aislante.
7. Muelle.
8. Tope aislante.
9. Émbolo válvula de soplo.
- 9a. Tuerca y arandela para posición 9.
12. Tapón válvula de soplo.
15. Planchita de sujeción.
16. Tornillo y arandela para posición 14.
18. Tubo cobre con acoplamiento etc.
20. Émbolo contacto móvil.
21. Tobera contacto móvil.
34. Manguito para dedos de contacto.
- 40, 40a. Remache, rienda, resorte, tornillo, arandela.
41. Cuerpo válvula descarga rápida.
43. Tapón, muelle, émbolo válvula descarga rápida.
- 44, 46. Regulador duración apertura válvula de soplo, tapa, etc.

- 48, 50. Tornillo regulación velocidad cierre contacto móvil, tapón.
52. Aislador con virolas C. O136 (para atmósfera contaminada C.O139).
53. Tornillo, arandela fijación aislador al bloque.
71. Tornillo, arandela montaje cámara sobre cuerpo válvula piloto.
- 72, 73, 74, 75. Grupo radiador.
76. Planchita de CUPR-AL (sólo para terminales de cobre).
Juntas: 2, 4, 5, 10, 13, 17, 19, 23, 25, 26, 29, 29a, 35, 38, 42, 45, 47, 49, 51, 69, 70.
Separadores: 27, 30, 32.
Anillos prensaempaques: 6, 14, 22, 33, 37.
Patines: 11, 24, 28, 31, 36, 39.
54. Fondo con terminal.
55. Soporte contacto fijo.
56. Tornillo y arandela para posición 55.
57. Planchita de enclavamiento.
58. Tornillo y arandela para posición 57.
59. Guía contacto fijo.
60. Sector de contacto, baldosa, tornillo y arandela.
61. Patín.
62. Contacto fijo, vástago y tuercas.
63. Resortes de disco.
64. Separador.
- 65, 66. Anillos aislantes.
67. Juntas.
68. Tornillo, arandela para posición 54.

A = 214 mm.

Las partes sujetas a gasto se han subrayado.

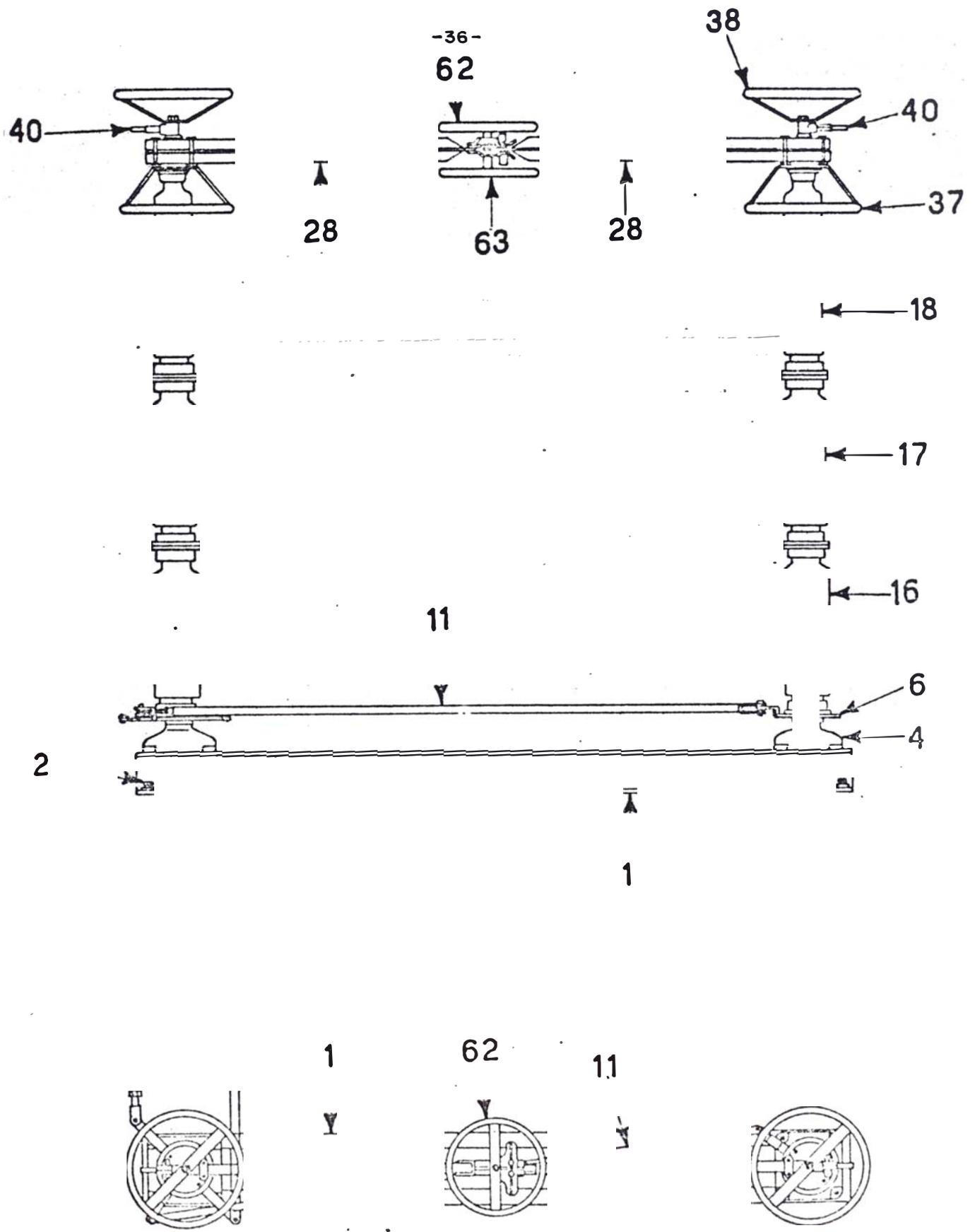


Figura 6 -- VISTA FRONTAL Y DE PLANTA DEL SECCIONADOR S2X-362

Figura 6: Vista y planta de un polo de seccionador tipo S2X 362 y 420

Posi- ción	D e s c r i p c i ó n	Cantidad por seccionador trifásico
1	Viga de base	3
2	Tornillo para conductor de puesta a tierra	6
4	Soporte columna	6
6	Pivote y brida (detalle fig. 2)	6
11	Biela para acoplamiento columnas de un mismo polo	3
16	Aislador de columna	6
17	" " "	6
18	" " "	6
28	Brazo tubular en aluminio	12
37	Anillo de guarda externo inferior	6
38	" " " " superior	6
40	Bornas	6
62	Anillo de guarda interno superior	3
63	" " " " inferior	3

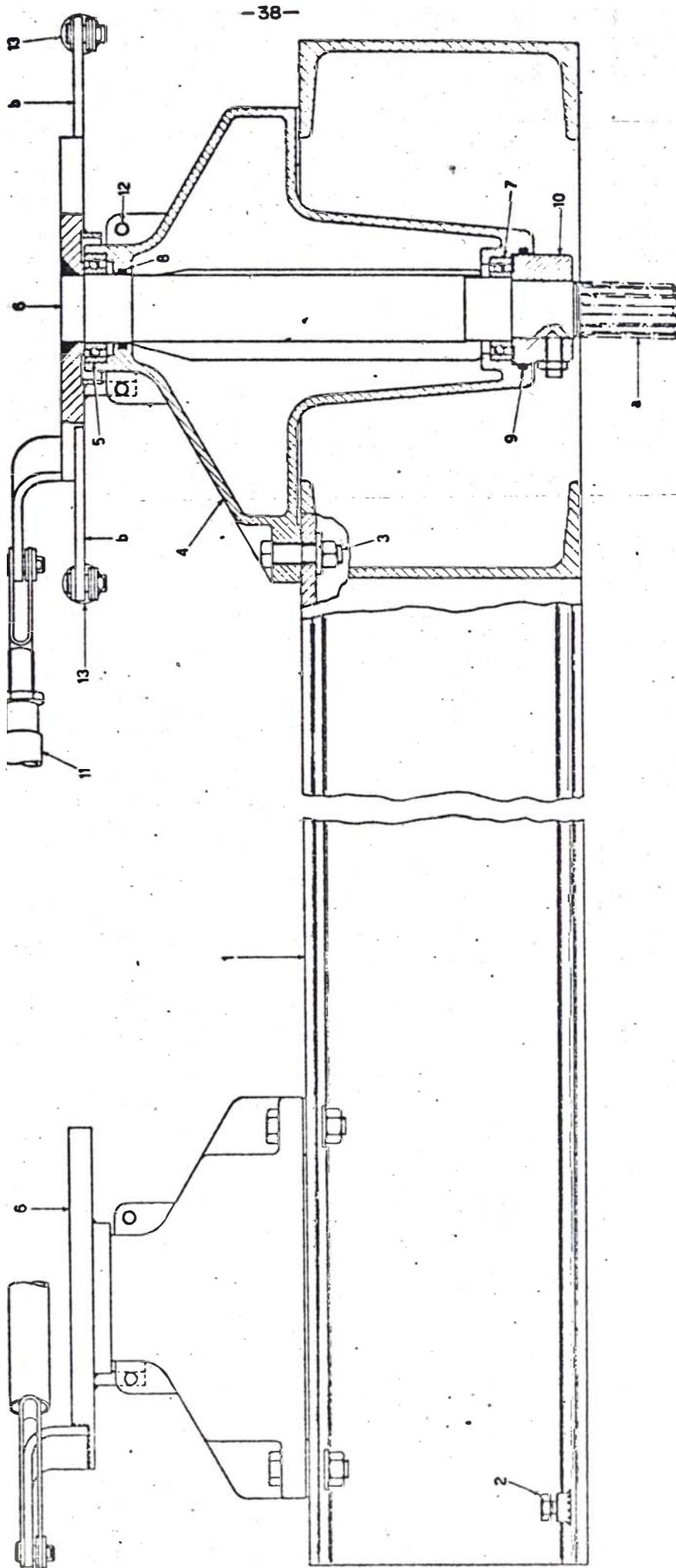


Figura 7 -- DETALLE DE LA BASE L SECCION OR S X-362

Figura 7 : Detalle base para seccionadores S2X 362 y 420

Posición	Descripción	Cantidad por seccionador trifásico
1	Viga de base	3
2	Tornillo para conductor de puesta a tierra	6
3	Perno 16x60, tuerca y arandela para soporte	24
4	Soporte columna	6
5x	Cojinete de bolas superior	3
6	Pivote con brida y una manivela para biela 11 (con cualquier tipo de mando)	3
6+a	Pivote, brida y manivela 6 con prolongación ranurada a (sólo en los seccionadores con mando individual)	3
6+a+b	Pivote, brida y manivela 6, con prolongación a y con dos manivelas b para bielas 13 (sólo en los seccionadores con mando tripolar).	1
6+b	Pivote, brida y manivela 6 con dos manivelas b para bielas 13 (sólo en los seccionadores con mando tripolar)	2
7x	Cojinete de bolas inferior	6
8x	Anillo OR 6375.	6
9x	Anillo OR 6237.	6
10	Anillo retenedor con tornillo de presión 4x40	6
11	Biela ajustable para acoplamiento de las columnas de un mismo polo	3
12x	Perno 12x50 limitador de rotación con tuerca.	12
13	Biela ajustable para acoplamiento entre polos (solo en los seccionadores con mando tripolar)	4

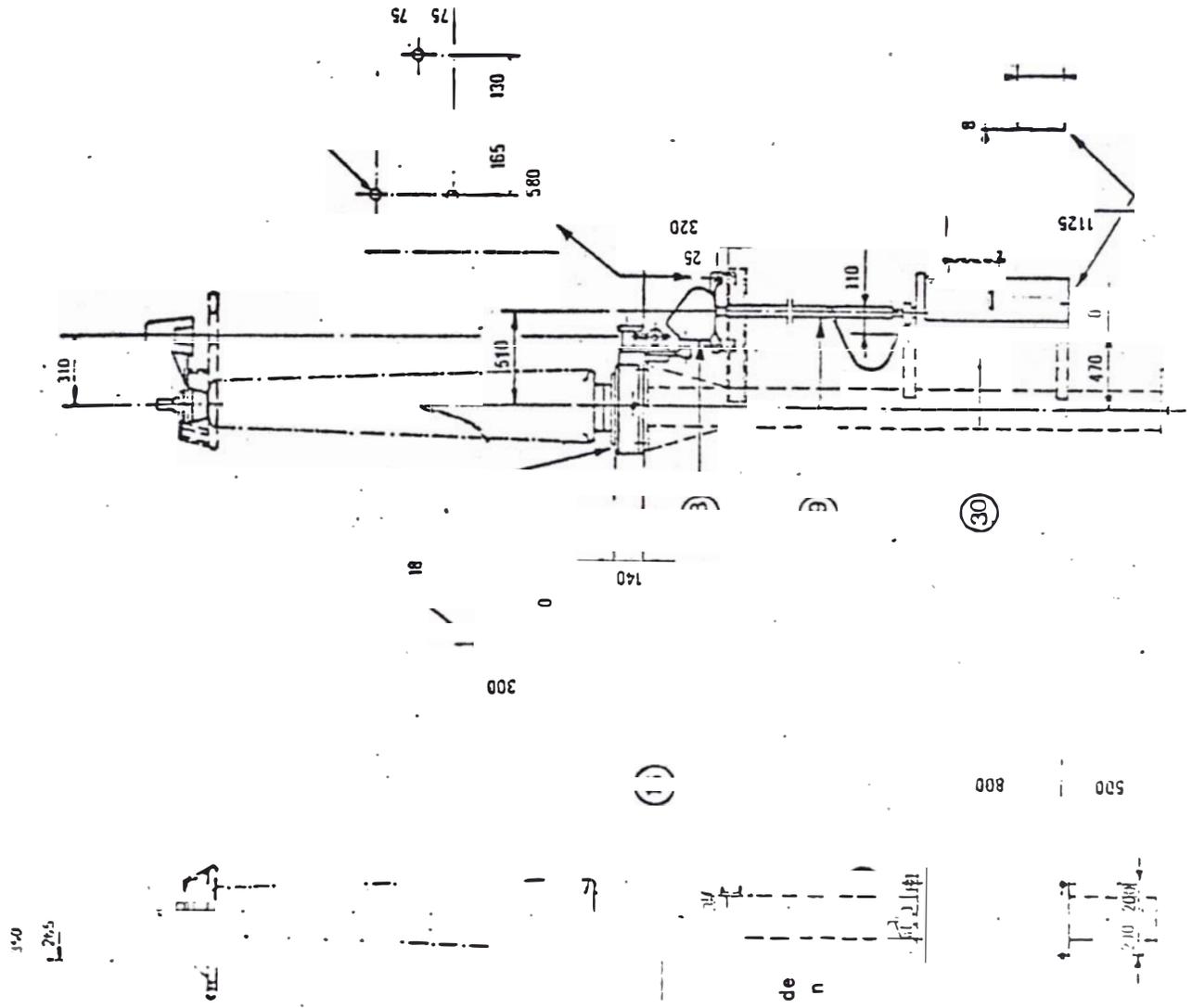


Figura 8: Seccionador con Cuchilla de Puesta a Tierra en posicion e apertura.

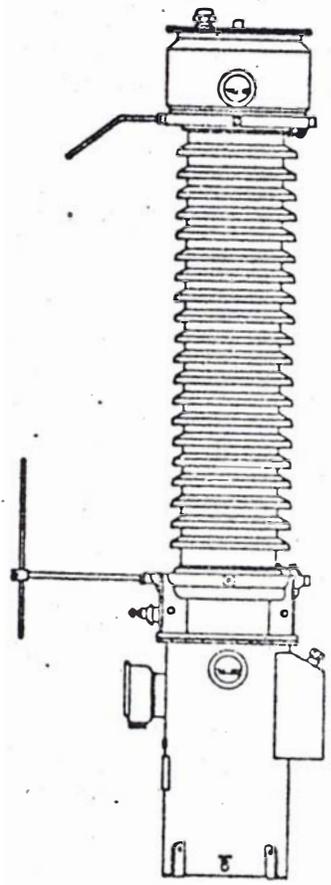


Figura 9 -- Transformador de Tension Capacitivo tipo TC-245 M

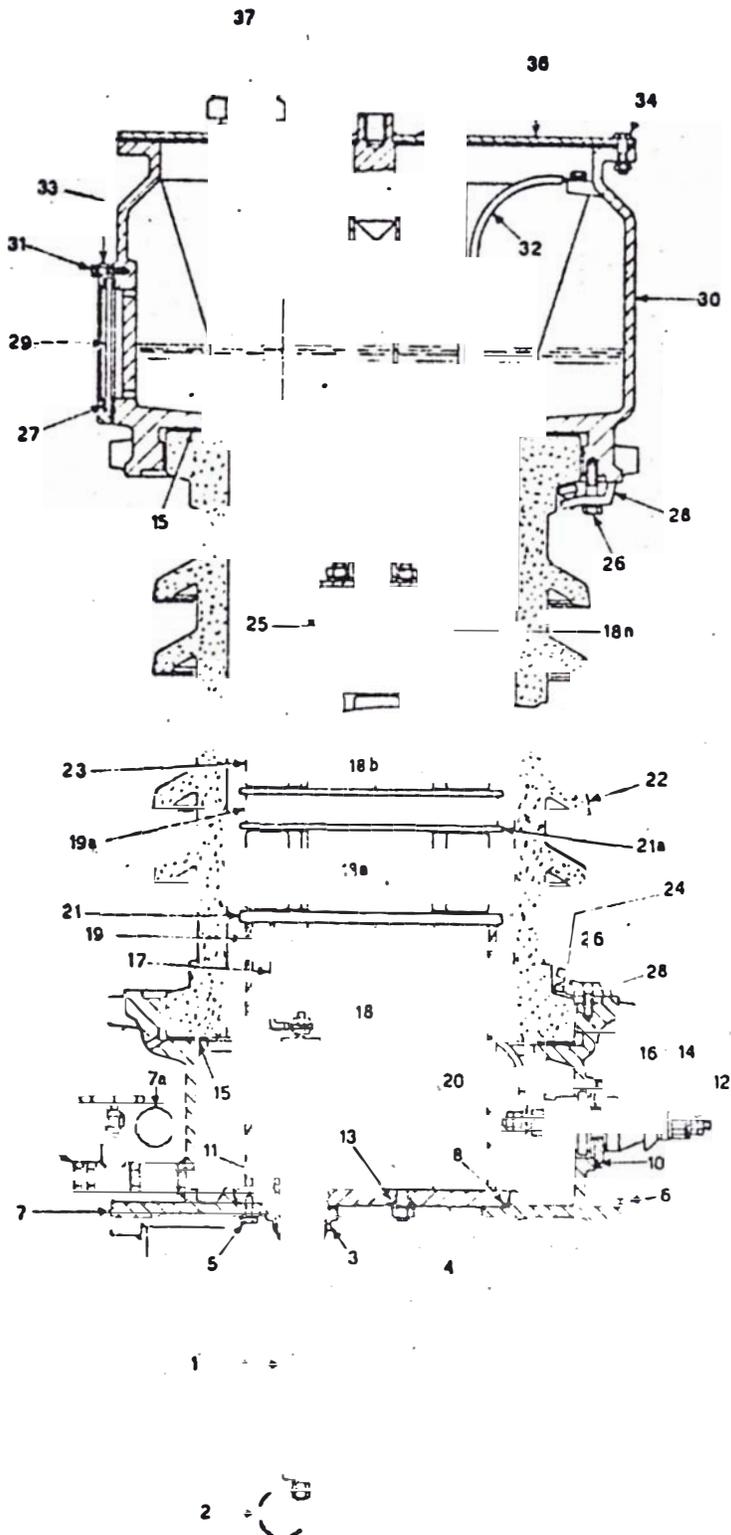


Figura 10 -- Seccion del divisor Capacitivo del Transformador TC-245M

Figura 10: Sección del divisor capacitivo del transformador de figura 2.

(La virola inferior y los accesorios montados sobre ella sirven también para el grupo capacitivo del transformador fig. 1 y - excepto en los diámetros - para el primer grupo capacitivo del transformador fig. 3).

1. Aislador pasante para toma capacitiva.
2. Patín de contacto.
3. Casquillo para aislador pasante 1.
4. Fondo.
5. Tornillo de sujeción del fondo.
6. Tornillo de sujeción de la virola 7 fig.5 al cajón 3 fig.
7. Virola inferior con agujeros 7a para el levantamiento de solo divisor capacitivo.
8. Empaquetadura entre fondo 4 y virola 7.
9. Grifo con tapón.
10. Empaquetadura entre placa 16 y virola 7.
11. Empaquetadura entre casquillo 3 y fondo 4.
12. Platina para conexión a tierra del terminal hacia tierra del divisor capacitivo.
13. Empaquetadura para varilla aisladora.
14. Aislador pasante para terminal hacia tierra del divisor capacitivo.
15. Guarnición entre aislador 22 y virola de extremidad.
16. Planchita para aislador pasante 14.
17. Conductor conexión toma capacitiva.
- 18, 18a, 18b etc. Distanciadores interiores.
- 19, 19a, 19b etc. Distanciadores exteriores.
20. Terminal hacia tierra del divisor capacitivo.
- 21, 21a, 21b etc. Placas de soporte condensadores.
22. Contenedor de porcelana.
23. Condensador.
- 24, 26, 28. Cojinete; tornillo, puentecillo para sujeción contenedor de porcelana.
25. Varilla aisladora.
27. Guarnición para vidrio 29.
29. Vidrio indicador de nivel.
30. Conservador de aceite.
31. Tornillo para marco 33.
32. Terminal de alta tensión del divisor capacitivo.
33. Marco para indicador de nivel.
34. Perno de sujeción tapa 36.
35. Guarnición para tapa 36.
36. Tapa del conservador 30.
37. Tapón de llenado con guarnición.

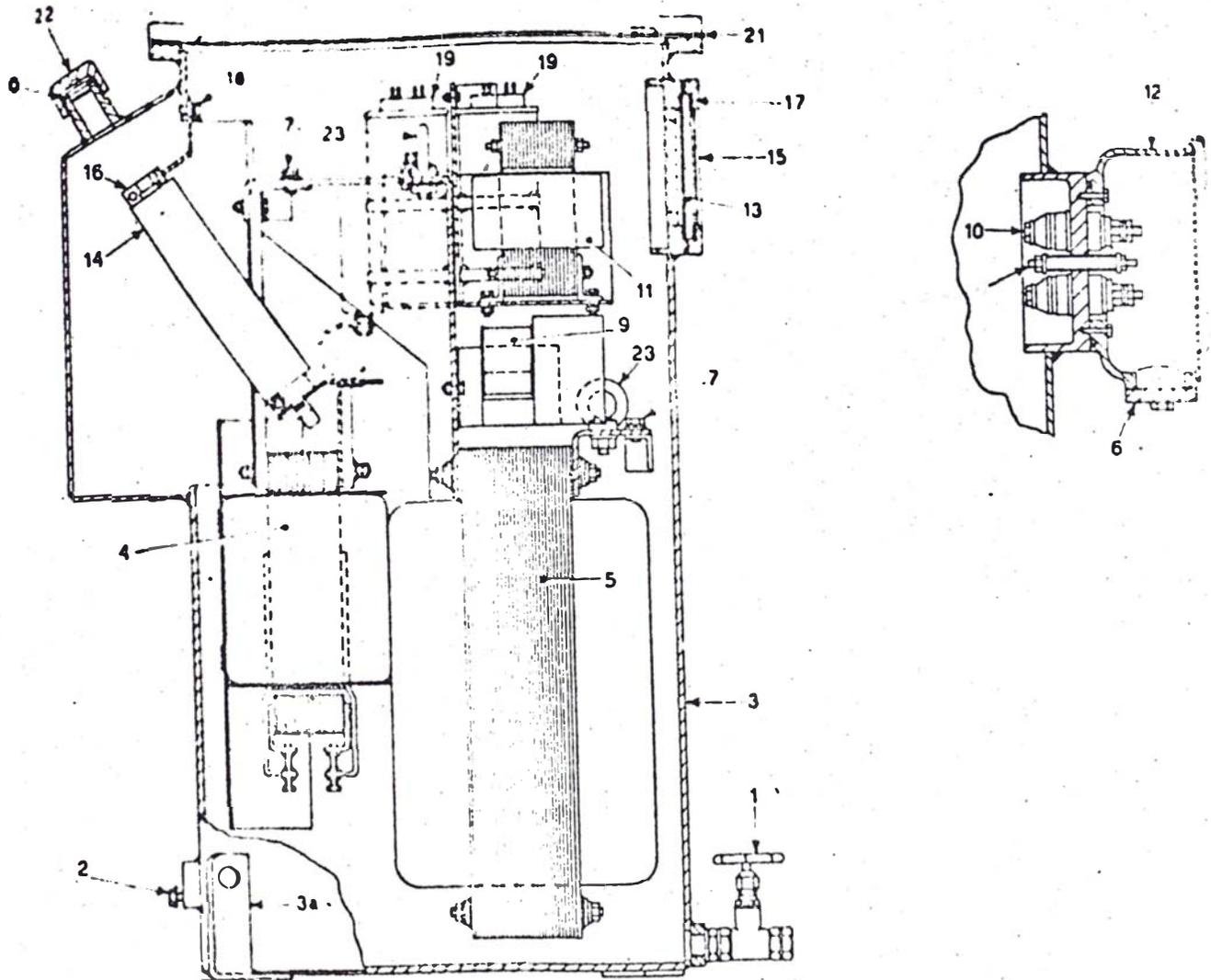
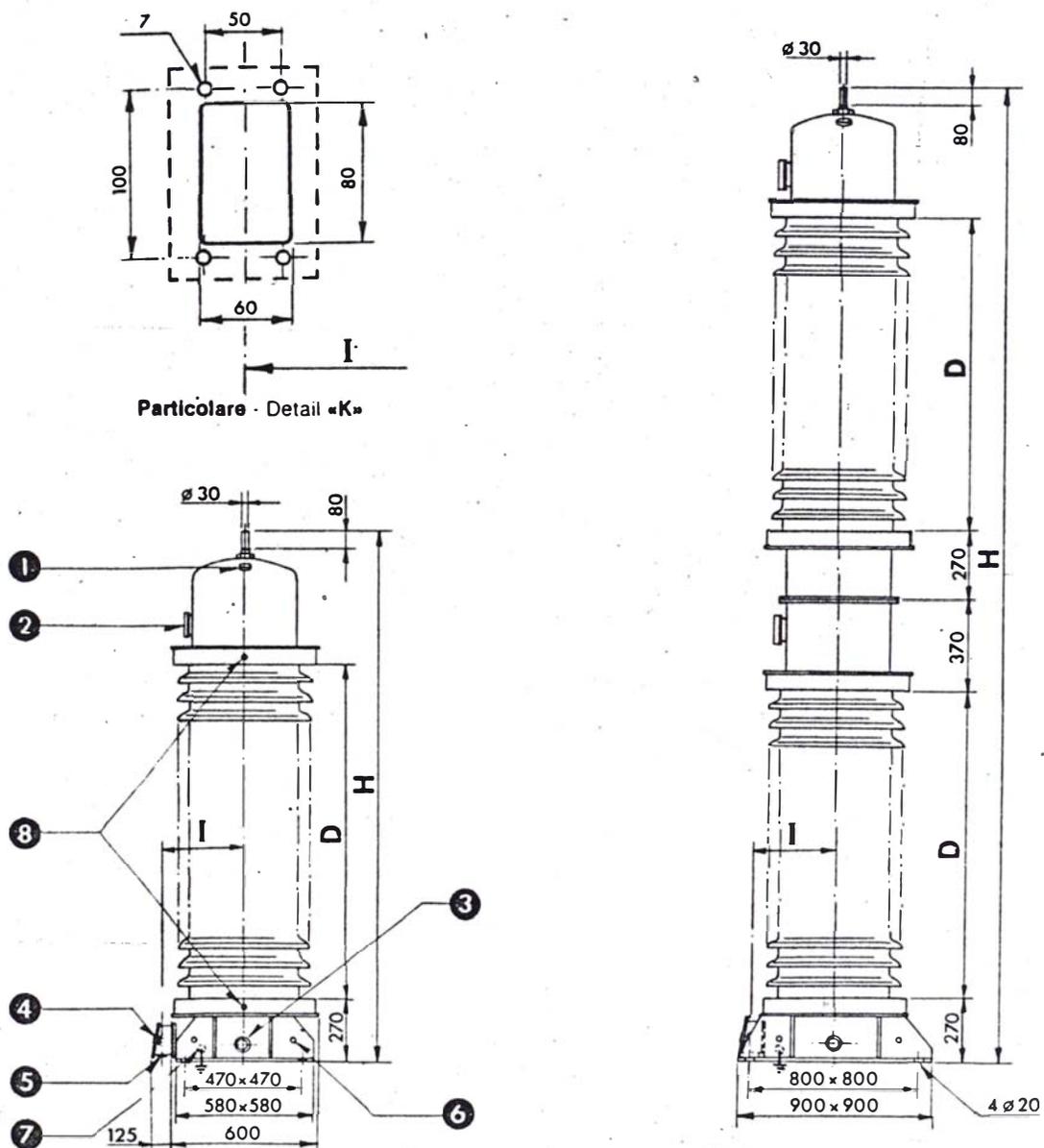


Figura 1 Sección de la parte magnética del Transformador TC-245 M

Figura II: Sección de la parte magnética común a los transformadores figuras 1 y 2).

(para los TC 420 y 525 el diámetro del cajón es mayor y cilíndrico).

1. Grifo (con tapón y guarnición) para sacar muestras.
2. Tornillo de puesta a tierra.
3. Contenedor de la parte magnética.
- 3a. Pequeña pata de anclaje con agujero de levantamiento.
4. Inductancia de compensación.
5. Transformador magnético.
6. Flanchita paso casquillo prensacable.
7. Tornillos de sujeción transformador 5 e inductancia 4.
8. Borne de puesta a tierra de los circuitos secundarios.
9. Pequeño transformador de corrección.
10. Aislador pasante para terminales secundarios.
11. Inductancia para filtro amortiguador.
12. Caja protección terminales secundarios.
13. Vidrio para indicador de nivel.
14. Descargador de sobretensiones.
15. Virola con tornillos de sujeción del vidrio 13.
16. Collar con platina para sujeción descargador 14.
17. Guarniciones para vidrio 13.
18. Tornillo de sujeción del collar 16.
19. Condensadores para filtro amortiguador.
20. Guarniciones para tapón 22.
21. Guarniciones cierre contenedor 3.
22. Tapón relleno aceite.
23. Argollas levantamiento transformador magnético e inductancia.



Dimensioni di ingombro e pesi

1. Tappo riempimento olio
2. Livello olio
3. Tappo scarico olio
4. Scatola morsetti secondari
5. Piastrina per bocchettone (vedere particolare «K» per dimensioni finestra)
6. Fori \varnothing 30 per sollevamento
7. Morsetto di terra per corda \varnothing 8-10 mm
8. Attacchi per aste spinterometriche

- Overall dimensions and weights

1. Oil filler plug
2. Oil level
3. Oil drain plug
4. Box terminals, secondary windings
5. Plate, cable outlet (see details K for opening dimensions)
6. 30-mm diameter holes, hoisting
7. Earth terminal, 8 + 10 mm diameter stranded conductor
8. Spark rods connexions

Figura 12.. Dimensiones externas y pesos

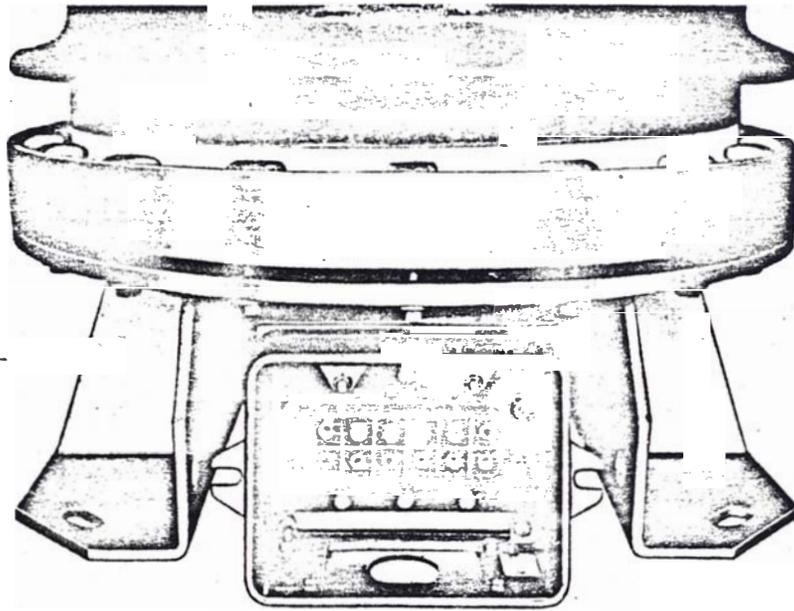


Fig. 13 Foto del complesso base-morsettiera-graffatura

Fig. 13 Base, terminal block and clinching assembly

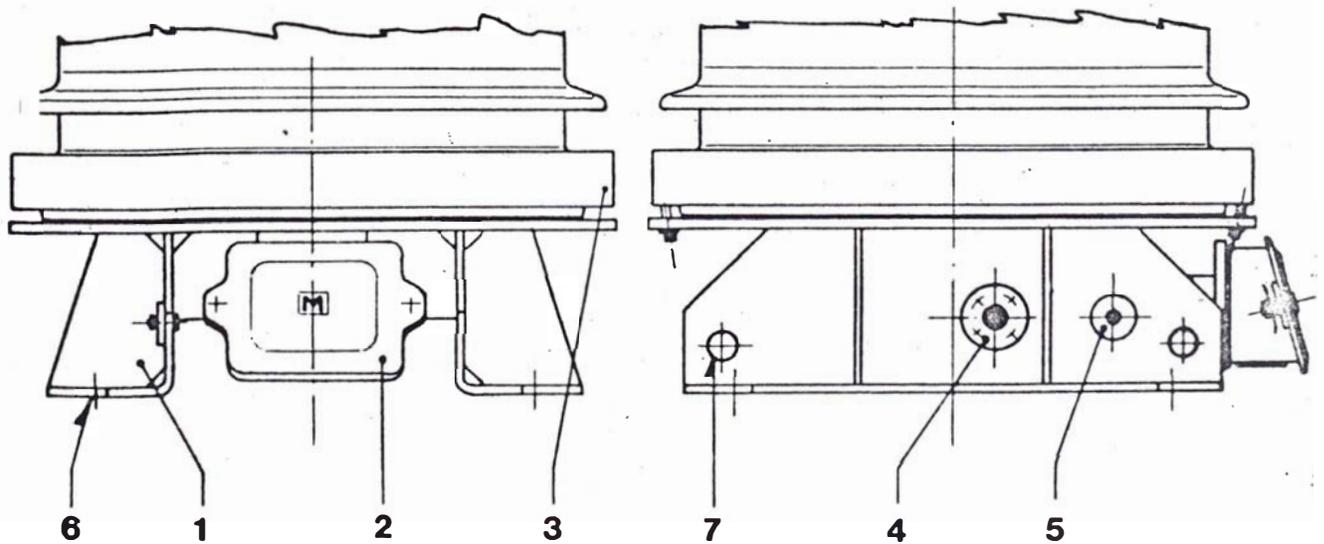


Fig. 14 Base

1. Struttura in lamiera di acciaio
2. Cassetta morsettiera secondari
3. Graffatura dell'isolatore
4. Tappo per prelievo e scarico olio
5. Morsetto di messa a terra della base

Fig. 14 Base

1. Steel plate base structure
2. Box terminals, secondary windings
3. Clinching system, insulator
4. Plug, oil sampling and draining
5. Earth terminal, base

Fig.15 Compensatore del volume d'olio

- 1. Struttura in lamiera acciaio
- 2. Indicatore di livello olio
- 3. Tappo per introduzione olio
- 4. Codolo attacco linea
- 5. Graffatura dell'isolatore

Fig. 15 Oil volume compensator

- 1. Steel plate structure
- 2. Oil level gauge
- 3. Oil feed plug
- 4. Conductor, line connexion
- 5. Insulator clinching

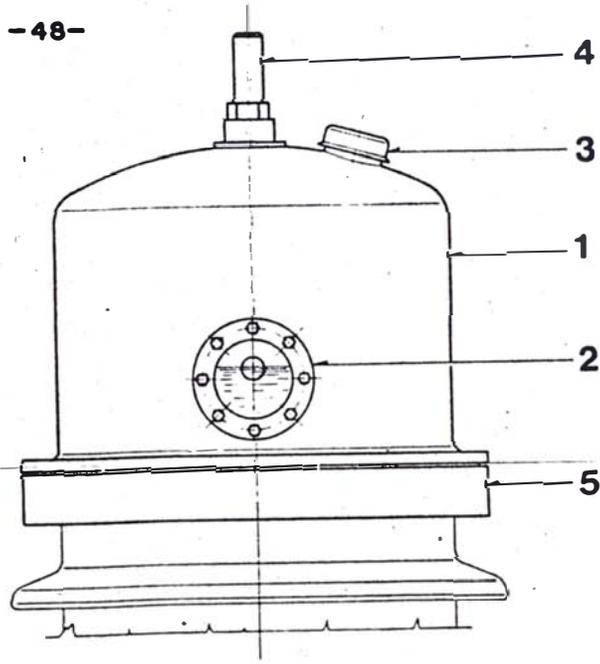


Fig. 16 Graffatura isolatore e guarnizione di tenuta olio

- 1. Gancio
- 2. Rondella semisterica
- 3. Fascia
- 4. Rondella elastica
- 5. Vite M 10 x 50
- 6. Guarnizione gomma

Fig. 16 Insulator clinching and oil seal gasket

- 1. Hook
- 2. Cup washer
- 3. Cheek
- 4. Spring washer
- 5. Screw, M 10 x 50
- 6. Rubber ring

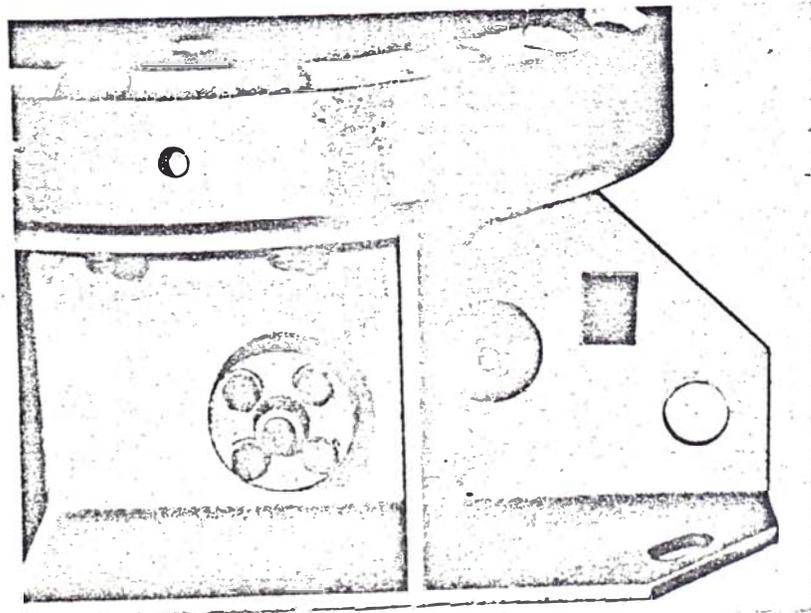
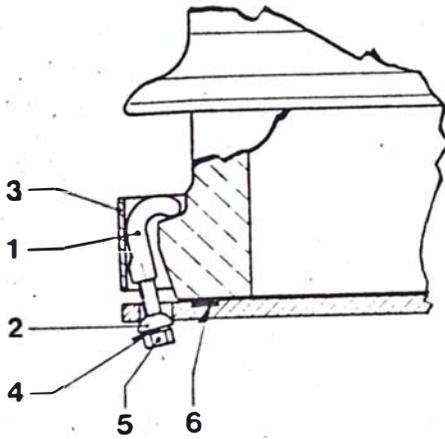


Fig 17 Foto dei particolari tappo prelievo e scarico olio e morsetto di messa a terra della base

Fi 17 Details, oil sampling and drain plug and base ear terminal

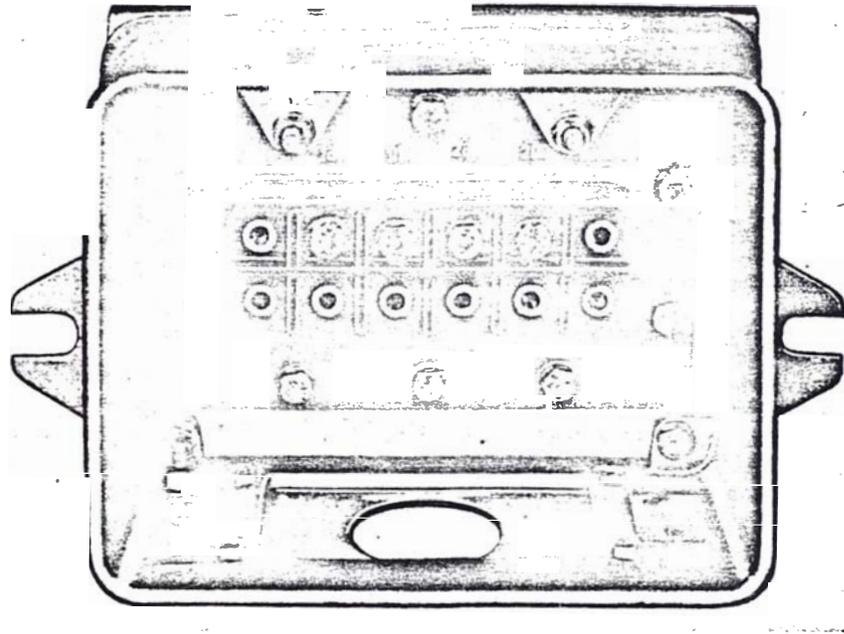


Fig. 18 - Foto della morsettiara secondaria

Fig. 18 - Secondary windings terminal block

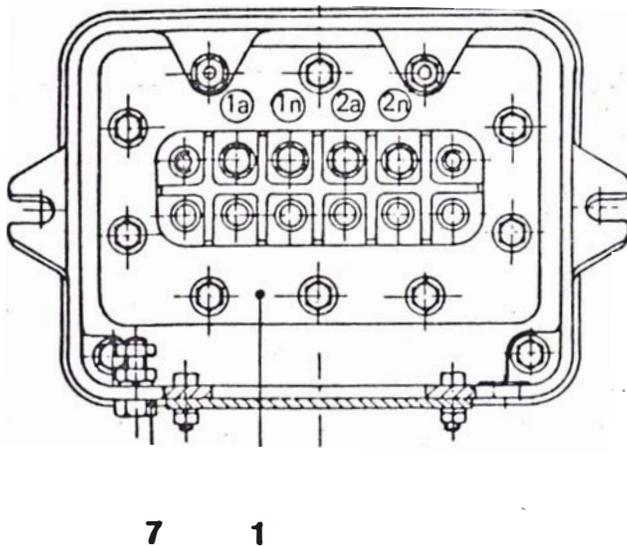


Fig. 19 - Morsettiara secondaria

1. Morsettiara in resina epossidica
2. Cassette di protezione della morsettiara
3. Guarnizione in gomma
4. Coperchio della cassetta
5. Targa schema
6. Piastrina non forata per bocchettone uscita conduttori secondari
7. Morsetto per collegamento a terra degli avvolgimenti secondari

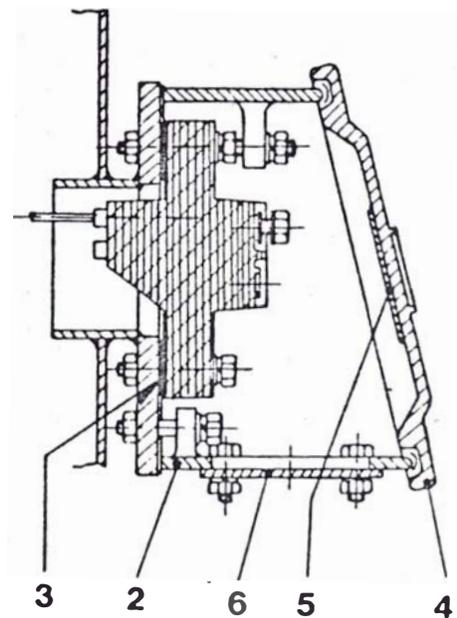


Fig. 19 - Terminal block, secondary windings

1. Epoxy resin terminal block
2. Box, terminal block protection
3. Rubber seal
4. Cover, terminals box
5. Wiring plate
6. Solid plate, secondary cables outlet
7. Earth terminal, secondary windings

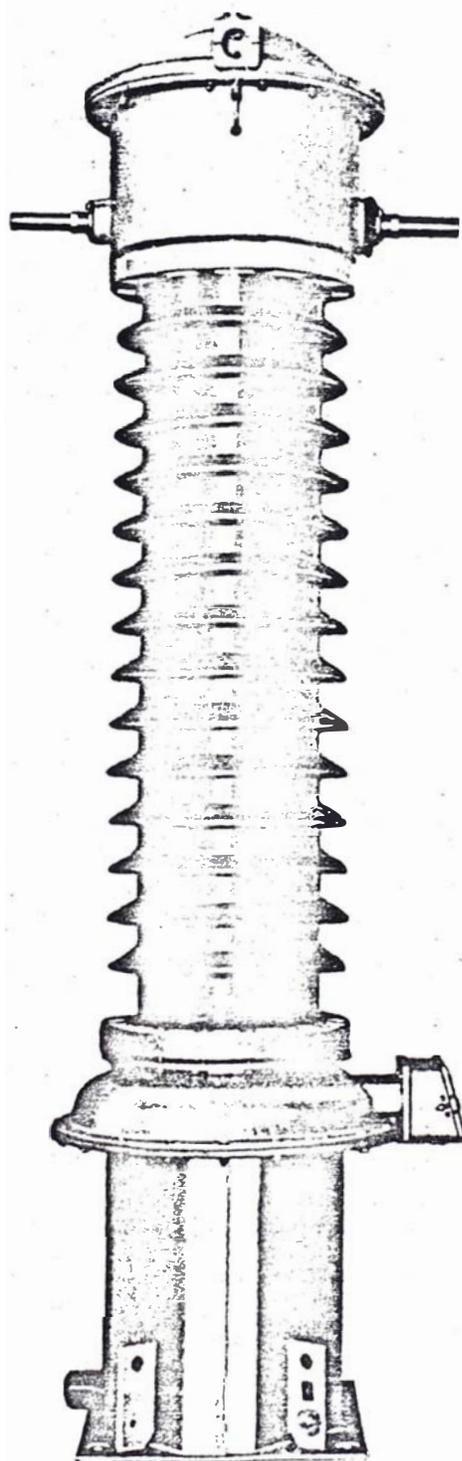


Fig. 20 Foto del trasformatore tipo «AMH»

Fig. 20 Photograph of current transformer type «AMH»

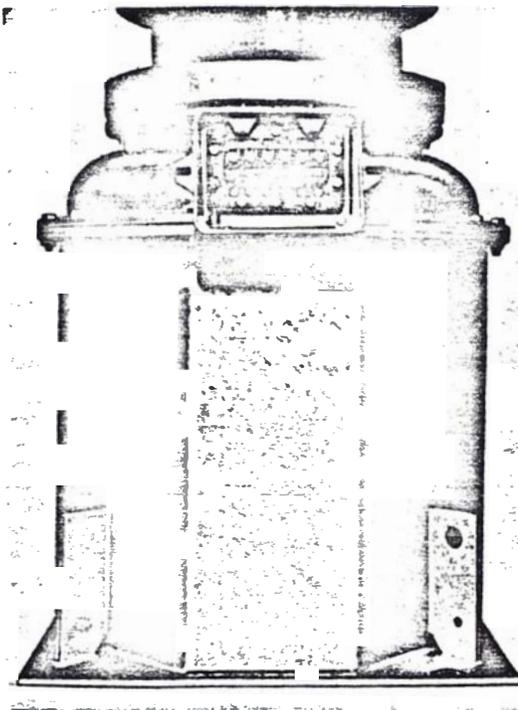
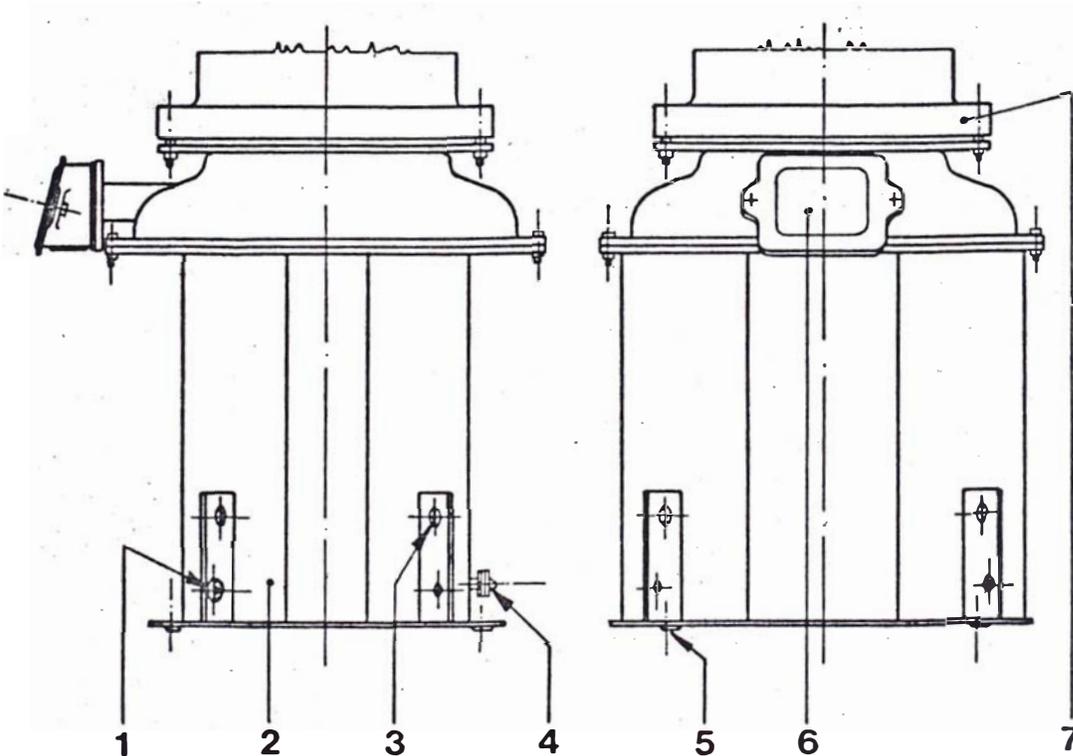


Fig.21 - Foto del complesso base-morsettiera-graffatura

Fig.21 - Photograph of base, terminal block and fixing clamps assembly

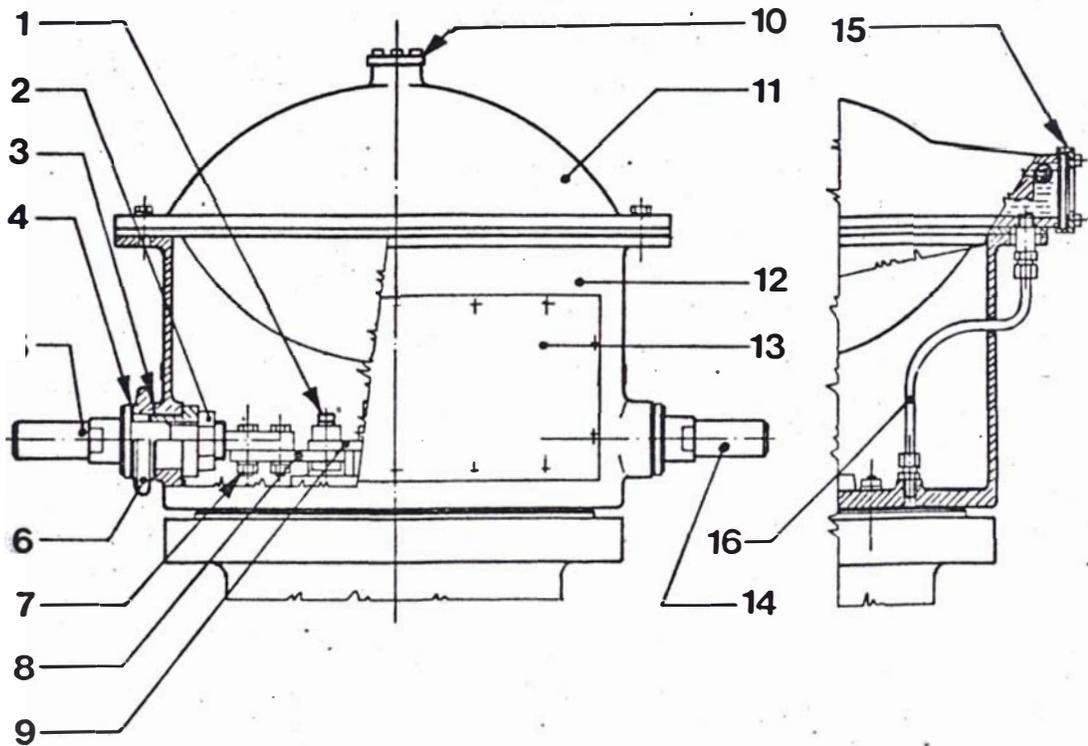


- 1 - Morsetto di messa a terra della base
- 2 - Struttura in lamiera di acciaio
- 3 - Fori per il sollevamento
- 4 - Tappo per prelievo e scarico olio
- 5 - Fori per il fissaggio alla struttura di sostegno
- 6 - Cassetta morsettiera secondari
- 7 - Graffatura dell'isolatore

Fig.22 - Base

- 1 - Base earthing clamp
- 2 - Sheet steel structure
- 3 - Lifting holes
- 4 - Oil sampling and drain plug
- 5 - Anchor holes
- 6 - Secondary terminal box
- 7 - Insulator fastening system

Fig.22 - Base

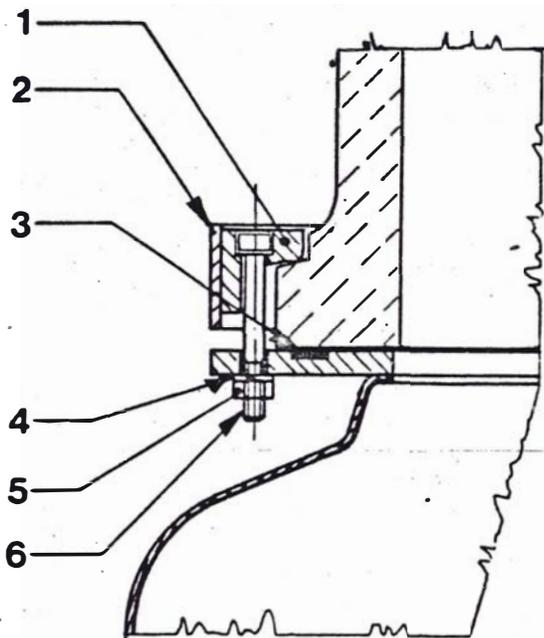


- 1 - Morsetti cambio rapporto
- 2 - Dado bloccaggio codolo
- 3 - Guarnizione
- 4 - Guarnizione
- 5 - Codolo isolato attacco linea
- 6 - Isolatore
- 7 - Viti fissaggio codolo - piastra cambio rapporto
- 8 - Piastra cambio rapporto
- 9 - Piastrine cambio rapporto
- 10 - Tappo introduzione olio (sigillato)
- 11 - Conservatore olio
- 12 - Ghiera
- 13 - Coperchio
- 14 - Codolo attacco linea non isolato
- 15 - Indicatore livello olio
- 16 - Tubo acciaio inox

Fig.23- Ghiera e conservatore d'olio

- 1 - Primary reconnection terminals
- 2 - Terminal clamping nut
- 3 - Gasket
- 4 - Gasket
- 5 - Insulated primary terminal
- 6 - Insulating ring
- 7 - Terminal-plate fixing screws
- 8 - Reconnection plate
- 9 - Primary reconnection links
- 10 - Sealed filling plug
- 11 - Oil receiver
- 12 - Flange
- 13 - Cover
- 14 - Non-insulated primary terminal
- 15 - Gauge glass
- 16 - Stainless-steel tube

Fig.23- Flange and oil receiver



- 1 • Blocchetto
- 2 • Fascia
- 3 • Guarnizione gomma
- 4 • Rondella elastica
- 5 • Dado M 10
- 6 • Vite M 10 x 80

- 1 • Clamp
- 2 • Band
- 3 • Rubber gasket
- 4 • Elastic washer
- 5 • Nut M 10
- 6 • Screw M 10 x 80 mm.

Fig.24 Graffatura isolatore e guarnizione di tenuta olio

Fig.24- Insulator fastening clamps and oil sealing gasket

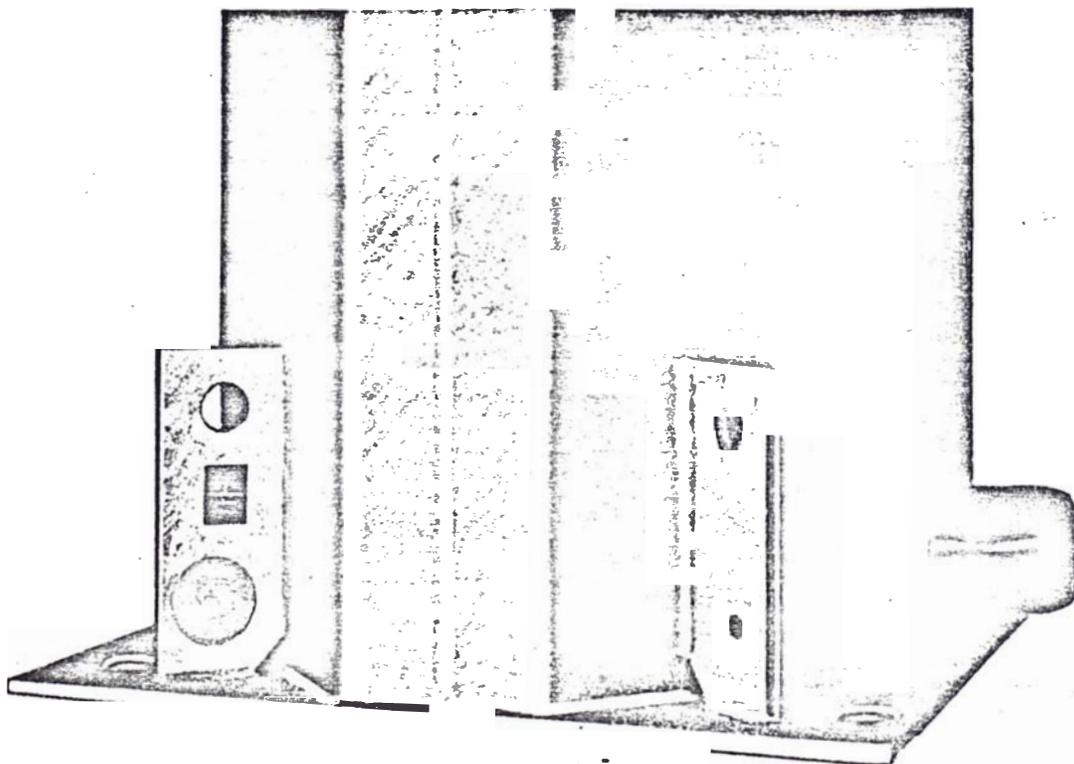


Fig.25 Foto dei particolari tappo prelievo e scarico olio e morsetto di messa a terra della base

Fig.25. Photograph of details of sampling and draining plug and earthing clamp.

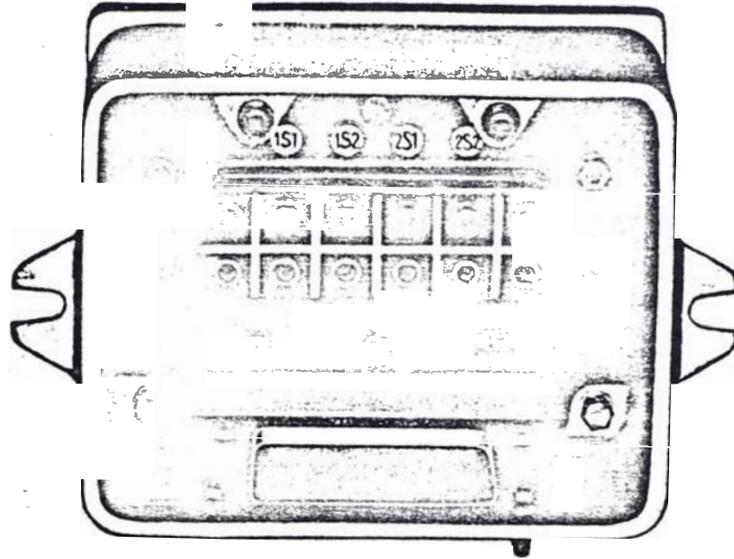
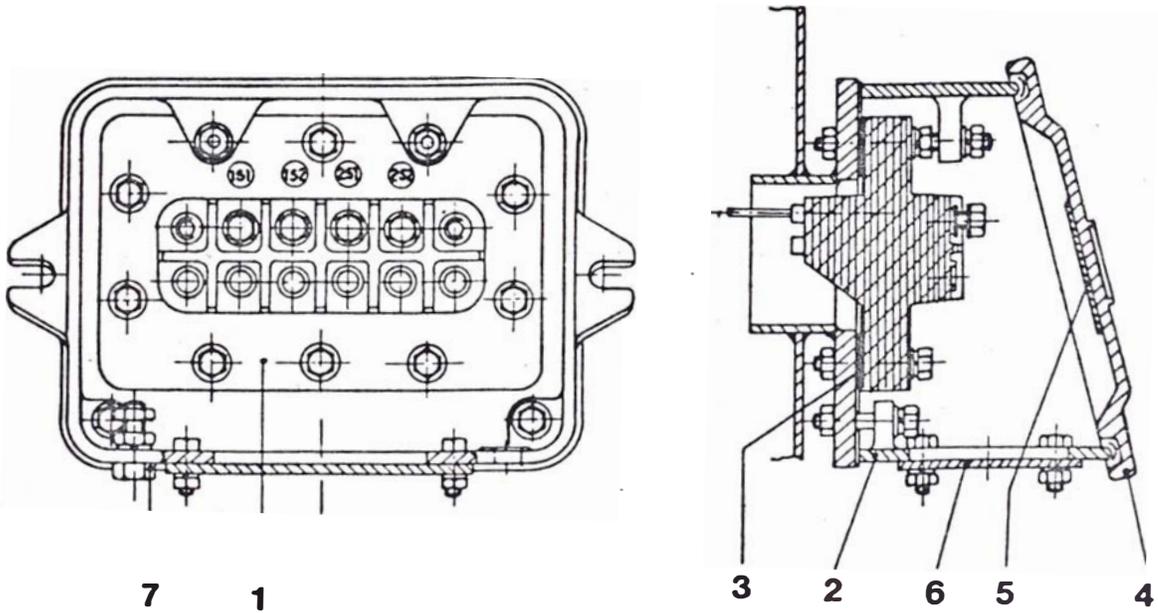


Fig. 26 - Foto della morsettiera secondaria

Fig. 26 - Photograph of secondary terminal block



- 1 - Morsettiera in resina epossidica
- 2 - Cassetta di protezione della morsettiera
- 3 - Guarnizione in gomma
- 4 - Coperchio della cassetta
- 5 - Targa schema
- 6 - Piastrina non forata per bocchettone uscita conduttori secondari
- 7 - Morsetto per collegamento a terra degli avvolgimenti secondari

- 1 - Epoxy resin terminal block
- 2 - Protection box of terminal block
- 3 - Rubber gasket
- 4 - Cover
- 5 - Wiring diagram
- 6 - Undrilled plate for cable gland
- 7 - Terminal for earthing secondary windings

Fig. 27 - Morsettiera secondaria

Fig. 27 - Secondary terminal block

CAPITULO 3

MONTAJE DE LA CELDA

3.1.- Interruptor.- El proceso de montaje electromecánico de este equipo es el siguiente:

3.1.1.- Montaje de tanques, aisladores soportes, válvulas piloto y cámaras.-

- Se colocan el interruptor y el armario de mando según el plano de instalación.

- Los tanques se nivelan **perfectamente** en dirección transversal y ligeramente inclinados en dirección longitudinal. Luego se anclan estos tanques por medio de elementos para este fin.

- Se conectan a tierra los tanques y el armario de mando.

- Se instalan las tuberías de alimentación de aire comprimido entre los tanques y el armario de mando, y entre éste y la red de distribución del aire comprimido.

- Se limpia el interior de los aisladores soporte con un paño seco. Se limpian las superficies de apoyo de los aisladores y se les aplica una ligera capa de grasa antioxidante.
- Se limpian los anillos (posiciones 22, 29 y 32 de la Fig. 28) y se aplican a las juntas vaselina neutra para fijarlas en las ranuras.
- Se montan los anillos con sus juntas y los aisladores de las columnas de cada polo.
- Se destornillan las posiciones 39 y se levantan los manguitos 38 (Fig. 28).
- Se introducen en las columnas soporte las varillas aisladoras.
- Se quita la capucha (2 Fig. 21) y se levanta el grupo constituido por la válvula piloto y las dos cámaras de interrupción, tal como se muestra en la Fig. 29. El peso de un grupo es de 320 Kg. Se baja lentamente el grupo hasta cerca de 20 cm. del plano de apoyo, se introduce a mano la **varilla** aislante. Se apoya y se fija el grupo sobre la columna soporte. Se hace lo mismo con el resto de grupos.
- Introduciendo el collar de la parte inferior de la varilla aislante en la horquilla 43 (Fig. 28), se atornillan las contratuercas y la arandela en el vástago (50 Fig. 28). Se dará a la varilla

siete vueltas. Se hace lo mismo con el resto de columnas.

3.1.2.- Regulación de las varillas aislantes regulaciones mecánicas.-

- Se empuja hacia arriba la varilla aislante hasta que el émbolo (50 Fig. 28) llegue a su fin de carrera superior. Verificar que entre el manguito 3 y la tuerca de regulación (1 Fig. 28) exista un espacio de 3 mm. Este espacio permite que la junta asegure una estanqueidad perfecta con interruptor cerrado. Ajustar la contratuerca de la punta inferior de la varilla.

- Montar la capucha 2 y atornillar los manguitos 38 a los soportes 42 (Fig. 28).

- Se pone a presión el interruptor con aire seco (presión nominal - 21.5 bar). Se cierra la válvula de alimentación principal de aire y luego de 24 horas se verifica la pérdida de presión en cada fase. El nivel permisible de fuga es de 4 bar de pérdida de presión.

- Puesto que el comando central de cada polo tiene conexión mecánica con cada columna de un polo a través de la varilla de transmisión AT, se deben ajustar los tornillos de regulación a 1 mm. en las válvulas de autoalimentación AR.

- Como el movimiento vertical de la varilla

aislante causa la apertura y cierre del interruptor, se deben ajustar los tornillos que mandan los émbolos de las válvulas piloto **auxiliares PA** entre 1.5 a 2 mm. Así mismo se deben atornillar completamente los pernos 43g de las válvulas de mando conmutador de señalización VCS. Ambas válvulas están ubicadas en el compartimiento inferior de las columnas soporte.

- Las regulaciones mencionadas se harán con el interruptor **cerrado**. Luego se dará orden de apertura al interruptor y se regularán las válvulas de autoalimentación AR, las válvulas piloto auxiliares PA y las válvulas de mando conmutador de señalización VCS, hasta que los tornillos de regulación girados en sentido antihorario anulen la fuga de aire.

3.2.- Seccionador.-Para el proceso de montaje del seccionador S2X-362 se sigue la siguiente secuencia:

- a) Colocar la base de los tres polos según el plano de disposición.
- b) Alinear la base.
- c) Nivelar cada base apoyando un nivel de burbuja sobre las bridas de soporte de los aisladores. Controlar el nivel en dos direcciones ortogonales.
- d) Asegurarse que las bases toquen las estructuras de

soporte en correspondencia de todos los agujeros de anclaje. Eventualmente introducir entre estructura de soporte y base del seccionador unas arandelas de manera que la base no quede torcida al cerrar los pernos de anclaje.

e) Montar las columnas de aisladores. Como quiera que cada columna se compone de más elementos con troncos de diferentes diámetros, habrá que montar siempre primero el elemento con tronco de diámetro mayor y por último el de diámetro menor.

f) Girar las dos columnas de cada polo hasta la posición de abertura. Montar los brazos del seccionador y los anillos.

g) Girar las columnas hacia la posición de cierre y verificar que los contactos centrales internos toquen simultáneamente los contactos centrales externos.

En caso contrario, hay que corregir la inclinación de uno de los brazos del seccionador introduciendo una lámina de espesor adecuado o una arandela.

h) Cerrar los polos hasta que las apéndices soldadas bajo las bridas de soporte de las columnas choquen contra los tornillos de fin de carrera, y asegurarse que los brazos de cada polo se paren en posición perfectamente paralela a la viga de base.

i) Mientras los tres polos del seccionador están completamente cerrados, montar las bielas de acoplamiento entre

los polos.

j) Poner a tierra la base conectando el cable de tierra al tornillo previsto para tal finalidad.

k) Fijar el mecanismo de mando según el plano de disposición y montar la transmisión mecánica entre mecanismo de mando y seccionador.

l) Conectar los cables de mando y de señalización a los bornes del mecanismo de mando, y efectuar unas maniobras de prueba.

3.3.- Seccionador con Cuchilla de Puesta a Tierra.- El proceso de montaje en lo referente a este equipo es similar al ítem 3.2 sobre el montaje del Seccionador del tipo S2X-362. En lo referente a la Cuchilla de Puesta a Tierra deben seguirse los siguientes pasos adicionales:

a) Montar los elementos con la varilla de puesta a tierra incluida.

b) Verificar con el seccionador de línea en posición de cierre, que no haya accionamiento a la varilla de puesta a tierra.

c) Instalar la caperuza prevista para recibir a la varilla de puesta a tierra. Dicha caperuza debe instalarse en el borne para el lado de la línea de transmisión y de acuerdo al esquema de instalación correspondiente.

d) Montar la transmisión mecánica entre mecanismo de

mando y varilla de puesta a tierra.

e) Dar orden de apertura al seccionador de línea y verificar la conexión franca en la caperuza al darle orden de cierre al seccionador de tierra. De no ser así, hacer las regulaciones necesarias a la varilla en sentido transversal y longitudinal.

f) Montar las bielas de acoplamiento entre los polos.

g) Poner a tierra la varilla de puesta a tierra.

h) Conectar los cables de señalización y de predisposición de mando para el seccionador de línea.

3.4.- Pararrayos.- Se sigue la siguiente secuencia:

a) Verificar la correspondencia entre los orificios de fijación del pararrayos y los existentes en el armazón de soporte.

b) Levantar el pararrayos, colocarlo y fijarlo con pernos en el bastidor soporte. Tomar en cuenta que la base del pararrayos no se apoya directamente al bastidor soporte, sino a través de tres pequeños aisladores.

c) Fijar el contador de descargas al bastidor soporte.

d) Fijar los pequeños aisladores en el bastidor soporte, en el tramo comprendido entre la base del pararrayos y el contador de descargas.

e) Fijar el conductor de tierra en el tramo mencionado en el punto anterior.

f) Fijar el conductor de tierra en el tramo comprendido

entre el contador de descargas y la red del tierra.

3.5.-Transformador de Tensión Capacitivo.- Hay que seguir la secuencia general siguiente para el montaje del transformador TC-245M:

- a) Colocar el transformador sobre su estructura de soporte y conectar a tierra el cajón por medio de un conductor juntado al tornillo previsto para este fin y ubicado en la base del transformador.
- b) Cerciorarse que el nivel de aceite sea visible en los indicadores existentes.
- c) Instalar los cuernos de arco y ajustar la distancia entre las puntas basándose en el nivel de aislamiento.
- d) Atornillar el borne para la conexión del conductor de alta tensión en el agujero existente en la tapa 36 Fig. 10.
- e) Horadar la planchita 6 Fig. 11 y aplicar a la misma el casquillo previsto y pasar el cable secundario a través del casquillo. Quitar la tapa de la caja 12 Fig. 11 y conectar los conductores secundarios a los bornes según los esquemas correspondientes. Luego reponer la tapa.

3.6.- Transformador de Tensión Inductivo.- Se debe seguir la siguiente secuencia de montaje para el transformador TVH-362:

- a) Verificar la correspondencia entre los orificios de

fijación del transformador y los existentes en el armazón de soporte.

b) Estrobar el transformador, utilizando los orificios de levantamiento situados en la base o en la abrazadera inferior de la unidad superior.

c) Colocar el transformador en el armazón de soporte y fijarlo a la misma con los pernos.

d) Luego debe instalarse la unidad inferior en primer lugar, cuidando que quede perfectamente nivelada sobre la base de apoyo. A continuación se monta el elemento superior.

Las bridas de los dos elementos se unen apretando los pernos correspondientes.

e) Se retira la tapa existente en la parte lateral del elemento superior y se efectúan las conexiones eléctricas de los arrollamientos internos.

f) Efectuar la conexión con el borne de tierra situado en la base, utilizando el conductor de cobre.

g) Perforar la placa de fijación del casquillo de salida de los cables, situada en el fondo de la caja que contiene el tablero de bornes secundarios, y montar el casquillo.

h) Conectar los circuitos de medición y protección al tablero de bornes secundarios, siguiendo las indicaciones de la placa-esquema (5 Fig. 19) situada en la tapa de la caja de bornes secundarios.

Emplear cables de sección adecuada a la corriente, a la clase de precisión y a la longitud de los circuitos.

i) Conectar a tierra un borne de cada arrollamiento secundario en forma separada, utilizando el borne apropiado de puesta a tierra situado en el interior de la caja de bornes secundarios (7 Fig. 19). De este modo se evita que el secundario pueda adquirir un potencial electrostático peligroso.

La salida del arrollamiento primario ya está conectada internamente con la base del transformador.

3.7.- Transformador de Corriente.- Hay que seguir la siguiente secuencia general para el montaje del transformador de corriente AMH-362:

a) **Verificar** la correspondencia entre los orificios de fijación del transformador y los existentes en el armazón soporte.

b) Estrobar el transformador de corriente, utilizando los orificios de levantamiento situados en la base.

c) Colocar el transformador de corriente en el bastidor soporte y fijarlo con los pernos.

d) Efectuar la conexión con el borne de tierra situado en la base, utilizando el conductor de cobre.

e) Perforar la placa de fijación del casquillo de salida de los cables, situada en el fondo de la caja que contiene el tablero de bornes secundarios, y **montar** el

casquillo.

f) Conectar los circuitos de medición y protección al tablero de bornes secundarios, siguiendo las indicaciones de la placa-esquema situada en la tapa de la caja de bornes secundarios.

g) Usar cables de sección adecuada a la corriente, a la clase de precisión y a la longitud de los circuitos.

h) Retirar las planchitas que cortocircuitan cada secundario. Tener mucho cuidado en no operar el transformador de corriente con el secundario abierto; esto evitará daños al transformador y peligrosas sobretensiones en los circuitos de baja tensión.

i) Conectar a tierra un borne de cada arrollamiento secundario, utilizando el borne de puesta a tierra situado en el interior de la caja de bornes secundarios. De este modo se evita que el secundario pueda adquirir un potencial electrostático peligroso.

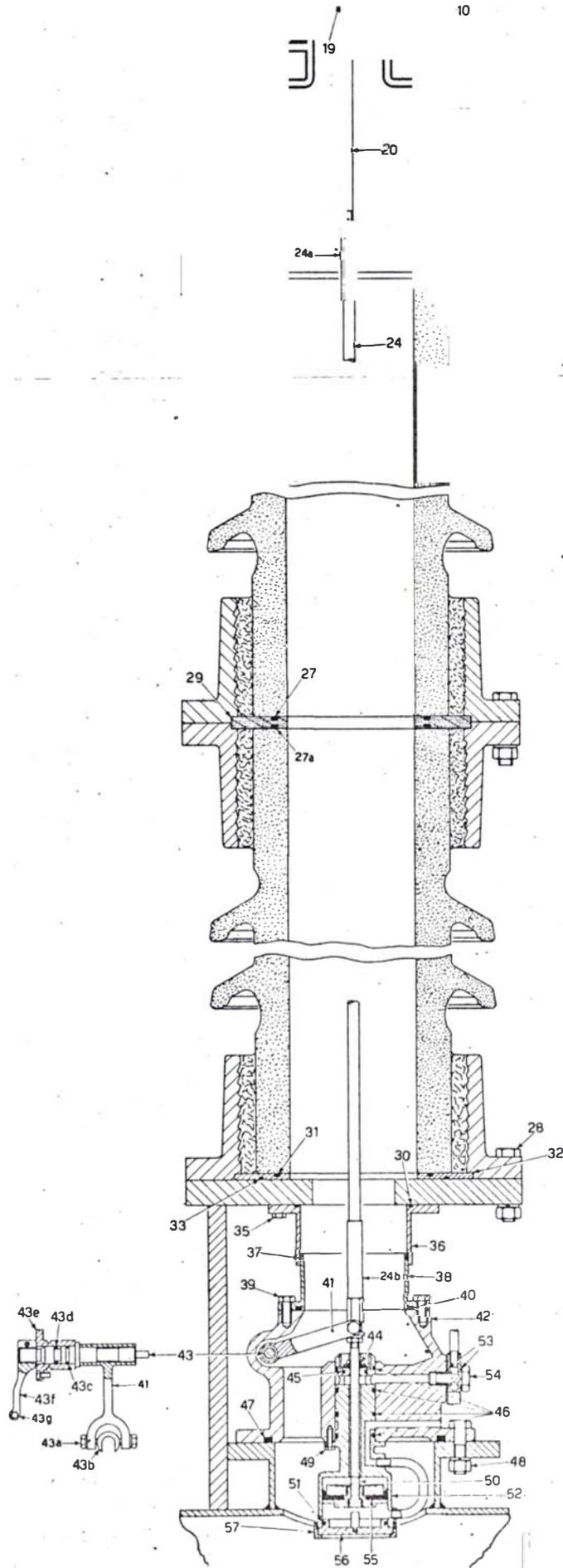


Figura 28

Figura 28; Válvula piloto, varilla aisladora, columna, cilindro mando válvula piloto

Válvula piloto

- | | |
|--|----------------------------------|
| 2. Tapa. | 10, 12, 14, 15, 15a, 16. Juntas. |
| 3. Manguito de guía. | 9. Platillo superior. |
| 4. Placa de guía. | 11. Resorte. |
| 5. Tuerca y arandela ensamblaje válvula. | 13. Separador. |
| 6. Tornillo para placa 4. | 17. Platillo inferior. |
| 7. Tornillo para tapa 2. | 18. Soporte. |
| 8. Cuerpo válvula. | 19. Manguito ensamblaje válvula. |
| 8a. Tornillo para válvula 8. | |

Varilla aislante

- | | |
|--|---------------------------------------|
| 1. Tuerca regulación, arandela y contratuerca. | 24. Varilla aisladora con casquillos. |
| 20. Vástago superior. | |

Columna de soporte

- | | |
|-------------------------------|----------------------------------|
| 22, 32. Anillo de extremidad. | 23, 25, 27, 27a, 31, 33. Juntas. |
| 28. Pernos de ensamblaje. | |
| 29. Anillo intermedio. | |

Cilindro mando válvula piloto

- | | |
|---|--|
| 35, 39. Tornillos para manguitos 36 y 38. | 48. Perno para soporte 42. |
| 36, 38. Manguitos fijo y móvil. | 49. Tornillo para cilindro 52. |
| 41. Manivela interior. | 52. Cilindro. |
| 42. Soporte. | 54. Tornillo para acoplamiento. |
| 43. Pequeño árbol mando válvula VCS fig. 4. | 50. Émbolo con anillo prensa-empaque, tuerca y arandela. |
| 43a. Pareja pivotes roscados. | 56. Fondo. |
| 43b. Horquilla para casquillo inferior varilla 24 | 57. Tapa. |
| 43e. Brida y tornillos. | 30, 37, 40, 43c, 43d, 44, 45, |
| 43f. Manivela exterior. | 46, 47, 51, 53, 55. Juntas. |
| 43g. Tornillo mando válvula VCS fig. 4. | |

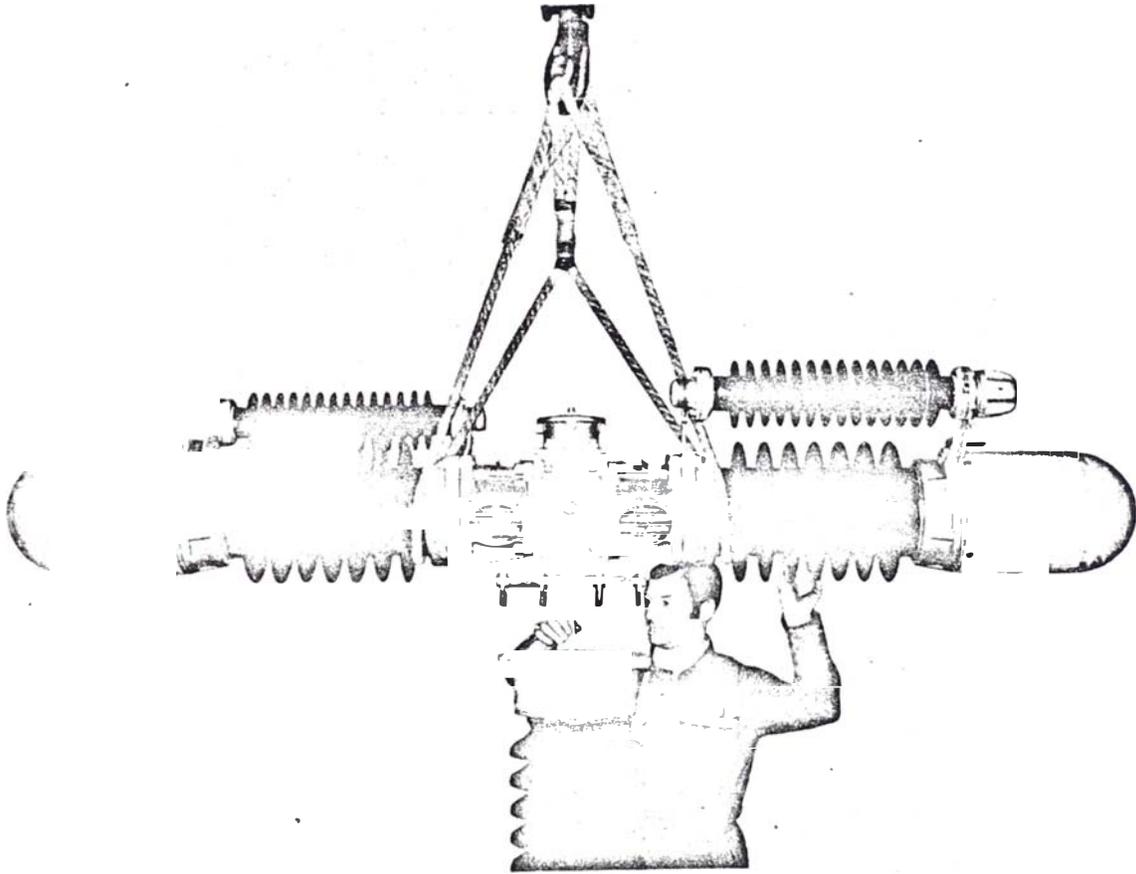


Figura 29.- Montaje de válvula piloto y cámaras

CAPITULO 4

DESCRIPCION DE LA CELDA 220 KV EN SEPACH Y DE LA LINEA DE INTERCONEXION

4.1.- Descripción de la Celda 220 KV en SEPACH.-

4.1.1.- Descripción General.- La celda de la L-226 en la S.E. Pachachaca está conformada por conjuntos modulares y normalizados. El equipamiento de alta tensión, encapsulado y aislado en SF₆, constituido básicamente por el **interruptor**, seccionadores de aislamiento, seccionadores de puesta a tierra, transformadores de medida y sistema de barras; está montado de manera tal que conforma con las otras cinco celdas de la S.E. Pachachaca una configuración en anillo, con 6 celdas de salida o llegada en la primera etapa, y 13 celdas en una etapa final.

El gas SF₆, debido a sus adecuadas propiedades físico-químicas, reúne una serie de cualidades

técnicas que son aprovechadas en las instalaciones eléctricas, tanto como material dieléctrico, así como en la extinción del arco de corte y que en resumen, **permite** mejorar el rendimiento y la calidad del servicio de equipos eléctricos con una reducción sustancial de pesos y tamaños.

Todos los elementos que constituyen la instalación encapsulada (con envolventes o virolas de aleación de aluminio, muy ligeras) son monofásicos y están separados unos de otros por tabiques aislantes y estancos, que permiten durante operaciones de mantenimiento reducir al mínimo las pérdidas de gas, así como **limitar** o separar la parte del conjunto afectado.

En esta celda, solo el transformador de tensión capacitivo y el pararrayos son equipos del tipo convencional (intemperie).

Algunas características del equipamiento encapsulado de esta celda son las siguientes:

- Reducción de la superficie de los equipos con respecto al equipamiento convencional.
- Requiere una mínima cantidad de área de **terreno.**
- Las envolventes o cubiertas o virolas de aleación de aluminio son muy livianas y resistentes a

la corrosión del medio ambiente.

- La estanqueidad en los compartimientos está asegurada mediante dos juntas tóricas concéntricas. La junta exterior protege a la junta interior de las agresiones del medio ambiente.

- El gas SF₆ no es inflamable ni tóxico, lo cual es una ventaja desde el punto de vista del mantenimiento.

- Las envolventes o virolas metálicas no permiten contacto con algún elemento en tensión.

- Los indicadores de posición son fácilmente apreciables en el interruptor, seccionador de barra y seccionador de tierra.

Algunos detalles se muestran en las ilustraciones del capítulo. En la Fig. 30, hay una vista panorámica de equipamiento encapsulado en SF₆. En la Fig. 31, se visualizan los transformadores de corriente del tipo toroidal que rodean a las virolas, la doble junta en las bridas terminales con el dispositivo de estanqueidad y los indicadores de posición de los seccionadores. En la Fig. 32, el módulo que viene instalado de fábrica y que incluye en este caso al interruptor, los trafos de corriente, los seccionadores, las barras conductoras y las virolas o cubiertas.

4.1.2.- Mantenimiento y Comportamiento Operativo de la Celda.- El equipamiento encapsulado en SF₆ tiene la gran ventaja de requerir un mantenimiento mínimo con respecto a equipamientos convencionales.

Se alcanza a continuación características generales de su mantenimiento en alta tensión:

- El personal de intervención también es menor en su número.

- La pérdida de gas SF₆ es mínima, por lo que tienen que pasar años para realizar un eventual relleno de gas hasta alcanzar la presión nominal en el compartimiento con caída de presión. Esto es debido fundamentalmente a que por las características dieléctricas del gas se requiere menor presión (3.5 bar).

- Requiere conocimiento y especialización para su mantenimiento mayor, cuando sea necesario el desmontaje parcial de algún compartimiento.

- Se debe verificar cada cierto tiempo la presión y humedad del gas SF₆ en los compartimientos las fugas de aceite en el circuito hidroneumático del interruptor.

- Se deben engrasar los elementos sometidos a movimiento como las articulaciones de acoplamiento de los seccionadores de puesta a

tierra.

- Se deben inspeccionar los aparatos de mando de los seccionadores e interruptor.

Con respecto al comportamiento operativo de la celda se dan los siguientes comentarios:

- Esta celda y la S.E. Pachachaca han entrado en servicio desde Enero de 1985.

- Todos los equipos con excepción del interruptor han tenido un buen comportamiento, o sea, no han habido salidas de servicio de estos equipos por mantenimiento correctivo.

- Eventualmente han habido problemas en los interruptores de otras celdas, las que se han superado favorablemente.

- La intervención al interruptor ha requerido su necesaria salida de servicio; sin embargo las líneas de transmisión o los seis circuitos en alta tensión de la S.E. Pachachaca no han salido necesariamente fuera de servicio por la configuración en anillo que presenta esta subestación.

4.2.- Descripción de la Línea de Interconexión.-

4.2.1.- Descripción General.- La línea de interconexión S.E. Pomacocha -S.E. Pachachaca tiene la siguiente descripción general:

- Tiene 34 estructuras simple terna, con un peso promedio de 11 Tn. por estructura.
- Tiene 3 torres de anclaje (tipo STT) y 31 torres de suspensión (tipo STR). Estas torres tienen diferentes extensiones.
- Las características del conductor Curlew que utiliza son:

Material : Aluminio y acero.

Formación : 54 hilos de Aluminio y 7 hilos de acero. Cada hilo de 3.515 mm. de diámetro.

Sección Al. : 523.7 mm. cuadrados.

Sección Acer.: 67.9 mm. cuadrados.

Sección Total: 591.6 mm. cuadrados.

Diámetro : 31.68 mm.

Peso teórico : 1.99 Kg/mt.

Carga ruptura: 16,600 Kg.

M. Elast. F. : 6,850 Kg/mm. cuadr.

M. Elast. I. : 5,150 Kg/mm. cuadr.

Coef. Dil. L.: $19.35 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$

Resist.(20°C): 0.05527 Ohm./Km.

- El acero es de alta resistencia y sus características son:

a) En los perfiles y planchas:

Carga de rotura mínima : 52 Kg/mm. cuad.

Límite de fluencia : 36 Kg/mm. cuad.

b) En los pernos y tuercas:

Carga rot. a la tracción : 52 Kg/mm. cuad.

Carga de rotura al corte : 27 Kg/mm. cuad.

- La cadena de suspensión simple 220 KV para conductor Curlew tiene 12,000 Kg. de carga de rotura y acoples IEC 16 mm. Está compuesta de:

- a) 1 grillete de conexión a torre.
- b) 1 grampa de suspensión.
- c) 1 juego de varillas de armado.
- d) 1 rótula larga.
- e) 1 ojal con bola.
- f) 1 raqueta de protección inferior.
- g) 1 cuerno superior.
- h) 21 aisladores.

- La cadena de anclaje simple 220 KV para conductor Curlew tiene 16,000 Kg. de carga de rotura y acoples IEC 16 mm. Está compuesta de:

- a) 1 grillete de conexión a torre.
- b) 1 grampa de compresión.
- c) 1 derivación a 15 grados.
- d) 1 rótula larga.
- e) 1 ojal con bola.
- f) 1 raqueta de protección inferior.
- g) 1 cuerno superior.
- h) 22 aisladores.

4.2.2.- Comportamiento Operativo de la L-226.- Se dan los siguientes comentarios:

- La L-226 le dá gran flexibilidad en la operación al Sistema Interconectado Centro Norte, ya que dá más alternativas de configuración cuando salen de servicio por mantenimiento las líneas conectadas a la SEP y la SEPACH.

Esto permite repartir la carga por lo menos por 3 circuitos, optimizando de este modo la operación ya que se tienen mejores niveles de tensión en la energía entregada a otras empresas como Electrolima, Centromin Perú, Electrocentro, etc.

- Una de las grandes ventajas en el comportamiento de esta línea ocurre cuando hay atentados a otras líneas de transmisión del Sistema Interconectado. En estas eventualidades obviamente la energía generada y transmitida disminuye; sin embargo gracias a esta línea la restricción de suministro de energía es menor.

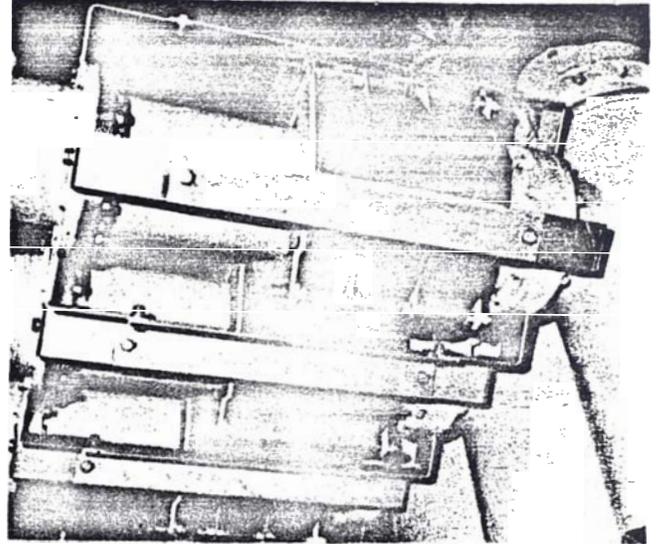
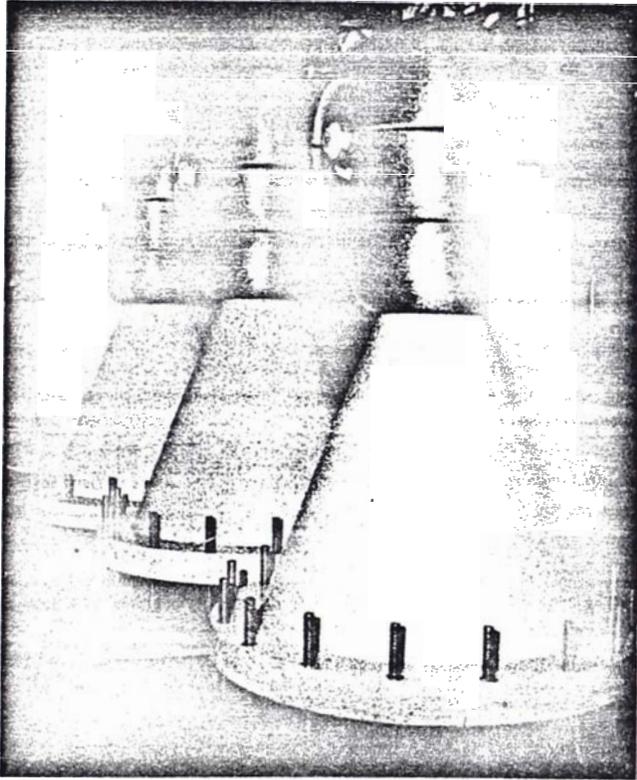
- Eventualmente cuando han habido atentados a esta línea se ha realizado en primer lugar la Recuperación Provisional, que tiene como actividades genéricas la inspección, evaluación, programación y reparación con postes by pass de fibra de vidrio o estructuras reticuladas

provisionales, que permiten la recuperación en un tiempo mínimo.

- Luego de la Recuperación Provisional se realiza la Reparación Definitiva de la línea en las torres correspondientes. Esta Reparación tiene las mismas actividades genéricas del párrafo anterior, con excepción de la inspección la que naturalmente no se realiza.

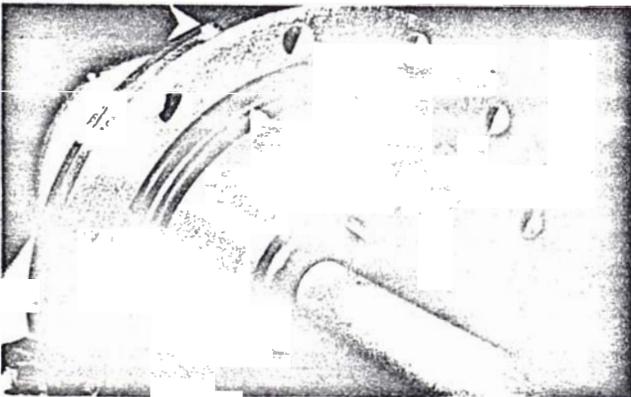


Figura 30- Vista del equipamiento encapsulado en SF₆

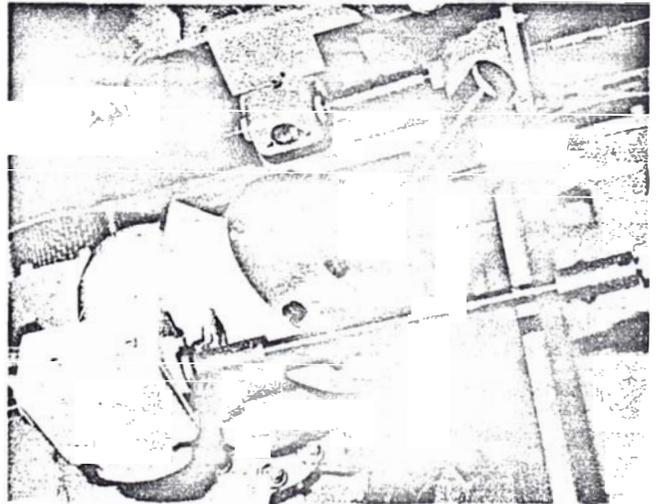


Transformadores de corriente tipo toro

Conos aislantes de resina sintética equipados de tomas de corriente y de paraefluvios.



Doble junta: las flechas indican los extremos del conducto que permite unir el espacio anular existente entre ambas juntas y el dispositivo de comprobación de estanqueidad



Los indicadores de posición son distintamente visibles
● indicador verde seccionador de puesta a tierra en posición abierta
● indicador rojo seccionador en posición cerrada

Figura 31.- Detalles de elementos de la Celda

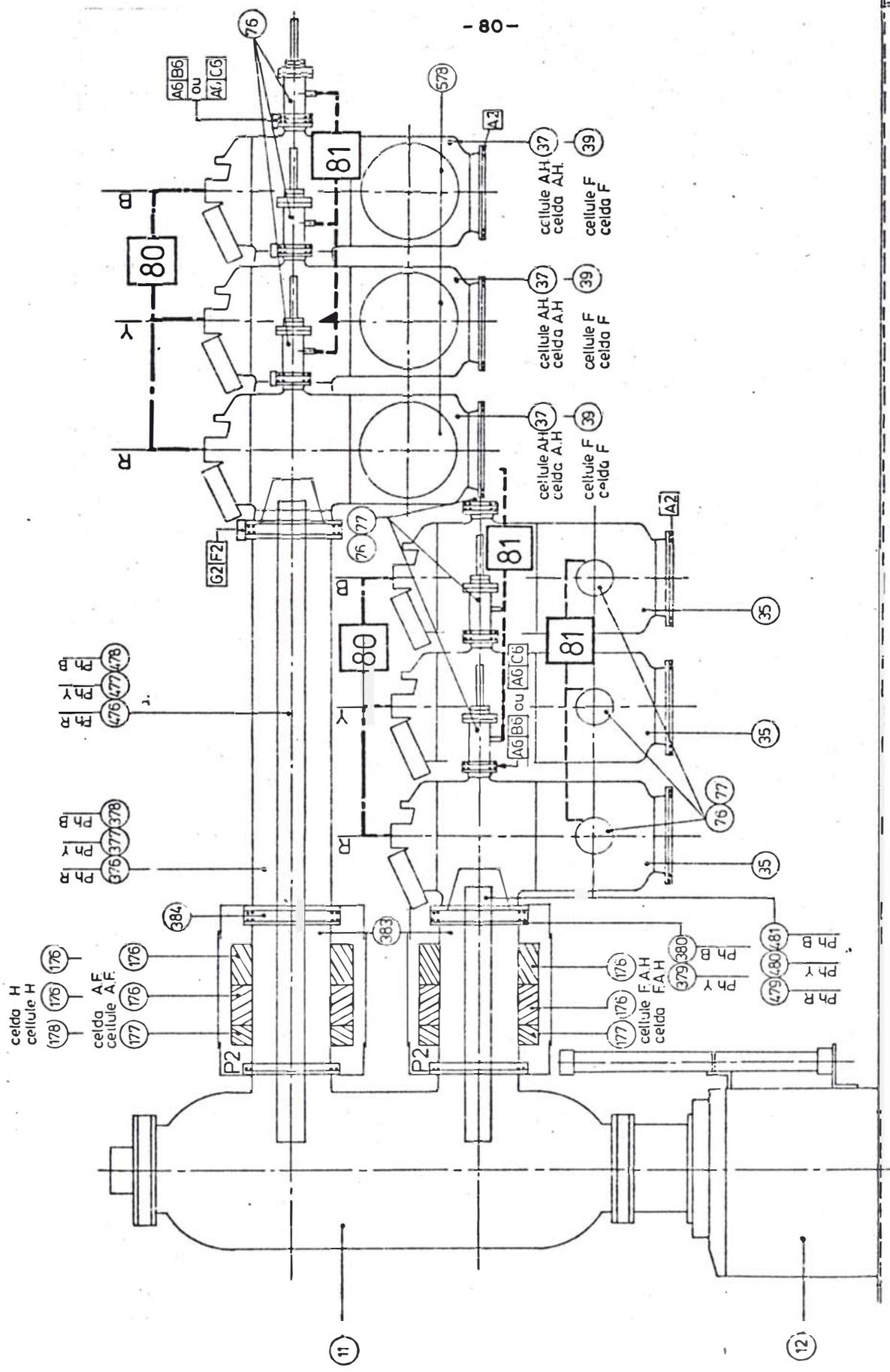


Figura 32.- Módulo con equipamiento parcial en SF₆ de la celda

CAPITULO 5

PRUEBAS EN BLANCO DE LA CELDA

Las Pruebas en Blanco, son aquellas pruebas que se realizan con los circuitos en Alta Tensión desenergizados y con equipos adicionales; de tal modo que si estos equipos son eléctricos y/o **electrónicos** tienen como alimentación de energía una fuente alterna o continua en baja tensión.

Las Pruebas en Blanco permiten **verificar** las características y el correcto montaje de los equipos en Alta Tensión que conforman la celda. De este modo también se reducen o anulan los problemas en el comportamiento operativo luego de la Puesta en Servicio.

5.1.- Interruptor.-

5.1.1.- Equipos adicionales necesarios.-

- Manómetro patrón.
- Megómetro de 5000 Vcc.

- Generador de corriente continua de 0-100 Amp.
- Multímetro.
- Equipo "milligraph" (para medición de tiempos de cierre y apertura en los interruptores).
- Secuencímetro.

5.1.2.- Pruebas realizadas al Interruptor.- Las pruebas realizadas al Interruptor IAC-6362 fueron:

a) **Control** del montaje de accesorios y conexionado siguiente:

- Plaquitas bimetálicas.
- Soporte condensadores.
- Anillos equipotenciales.
- Conexiones de tierra.
- Conexiones en Alta Tensión.
- Conexiones en Baja Tensión y cableado (en el armario de mando y el comando central).
- Conexiones tuberías.
- Resistencias anticondensantes (en el armario de mando y el comando central).
- Aisladores (columna, cámaras y condensadores).

b) Pruebas y calibraciones:

- **Contraste** del manómetro del armario de mando con un manómetro patrón.
- Verificación de la red de aire comprimido. Ajustar la válvula de reducción a un valor de 21.8 Kg/cm^2 en la red.

- Verificación alarma "baja presión" que debe actuar entre 17.7 y 17.8 Kg/cm². De ser necesario ajustar el presóstato en el comando central.

- Verificación del bloqueo eléctrico por baja presión, que debe accionar a una presión de 17.5 +- 0.15 Kg/cm².

De ser necesario regular el presóstato en el comando central.

- Verificación del bloqueo mecánico en el armario de mando que debe actuar a una presión en el rango de 17.4 a 17.6 Kg/cm².

- Ajustar el termostato de las resistencias anticondensantes a 30 °C.

- Verificación del bloqueo eléctrico con los seccionadores de barra y línea, cuando estos están cerrados.

- Verificación del mando local (manual y eléctrico).

- Verificación del mando a distancia (desde la Sala de Mando).

Verificación de los circuitos de señalización.

- Verificación de la actuación de los contadores de maniobras en cada uno de los polos del interruptor.

- Verificación de la conmutación de los contactos auxiliares al variar la posición del interruptor.

c) Prueba de estanqueidad: Como la presión de servicio es muy elevada y las empaquetaduras o juntas no tienen un comportamiento totalmente hermético, existe un nivel permisible de fuga de aire comprimido. Se debe realizar esta prueba tanto para la maniobra de cierre como para la maniobra de apertura ya que las juntas que actúan no son totalmente las mismas. De ser necesario debe ubicarse la fuga y realizar un desmontaje parcial.

d) Prueba del aislamiento entre fases y entre fase con tierra.

e) Medición de Resistencia de Contactos: Se realiza con el interruptor en posición de cierre en cada uno de sus polos. Consiste en inyectar 100 Amp. de corriente continua con un generador de corriente continua y medir la caída de tensión o resistencia de contactos (en el caso del interruptor IAC hay 6 pares de contactos por fase)

f) Prueba de simultaneidad de cámaras: Es necesaria una regulación muy fina en los tiempos de cierre y apertura de los contactos del interruptor. Esto se realizó con el equipo "milligraph"; que inmediatamente luego de la maniobra hace un registro como mostrado en la

figura 33. (El tiempo que existe entre 2 inicios de trazo corresponde a un semiperíodo de una onda sinusoidal que es igual a 8.33 mseg, de donde se calcula el tiempo entre 2 puntos del registro en las pistas).

La regulación se realiza fase por fase por medio de los tornillos de regulación de velocidad de cierre contacto móvil (48 Fig. 5) para la posición de cierre y por medio del tornillo regulación de duración de apertura válvula de soplo (44 Fig. 5) para la posición de apertura.

La diferencia máxima admisible de tiempos es de 5 mseg.

g) Prueba de simultaneidad de fases en la maniobra de cierre: También se realizó con el equipo "milligraph".

La regulación debe realizarse hasta que la diferencia de tiempos en el registro sea menor que 5 mseg.

Esta regulación se realiza con el retardador de la electroválvula de cierre ubicado en el comando central.

h) Prueba de simultaneidad de fases en la maniobra de apertura: En esta prueba también debe aceptarse 5 mseg. como diferencia máxima admisible de tiempos en el registro. Esta prueba

consiste en una verificación porque la regulación viene efectuada de fábrica, por lo que los tiempos se mantienen constantes.

5.2.- Seccionador.-

5.2.1.- Equipos adicionales necesarios.-

Megómetro de 5000 Vcc.

Generador de corriente continua de 0-100 Amp.

- Multímetro.
- Secuencímetro.
- Pinza dinamométrica.
- Cronómetro.

5.2.2.- Pruebas realizadas al Seccionador.-

a) Control del montaje de accesorios y conexionado siguiente:

- Conexiones de tierra.
- Conexiones en Alta Tensión.
Conexiones en Baja Tensión y cableado.

- Conexiones tuberías.
- Resistencia anticondensante.
Aisladores columna.

b) Pruebas y calibraciones:

- Verificación de la red de aire comprimido.
- Ajustar el termostato de las resistencias anticondensantes a 30 °C.
- Verificación del mando local (manual y

eléctrico).

- Verificación del mando a distancia (desde la Sala de Mando).

Verificación de los circuitos de señalización.

Verificación de si es que el mando local excluye el mando a distancia y viceversa.

- Verificación de la conmutación de los contactos auxiliares al variar la posición del seccionador.

c) Control del montaje del comando neumático del seccionador.

d) Prueba del aislamiento entre fases y entre fase con tierra.

e) Prueba de medición de resistencia de contactos: Se realizó con el seccionador en posición de cierre. Se inyectaron 100 Amp. a los contactos del equipo. De obtenerse un valor fuera de rango se procede a limpiar los contactos o a mejorarlos.

f) Prueba de presión de los contactos: Se realiza en posición de cierre, aplicando una pinza dinamométrica entre los puntos de contacto. El rango permisible debe estar comprendido entre 16 y 18 Kg.

g) Medición de los tiempos de cierre y apertura de los brazos del seccionador con el mando eléctrico.

5.3.- Seccionador con Cuchilla de Puesta a Tierra.- Los equipos adicionales necesarios para las pruebas son los mismos que para el seccionador del tipo S2X-362; sin embargo se debe tener en cuenta que el mando es manual y local, o sea, donde está instalado físicamente el equipo. Algunas pruebas adicionales a la Cuchilla de Puesta a Tierra son:

- a) Verificación del mando local (manual).
- b) Verificación del bloqueo mecánico con el seccionador de línea, cuando este último está cerrado.
- c) Verificación del bloqueo eléctrico con el seccionador de línea, cuando este último está cerrado.
- d) Control del montaje de la transmisión mecánica de la varilla de puesta a tierra.
- e) Verificación de la conexión franca de la varilla de puesta a tierra con la caperuza, que permitirá que el circuito de Alta Tensión esté a tierra.
- f) Verificación de la conmutación de los contactos auxiliares al variar la posición de la varilla de puesta a tierra.

5.4.- Pararrayos.- Las pruebas realizadas a este equipo son:

- a) Control de las conexiones en Alta Tensión y del montaje.
- b) Prueba del aislamiento entre fases y tierra.

c) Verificación de que el conductor de tierra esté aislado en el tramo de la base del pararrayos al contador de descargas.

d) Verificación de la conexión del conductor de tierra a la red de tierra y al pozo de puesta a tierra.

e) Verificación de la actuación del contador de descargas.

5.5.- Transformador de Tensión Capacitivo.-

5.5.1.- Equipos adicionales necesarios.-

Megómetro de 5000 cc.

- Multímetro.

- Secuencímetro.

Caja de polaridad.

- Variac 0-220 Vac, 2 KVA.

- Transformador 220/1000 V., 1 KVA.

Voltímetro 0-1000 V. (V_1).

Voltímetro 0-250 V. (V_2).

Fuente de tensión alterna.

5.5.2.- Pruebas realizadas al Transformador de Tensión Capacitivo.- Las pruebas realizadas al transformador TC-245M han sido:

transformador TC-245M han sido:

a) Control del montaje y de accesorios en Alta Tensión.

b) Control del conexionado en baja tensión.

- c) Ajuste del termostato de la resistencia anticondensante a 30 °C.
- d) Control de la conexión a tierra.
- e) Verificación de la secuencia de fases en los circuitos secundarios trifásicos.
- f) Prueba del aislamiento entre primario con cada uno de los secundarios.
- g) Prueba del aislamiento entre primario y tierra.
- h) Prueba del aislamiento entre cada secundario y tierra.
- i) Control de la polaridad entre el primario y cada uno de los secundarios.
- j) Relación de transformación del primario con cada uno de los secundarios: Se realiza a partir del esquema mostrado en la figura 36. Se toman los valores de tensión en el primario y los secundarios con los voltímetros V_1 y V_2 , para diferentes valores de tensión en el primario hasta 1000 V. regulando con el variac.
- k) Verificación del cableado y conexionado en los circuitos secundarios.

5.6.- Transformador de Tensión Inductivo.- Los equipos y las pruebas del transformador TVH-362 son los mismos que los mencionados en el ítem 5.5.

5.7.- Transformador de Corriente.-

5.7.1.- Equipos adicionales necesarios.-

Megómetro de 5000 Vcc.

Multímetro.

Secuencímetro.

Caja de polaridad.

Fuente de tensión alterna.

- Fuente de corriente alterna. (0-2000 Amp.)

5.7.2.- Pruebas realizadas al Transformador de

Corriente.- Las pruebas realizadas al

transformador de corriente tipo AMH-362 han sido:

a) Control del montaje y de accesorios en Alta Tensión.

b) Control del conexionado en baja tensión.

c) Ajuste del termostato de la resistencia anticondensante a 30 °C.

d) Control de la conexión a tierra.

e) Verificación de la secuencia de fases en los circuitos secundarios trifásicos.

f) Prueba del aislamiento entre primario con cada uno de los secundarios.

g) Prueba del aislamiento entre primario y tierra.

h) Prueba del aislamiento entre cada secundario y tierra.

i) Control de la polaridad entre el primario y

cada uno de los secundarios.

j) Relación de transformación del primario con cada uno de los secundarios: Se realiza a partir del esquema mostrado en la figura 37. Se toman los valores de corriente en el primario y los secundarios con los amperímetros A_1 (de pinzas y de 0-500 Amp.), A_2 , A_3 y A_4 (0-1 Amp.), para diferentes valores de corriente en el primario.

k) Curva de magnetización: Se realiza a partir del esquema mostrado en la figura 38. El primario del transformador debe quedar abierto. El voltaje aplicado (V) debe ser incrementado lentamente hasta que la corriente de magnetización se eleve rápidamente ante un pequeño incremento de voltaje. La corriente de magnetización es medida en el amperímetro A.

Los resultados obtenidos fueron:

Primer secundario		Segundo-Tercer secundario	
50 V.	13.0 mA	200 V.	8.3 mA
75 V.	18.5 mA	400 V.	13.9 mA
100 V.	27.9 mA	600 V.	20.2 mA
125 V.	46.7 mA	700 V.	24.8 mA
150 V.	164.0 mA	750 V.	37.1 mA
		800 V.	52.8 mA

l) Carga de circuitos secundarios: Consiste en inyectar 1 Amp. en cada circuito secundario,

estando el primario del transformador cortocircuitado. Esta inyección de corriente verificará la carga en VA de los circuitos de corriente a la cual está conectado cada bobinado secundario. La corriente (I) será inyectada con una fuente de corriente alterna y será medida con un amperímetro. Se medirá la tensión (V) en el bobinado secundario con un voltímetro.

$$\text{Carga} = V \times I \quad (\text{VA})$$

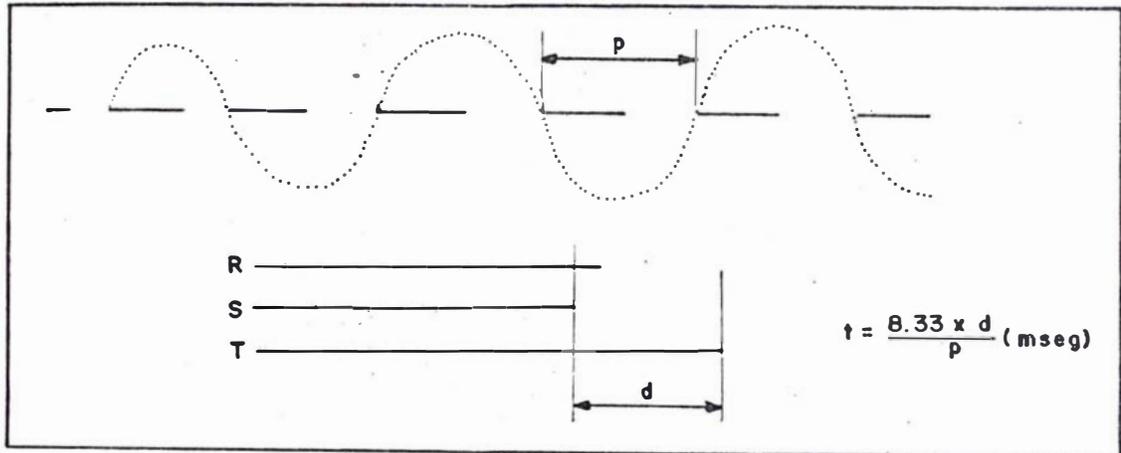


Figura 33 - DETERMINACION DE TIEMPOS CON EL EQUIPO "MILLIGRAPH"

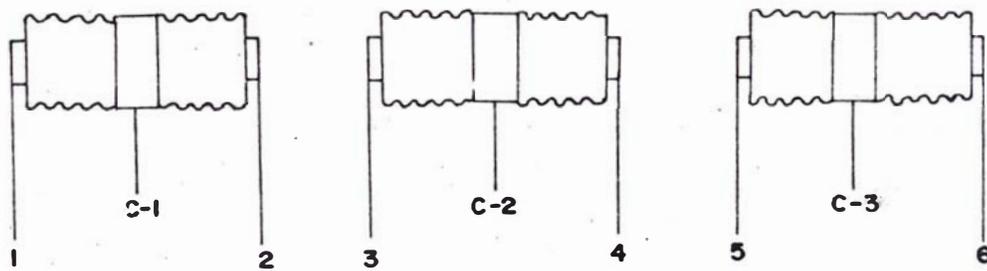


Figura 34 - CONEXIONES EN CAMARAS PARA PRUEBA DE SIMULTANEIDAD DE CAMARAS

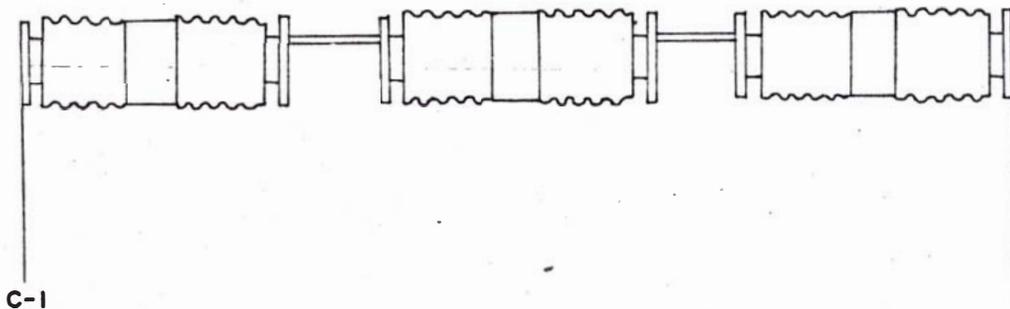


Figura 35 - CONEXIONES EN CAMARAS PARA PRUEBA DE SIMULTANEIDAD DE FASES

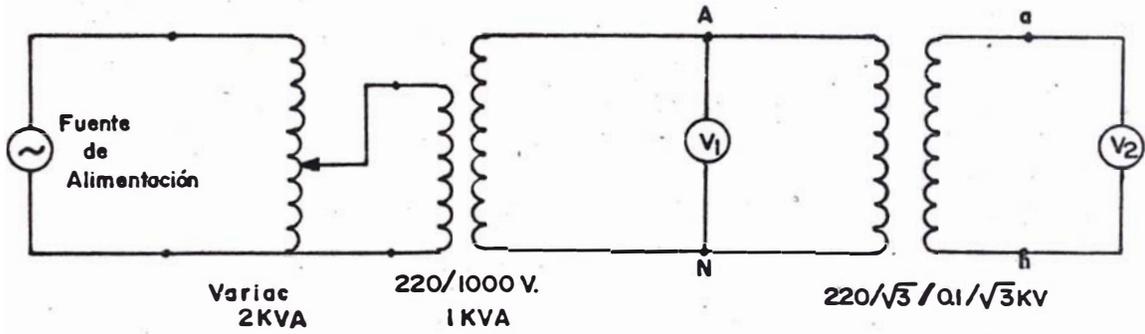


Figura 36.- CIRCUITO EN PRUEBA RELACION DE TRANSFORMACION PARA EL TRANSFORMADOR DE TENSION.

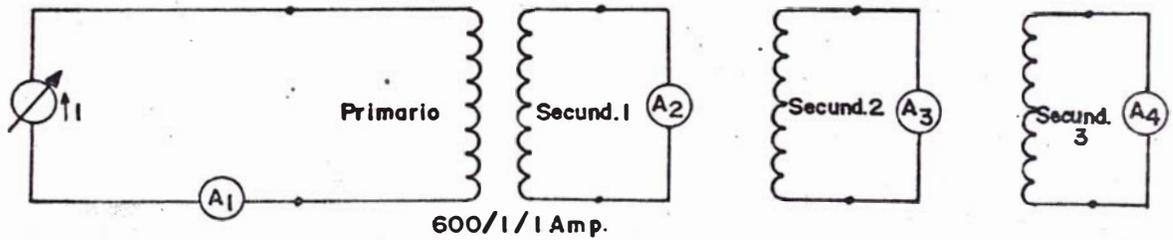


Figura 37.- CIRCUITO EN PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION PARA EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

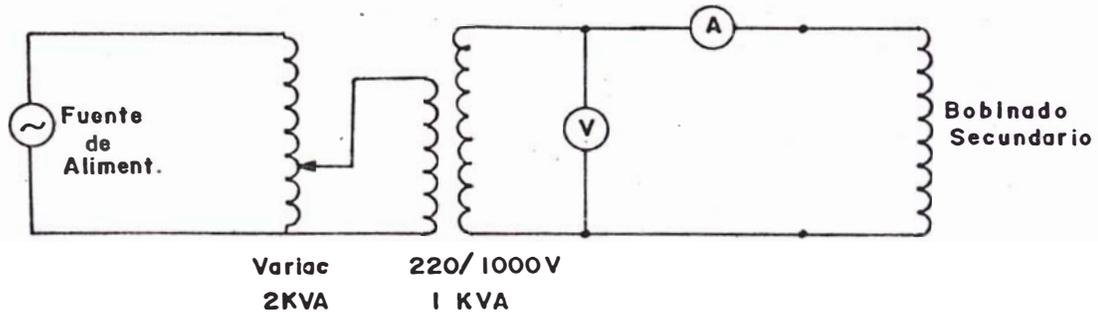


Figura 38.- CIRCUITO PARA CURVA DE MAGNETIZACION DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

CAPITULO 6

PRUEBAS DE ENERGIZACION DE LA CELDA

Las Pruebas en Blanco que se han realizado en el Sitio, o sea, en la S.E. Pomacocha, dan indicio de que los equipos están en un estado satisfactorio y la operación de los mismos se realizará sin contratiempos.

Sin embargo, son las Pruebas de Energización las que con su resultado satisfactorio determinan si el equipamiento quedará expedito para su Puesta en Servicio. Estas pruebas se realizan con energía generada de la Central Hidroeléctrica Mantaro y requieren coordinación entre diferentes áreas de Electroperú, tales como Transmisión, Generación, Análisis del Sistema y Centro de Operaciones.

6.1.- Coordinaciones con Central Mantaro.- Se deben elaborar con anticipación la secuencia de maniobras para las Pruebas de Energización para hacer de conocimiento de

los operadores de las subestaciones involucradas del Sistema Interconectado Centro-Norte.

Además, dado que la Central Mantaro es la instalación electromecánica más grande del país (en el mismo campamento se operan la Central Hidroeléctrica Restitución y la S.E. Campo Armiño), tiene su área de Operaciones. Esta área debe operar equipos en 220 KV de la S.E. Campo Armiño y máquinas rotativas (grupos de la Central), por lo que es importante el conocimiento de la Secuencia de Maniobras de las pruebas para la previsión oportuna de los recursos necesarios.

Se coordinó la realización de 4 pruebas: Energización Gradual, la del Paralelo con el Sistema Interconectado, la Toma de Carga y la del Cortocircuito Fugaz.

6.2.- Secuencia de Maniobras.- Se elaboró una Secuencia de Maniobras para cada prueba:

6.2.1.- Energización Gradual de L-226.- La secuencia de maniobras para la Prueba de Energización Gradual de la L-226 se muestra en la Tabla 1.

6.2.2.- Paralelo con el Sistema Interconectado.- La secuencia de maniobras para la prueba del Paralelo con el Sistema Interconectado se muestra en la Tabla 2.

6.2.3.- Toma de Carga.- La secuencia de maniobras para la Prueba de la Toma de Carga es la siguiente:

Item	Lugar	Equipo	Descripción
01	Mantaro	Mantaro	Transferencia de carga al G-3 de C.H. Mantaro hasta tener 80 Mw en la L-226.
02	SEP y SEPACH	Relé de distancia	Verificar direccionalidad correcta.
03	COSI	S.I.C.N.	Fin de pruebas y hacer maniobras para poner en servicio L-218/222 y G-3.

6.2.4.- Cortocircuito Fugaz.- La Secuencia de Maniobras para la Prueba del Cortocircuito Fugaz se muestra en la Tabla 3.

6.3.- Características de las Pruebas.- Estas Pruebas se efectúan luego de concluir con todas las conexiones en Alta Tensión del equipamiento, al cual se le han hecho las Pruebas en Blanco en forma satisfactoria.

La realización de estas pruebas implica realizar un despacho de energía en forma restringida a los clientes de Electroperú, ya que se tienen que aislar un grupo de la Central Mantaro y algunas líneas de transmisión, tal como se puede apreciar en las secuencias de maniobras mostradas y en las configuraciones del Sistema Interconectado de las figuras 39 y 40.

Se muestra en la figura 39 la Configuración para la Prueba de Energización Gradual de L-226. Se aisló el grupo 3 de la Central Mantaro y se conectó a la barra A. El resto de grupos y líneas con excepción de la L-218 se conectaron a la barra B. La L-218 se conectó a SECA a través del seccionador de barra A. En la S.E. Pachachaca se abrió el circuito en anillo tomando el comportamiento de una subestación con dos barras separadas, en la que a una de estas barras se conectaron las líneas L-218 y L-226; por consiguiente las pruebas a la celda de la L-226 en SEP se realizaron a través de la L-218.

Las maniobras fueron realizadas en los tiempos previstos por parte del personal de operadores de la Central Mantaro y las subestaciones del Sistema Interconectado.

El comportamiento de la celda durante las Pruebas de Energización no solo se evaluó para el equipamiento en alta tensión; sino también para el de baja tensión. Como ejemplo tenemos a los indicadores (circuitos de medición), relés (circuitos de protección), registradores de potencia activa y reactiva, contadores de energía, etc.

En la prueba del Cortocircuito Fugaz se apreciaron los procedimientos de seguridad que deben tomarse para los trabajos en circuitos en Alta Tensión. Entre dichos procedimientos podemos mencionar la Solicitud y el

Otorgamiento del Permiso de Trabajo, y la Cancelación del mismo luego de la culminación de cada una de las actividades realizadas en la torre de la L-226.

Tabla 1.- Secuencia de Maniobras para la Prueba de Energización Gradual de la L-226.

Item	Lugar	Equipo	Descripción
01	S.I.C.N.	L-218, L-222	Fuera de servicio
02	Mantaro	G-3	Fuera de paralelo Inicio de pruebas
03	Mantaro	Sec. 220 KV G-3	Cierre
04	SECA	Sec. de barra A del G-3	Cierre
05	SECA	Sec. de línea de L-218	Cierre
06	SECA	Sec. de barra A de L-218	Cierre
07	SECA	Int. L-218	Cierre
08	SEPACH	Int. 2122 y 2116	Apertura
09	SEPACH	Sec. 2317	Verificar su apertura
10	SEPACH	Sec. 2323, 2321, 2319, 2315, 2313 y 2311	Cierre
11	SEPACH	Int. 2120 y 2118	Cierre
12	SEP	Sec. 2107	Cierre
13	SEP	Int. 2038	Cierre

Item	Lugar	Equipo	Descripción
14	Mantaro	Int. G-3	Cierre
15	Mantaro	G-3	Energización Gradual hasta llegar a 100 KV en SECA
16	S.I.C.N.	S.I.C.N.	Permanecer 10 min. en configuración Fig. 39 y observar comportamiento
17	Mantaro	G-3	Llegar a 160 KV en SECA. Permanecer 10 min. Observar comportamiento
18	Mantaro	G-3	Llegar a 235 KV en SECA. Permanecer 10 min. Observar comportamiento

Tabla 2.- Secuencia de Maniobras para la Prueba del Paralelo en el Sistema Interconectado.

Item	Lugar	Equipo	Descripción
01	SEPACH	Int. 2118	Apertura
02	SEP	Sec. 2105	Cierre
03	SEP	Int. 2038	Cierre.Verificar la secuencia de fases
04	SEPACH	Int. 2118	Paralelo en manual
05	SEP	Int. 2038	Apertura.
06	SEP	Int. 2038	Paralelo en automático

Tabla 3.- Secuencia de Maniobras para la Prueba del Cortocircuito Fugaz

Item	Lugar	Equipo	Descripción
01	S.I.C.N.	L-218, L-222 y G-3	Fuera de servicio. Inicio de pruebas
02	Mantaro	G-3	Arranque
03	Mantaro	Sec. 220 KV G-3	Cierre
04	SECA	Sec. de barra A del G-3	Cierre
05	SECA	Sec. de línea de L-218	Cierre
06	SECA	Sec. de barra A de L-218	Cierre
07	SECA	Int. L-218	Cierre

08	SEPACH	Int. 2122 y 2116	Apertura
09	SEPACH	Sec. 2317	Verificar su apertura
10	SEPACH	Sec. 2323, 2321, 2319, 2315, 2313 y 2311	Cierre
11	SEPACH	Int. 2120	Cierre
12	SEP	Sec. 2105, 2107	Cierre
13	Mantaro	Int. G-3	Cierre
14	Mantaro	G-3	Energización Gradual
15	L-226	Torre intermedia	Inicio instalación equipo para prueba
16	L-226	Torre intermedia	Culminación instala- ción equipo para prueba
17	SEPACH	Int. 2118	Cierre
18	SEP	Int. 2038	Paralelo
19	S.I.C.N.	L-226	Falla monofásica fu- gaz
20	SEP	Int. 2038	Apertura
21	SEPACH	Int. 2118	Apertura
22	L-226	Torre intermedia	Inicio retiro equipo de prueba
23	L-226	Torre intermedia	Culminación retiro e- quipo de prueba
24	S.I.C.N.	S.I.C.N.	Fin de pruebas. Nor- malizar configuración

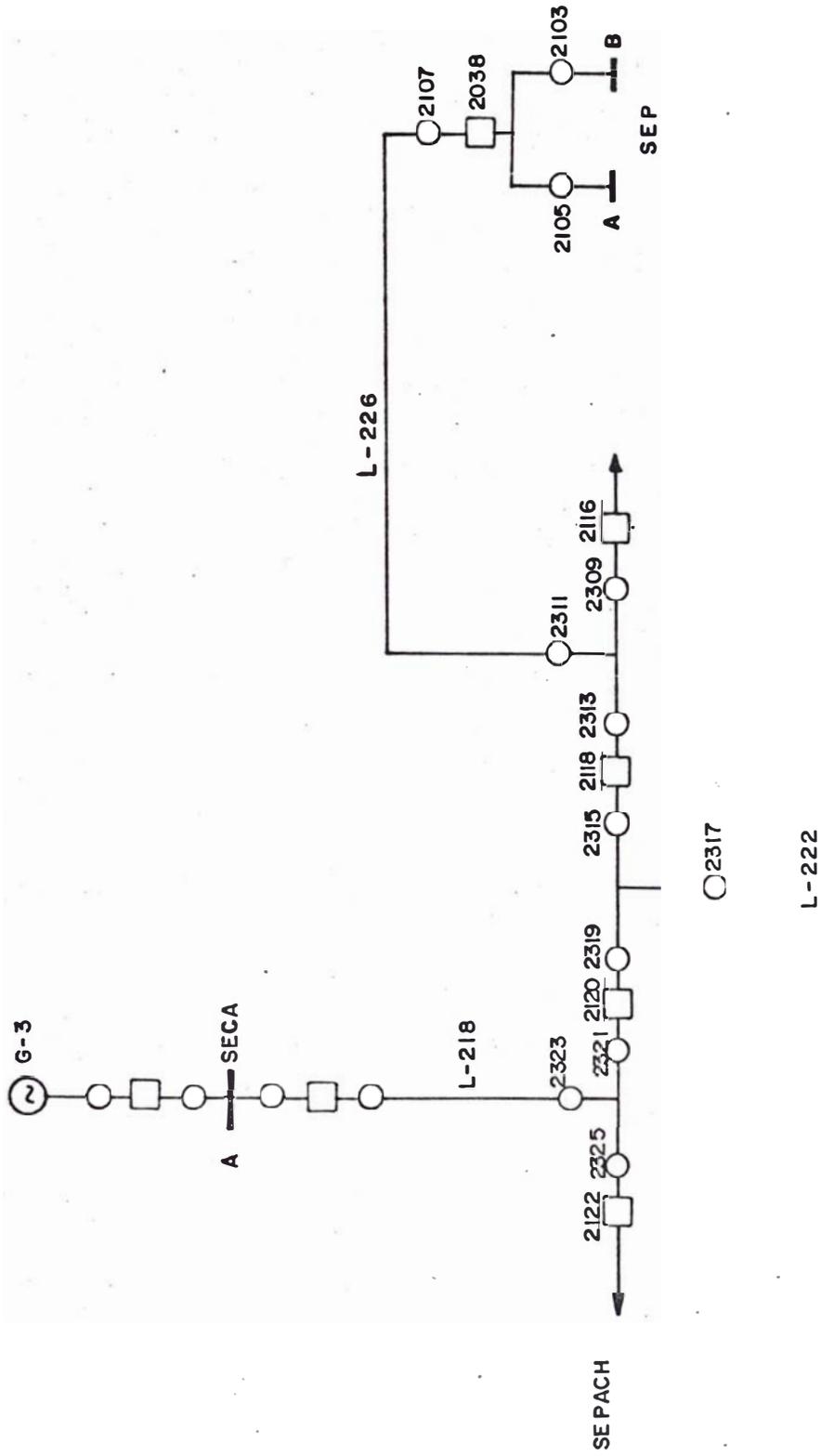


Figura 39-- CONFIGURACION PARA LA PRUEBA DE ENERGIZACION GRADUAL DE L-226

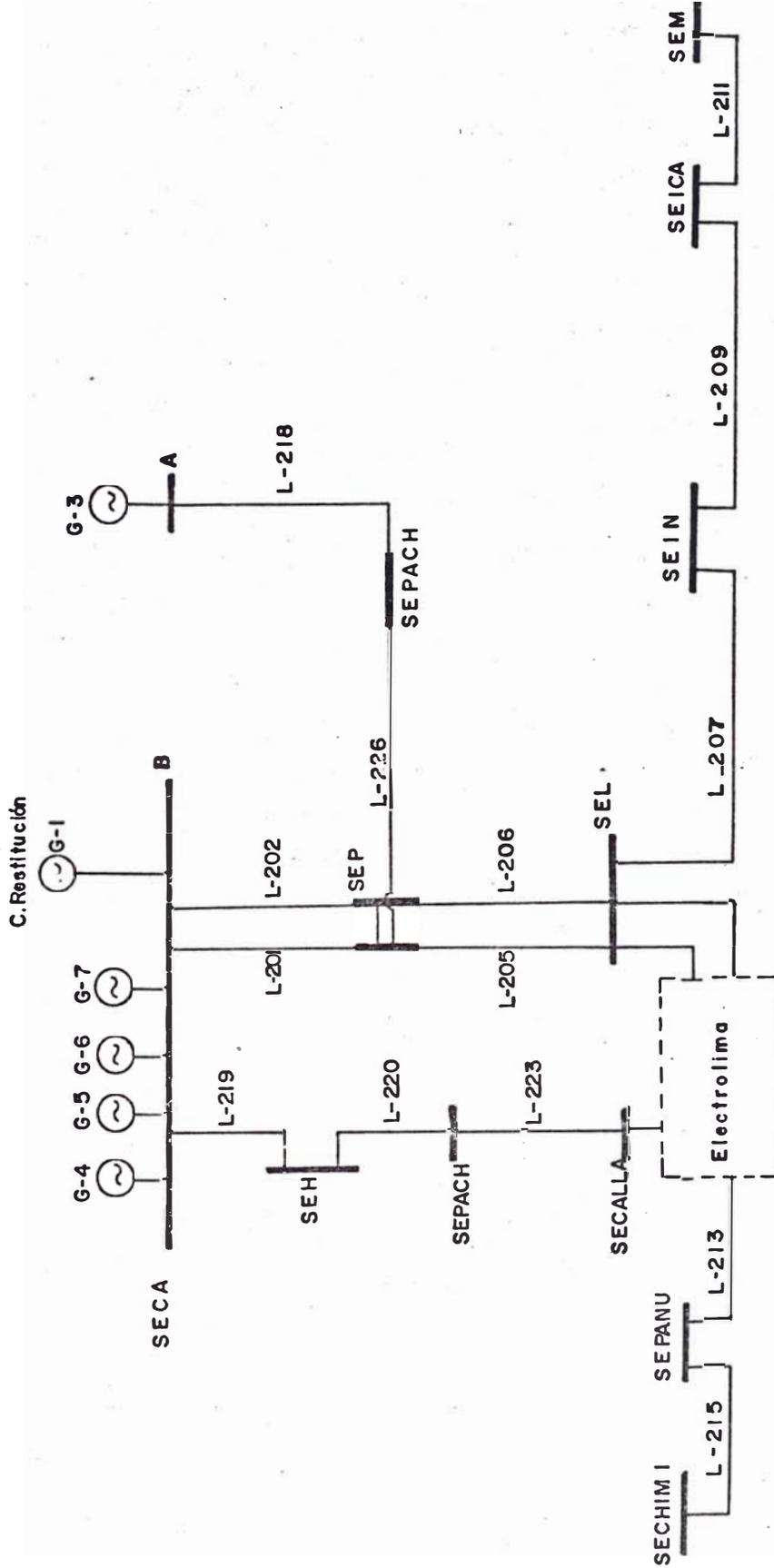


Figura 40.- CONFIGURACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE EN LA PRUEBA DEL PARALELO.

CAPITULO 7

PUESTA EN SERVICIO Y MANTENIMIENTO

Los equipos que conforman la Celda de la L-226 en SEP estuvieron instalados provisionalmente en otras subestaciones en 220 KV, por ampliación del Sistema Interconectado. Cuando se culminó el montaje de la línea de interconexión SEP-SEPACH, se montó luego nuestra celda.

7.1.- Puesta en Servicio.- La culminación de las Pruebas en Blanco y las Pruebas de Energización, dejaron listos para su Puesta en Servicio a los equipos de la Celda.

El Centro de Operaciones de Electroperú a partir del resultado satisfactorio de las Pruebas mencionadas, puso en servicio la Celda y la L-226. Esto implicó la inmediata inclusión de estos equipos en la operación y configuración diaria del Sistema Interconectado.

7.2.- Mantenimiento de la Celda.- La operación de los

equipos de una celda en 220 KV, hace que se le aplique la política del Mantenimiento como al resto del equipamiento de la Subestación.

7.2.1.- Mantenimiento Preventivo.- Es la función por la cual el equipamiento en operación, aun en buen estado de funcionamiento, es desmontado, inspeccionado, reparado, calibrado y dejado en perfecto estado de operación durante períodos fijos que con toda seguridad no afectarán el servicio.

Se utiliza el sistema de Frecuencia Fija en el cual se determina la periodicidad en el equipo que debe ser intervenido.

El programa será preparado sistemáticamente por el mismo personal involucrado, de manera tal que en el futuro se dispondrá de una base referencial humana y material listo a procesarse con los métodos más modernos.

La determinación de la frecuencia con que cada equipo debe ser inspeccionado para mantenimiento preventivo, representa uno de los puntos más importantes en la elaboración del Programa de Mantenimiento, siendo el éxito, dependiente de la experiencia y eficiencia de los técnicos encargados de la preparación del Programa; sin embargo podemos establecer una metodología. Generalmente en los manuales que suministra el

fabricante, se recomienda una frecuencia promedio de inspecciones e intervenciones, puntos que deben tomarse como una primera referencia. Con el tiempo deberá variarse y/o afectarse las frecuencias de mantenimiento, dependiendo del comportamiento de los equipos.

Cada equipo debe tener su Tarjeta de Mantenimiento, que permite llevar el control del mantenimiento a cada uno de sus elementos. Además se debe tener presente que la frecuencia de inspección o intervención no es la misma para todos los elementos del equipo.

7.2.2.- Plan General.- Es necesario trazar los pasos a seguir mediante una lista de actividades que deberán ajustarse conforme la experiencia nos señale

- Programa Anual.- Muestra todas las Subestaciones, Líneas y Centrales Eléctricas correspondientes al Sistema Interconectado. Muestra la semana en que las instalaciones son intervenidas, ya sea con o sin restricción total o parcial de servicio.

- Programa Mensual.- Se elabora a partir del Programa Anual. Generalmente hay actividades diferidas (las que no se realizan en las fechas previstas), que de acuerdo a la situación del Sistema y

necesidad de suministro de energía a usuarios, se reprograman.

En el Programa Mensual están definidos:

Los equipos a intervenir, la fecha de intervención y las actividades a realizarse.

- Programa Semanal.- Es elaborado por el Area responsable y comprende la programación de actividades a equipos para una determinada semana. Se elabora a partir del Programa Mensual y tiene 3 ítems:

- Actividades Programadas.- Aquellas que se determinan a partir del Programa Anual.

Actividades Diferidas.- Aquellas que no se han realizado en la fecha programada y que se están reprogramando.

Otras Actividades.- Aquellas que no están consideradas en el Programa Anual, tales como montaje de nuevas instalaciones, pruebas especiales, reparaciones de emergencia, apoyo a otras áreas, etc.

7.2.3.- Organización.- En la S.E. Pomacocha y en el resto de Subestaciones en 220 KV debe haber un Supervisor técnico de amplia experiencia, para que con otros técnicos a su cargo ejecuten las inspecciones y trabajos pequeños de mantenimiento.

El Mantenimiento Preventivo propio es ejecuta-

do y controlado por el Centro de Mantenimiento del Servicio de Transmisión correspondiente.

7.2.4.- Mantenimiento a elementos de los equipos de la Celda.- Todos los elementos de los equipos deben mantenerse o inspeccionarse periódicamente. La cantidad de elementos de cada equipo es muy grande, por lo que se mencionará en forma general el mantenimiento a algunos de ellos.

- En el interruptor, las juntas o empaquetaduras que quedan comprimidas entre partes no sujetas a movimiento, no necesitan inspección o sustitución si no hay fuga de aire. Si al desmontar alguna de las partes del interruptor, las juntas quedaran deformadas permanentemente, deben ser sustituidas. Las juntas que sellan partes sometidas a movimiento, tendrán que sustituirse cada 6 a 8 años. El cambio de los contactos principales depende básicamente de la cantidad de **corrientes** de cortocircuito y la frecuencia de las mismas. Con una **frecuencia** de 2 veces por año debe realizarse el control del montaje de accesorios y conexiónado, y las verificaciones mencionadas en el ítem 5.1.2 (a, b) sobre Pruebas realizadas al **Interruptor.**

- En el **resto** de los equipos, también deben seguirse el **control** del montaje y las

verificaciones como mencionados en el capítulo 5; sin embargo debe tomarse en cuenta que no serán necesarios: La prueba de aislamiento; la prueba de medición de resistencia de contactos en el seccionador; la relación de transformación, el control de polaridad y la secuencia de fases en los transformadores; la curva de magnetización y la carga de circuitos secundarios en el transformador de corriente.

También hay que considerar que cada 2 años debe medirse la rigidez dieléctrica de los aceites contenidos en los transformadores, para la que se tiene que sacar la muestra correspondiente.

7.2.5.- Comportamiento Operativo de la Celda de L-226 en SEP.- Damos los siguientes comentarios:

- Esta Celda y la L-226 han sido puestos en servicio a fines de 1985.
- Todos los equipos de la Celda, han tenido un buen comportamiento, o sea, no han habido salidas de servicio por mantenimiento correctivo.

Centro-Norte.

- 4.- Se han dado a conocer las características y la descripción general de los equipos en 220 KV que conforman la celda de L-226 en S.E. Pomacocha, las que complementan los conocimientos teóricos que se adquieren durante la formación del Ingeniero Mecánico y/o Electricista.
- 5.- Los bloqueos eléctricos y mecánicos de los interruptores y seccionadores, permiten realizar correctamente la secuencia normal de operación de estos equipos.
- 6.- El interruptor y los seccionadores tienen un comando neumático. Esto hace que el montaje y las pruebas tengan un grado de dificultad mayor, ya que la presión nominal de trabajo es de 21.5 Kg/cm^2 .
- 7.- El montaje de esta celda confirma la experiencia del personal técnico de Electroperú, ya que se realizó con supervisión técnica peruana.
- 8.- Los equipos de la celda de L-226 en la S.E. Pachachaca son encapsulados en SF_6 . Las características del gas permiten tener a los elementos de los equipos, menores dimensiones, menores costos, menores pesos, etc. Estos equipos no tienen un comando neumático por aire comprimido, por lo que no requiere la instalación de un sistema de aire comprimido que es muy costoso (compresores,

CONCLUSIONES

- 1.- A la fecha, los equipos de la Celda tienen más de cuatro años de servicio. Durante este tiempo las salidas de servicio solo han sido por Mantenimiento Preventivo programado. Esto demuestra que se realizó un buen montaje en Alta y Baja Tensión.
- 2.- Con los comentarios y diagramas unifilares del Sistema Interconectado y de la S.E. Pomacocha se ha clarificado el papel que cumplen las instalaciones electromecánicas del Sistema Interconectado Centro Norte. Este sistema permite el suministro de energía eléctrica a muchas ciudades de nuestro país (Lima, Junín, Huancavelica, Ica, Ancash, La Libertad, Lambayeque, etc.).
- 3.- Con la instalación de esta Celda se ha dado mayor flexibilidad, confiabilidad y calidad a la operación de la S.E. Pomacocha y del Sistema Interconectado

secadores de aire, reductores de presión, válvulas, tuberías, etc.).

- 9.- El resto de celdas en 220 KV de la S.E. Pomacocha y su sistema de aire comprimido ya estaban instalados. Esto en adición al stock en almacén de los equipos de nuestra celda, hicieron que la decisión de instalarlos sea la más correcta.
- 10.- Una de las grandes ventajas del montaje de esta celda y de la línea de interconexión con la S.E. Pachachaca ocurre cuando hay atentados a alguna línea de transmisión en la zona central del Sistema, ya que en estos casos permite optimizar la transmisión de energía ante una configuración precaria desde el punto de vista operativo.
- 11.- El tiempo de vida de la celda es de unos 30 años, por lo que deberá considerarse oportunamente su reemplazo por equipos de mejor perspectiva técnico-económica.
- 12.- Las pruebas y los equipos necesarios para realizarlos, reflejan la posibilidad de verificar fácilmente en el Sitio, si los equipos en alta tensión están o no en buen estado.
- 13.- Se ha dado a conocer el procedimiento para la medición de la diferencia de tiempos en las maniobras de cierre y apertura del interruptor. Así mismo pruebas como la relación de transformación y la

curva de saturación en los transformadores de corriente.

- 14.- Los datos obtenidos en la prueba de la Curva de Magnetización demuestran que el uso de los transformadores de corriente es en un rango lejano al codo de saturación, tanto en el devanado de medición como en el de protección.
- 15.- La prueba de carga en circuitos secundarios demostró la selección adecuada en la capacidad en VA, ya que su valor obtenido de esta prueba dió un valor menor al especificado nominalmente.
- 16.- Se demostró la sincronización en las coordinaciones de las diferentes áreas de **Electroperú** en las Pruebas de Energización. Lo contrario hubiera significado restringir más de lo **previsto** a sus usuarios.
- 17.- Las Pruebas de Energización demuestran la predisposición de las instalaciones del Sistema Interconectado a configuraciones determinadas, de acuerdo a necesidades específicas.
- 18.- Las Pruebas de **Energización** demuestran la coordinación permanente entre el Centro de Operaciones con el **personal de operaciones** de las instalaciones del Sistema Interconectado.
- 19.- Se han dado a conocer las características del Mantenimiento Preventivo de nuestra celda en

particular y de las instalaciones en general, como política del Mantenimiento del Sistema interconectado Centro-Norte.

20.- Se muestra en el Apéndice A los **valores** de la Corriente de cortocircuito, que tienen un valor menor al especificado en nuestro interruptor.

BIBLIOGRAFIA:

- Manual práctico de electricidad para Ingenieros.
Donald G. Fink, H. Wayne Beaty y Jhon M. Carrol.
- Estaciones de Transformación y Distribución.
D. José Ramírez Vásquez.
 - Estaciones Transformadoras y de Distribución.
Gaudencio Zoppeti Júdez.
 - Manual de Cálculos de Ingeniería Eléctrica.
Arthur H. Seidman, Haroun Mahrous.
Tyler G. Hicks.
 - Interruptores de Aire Comprimido.
Serie IAC e IAD.
Instrucciones 91S1.
Electroperú S.A.
 - Seccionadores S2X 362 y 420.
Instrucciones 91S1.
Electroperú S.A.
 - Istruzioni per l'applicazione delle lame di terra ai
sezionatori a rotazione.
Electroperú S.A.
 - Surge Arresters.
The Ohio Brass Company
Electroperú S.A.
 - Transformador de Tensión Capacitivo. Tipos TC y TCS
145 : 525 KV.
Instrucciones 62S2.
Electroperú S.A.
 - Transformador de Tensión Inductivo. Tipo TVH.
Electroperú S.A.
 - Trasformatori di Corrente. Tipo AMH.
Electroperú S.A.
 - Fluobloc. SEPACH 220 KV. SEcción 2.
Descripción y Funcionamiento.
Electroperú.
 - Norma Técnica Electroperú con código 353-001.
"Control de la Ejecución de Obras en Subestaciones de
Sistemas de Transmisión y Protocolo de Pruebas para su
Recepción".

PLANOS

Se ilustra plano "Esquema funcional de Mando y Protección de la Celda L-226, 220 KV de la Subestación Pomacocha.

En el Apéndice B "Mando y Protección de la Celda" se hacen comentarios de este esquema.