

33
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**OPERACION DE UNA SUBESTACION
TELECONTROLADA
(HUASTECA 85/23 KV)**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A:
Tomás Castellanos López

MEXICO, D. F.

1987



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

PAGINA

CAPITULO I.

Generalidades.	1
Croquis de Localización.	1 bis
Diagrama de Interconexión Eléctrica con otras Subestaciones.	1 bis
Diagrama Unifilar.	2
Nomenclatura en Subestaciones Telecontroladas.	4
Arreglos en Subestación Huasteca.	9
Arreglo de doble Barra con doble Interruptor.	10 bis

CAPITULO II.

Descripción de Operación del Equipo Instalado en la zona de 85 KV, Marca SPRECHER-SCHUH.

Características Generales.	12
Interruptores.	12
Corte de una Fase en Arreglo de doble Barra con Interruptor de Amarre.	12 bis
Corte de un Interruptor de 85 KV.	12 bis
Sistema Apertura/Cierre de Interruptores de 85 KV.	13 bis
Cuchillas.	14
Elementos Adicionales en zona de 85 KV, (TP, TC, Barra, Conector y Caja de Conexiones).	14 bis
Sistema de Monitor de Gas.	14 bis
Alarmas en zona de 85 KV.	15
Cables de Potencia.	20
Estaciones de Bombeo.	21

PAGINA

Sistema de Bombeo de Aceite.	22 bis
Sistema de Nitrógeno.	23 bis
Transformadores de Potencia.	
Indicadores de Temperatura.	29
Relevador Buchholz.	31
Cambiador de Derivaciones.	32
Tipos de Enfriamiento.	33
Operación de Bancos.	34
Servicio de Estación.	
Transferencia Automática.	40
Sistema contra Incendios.	41
Diagrama de Señalización, Control y Protección del Sistema contra Incendios.	45
Operación de Interruptores de 23 KV TAKAOKA.	46
Vista externa de un Interruptor de 23 KV.	46 bis
Corte de una fase de la Unidad Interruptora de un interruptor de 23 KV.	46 bis
Sistema Apertura/Cierre de Interruptores de 23 KV.	47 bis
Bloqueos Eléctricos.	48

CAPITULO III.

Telecontrol y Registrador de Eventos.	
Telecontrol.	49
Tablero Miniaturizado.	51 bis
Interruptor Telecontrolado.	52
Cuchilla Telecontrolada	53

Operación/Alarmas de Bancos, Protec--- ciones, Cables, etc.	55 bis
Registrador de Eventos HATHAWAY.	56
Puntos del Registrador de Eventos.	67

CAPITULO IV.

Protecciones.

Transferencia Automática de Potenciales.	75
Relevadores.	75

Protección de Bancos.

Diagrama de Protecciones.	77 bis
Protección Diferencial de Banco.	78
Protección Buchholz.	79
Protección de Sobrecorriente.	80

Protección de Cables de Potencia.

Protección Diferencial de hilo Piloto.	83
Protección de Sobrecorriente Direccional.	85
Protección Diferencial de Barras de 85 KV.	87
Protección Diferencial de Barras de 23 KV.	88
Protección de Alimentadores y Redes.	89 bis
Baja Frecuencia.	90
Números A.S.A. de Función de Dispositivos de Protección.	92

CAPITULO V.

Maniobras.

Libramiento de un Interruptor de 85 KV (cable).	97
Libramiento de un Interruptor de 85 KV (amarre).	98
Libramiento de un Banco (T 82 A).	99
Libramiento de Barras I de 85 KV.	100
Libramiento de un Interruptor de 23 KV.	102
Libramiento de Barras I de 23 KV.	102

I. GENERALIDADES.

La S.E. Huasteca, se encuentra localizada en la esquina que forman las calles de Laguna de Mayran y Lago de Xochimilco en la Colonia Huasteca, tal como se indica en el croquis de localización de la fig. I-1.

Esta S.E. forma parte del anillo de 85 KV, con una capacidad instalada de 120 MVA distribuidos en 4 bancos de potencia de 30 MVA cada uno, los cuales reducen la tensión de alimentación a la S.E. de 85 a 23 KV para integrarse a la red de distribución mediante 3 alimentadores y 6 redes automáticas.

Esta S.E. está interconectada con las S.E.'s Verónica y Morales mediante los cables subterráneos Huasteca 2 y Huastecal, según se puede apreciar en el diagrama de interconexión fig. I-2.

En condiciones normales de operación los bancos T 82 A y T 82 B operan en paralelo y llevan la carga de las 6 redes automáticas citadas anteriormente, mientras que el T 82 D -- lleva la carga de 3 alimentadores. El banco T 82 C es el -- banco que se tiene destinado de reserva para sustituir a --- cualquiera de los bancos en servicio ya sea por falla o por mantenimiento en alguno de ellos.

La zona de 85 KV está integrada en 7 módulos de gas SF6 de los cuales 4 módulos corresponden a los bancos de potencia, un módulo al interruptor de amarre y los 2 módulos restantes corresponden a los cables Huasteca 1 y Huasteca 2.

La zona de 23 KV está formada por gabinetes blindados dentro de los cuales se localizan los interruptores.

En el salón de tableros se encuentran localizados los - tableros de protección, tablero miniaturizado de control del equipo, registrador de eventos, etc.; es decir, el equipo pa ra la supervisión, operación y control de la S.E.

DIAGRAMA UNIFILAR.

En el diagrama unifilar de la fig. I-3, podemos obser- var lo siguiente:

La zona de 85 KV está formada por un arreglo de doble - barra con interruptor de amarre. En condiciones normales de operación el interruptor de amarre permanece cerrado, por lo que la energía y los circuitos se distribuyen entre los 2 -- juegos de barras actuando ambas como barras principales, es- decir, estando permanentemente energizadas; una ventaja que - presenta este arreglo es la flexibilidad, ya que en caso de - falla o bien por mantenimiento en un juego de barras colecto ras, la carga total puede llevarse a través del juego de ba rras que quede en servicio. En estas condiciones se abre el interruptor de amarre hasta que se restablezcan las condicio nes normales de operación.

Estando operando la S.E. en forma normal es decir, con las 2 barras energizadas y el interruptor de amarre cerrado, si llegara a presentarse una falla en un juego de barras, la carga total no se pierde ya que al operar la protección dife rencial de barras, ésta manda disparos a los circuitos conec tados a la barra en falla y al interruptor de amarre, lo que permite aislar la falla y una vez localizada ésta, transfe- rrir los demás circuitos a la barra que queda en servicio has ta tener nuevamente las condiciones iniciales.

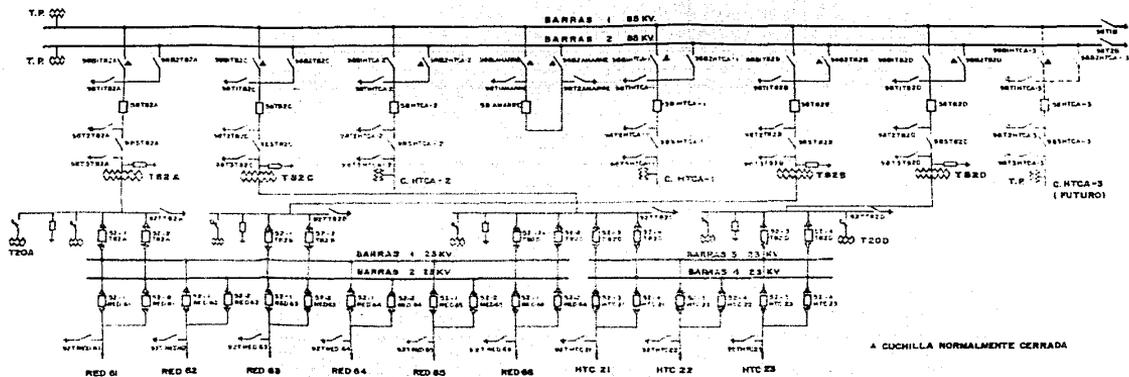


FIG. I - 3

DIAGRAMA UNIFILAR

ALIMENTACIONES Y CARGAS CONECTADAS NORMALMENTE A LAS BARRAS-
DE 55 KV.

Conectadas a barras 1:

Cable HTCA 1 de S.E. Morales
Cable HTCA 3 a S.E. Pemex (futuro)
Banco T 82 A
Banco T 82 C
Interruptor de amarre

Conectadas a barras 2:

Cable HTCA 2 de S.E. Verónica
Banco T 82 B
Banco T 82 D
Interruptor de amarre

Para el arreglo de doble barra existe una norma dentro de Compañía de Luz y Fuerza que dice, que en condiciones normales de operación los circuitos nones se conectan a barras-nones. En este caso tenemos que el T 82 A, T 82 C, etc., -- son circuitos nones mientras que el T 82 B, T 82 D son circuitos pares.

De allí que a barras 1 están conectados: HTCA 1, HTCA 3 (futuro), T 82 A, y T 82 C.

La zona de 25 KV está formada por 2 sistemas independientes de doble barra con doble interruptor. Como puede -- observarse en el diagrama unifilar, las barras 1 y 2 están -- alimentadas de los bancos T 82 A y T 82 B, llevando una carga de 6 redes automáticas que son: REP 61, 62, 63, 64, 65, y 66; mientras que las barras 3 y 4 se alimentan del T 82 D y -- llevan una carga de 3 alimentadores que son: HTC-21, 22 y 23. El T 82 C es el banco que se tiene de reserva, este banco --

está excitado por 85 KV y se encuentra disponible para entrar a tomar carga cuando así se requiera.

En condiciones normales de operación todos los interruptores de 23 KV se encuentran cerrados, excepto los 4 interruptores de enlace del T 82 C, de tal forma que las 4 barras en 23 KV se encuentran energizadas. Una ventaja que presenta el arreglo de doble barra con doble interruptor es el de mantener el suministro a la carga sin importar si un interruptor propio se deja fuera o inclusive toda una barra va sea por mantenimiento o por falla.

NOMENCLATURA.

Dentro de las S.E.'s se utilizan dos tipos de nomenclaturas que corresponden a Automatización y a Operación Sistema. Dado que el Departamento de S.E.'s depende directamente de Operación Sistema para la operación de equipo, únicamente veremos la nomenclatura correspondiente a Operación Sistema por ser ésta la utilizada por el personal operativo a fin de efectuar las maniobras para librar y/o normalizar el equipo.

a) Bancos de Potencia.

Un banco de potencia puede estar formado por un transformador trifásico, por un grupo de transformadores monofásicos o bien por autotransformadores.

Su nomenclatura está formada por la letra T, seguida de las claves de voltajes nominales de todos los devanados en orden decreciente, independientemente de que tengan o no salida al exterior del tanque.

Estas claves son:

CLAVES DE VOLTAJES

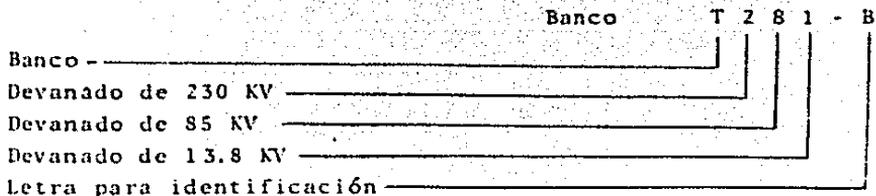
400	KV	---	4
230	KV	---	2
150	KV	---	1
115	KV	---	1
85	KV	---	8
23	KV	---	2
13.8	KV	---	1
hasta 2	KV	---	0

NOTA: Existe un acuerdo entre las Gerencias de Producción y Planeación e Ingeniería para unificar los criterios -- con respecto a la nomenclatura en S.E.'s, de abril de 1985.

No consideramos la nueva nomenclatura porque hasta hoy la nomenclatura usada en S.E.'s telecontroladas, es la señalada anteriormente.

Después de las claves de voltaje llevan una letra en -- orden ascendente, dependiendo del número de bancos. A, B, C- etc.

Ejemplo:



Voltajes KV

Nomenclatura

400/230/13.8

T - 421

230/85

T - 28

230/23/13.8

T - 221

150/85

T - 18

85/23

T - 82

23/0.22

T - 20

Los transformadores monofásicos y autotransformadores - que forman un banco llevan la letra T y los números romanos - I, II, III y el transformador de reserva o extra llevará la letra X seguido de la nomenclatura del banco a que pertenecen:

Ejemplo:

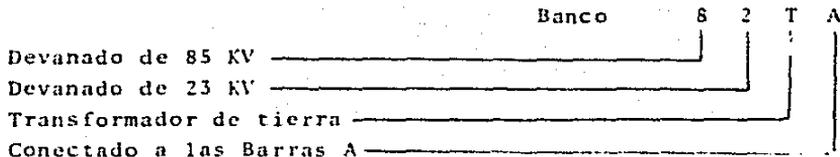
T II Bco. 42-A

T X Bco. 82-C

b) Bancos de Tierra.

Para designar los bancos que se utilizan primordialmente para protección de tierra, se siguen las mismas normas -- que en el caso de bancos de potencia, pero agregando una letra T inmediatamente después de las claves de voltajes y al final la letra o número de las barras o bancos de potencia a que está conectado el banco de tierra.

Ejemplo:

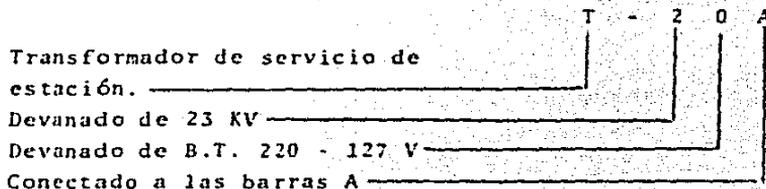


c) Servicio de Estación.

Se utiliza inicialmente una letra T, seguida de las claves de voltajes determinadas de la misma forma que en el caso de bancos de potencia y finalmente una letra o número que indica a qué barra o banco de potencia está conectado el servicio de estación.

Si el transformador está conectado a algún regreso de alimentador se utiliza la letra R.

Ejemplo:



Así como existe una nomenclatura para designar a bancos de potencia, también existe dicha nomenclatura para el equipo restante en la S.E. (interruptor, cuchillas, alimentadores, etc.).

a) Interruptor y Cuchillas.

La clave para designar a interruptores y cuchillas, consta de 2 caracteres que son:

El primer caracter es.

5 - Es la clave que identifica al interruptor.

9 - Es la clave que identifica a la cuchilla.

El segundo caracter es un número que nos da la tensión, al igual que con los bancos de potencia.

8 - Para 85 KV.

2 - Para 23 KV.

b) Alimentadores y Redes.

Para los alimentadores se utilizan 5 caracteres. Los 3 primeros son las letras más representativas del nombre de la S.E. o bien pueden ser las 3 primeras letras del nombre de la S.E.

El cuarto caracter es un número 2 que nos indica que la distribución se lleva a cabo en 23 KV.

El quinto caracter es un número progresivo que va del 1 al 6 normalmente.

Para el caso de las redes se emplean también 5 caracteres, de los cuales los 3 primeros son RED.

El cuarto caracter es el número 6.

El quinto caracter es un número progresivo que va del 1 al 6.

Para identificar los cables de potencia, se utilizan de 4 a 6 letras. Cuando se utilizan 4 letras, éstas son las primeras o bien las más representativas del nombre del cable seguidas de un número progresivo que sirve para indentificar completamente al cable. Es común también asignar al cable las primeras sílabas de las S.E.'s que enlazan, por ejemplo-Moraver (Morales - Verónica), Verindia (Verónica - Indianilla), Tacudesa (Tacubaya - Condesa), etc.

ALIMENTACIONES Y CARGAS CONECTADAS NORMALMENTE A LAS BARRAS-
DE 85 KV.

Conectadas a barras 1:

Cable HTCA 1 de S.E. Morales
Cable HTCA 3 a S.E. Pemex (futuro)
Banco T 82 A
Banco T 82 C
Interruptor de amarre

Conectadas a barras 2:

Cable HTCA 2 de S.E. Verónica
Banco T 82 B
Banco T 82 D
Interruptor de amarre

Para el arreglo de doble barra existe una norma dentro de Compañía de Luz y Fuerza que dice, que en condiciones normales de operación los circuitos no se conectan a barras pares. En este caso tenemos que el T 82 A, T 82 C, etc., -- son circuitos impares mientras que el T 82 B, T 82 D son circuitos pares.

De allí que a barras 1 están conectados: HTCA 1, HTCA 3 (futuro), T 82 A, y T 82 C.

La zona de 23 KV está formada por 2 sistemas independientes de doble barra con doble interruptor. Como puede -- observarse en el diagrama unifilar, las barras 1 y 2 están -- alimentadas de los bancos T 82 A y T 82 B, llevando una carga de 6 redes automáticas que son: RED 61, 62, 63, 64, 65, y 66; mientras que las barras 3 y 4 se alimentan del T 82 D y -- llevan una carga de 3 alimentadores que son: HTC-21, 22 y 23. El T 82 C es el banco que se tiene de reserva, este banco --

está excitado por 85 KV y se encuentra disponible para entrar a tomar carga cuando así se requiera.

En condiciones normales de operación todos los interruptores de 23 KV se encuentran cerrados, excepto los 4 interruptores de enlace del T 82 C, de tal forma que las 4 barras en 23 KV se encuentran energizadas. Una ventaja que presenta el arreglo de doble barra con doble interruptor es el de mantener el suministro a la carga sin importar si un interruptor propio se deja fuera o inclusive toda una barra sea por mantenimiento o por falla.

NOMENCLATURA.

Dentro de las S.E.'s se utilizan dos tipos de nomenclaturas que corresponden a Automatización y a Operación Sistema. Dado que el Departamento de S.E.'s depende directamente de Operación Sistema para la operación de equipo, únicamente veremos la nomenclatura correspondiente a Operación Sistema por ser ésta la utilizada por el personal operativo a fin de efectuar las maniobras para librar y/o normalizar el equipo.

a) Bancos de Potencia.

Un banco de potencia puede estar formado por un transformador trifásico, por un grupo de transformadores monofásicos o bien por autotransformadores.

Su nomenclatura está formada por la letra T, seguida de las claves de voltajes nominales de todos los devanados en orden decreciente, independientemente de que tengan o no salida al exterior del tanque.

Estas claves son:

CLAVES DE VOLTAJES

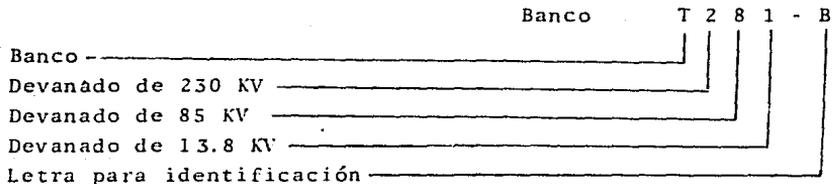
400	KV	---	4	
230	KV	---	2	
150	KV	---	1	
115	KV	---	1	
85	KV	---	8	
23	KV	---	2	
13.8	KV	---	1	
hasta	2	KV	---	0

NOTA: Existe un acuerdo entre las Gerencias de Producción y Planeación e Ingeniería para unificar los criterios -- con respecto a la nomenclatura en S.E.'s, de abril de 1985.

No consideramos la nueva nomenclatura porque hasta hoy la nomenclatura usada en S.E.'s telecontroladas, es la señalada anteriormente.

Después de las claves de voltaje llevan una letra en -- orden ascendente, dependiendo del número de bancos. A, B, - C- etc.

Ejemplo:



Voltajes KV	Nomenclatura
400/230/13.8	T - 421
230/85	T - 28
230/23/13.8	T - 221
150/85	T - 18
85/23	T - 82
23/0.22	T - 20

Los transformadores monofásicos y autotransformadores - que forman un banco llevan la letra T y los números romanos I, II, III y el transformador de reserva o extra llevará la letra X seguido de la nomenclatura del banco a que pertenecen:

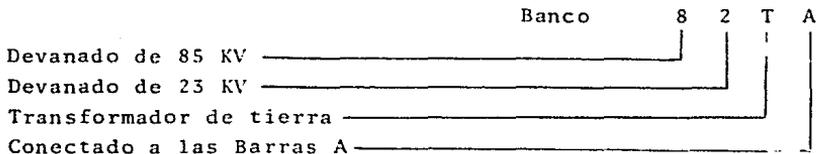
Ejemplo:

T II Bco. 42-A
T X Bco. 82-C

b) Bancos de Tierra.

Para designar los bancos que se utilizan primordialmente para protección de tierra, se siguen las mismas normas -- que en el caso de bancos de potencia, pero agregando una letra T inmediatamente después de las claves de voltajes y al final la letra o número de las barras o bancos de potencia a que está conectado el banco de tierra.

Ejemplo:

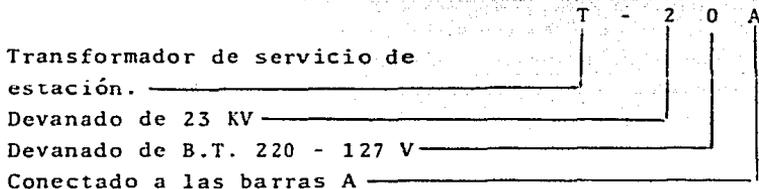


c) Servicio de Estación.

Se utiliza inicialmente una letra T, seguida de las claves de voltajes determinadas de la misma forma que en el caso de bancos de potencia y finalmente una letra o número que indica a qué barra o banco de potencia está conectado el servicio de estación.

Si el transformador está conectado a algún regreso de alimentador se utiliza la letra R.

Ejemplo:



Así como existe una nomenclatura para designar a bancos de potencia, también existe dicha nomenclatura para el equipo restante en la S.E. (interruptor, cuchillas, alimentadores, etc.).

a) Interruptor y Cuchillas.

La clave para designar a interruptores y cuchillas, --- consta de 2 caracteres que son:

El primer caracter es.

5 - Es la clave que identifica al interruptor.

9 - Es la clave que identifica a la cuchilla.

El segundo caracter es un número que nos da la tensión, al igual que con los bancos de potencia.

8 - Para 85 KV.

2 - Para 23 KV.

b) Alimentadores y Redes.

Para los alimentadores se utilizan 5 caracteres. Los 3 primeros son las letras más representativas del nombre de la S.E. o bien pueden ser las 3 primeras letras del nombre de la S.E.

El cuarto caracter es un número 2 que nos indica que la distribución se lleva a cabo en 23 KV.

El quinto caracter es un número progresivo que va del 1 al 6 normalmente.

Para el caso de las redes se emplean también 5 caracteres, de los cuales los 3 primeros son RED.

El cuarto caracter es el número 6.

El quinto caracter es un número progresivo que va del 1 al 6.

Para identificar los cables de potencia, se utilizan de 4 a 8 letras. Cuando se utilizan 4 letras, éstas son las primeras o bien las más representativas del nombre del cable seguidas de un número progresivo que sirve para indentificar completamente al cable. Es común también asignar al cable las primeras sílabas de las S.E.'s que enlazan, por ejemplo-Moraver (Morales - Verónica), Verindia (Verónica - Indiani-lla), Tacudesa (Tacubaya - Condesa), etc.

Con el propósito de aclarar y entender mejor la nomenclatura usada, veamos los siguientes ejemplos.

- 98 T1 B - Son cuchillas (9) en 85 KV (8) que aterrizan las barras 1.
- 98 B1 T 82 A - Son cuchillas (9) en 85 KV (8) conectadas a barras 1 (B1) correspondientes al banco de 85 a 23 KV (T 82 A).
- 58 HTCA -1 - Es un interruptor (5) de 85 KV (8) correspondiente al cable Huasteca 1.
- 98 T3 T 82 B - Cuchillas de puesta a tierra del banco - T 82 B.
- 52-3 T 82 D - Interruptor de 23 KV conectado a barras-3 del banco T 82 D.
- 92 T HTC-21 - Cuchilla de puesta a tierra del alimentador HTC-21.

ARREGLOS EN S.E. HUASTECA.

- a) Arreglo de doble barra con interruptor de amarre.
- b) Arreglo de doble barra con doble interruptor.

En seguida describiremos brevemente las características más importantes de los arreglos citados.

A) ARREGLO DE DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE AMARRE.

En el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, se distribuyen, los circuitos entre las 2 barras colectoras.

En este arreglo llamamos módulo al formado por un interruptor, sus cuchillas B1, B2, y S. Al inicio de este capítulo ya hemos hablado brevemente de este arreglo así como algunas ventajas que presenta.

B) ARREGLO DE DOBLE BARRA CON DOBLE INTERRUPTOR.

El arreglo de doble barra con doble interruptor, consta de 18 interruptores (2 por alimentador, bancos de potencia y banco de capacitores si existe). Tal como se muestra en la fig. I-4.

En este arreglo se tienen dos transformadores operando ya sea en paralelo o bien actuando uno como transformador propio y el otro como reserva. Este arreglo lleva generalmente 6 alimentadores. La condición normal de operación es la de tener todos los interruptores cerrados excepto los interruptores del banco de reserva (si existe) así como, los interruptores de los bancos de capacitores (proyecto a futuro) al inicio de este capítulo comentamos brevemente algunas características adicionales del arreglo de doble barra con doble interruptor.

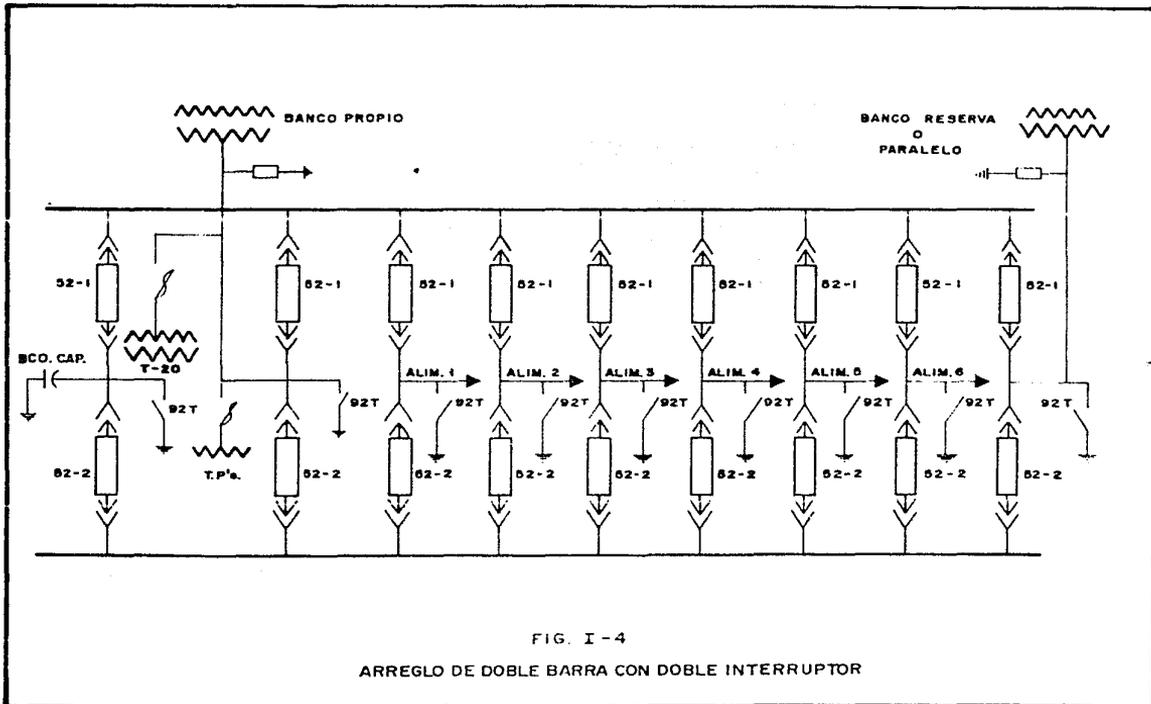


FIG. I-4

ARREGLO DE DOBLE BARRA CON DOBLE INTERRUPTOR

II. DESCRIPCION DE OPERACION DEL EQUIPO INSTALADO EN LA S.E.

ZONA DE 85 KV.

El gran crecimiento de la ciudad de México en los últimos años ha traído como consecuencia una gran demanda de --- energía eléctrica. La Compañía de Luz para satisfacer esta demanda se ha visto en la necesidad de construir nuevas ---- S.E.'s o bien ampliar las ya existentes, aumentando la capacidad instalada en las mismas.

El problema de aumentar la capacidad instalada de una - S.E., difícilmente se resolvería si no fuera por la utilización de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF₆), el cual posee características dieléctricas muy buenas, lo que permite encapsular una gran parte de la S.E. Tal es el caso de - la zona de 85 KV de la S.E. Huasteca.

El hecho de tener S.E.'s encapsuladas reduce notablemente el área requerida para una zona; por ejemplo. Si la zona de 85 KV de la S.E. Huasteca no estuviera encapsulada, se requeriría una superficie de 4 a 7 veces la superficie que ocupa actualmente.

En la Compañía de Luz y Fuerza existen varias S.E.'s -- encapsuladas en SF₆ como son: Azcapotzalco, Merced, Peralvillo, etc., solo por mencionar algunas.

MODULOS EN SF6 Y MONITOREO DE GAS.

El equipo instalado en la S.E. Huasteca en la zona de - 85 KV, es la de la marca Sprecher-Schuh, por lo que a continuación veremos los componentes normalizados de dicho fabricante, los denominados tipo B 212.

CARACTERISTICAS GENERALES.

Presiones.

Presión de operación del disco de ruptura (presión de - alivio).

Cuchillas, TC's, barras, etc. 7.35 \pm 0.35 bar.

Interruptor 10.34 \pm 0.5 bar.

Presiones normales de operación

Cuchillas, TC's barras, etc. 3.8 bar.

Interruptores 6.3 bar.

Presiones mínimas de operación.

Cuchillas, TC's, barras, etc. 3.4 bar.

Interruptor 5.8 bar.

NOTA: Todas estas presiones se miden a 20° C.

En la fig. II-1 podemos ver un corte de una fase del -- arreglo de doble barra con los principales elementos que posee.

En la fig. II-2 podemos observar un corte del interruptor con sus elementos. Este interruptor funciona de la siguiente manera.

Durante la operación de cierre el contacto móvil localizado dentro de la cámara (8), se desplaza hasta hacer contacto

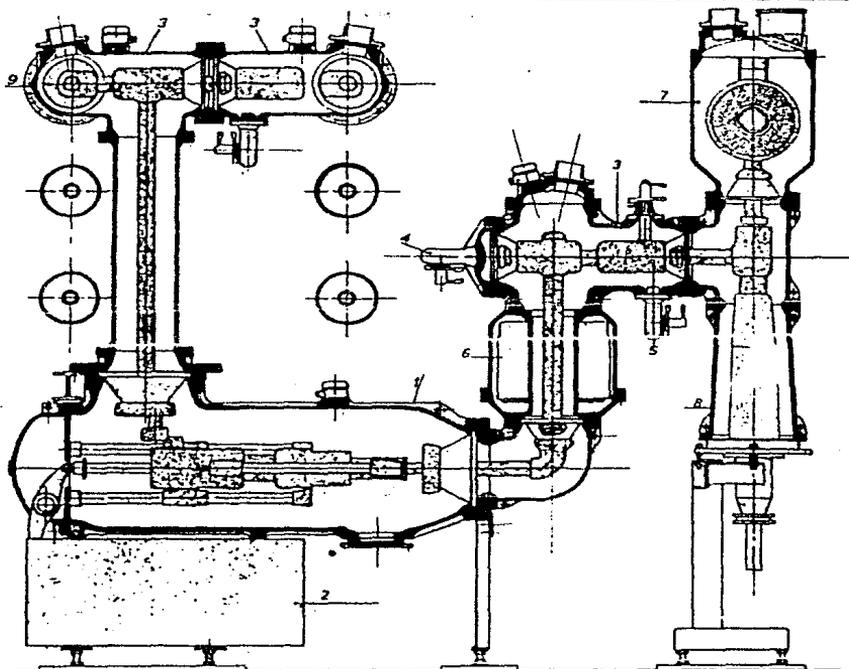


FIG. NR II-1

VISTA DE UNA FASE CON SUS PRINCIPALES COMPONENTES.

- 1) INTERRUPTOR.
- 2) MECANISMO DE OPERACION.
- 3) SECCIONADORES O CUCHILLAS.
- 4) CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA.
- 5) CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA DE ALTA VELOCIDAD.
- 6) TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.
- 7) TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.
- 8) CAJA DE CONEXION.
- 9) BARRA.

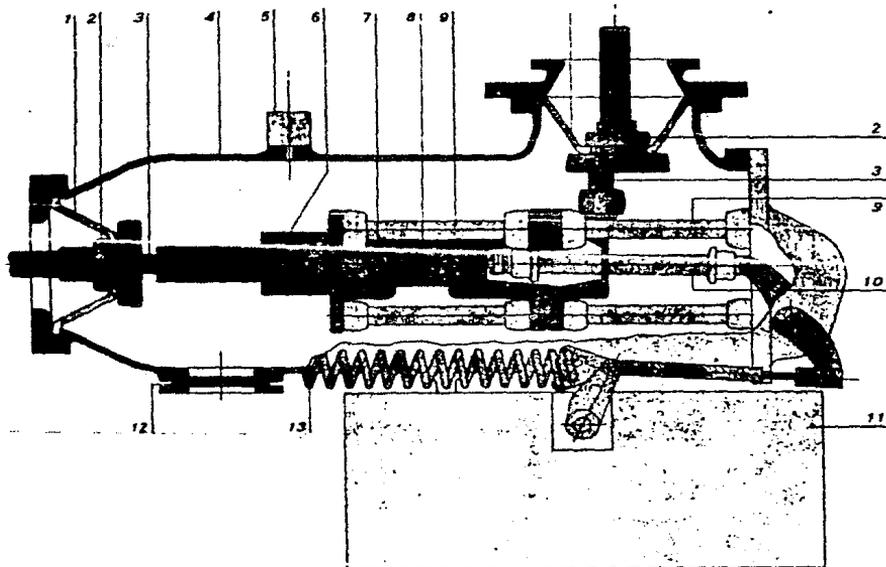


FIG. Nº II-2

INTERRUPTOR.

- 1) AISLADOR SOPORTE CONICO.
- 2) ELECTRODO.
- 3) CONTACTO FIJO TIPO CUCHILLA.
- 4) CARCAZA.
- 5) MONITOR DE DENSIDAD.
- 6) CILINDRO DE SUPLADO AXIAL.
- 7) CONTACTO PRINCIPAL CON VÁLVULA.
- 8) CONTACTO MOVIL.
- 9) BARRA DE SOPORTE.
- 10) BARRA DE TRACCION.
- 11) MECANISMO DE OPERACION.
- 12) DISCO DE RUPTURA.
- 13) RESORTE DE DESCONEXION.

to con un contacto fijo. Al mismo tiempo se desplaza un pistón localizado en (6) hacia la izquierda, succionando gas -- SF₆, llenándose así la cámara. Como una consecuencia del movimiento de la barra tracción (10), se carga el resorte (13) el cual una vez cargado se trinca mediante un mecanismo colocado para este fin, almacenándose así la energía de dicho resorte (13).

En la fig. II-3 podemos observar el sistema que emplea el interruptor para el cierre.

Para la apertura o disparo se aprovecha la energía almacenada en el resorte (13) de la fig. II-2 cuando la bobina - de disparo del interruptor libera el trinquete. Al liberarse el trinquete el resorte (13) se comprime y jala la barra de tracción (10), mediante un eslabón unido al resorte. Al desplazarse la barra de tracción (10), ésta mueve una varilla de contacto móvil; al mismo tiempo el pistón localizado en la cámara (6) inicia su carrera comprimiendo el SF₆ en la cámara. Este gas a una alta presión pasa a través de una -- tobera, enfriando así el arco eléctrico, hasta extinguirlo.

SISTEMA DE GAS.

El interruptor cuenta con un monitor de gas, el cual -- supervisa que la densidad del SF₆ en el interior del inte--- rruptor se mantenga entre ciertos límites. Para tal fin el monitor posee 2 ajustes; el 1º de ellos está calibrado para mandar una señal de alarma al 93% de la densidad inicial del SF₆. A este valor se deberá rellenar de SF₆.

El 2º paso está calibrado para mandar una alarma de --- emergencia al 86% de la densidad inicial del gas. Al mismo tiempo el interruptor se bloquea al cierra y al disparo.

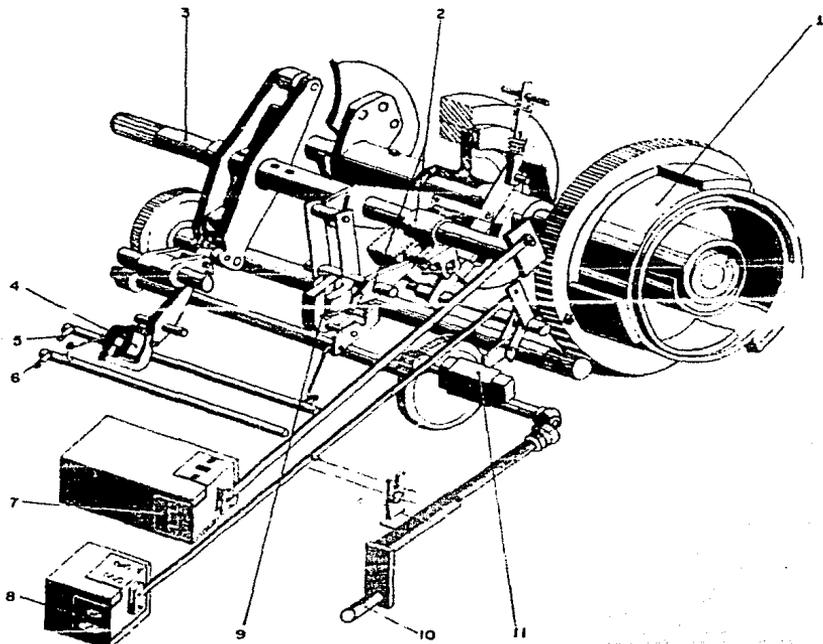


FIG. II-3

SISTEMA DE CIERRE DEL INTERRUPTOR

- 1.- RESORTE DE CIERRE.
- 2.- SISTEMA AUXILIAR DE CIERRE MANUAL
- 3.- EJE DE OPERACION
- 4.- BOBINA AUXILIAR DE APERTURA MANUAL
- 5.- PALANCA DE OPERACION MANUAL (CIERRE)
- 6.- PALANCA DE OPERACION MANUAL (APERTURA)
- 7.- SISTEMA DE INDICACION DE POSICION DEL INTERRUPTOR (ABIERTO - CERRADO)
- 8.- SISTEMA DE INDICACION DE CONDICION DEL RESORTE (CARGADO-DESCARGADO)
- 9.- BOBINA AUXILIAR DE CIERRE
- 10.- PALANCA PARA CARGAR RESORTE EN FORMA MANUAL
- 11.- MOTOR ELECTRICO.

El disco de ruptura actúa como una válvula de seguridad o de alivio para proteger al interruptor contra una sobrepresión que pudiera presentarse en el interruptor.

En la tapa del interruptor internamente tenemos 2 filtros de adsorción, cuya función es absorber alguna humedad que pudiera estar presente en el gas, así como los productos de descomposición del gas por las temperaturas tan elevadas a las que se encuentra sujeto al momento de extinguir el arco eléctrico.

En la fig. II-4 tenemos un corte de una cuchilla, la que funciona de la siguiente manera.

Un motor proporciona la energía a la barra (8) la cual gira sobre su propio eje, desplazando el contacto móvil (11) hacia un contacto fijo (7).

Las cuchillas se encuentran unidas entre sí mediante barras para operar en grupo.

Para la operación manual de las cuchillas se retira una tapa localizada en la caja que contiene al motor y se inserta una manivela. Para cerrarlos, se gira la manivela en el sentido de las manecillas de un reloj.

En la fig. II-5 tenemos un corte de una cuchilla de puesta a tierra.

En las figs. II-6, 7, 8, 9 y 10 podemos ver algunos elementos adicionales que conforman la zona de 85 KV.

En la fig. II-11 podemos ver el diagrama de monitoreo de gas con cada uno de los compartimientos que posee, aislados entre sí.

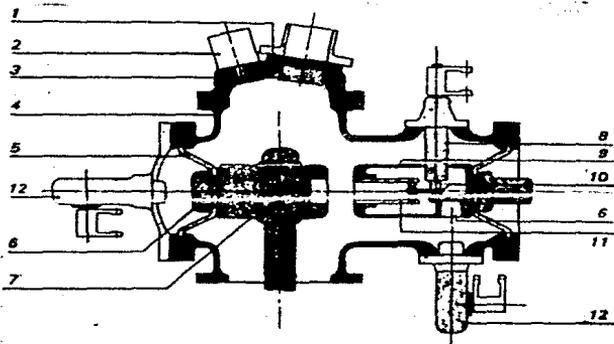


FIG. Nº II-4

SECCIONADOR O CUCHILLA.

- 1) DISCO DE RUPTURA.
- 2) MONITOR DE DENSIDAD.
- 3) FILTRO DE ADSORCION.
- 4) CARCAZA.
- 5) AISLADOR SOPORTE CONICO.
- 6) CONTACTO HEMBRA PUESTA A TIERRA.
- 7) CONTACTO PRINCIPAL FIJO.
- 8) COLUMNA GIRATORIA.
- 9) CAMISA DE CONTACTO MOVIL.
- 10) SISTEMA DE ACCIONAMIENTO.
- 11) TUBO DE CONTACTO.
- 12) CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA.

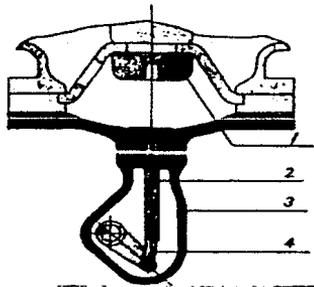


FIG. NO II-5

CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA.

- 1) CONTACTO HEMBRA DE PUESTA A TIERRA.
- 2) VASTAGO DE CONTACTO MOVIL.
- 3) CARCAZA.
- 4) SISTEMA DE ACCIONAMIENTO.

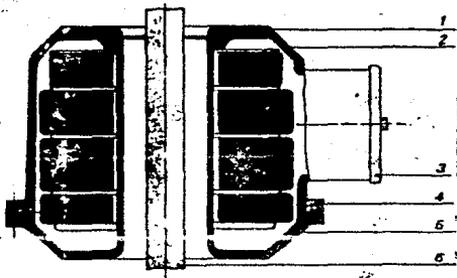


FIG. NO II-6

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

- 1) CARCAZA.
- 2) PROTECCION INFERIOR.
- 3) CAJA DE BORNES SECUNDARIOS.
- 4) NUCLEOS EN ANILLO.
- 5) BASE DE SOPORTE.
- 6) CONDUCTOR PRIMARIO.

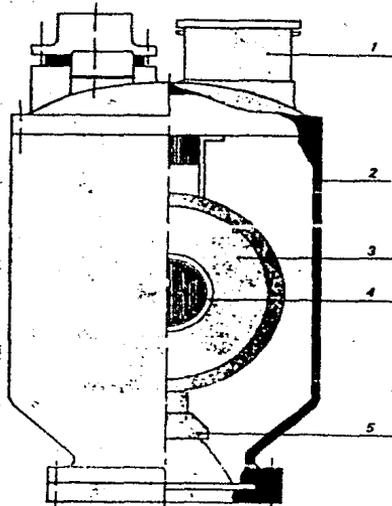


FIG. NO II-7

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.

- 1) CAJA DE BORNES SECUNDARIOS.
- 2) CARCAZA.
- 3) NUCLEO DE ALTA TENSION.
- 4) NUCLEO DE CIRCUITO SECUNDARIO.
- 5) CONECTOR DE ALTA TENSION.

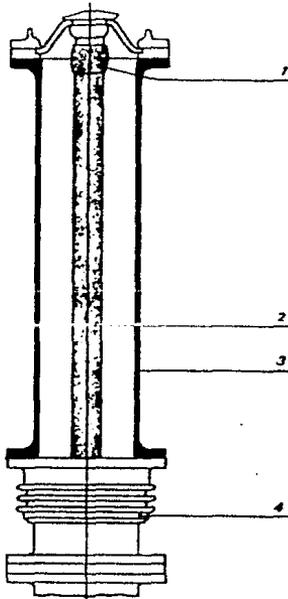


FIG. NO II-8

BARRA.

- 1) JUNTA DE UNION.
- 2) CONDUCTOR.
- 3) CARCAZA.
- 4) JUNTA DE EXPANSION (COMPENSACION DE LONGITUD POR CAMBIOS DE TEMPERATURA).

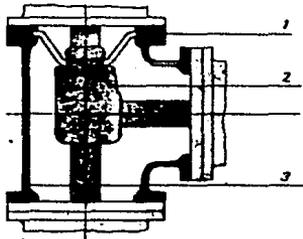


FIG. NO II-9

CONECTOR.

- 1) AISLADOR SOPORTE CONICO.
- 2) ELECTRODO.
- 3) CARCAZA.

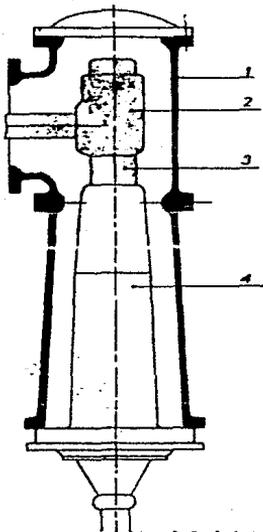


FIG. Nº II-10

CAJA TERMINAL DE CONEXIONES.

- 1) CARCAZA.
- 2) ELECTRODO.
- 3) CONEXION.
- 4) AISLADOR SOPORTE CONICO.

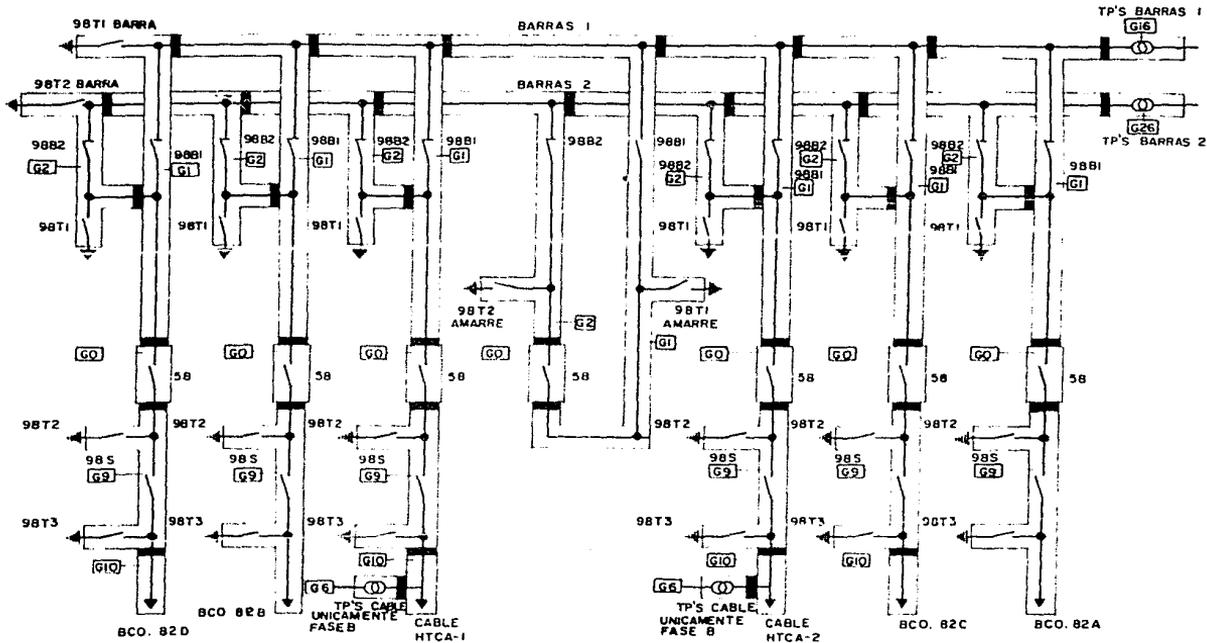


FIG. II-11

SE. HUASTECA

SISTEMA DE MONITOREO DE GAS ZONA 85KV

ALARMAS EN EQUIPO DE 85 KV.

BANCO T 82 A.

EMERGENCIAS

- 1.- Falta tensión PR.
- 2.- Falta tensión PP.
- 3.- Disparo por asincronismo.
- 4.- Baja presión de gas 86% en interruptor de bloqueo dispa
ro y cierre.
- 19.- Baja presión de gas 80% en módulo completo.

ALERTAS.

- 5.- Baja presión de gas 93% en interruptor.
- 6.- Falla motor de interruptor Fase A.
- 7.- Falla motor de interruptor Fase B.
- 8.- Falla motor de interruptor Fase C.
- 9.- Falla circuito de bloqueo.
- 10.- Falla calefacción.
- 11.- Operación incompleta cuchillas B1, B2, S.
- 12.- Falla motor cuchillas.
- 13.- Falla circuito de alarmas de gas.
- 14.- Baja presión de gas 90% en cuchillas B1 y su tramo de -
bus.
- 15.- Baja presión de gas 90% en cuchillas T1, B2 y su tramo-
de bus.
- 16.- Baja presión de gas 90% en cuchillas T2, S T3 y su bus-
hing de salida.
- 17.- Baja presión de gas 90% TP's barras 1.
- 18.- Baja presión de gas 90% TP's barras 2.
- 20.- Falta tensión AA.

ALARMAS EN EQUIPO DE 85 KV.

BANCO T 82 C.

EMERGENCIAS

- 1.- Falta tensión PR.
- 2.- Falta tensión PP.
- 3.- Disparo por asincronismo.
- 4.- Baja presión de gas 86% en interruptor de bloqueo dispa
ro y cierre.
- 18.- Baja presión de gas 80% en módulo completo.

ALERTA.

- 5.- Baja presión de gas 93% en interruptor.
- 6.- Falla motor interruptor Fase A.
- 7.- Falla motor interruptor Fase B.
- 8.- Falla motor interruptor Fase C.
- 9.- Falla circuito de bloqueos.
- 10.- Falla calefacción.
- 11.- Operación incompleta cuchillas B1, B2.
- 12.- Falla motor cuchillas.
- 13.- Falla circuito de alarmas de gas.
- 14.- Baja presión de gas 90% en cuchillas B1 y su tramo de -
bus.
- 15.- Baja presión de gas 90% T1, B2 y su tramos de bus.
- 16.- Baja presión de gas 90% en cuchillas T2, S y T3.
- 17.- Baja presión de gas en mufa de salida.
- 19.- Falta tensión AA.

NOTA 1: EN LA OPERACION NORMAL DEL INTERRUPTOR NO SE DEBERA QUITAR SU CLAVIJA DE CONTROL, NI GIRAR EL TORNILLO QUE ASEGURA LA CLAVIJA, YA QUE CON ESTO SE BOTA EL INTERRUPTOR.

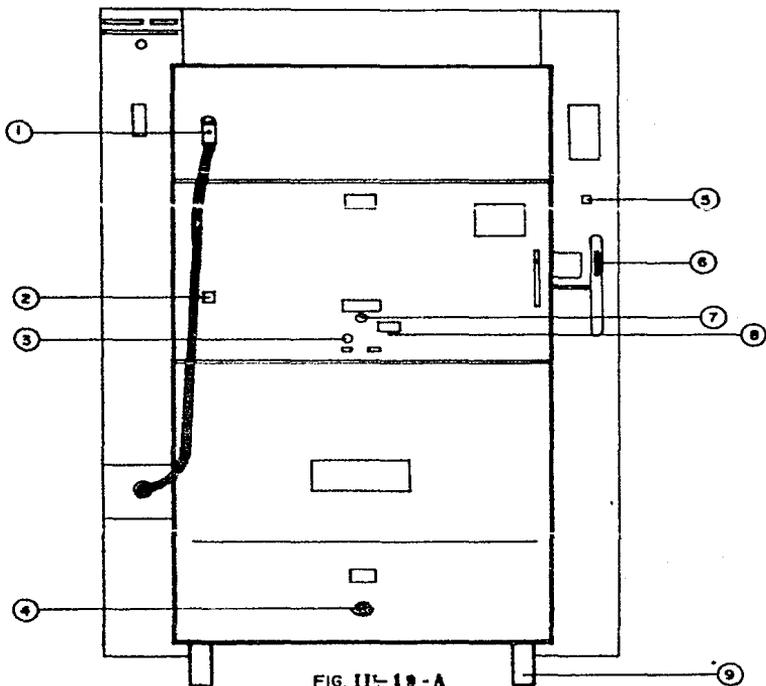


FIG. II-19-A

- 1.- CLAVIJA DE CONTROL (Ver nota 1)
- 2.- INDICADOR DE POSICION .
- 3.- BOTON DE DISPARO MANUAL
- 4.- ENTRADA DE MANIVELA PARA ENCHUFAR EL INTERRUPTOR
- 5.- BOTON DE LIBERACION DE MECANISMO DE LA CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
- 6.- PALANCA DE CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
- 7.- ENTRADA DE MANIVELA DE CARGA MANUAL DEL RESORTE
- 8.- BOTON DE CIERRE MANUAL
- 9.- INDICADOR DE POSICION DEL INTERRUPTOR

ALARMAS EN EQUIPO DE 85 KV.

BANCO T 82 D.

EMERGENCIAS.

- 1.- Falta tensión PR.
- 2.- Falta tensión PP.
- 3.- Disparo por asincronismo.
- 4.- Baja presión de gas 86% en interruptor de bloqueo disyuntor y cierre.
- 18.- Baja presión de gas 80% en módulo completo.

ALERTAS.

- 5.- Baja presión de gas 93% en interruptor.
- 6.- Falla motor de interruptor Fase A.
- 7.- Falla motor de interruptor Fase B.
- 8.- Falla motor de interruptor Fase C.
- 9.- Falla circuito de bloqueos.
- 10.- Falla calefacción.
- 11.- Operación incompleta cuchillas B1, B2, S, T1, T2 y T3.
- 12.- Falla motor cuchillas.
- 13.- Falla circuito de alarmas de gas.
- 14.- Baja presión de gas 90% en B1 y T1 barras.
- 15.- Baja presión de gas 90% en B2, T1 y T2 barra.
- 16.- Baja presión de gas 90% en T2, S y T3.
- 17.- Baja presión de gas 90% en mufa de salida.
- 19.- Falta tensión AA.

ALARMAS EQUIPO DE 85 KV AMARRE.

EMERGENCIAS.

- 1.- Falta tensión PR.
- 2.- Falta tensión PP.
- 3.- Disparo por asincronismo.
- 4.- Baja presión de gas a 86% en interruptor (bloque disparo cierre).
- 23.- Baja presión de gas a 80% en módulo completo.

ALERTAS.

- 5.- Baja presión gas a 93% en interruptor.
- 6.- Falla motor de interruptor (Fase A).
- 7.- Falla motor de interruptor (Fase B).
- 8.- Falla motor de interruptor (Fase C).
- 9.- Falla circuitos bloqueos.
- 10.- Falla calefacción.
- 11.- Operación incompleta cuchillas B1, B2, T1, T2 amarre T1, T2 barras.
- 12.- Falla motor cuchillas.
- 13.- Falta tensión PR (bloqueos).
- 14.- Falla TP barras I (Fase A).
- 15.- Falla TP barras I (Fase B).
- 16.- Falla TP barras I (Fase C).
- 17.- Falla TP barras II (Fase A).
- 18.- Falla TP barras II (Fase B).
- 19.- Falla TP barras II (Fase C).
- 20.- Falla en circuitos de alarmas de gas.

ALARMAS EQUIPO DE 85 KV CABLE HUASTECA 1.

EMERGENCIAS.

- 1.- Falta tensión PR.
- 2.- Falta tensión PP.
- 3.- Disparo por asincronismo.
- 4.- Baja presión de gas a 86% en interruptor (Bloqueo disparo cierre).
- 20.- Baja presión de gas a 80% en módulo completo.

ALERTA.

- 5.- Baja presión de gas a 93% en interruptor.
- 6.- Falla motor de interruptor (Fase A).
- 7.- Falla motor de interruptor (Fase B).
- 8.- Falla motor de interruptor (Fase C).
- 9.- Falla circuito de bloqueos.
- 10.- Falla calefacción.
- 11.- Operación incompleta cuchillas B1, B2, S, T1, T2 y T3.
- 12.- Falla motor cuchillas.
- 13.- Falla tensión transformador (Fase B).
- 14.- Falla circuito de alarmas de gas.
- 15.- Baja presión 90% en cuchillas B1 y su tramo de bus.
- 16.- Baja presión de gas a 90% en cuchillas T1, B2 y su tramo de bus.
- 17.- Baja presión de gas 90% en cuchillas T2, S y T3.
- 18.- Baja presión de gas 90% en mufa de salida.
- 19.- Baja presión de gas 90% en transformador Fase B.
- 21.- Falta tensión AA.
- 22.- Baja presión de gas 90% en cuchillas T1 amarre B1 y su tramo de bus.
- 23.- Baja presión de gas 90% en cuchillas T2 amarre B2 y su tramo de bus.
- 24.- Falta tensión AA.

CABLES DE POTENCIA.

Como mencionamos anteriormente la S.E. Huasteca se alimenta por 85 KV de los cables de potencia Huasteca 1 y Huasteca 2.

A continuación veremos algunas características de dichos cables.

El problema de distribuir la energía eléctrica en ciudades tan densamente pobladas, como el caso de la Ciudad de México, se ha resuelto en parte con los cables de potencia.

Los cables de potencia que enlazan a las S.E.'s se han diseñado para trabajar con circulación de aceite dentro de la tubería del cable. El aceite cumple una doble función; por un lado, aísla eléctricamente el cable y por otro lado, sirve como un sistema de enfriamiento del mismo.

El aceite está sujeto a presión, ya que las características dieléctricas del aceite mejoran notablemente con la presión. Pero existe una restricción para la presión que es de tipo mecánica impuesta por las boquillas terminales del cable y por la tubería misma. Por pruebas que se han realizado se ha llegado a la conclusión que el aceite debe permanecer entre ciertos límites. Estas presiones son:

Cuando el cable está desenergizado, es suficiente una presión de 5 Kg./cm.². El cable no se debe energizar con menos de 10 Kg/cm².

Para mantener el cable a presión, generalmente se instalan estaciones de bombeo en los extremos del cable. Aunque este no es el caso de la S.E. Huasteca, ya que en esta S.E.-

Únicamente contamos con válvulas de By Pass que comunican -- hidráulicamente los cable.

En condiciones normales de operación la válvula de By - Pass permanece cerrada, operando los cables en forma independiente.

NOTA. Las estaciones de bombeo se encuentran en las S.E.'s - Verónica y Morales, las cuales se interconectan a la - S.E. Huasteca con los cables Huasteca 1 y 2.

Cuando por alguna causa se requiera comunicar hidrá -- camente los 2 cables para operar el sistema en automático re moto o en oscilación, se deberá abrir la válvula de By Pass - e interconectar el bombeo de las estaciones de bombeo.

La apertura y cierre de la válvula de By Pass se realiza únicamente en forma manual, ya sea abierta totalmente o - cerrada totalmente. Es decir, no se permite que la palanca - esté a media carrera.

A continuación veremos algunas características de las - consolas de bombeo.

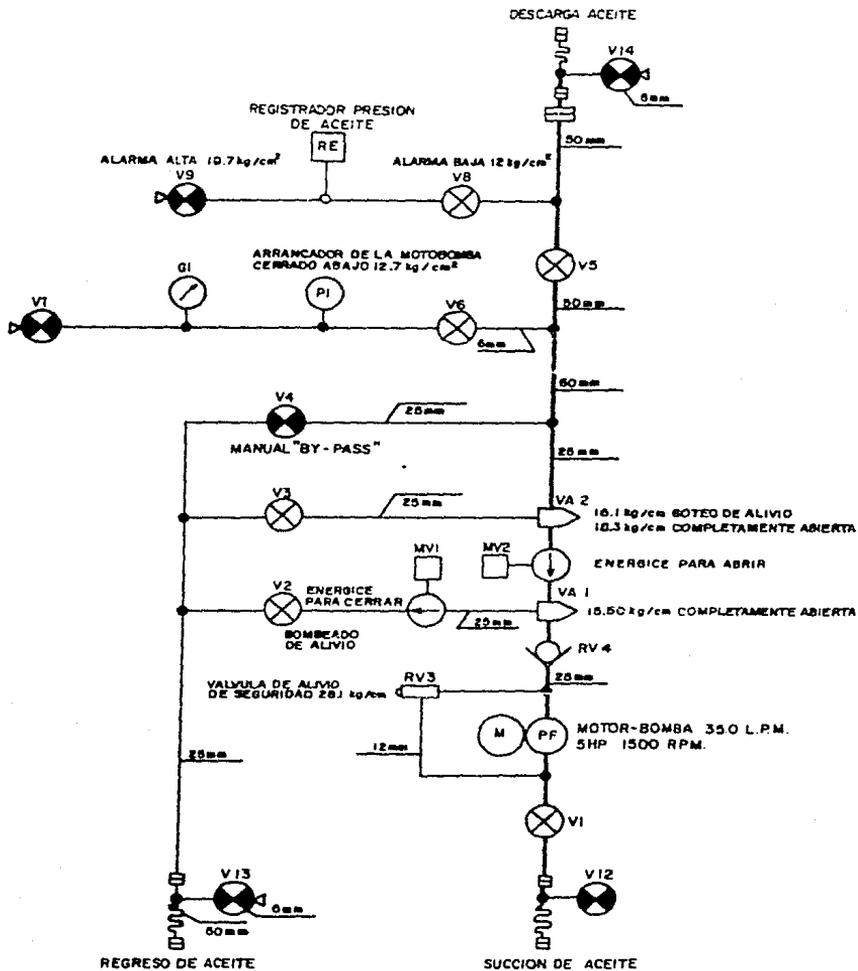
DESCRIPCION DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO.

El sistema de bombeo, es un sistema de control de acei - te completo independiente, que consiste esencialmente de un circuito de aceite que consta de:

- Un tanque de almacenamiento de aceite con capacidad - de 5670 lts. aproximadamente.
- Un grupo motor-bomba, el motor trifásico, de 5 HP. -- 1500 RPM, 220 V. y la bomba de tipo tornillo para 35 - Lts/Min.

Está formado por las siguientes válvulas; de acuerdo -- con la fig. II-12.

- VA1 - Válvula normal de alivio tipo diafragma; aligera presión arriba de 15.5 Kg/cm².
- VA2 - Válvula de alivio por goteo tipo diafragma; aligera presión por goteo arriba de 16.1 Kg/cm².
- RV3 - Válvula de seguridad para presión excesiva arriba de 28.1 Kg/cm².
- RV4 - Válvula check.
- MV1 - Válvula magnética de alivio del bombeo; debe --- energizarse para cerrar, y debe desenergizarse - para abrir (operaciones automáticas y oscilación).
- MV2 - Válvula magnética de alivio de retorno; debe --- energizarse para abrir y debe desenergizarse para cerrar. (Operaciones automática y oscilación).
- V1 - Válvula de admisión.
- V2 - Válvula de paso para alivio del bombeo.
- V3 - Válvula de paso para goteo de alivio.
- V4 - Válvula By Pass para prueba de la unidad.
- V5 - Válvula general de salida.
- V6 - Válvula de instrumentos.
- V7 y V9 - Válvula de purga.
- V8 - Válvula del registrador.
- V12, V13 y V14 - Válvulas de prueba, de purga o de conexión para bomba de vacío.
- PI - Interruptor de presión ajustable entre los valores 0-21 Kg/cm² y ajustado a 12.7 Kg/cm².
- G1 - Manómetro indicador de presión de aceite de 0-45 Kg/cm².



SISTEMA DE BOMBEO DE ACEITE

Fig. II - 12

- NA - Medidor de nivel de aceite en el tanque de almacenamiento con alarmas de alto y bajo nivel de - aceite, calibradas a: 4450 Lts. la de alto y a - 1420 Lts. la de bajo nivel.
- V17 y V18 - Válvula de purga y calibración del medidor de nivel, sirven también para verificar la operación de las alarmas del medidor de nivel.
- RE - Registrador de presión con contactos de alarma - para alta y baja presión de aceite ajustados a: 19.7 Kg/cm² y baja 12.0 Kg/cm².

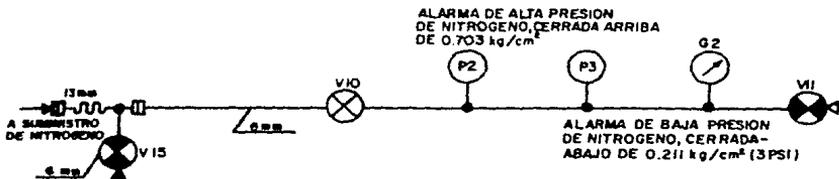
Este registrador tiene por objeto registrar la presión del aceite directamente sobre una gráfica para que sea posible advertir a tiempo cualquier anomalía. Este sistema - proporciona un tiempo para corregir cualquier anomalía, - ya que se ponen en evidencia los ajustes verdaderos de los - interruptores de presión y alivio, así como la frecuencia de operación de la bomba y la existencia de disturbios de presión desacostumbrados.

Un circuito de nitrógeno que se usa para mantener un -- colchón sobre el aceite en el tanque de almacenamiento, con lo cual se evita la entrada de humedad y la posible contaminación del aceite en caso de fugas y consta de:

Una botella para suministro de nitrógeno de 6000 Lts. -

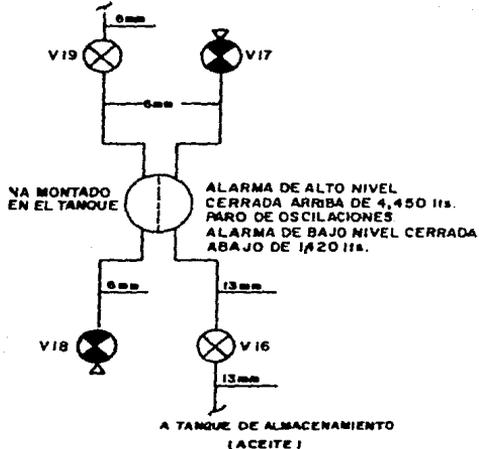
Un regulador de presión de nitrógeno, de dos pasos, que entrega nitrógeno a una presión de 0.5 Kg/cm² las siguientes válvulas. Fig. II-15.

V10 - Válvula para instrumentos.



SISTEMA DE ALARMAS

A TANQUE DE ALMACENAMIENTO (NITROGENO)



CODIGO

	VALVULA MANUAL NORMALMENTE ABIERTA
	VALVULA MANUAL NORMALMENTE CERRADA
	VENTILACION, GOTEADO DRENAJE, PRUEBA
	SWITCH PARA PRESION
	MEDIDOR
	VALVULA DE ALIVIO TIPO PISTON
	VALVULA DE ALIVIO TIPO DIAFRAGMA
	VALVULA CHECK
	VALVULA MAGNETICA
	COPELE AISLADOR
	UNION DE MANGUERA DE METAL FLEXIBLE CON BRIDAS Y EMPAQUES DE AROSELLO

SISTEMA DE NITROGENO

Fig. II-13

- V11 y V15 - Válvula para purgas o pruebas.
- V16 y V19 - Válvula para suministro de nitrógeno al tanque de almacenamiento de aceite.
- P2 y P3 - Ajustadores para el contactor de alarmas -- alta y baja presión de nitrógeno ajustados: a: P2, 0.7 Kg/cm² y P3, 0.2 Kg/cm² respectivamente.
- G2 - Manómetro indicador de presión de nitrógeno de 0-4 Kg/cm².

Un selector manual de operación para el control de la bomba con las siguientes posiciones: Apagado, Manual, Automático y Oscilación.

Dos contactores de tiempo ajustables en un rango de 30-minutos con ajustes de 2 minutos, controlados por un motor.

Un contactor programado de tiempo con doble carátula -- una de ellas con rango de una hora y la otra con un rango de 24 horas, ambas sirven para poner a tiempo el reloj y con la grande se dispone de los contactos para que la bomba trabaje consecutivamente por períodos mínimos de 5 minutos cada uno para ajustar el tiempo necesario para la operación en oscilación.

Un grupo de interruptores termomagnéticos para alimentaciones diversas: Bomba, control, reloj programador y anunciador de alarmas.

Un circuito de alarmas con alarmas remota y locales. - La alarma remota indicará que la unidad de bombeo opera anormalmente y las alarmas locales indicarán la naturaleza de la falla directamente sobre el tablero de la unidad de bombeo -

de acuerdo con las siguientes banderas:

Alta o baja presión de nitrógeno.

Baja presión de aceite.

Alta presión de aceite.

Alto nivel de aceite.

Bajo nivel de aceite.

Operación excesiva.

OPERACION.

Las estaciones de bombeo pueden trabajar independientemente o bien en combinación, ya que se dispone de una estación en cada extremo de la misma línea, como ya se dijo cada unidad de bombeo tiene un circuito de control para la bomba y consiste esencialmente de un arrancador magnético (AM) para el motor de la bomba, interruptores de presión, contactores de tiempo, selector manual de operación (SM) y contactor programador de tiempo. El selector manual SM permite colocar el control del sistema de la bomba en la posición deseada, por lo cual se tienen las siguientes operaciones:

OPERACION MANUAL.

En esta operación se trabajará únicamente cuando por -- desniveles geográficos o por alguna otra circunstancia, se haya acumulado un exceso de aceite en alguna de las estaciones de bombeo ocasionando alta presión de nitrógeno y/o alto nivel de aceite en esa estación y bajo nivel de aceite y/o -- una baja presión de nitrógeno en la otra. Por lo tanto, pa-

ra tener nuevamente las condiciones normales de operación -- habrá que poner el selector manual SM de la estación a la -- cual se va a bombear aceite en la posición de apagado y la -- posición del selector manual en la estación que va a bombear aceite en la posición manual, teniendo en cuenta que en esta posición del selector, la bomba trabajará ininterrumpidamente aunque se obtengan valores o condiciones indeseables, tan to de aceite como de nitrógeno, por lo que habrá que tener - cuidado de cambiar inmediatamente el selector a cualquier -- otra posición para evitarlo.

Para bombear aceite a la estación que tenga un bajo nivel de aceite, hay que tener en cuenta que la presión en la tubería del cable estará en su valor correcto, por lo tanto, para evitar que durante el bombeo de aceite se presente una sobrepresión en la tubería del cable, ya que a pesar de las válvulas de alivio en ambos extremos de la línea, no serán - suficientes para evitar la sobrepresión producida por la bom ba, será necesario abrir la válvula (By-Pass V-4 en la estación que está recibiendo aceite y si el desnivel de aceite - fuera muy alto) con mucho cuidado y vigilando el manómetro - G1 para evitar que la presión se baje a un valor crítico al cual suene la alarma correspondiente. Puede suceder que al estar bombeando aceite a la estación de bajo nivel de aceite se presente una alta presión de nitrógeno en la misma sonando la alarma correspondiente y persistiendo el bajo nivel de aceite, por lo que habrá necesidad de liberar nitrógeno por medio de la válvula V11 y continuar con la operación. Si -- por alguna causa se excedieron los valores, se podrá oscilar el aceite por medio de la posición manual del selector con - la maniobra inversa en ambas estaciones.

OPERACION AUTOMATICA.

La presión de aceite en la tubería del cable variará de acuerdo con la carga y las condiciones atmosféricas. Por lo tanto, si el selector de operación SM de las unidades en ambos extremos o en una sola de ellas está en la posición automática y la presión del sistema se encuentra estable entre los valores 12.7 Kg/cm^2 y 15.5 Kg/cm^2 todo el sistema estará disponible esperando una caída o elevación de presión.

Si la presión de aceite en la tubería del cable trata de bajar a un valor menor del límite inferior de presión debido a reducciones de carga o disminución de la temperatura ambiente, la unidad de bombeo operará de la siguiente forma: Se cierran los contactos del interruptor P1 energizando la bobina del arrancador magnético poniendo en marcha la bomba y el circuito de tiempo de marcha (contactor C1), abriendo al momento P1, el contacto C1 permanecerá cerrado el tiempo necesario para alcanzar el límite superior de presión. Cuando el tiempo termina, el contactor C1 se restablece operando la bomba y a la vez pone en marcha el contactor auxiliar C2. Si durante el tiempo auxiliar de C2 la bomba vuelve a trabajar, sonará la alarma de "Operación excesiva" esta alarma -- también sonará si la bomba continúa trabajando al finalizar el tiempo de C1.

Si al terminar el tiempo de C2, la presión se mantuvo en el valor superior predeterminado, el C2 se restablecerá, quedando preparado todo el circuito para una nueva operación.

Cuando la presión del aceite en la tubería del cable -- trate de subir a un valor mayor del límite superior de presión debido a aumentos de carga o aumento en la temperatura ambiente, la válvula de alivio existente entre la tubería y el tanque de almacenamiento de aceite de cualquiera de las -

estaciones, hará que la presión excesiva regrese a éste manteniendo la presión constante en la tubería del cable. Esta válvula de alivio tiene por objeto además de pasar aceite de la tubería del cable al tanque durante los períodos de incremento de temperatura y presión, aliviar los excesos de presión de la bomba.

OPERACION EN OSCILACION AUTOMATICA.

Para esta operación es necesario utilizar los contactores programadores de tiempo calibrados en la forma más conveniente de acuerdo con las pruebas futuras, y que dependerán de la carga y temperatura del cable. En esta operación es necesario disponer de ambas estaciones en los extremos del cable, ya que desean trabajar en combinación de la forma siguiente:

Poniendo el selector manual de ambas estaciones en la posición oscilante, en alguna de ellas de acuerdo con el programa, empezará a trabajar la bomba enviando aceite (unidad-transmisora) durante cierto tiempo a la unidad inactiva (receptora) al cabo de dicho tiempo, determinado por el programador la bomba para, y en ese preciso momento arranca la bomba de la estación extrema convirtiéndose así, la unidad ----transmisora en receptora y viceversa repitiéndose el ciclo durante el tiempo programado. Si por alguna circunstancia falta potencial en alguna subestación cuando la estación de bombeo está trabajando en oscilación habrá necesidad de cambiar la posición del selector SM a automático en los dos extremos. Cuando se restablezca el potencial en ambas S.E.'s será necesario sincronizar los contactores programadores de ambas estaciones para poder volver a disponer la operación en oscilación.

Es conveniente que haya un cierto traslape en la operación de bombeo; es decir, que segundos antes de que termine su operación la unidad transmisora, arranque la unidad receptora.

BANCOS DE POTENCIA.

INDICADORES DE TEMPERATURA.

Los indicadores de temperatura con que cuentan estos -- bancos de potencia son dos generalmente, aunque es común tener en S.E.'s telecontroladas un solo indicador, que es el - indicador de temperatura de devanados.

INDICADOR DE TEMPERATURA DE DEVANADOS.

Este indicador además de medir la temperatura de los devanados del transformador, está diseñado para controlar la - operación de los grupos de enfriamiento y alarmas. Este indicador en su conjunto consta de un T.C., una bobina calefactora, así como de una serie de contactos para las alarmas y el sistema de enfriamiento.

El T.C. está montado en el interior del tanque del ---- transformador de potencia. Su devanado primario lleva la corriente de carga del lado de baja tensión y su secundario conectado a una bobina calefactora, de tal manera que la corriente circulante y la temperatura en dicha bobina, siempre es función de la corriente/temperatura de devanados.

Los contactos se encuentran alojados dentro de la propia carátula, mediante los cuales se envían:

Contacto 1 - a 55° C arranque del 1° grupo FA.

Contacto 2 - a 65° C arranque del 2° grupo FA.

Contacto 3 - a 75° C alarma de alerta de alta temperatura de aceite.

Contacto 4 - a 105° C alarma de alerta de alta temperatura de devanados.

NOTA: Dado que el aceite del transformador se volatiliza a 150° aproximadamente, es necesario evitar que se alcance -- una temperatura cercana a ésta en los devanados del -- transformador, ya que se formarían gases que harían -- operar el relevador Buchholz.

CORNETA O TUBO DE ESCAPE.

La función del tubo de escape en el transformador es la de aliviar una sobrepresión súbita que llegara a presentarse en el interior del transformador, ocasionado por una falla interna en el mismo. Para este fin se instala en la parte superior del bote, el tubo de escape; el cual posee un vidrio como tapón que se rompe cuando la presión rebasa una presión determinada (de 0.5 a 0.7 Kg/cm²), drenando al exterior una mezcla de gases y de aceite.

Si los transformadores no tuvieran esta protección, podrían llegar a deformarse o incluso destruirse por la sobrepresión interna; lo cual acarrearía más problemas y la reparación, seguramente resultaría más costosa.

TRAFOSCOPIO O BUCHHOLZ.

Cuando se produce una falla en el interior del transformador, el elemento destinado para detectar dicha falla es el relevador Buchholz. Cualquier falla que se presente es precedida generalmente de una sucesión más o menos larga de fenómenos sin gravedad, algunas veces imperceptibles, pero que conducen finalmente, a la destrucción del transformador. Para evitar que ésto suceda se le provee al transformador de esta protección.

El relevador Buchholz se intercala entre el bote del transformador y el tanque conservador de aceite, tal y como se muestra en la fig. II-14. Al producirse una falla en el transformador se producen burbujas de gas, éstas por ser más ligeras que el aceite, se elevan y se dirigen al tanque conservador, encontrándose en el camino al relevador Buchholz. Este relevador en su interior posee una cámara que hace las veces de trampa, acumulándose en ella los gases generados. Cuando la cantidad de éstos es grande, el gas desplaza al aceite y por acción de la gravedad cae un flotador cerrando un contacto para enviar una señal de alarma de emergencia por Buchholz. Si la falla persiste, se siguen generando gases, los cuales se acumulan en la cámara del relevador haciendo operar un segundo flotador, el cual manda disparos a los interruptores propios del banco sacándolo de servicio para mantenimiento o reparación del mismo.

TANQUE CONSERVADOR.

El tanque conservador de aceite es un depósito instalado sobre el bote del transformador, que permite mantener en aceite las partes más importantes del transformador incluso a las temperaturas más bajas y evitar que se derrame cuando-

el transformador se encuentra a su máxima capacidad a temperaturas ambientales severas. Como es bien sabido, el aceite del transformador se dilata y se contrae, dependiendo de la carga. Por lo que el tanque conservador absorbe esas variaciones de volumen.

Además cumple con la función de impedir el envejecimiento del aceite y la absorción de humedad.

Para evitar que el aceite se contamine con la humedad, el tanque conservador está conectado a un "respiradero deshidratador". Este deshidratador absorbe la humedad en forma de vapor de agua que pudiera estar presente en el aire que "respira" el transformador por las variaciones de volumen de aceite, mediante una sustancia denominada sílica gel.

CAMBIADORES DE DERIVACION.

Los bancos de potencia poseen 2 tipos de cambiadores de derivación: Cambiadores de derivación sin carga y sin potencial y los cambiadores de derivación bajo carga.

El cambiador de derivaciones sin carga y sin potencia, proporciona un medio rápido y seguro para modificar la relación de transformación dentro de ciertos límites (aproximadamente el 10%), colocando en circuito o poniendo fuera del mismo cierto número de espiras, ya sea por el lado de baja tensión o por el lado de alta. Esto depende del tipo de conexión del banco; es decir, si el banco está conectado en delta-estrella o estrella-delta, el cambiador de derivaciones sin carga, siempre va conectado a la delta del banco.

Para la conexión estrella-estrella, el cambiador de derivaciones sin carga y sin potencial siempre va conectado al

Grifo de evacuación de los gases, que puede servir para el control de la alarma y del disparo

Dos agujeros atornillados TA 16 para circuitos controlados

Flotador de alarma

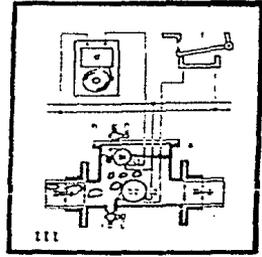
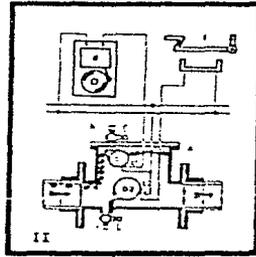
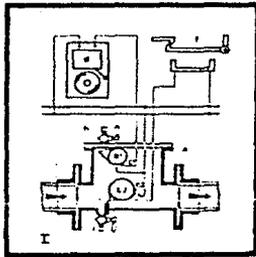
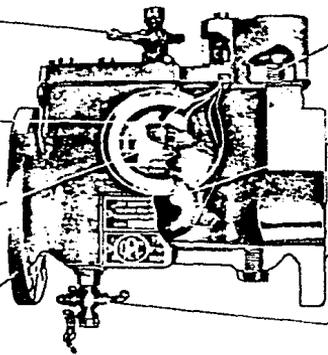
Flotador de disparo

Registro graduado con cristal

Brida de conexión al conservador de aceite

Brida de conexión al transformador

Grifo de vapor que puede servir para el control del disparo



- a).- CAJA
- b).- FLOTADOR ALARMA
- c).- CONTACTO CTO. ALARMA
- d).- ALARMA
- b₂)-FLOTADOR CTO. DISPARO
- e₂)-CONTACTO CTO. DISPARO
- f₁)-BOBINA DE DISPARO

- I).- OPERACION NORMAL
- II).- ALARMADO
- III).- DISPARO BUCHHOLZ

FIG. II-14

PROTECCION BUCHHOLZ

lado de baja tensión. Consecuentemente el cambiador de derivaciones bajo carga va conectado al lado de alta tensión; -- esto es debido a que en alta tensión la corriente es menor.

La operación del cambiador de derivaciones bajo carga - se lleva a cabo en forma manual o automática, mediante un selector localizado en el gabinete del transformador.

En la posición automática, los cambios de taps se llevan a cabo automáticamente cuando disminuye la tensión en el lado de baja, ya sea porque en el lado de alta no se tenga la tensión nominal o bien por una gran demanda de corriente.

Colocando el selector en posición local, se actúa sobre el cambiador de derivaciones presionando el botón marcado como "raise" (subir) o bien el "lower" (bajar).

Operación mecánica-manual.- Para cambiar de tap en forma mecánica-manual se coloca el selector en posición manual, se abre el gabinete del cambiador de derivaciones y mediante una manivela se hace el cambio. En la operación mecánico-manual, en la entrada de la manivela posee un micro switch que corta la alimentación de corriente al motor del cambiador de derivaciones, para evitar que por descuido del operador, pudiera entrar el motor y ser accionada en forma manual simultáneamente.

Existe una nomenclatura para el sistema de enfriamiento que se dá a continuación:

TIPOS DE ENFRIAMIENTO.

OA- (OIL-AIR/ACEITE-AIRE).

Este es un sistema de enfriamiento en el cual las par--

tes internas del transformador están sumergidas en aceite y el enfriamiento es mediante el aire del medio ambiente.

OA/FA - (OIL-AIR/FORCE-AIR-ACEITE-AIRE/AIRE FORZADO (VENTILADORES)).

Este sistema es igual al anterior, pero con ventiladores.

AO/FOA - (OIL-AIR/FORCE OIL-AIR-ACEITE-AIRE/BOMBAS Y VENTILADORES).

Este sistema de enfriamiento es parecido al sistema anterior con la variante de que este sistema tiene bombas además de los ventiladores.

OA/FOA/FOA.

En este sistema de enfriamiento tenemos las partes internas en aceite, enfriamiento mediante el aire del medio ambiente, además posee 2 grupos con bombas y ventiladores.

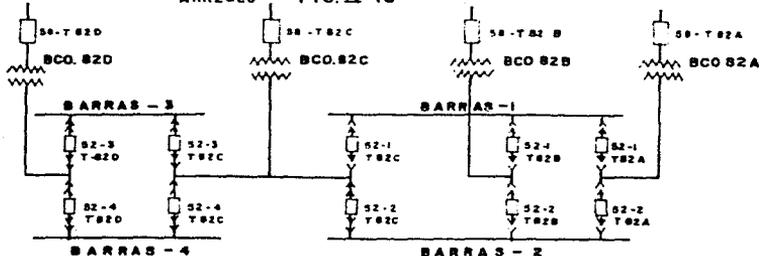
OPERACION DE BANCOS.

Dado que los bancos T 82 A y B están conectados en paralelo, operan de la siguiente manera. Fig. II-15.

El banco T 82 A comanda al T 82 B para efectuar el cambio de derivaciones, para lo cual el SW selector se encuentra en el T 82 A en la posición maestro y el SW selector del T 82 B en la posición de seguidor.

OPERACION BANCOS 82 S.E. HUASTECA

ARREGLO FIG. II-15



BANCO	OPERACION NORMAL DE BANCOS	POSICION DE LOS SELECTORES			
		REOTO	AUTOMATICO	INDEPENDIENTE	SEGUIDOR
		LOCAL	MANUAL	PARALELO	MAESTRO
82A	EN PARALELO CON EL BCO 82B LLEVANDO LA CARGA DE BARRAS 1 y 2 DE 23KV (REDES)	LOCAL	AUTOMATICO	PARALELO	MAESTRO
82B	EN PARALELO CON EL BCO 82-A LLEVANDO LA CARGA DE BARRAS 1 y 2 DE 23KV (REDES)	LOCAL	AUTOMATICO	PARALELO	SEGUIDOR
82-C	EXCITADO DISPONIBLE PARA SUSTITUIR CUALQUIER BANCO	LOCAL	AUTOMATICO	PARALELO	SEGUIDOR
82-D	INDEPENDIENTE LLEVANDO LA CARGA DE BARRAS 3 y 4 DE 23 KV (ALIM.)	LOCAL	AUTOMATICO	INDEPENDIENTE	—

SUSTITUCION DEL BANCO 82C POR CUALQUIER BANCO CONTROL DEL PARALELO DE BANCOS

BANCO QUE SE BOTA POR PROTECCIONES	EL BANCO 82C ENTRA A SUSTITUIRLO	POSICION QUE ADQUIEREN LOS CONTROLES DE LOS CAMBIADORES DE DERIVACIONES			
		82 A	82 B	82 C	82 D
82 A	SI	CAMBIA AUTOMATICAMENTE DE MAESTRO PARALELO A INDEPENDIENTE (BANCO FUERA)	CAMBIA AUTOMATICAMENTE DE SEGUIDOR PARALELO A MAESTRO PARALELO (COMANDA AL 82C)	CONTINUA EN POSICION SEGUIDOR - PARALELO	CONTINUA EN POSICION INDEPENDIENTE
82 B	SI	CONTINUA COMO MAESTRO PARALELO (COMANDA AL 82C)	CAMBIA AUTOMATICAMENTE DE SEGUIDOR PARALELO A INDEPENDIENTE (BANCO FUERA)	CONTINUA COMO SEGUIDOR - PARALELO	CONTINUA EN POSICION INDEPENDIENTE
82 D	SI NOTA 1	CONTINUA EN POSICION MAESTRO - PARALELO	CONTINUA EN POSICION SEGUIDOR-PARALELO	CONTINUA EN POSICION SEGUIDOR PARALELO NOTA 3	QUEDA FUERA EN POSICION INDEPENDIENTE

NOTAS

- 1) CUANDO EL BCO 82C ESTE SUSTITUYENDO A LOS BCOS 82A+B PERMANECERA EN ESA CONDICION AUN CUANDO SE BOTE EL 82D POR LA MAYOR IMPORTANCIA DE LAS REDES
- 2) CUANDO EL BCO 82C ESTE SUSTITUYENDO AL BCO 82D Y SE BOTE EL BCO 82A+B ACUORDA EN A SUSTITUIR EN FORMA AUTOMATICA A CUALQUIERA DE LOS DOS
- 3) CUANDO EL BANCO 82C SUSTITUYA AL BANCO 82D QUEDARA COMANDADO POR EL BCO 82A+B QUE ESTE COMO MAESTRO.

En el gabinete propio de los transformadores se cuenta con otros SW selectores en las posiciones siguientes: paralelo automático y local.

BANCO T 82 C.

Este banco por ser el de reserva tiene los selectores - en las posiciones siguientes:

Seguidor, paralelo, automático y local.

BANCO T 82 D.

En este banco las posiciones que guardan los selectores son las siguientes:

Independiente, automático y local.

El selector con las posiciones de maestro-seguidor está cancelado, ya que este banco actúa por sí solo.

DEFINICIONES.

Local.- En esta posición se tiene el control del cambiador de derivaciones bajo carga en los propios gabinetes - de los bancos.

Remoto.- Es cuando se tiene control del cambiador de - derivaciones desde el tablero mímico o desde sistema.

En la S.E. Huasteca, esta posición se encuentra cancelada; es decir, no puede efectuarse el cambio de derivaciones en forma remota.

Manual.- Es para cuando se requiera cambiar de tap en forma manual.

Automático.- Cuando el cambio de derivaciones se lleva a cabo en forma automática.

Paralelo.- Esta posición es para la operación en paralelo con otra unidad.

Independiente.- Cuando el banco opera en forma aislada o independiente.

Maestro.- Cuando comanda a otra unidad para efectuar el cambio de derivaciones, estando trabajando en paralelo.

Seguidor.- Cuando la unidad es comandada por el banco seleccionado como maestro.

Estando trabajando los bancos en condiciones normales de operación con el T 82 A y T 82 B alimentando a las barras 1 y 2, el T 82 D alimentando a las barras 3 y 4 y el T 82 C disponible. Si en estas condiciones llegara a ocurrir una falla en la protección primaria de los bancos ocurre lo siguiente.

a) Falla en T 82 A.

En estas condiciones se abren los interruptores propios del banco por 85 KV y 23 KV, quedando el banco fuera de ser-

vicio. Automáticamente se cierran los interruptores de enlace 52-1 y 52-2 del T 82 C.

Banco T 82 B.

Cambia de seguidor-paralelo a maestro-paralelo, comandando al T 82 C que entra a sustituir al T 82 A.

Banco T 82 C.

Continúa en posición seguidor-paralelo.

Banco T 82 D.

Continúa en posición independiente.

b) Falla en T 82 B.

Se abren interruptores propios por 85 KV y 23 KV del -- T 82 B. Quedando fuera de servicio y se cierran los enlaces 52-1 y 52-2 del T 82 C.

Banco T 82 A.

Continúa en posición maestro-paralelo.

Banco T 82 C.

Continúa en posición seguidor-paralelo.

Banco T 82 D.

Continúa en posición independiente.

c) Falla en T 82 D.

En estas condiciones se abren los interruptores propios por 85 KV y 23 KV quedando fuera de servicio el banco T 82 D se cierran enlaces 52-3 y 52-4 del T 82 C.

Banco T 82 A.

Continúa en posición maestro-paralelo.

Banco T 82 B.

Continúa en posición seguidor-paralelo.

Banco T 82 C.

Continúa en posición seguidor-paralelo.

En estas condiciones el banco T 82 C será comandado por el T 82 A, que se encuentra como maestro, sin que ésto impli que que los 3 bancos operen en paralelo.

En caso que el T 82 C estuviera sustituyendo al T 82 A o T 82 B, si llegara a botarse por protección primaria el -- T 82 D, el T 82 C permanecerá en esa condición.

En caso que el T 82 C estuviera sustituyendo al T 82 D y llegara a botarse el T 82 A o el T 82 B, el T 82 C entrará a tomar la carga del banco que se haya botado y tirará la -- carga del T 82 D.

Esto se debe a que la carga de las redes es más impor-- tante que la de los alimentadores. Por otro lado un solo -- banco no es capaz de llevar la carga de las redes automáti-- cas, lo que implicaría que se botaría el otro banco que que.

dara en servicio, por sobrecarga.

SERVICIO DE ESTACION.

Los requerimientos de baja tensión (alumbrado, motores de ventiladores para enfriamiento de bancos, motor de compresor para el sistema contra incendios, etc.) son suministrados por el servicio de estación, el cual cuenta con 2 transformadores: el T 20 A y el T 20 D con una capacidad de 225 KVA cada uno de 23000/220-127 Volts. El T 20 A está conectado a las barras de 23 KV del banco T 82 A, el T 20 D está conectado a las barras de 23 KV del banco T 82 D. Estos transformadores están conectados a través de fusibles de 6 Amp., - 23 KV.

La salida de los transformadores por baja tensión se conectan a los interruptores termomagnéticos 52 T 20 A y 52 T 20 D, los cuales se unen en una barra común para distribuir la baja tensión, tal como se muestra en la fig. II-16. Los interruptores termomagnéticos 52 T 20 A y 52 T 20 D están localizados en el salón de tableros en el gabinete del servicio de estación. En éste gabinete se localiza también el equipo de transferencia automática, así como el selector para la operación de transferencia, ya sea en automático e en manual.

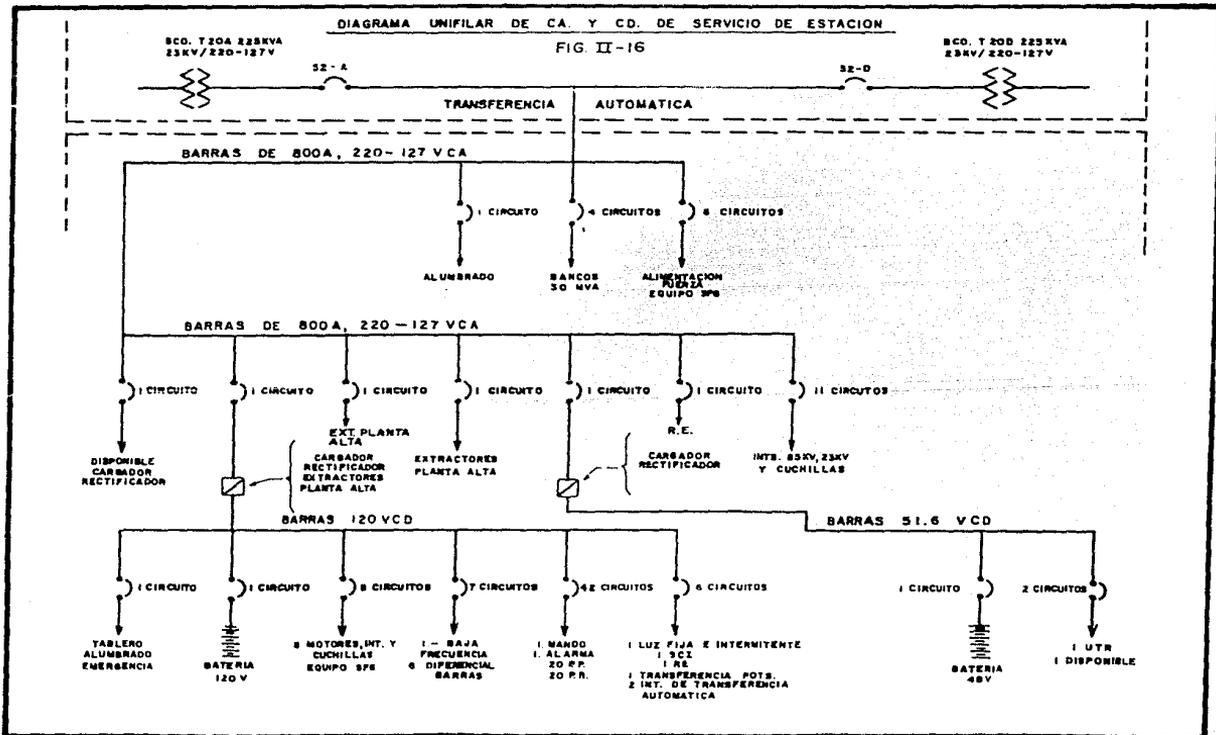
En condiciones normales de operación se tiene el T 20 A como preferente y T 20 D como respaldo.

Transferencia Automática.

Para la operación de la transferencia automática, en --

DIAGRAMA UNIFILAR DE CA. Y CD. DE SERVICIO DE ESTACION

FIG. II-16



automático el selector de transferencia debe estar en dicha posición y el equipo debe tener las siguientes condiciones.

T 20 A y T 20 D con potencial en el lado de 23 KV.
52 T 20 A cerrado.
52 T 20 D abierto y disponible.

Estando en estas condiciones si llegara a faltar potencial al T 20 A con potencial en el T 20 D, ocurre lo siguiente:

Abre el 52 T 20 A.
1 minuto después cierra el 52 T 20 D.

Una vez efectuada la transferencia, si regresara el potencial al T 20 A, permanecerá cerrado el 52 T 20 D.

Si se desea regresar a la condición inicial se hará lo siguiente:

Pasar el selector de automático a manual.
Abrir el 52 T 20 D mediante su SW control.
Cerrar el 52 T 20 A mediante su SW control.
Pasar el selector de transferencia de manual a automático.

Si tenemos el servicio de estación por el T 20 D; con potencial en ambos T 20's. En estas condiciones si falta el potencial al T 20 D ocurre lo siguiente:

Abre el 52 T 20 D.
Instantáneamente cierra el 52 T 20 A.
Normalizándose el control automático, quedando preparado para otra operación.
Finalmente, suponiendo que no tuvieramos potencial en -

ambos T 20's y que a ambos les llegara el potencial al mismo tiempo, cierra el 52 T 20 A y el T 20 D queda disponible.

NOTA. Cuando esté cerrado cualquiera de los interruptores - del servicio de estación, por ningún motivo se pase - el selector a posición manual y se mande un cierre so bre el interruptor que esté disponible, ya que con es to se pondrían en paralelo los bancos T 82 A y T 82 D ya que, al llevar cargas diferentes, podría existir - una gran circulación de corriente a través de dichos interruptores.

SISTEMA CONTRA INCENDIO.

El objetivo que se persigue con el sistema contra incen dio, es el de disponer de elementos que nos permitan extin- guir rápidamente cualquier incendio que llegara a presentarse en la S.E. por una falla en un banco y evitar que este se propague hacia equipos que se encuentren trabajando en forma normal en la S.E., fig. II-17.

Originalmente el sistema contra incendios dependía para su operación de un motor eléctrico o bien de un motor de com bustión interna, el que accionaba una bomba para extinguir - el fuego que llegara a presentarse. Pero dado que este sistema dependía de alguna fuente externa (por llamarla de al- gún modo) para su operación, se ha desechado y a dado paso - al sistema contra incendios hidroneumático, que describire- mos a continuación.

El sistema a hidroneumático cuenta con un tanque, con - una capacidad de $30 M^3$, de los cuales $2/3$ ($20M^3$) se llenan -

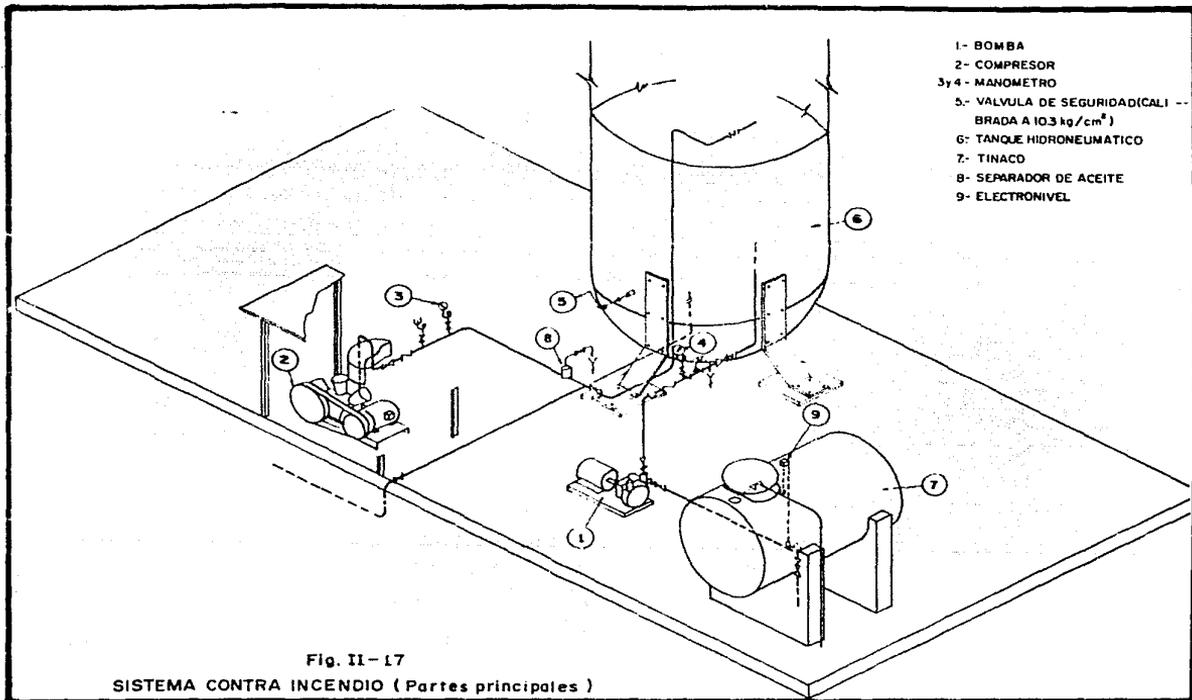


Fig. II-17

SISTEMA CONTRA INCENDIO (Partes principales)

de agua y los 10 M³ restantes de aire a presión, a una presión de 7 Kg/cm², conectado a este tanque se tienen las válvulas de diluvio y de cada una de las válvulas al sistema de diluvio de cada uno de los bancos.

Las válvulas se mantienen siempre cerradas y solo abrirán cuando se detecte un incendio mediante los detectores de flama localizadas en cada banco.

La energía almacenada en el colchón de aire a presión -- evita depender de una fuente de energía para la operación -- del sistema.

Inicialmente, o por una operación de sistema contra incendios, existe un cierto consumo de agua, lo que hace que cambien las condiciones de las descritas anteriormente, por lo que se hace necesario rellenar el tanque.

Operación del grupo moto bomba en automático.

Para la operación automática, se coloca el selector en posición automático.

Cuando el tinaco que abastece de agua el tanque hidroneumático, tiene el nivel requerido (1700 litros aproximadamente) de agua, se energiza el relevador B3 mediante un electro nivel, el cual cierra los contactos W1 y W2.

A su vez, el contacto M1 del control de nivel del tanque, deberá estar cerrado, indicando con esto bajo nivel de agua en el tanque. Indicándose así el proceso de llenado del tanque.

Al bajar el nivel de agua en el tinaco, se abren los -- contactos W1 y W2, desenergizándose el relevador B3, deteniend-

do la operación del motor, evitando con esto que la bomba -- trabaje en vacío.

El tinaco posee una válvula de nivel accionada por un flotador, el cual abre la válvula de suministro de agua al tinaco. Cuando baja el nivel de agua, se abre la válvula -- llenando así el tinaco.

En estas condiciones si falta agua al tanque, se energiza B3 hasta que en el tanque se tengan $20 M^3$.

La operación del llenado del tanque, también podrá hacerse a cabo en forma manual, pasando el selector a posición manual, verificando que el tinaco tenga el nivel adecuado de agua y pulsando posteriormente el botón de arranque.

Una vez alcanzado el nivel de agua en el tanque hidroneumático se introduce aire a presión al tanque, mediante un compresor, el cual funciona de la siguiente manera:

OPERACION AUTOMATICA DEL GRUPO MOTOR-COMPRESOR.

Pasar selector a posición automático.

El contacto M2 del control de nivel del tanque hidroneumático deberá estar cerrado, indicando con esto que el nivel de agua en dicho tanque es el adecuado.

El contacto del relevador de presión deberá estar cerrado, indicando con esto que la presión en el tanque es menor de 7 Kg/cm^2 .

En estas condiciones arranca el compresor, inyectando aire a presión al tanque. Cuando la presión en el tanque al

canza los 7 Kg/cm² se abre el contacto del relevador de presión, deteniéndose la marcha del compresor.

Igual que con el grupo moto-bomba, el compresor se puede operar en forma manual, pasando el selector a posición manual.

A continuación se muestra un diagrama elemental de control, señalización y protección del sistema contra incendio-fig. II-18, con los elementos que posee y que a continuación se enumeran.

- IT-1 - Interruptor termo magnético del grupo moto-bomba.
- B1 - Arrancador magnético del grupo moto-bombas.
- EBMB - Estación de botones para el arranque y para manual del grupo moto-bomba.
- B3 - Relevador de electronivel para tinaco de 1700-litros.
- W1 y W2- Contactos del electronivel para tinaco de 1700 litros.
- M1 y M2- Contactos de control de nivel del tanque hidroneumático.
- L1 y 2 - Lámparas indicadoras de marcha grupo moto-bomba verde - fuera.
rojo - dentro.
- A - Contacto de posición automático.
- M - Contacto de posición manual.
- IT-2 - Interruptor termomagnético del grupo moto-compresor.
- IT-3 - Interruptor del moto-ventilador para enfriamiento del compresor.

- B2 - Arrancador magnético del moto-compresor.
- EBMC - Estación de botones para arranque y para ma---
nual del compresor.
- RPA - Contacto del relevador de presión de aire.
- MB - Moto-bomba.
- MC - Moto-compresor.
- MVMC - Moto-ventilador para enfriamiento del compre--
sor.

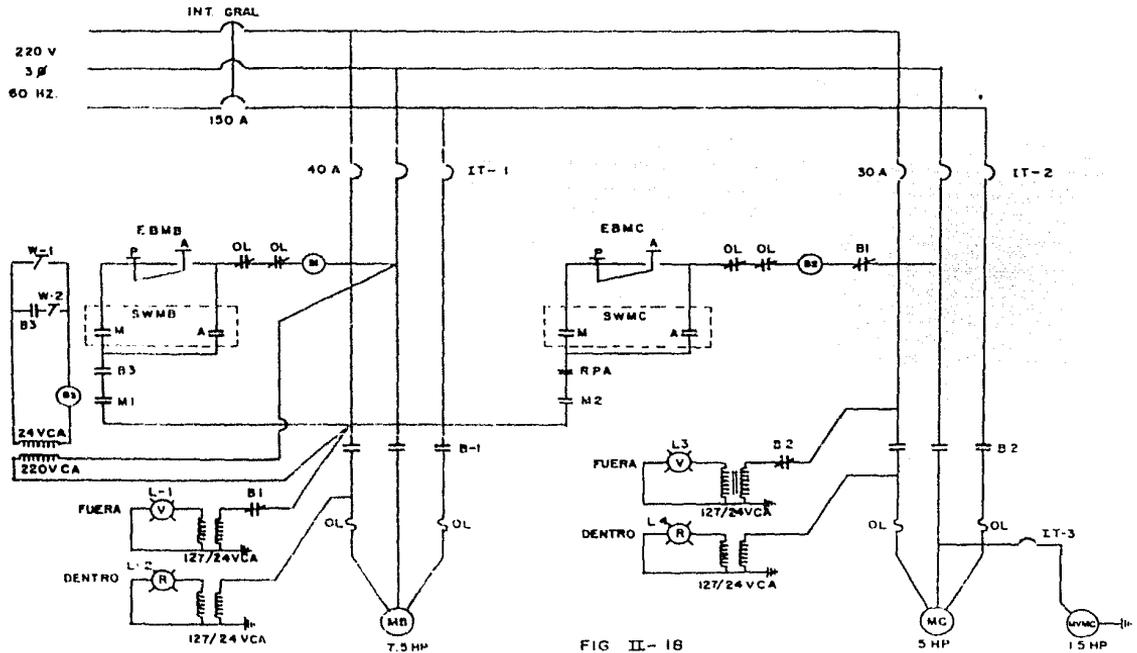


FIG II-18

DIAGRAMA DE CONTROL, SENALIZACION Y PROTECCION DEL SCI.

ZONA DE 23 KV.

La zona de 23 KV está integrada en gabinetes blindados, dentro de los cuales se localizan los interruptores TAKAOKA de 23 KV, en pequeño volumen de aceite, tipo 20 PI. A continuación se describe la operación de dichos interruptores.

En la figura II-19A y II-19B tenemos una vista externa del interruptor con sus principales componentes.

En la figura II-20 vemos un corte de una fase de la undad interruptora, para poder apreciar los elementos internos que posee.

La operación del interruptor (apertura o cierre) se lleva a cabo cuando la barra de operación (12) de las figuras II-21C y D empuja o jala, según sea el caso a la barra principal. La barra principal figura II-20 está unida mediante un eslabón al contacto móvil, desplazando éste hacia el contacto fijo o bien alejándolo de él.

En la figura II-21A podemos observar como se lleva a cabo la carga del resorte (5) para el cierre del interruptor. La carga del resorte puede efectuarse de dos maneras que son:

Eléctrica

Manual

La carga del resorte en forma eléctrica se lleva a cabo cuando Switch del límite (7) se cierra, poniendo en marcha al motor (1) el cual mediante un sistema de engranes carga dicho resorte.

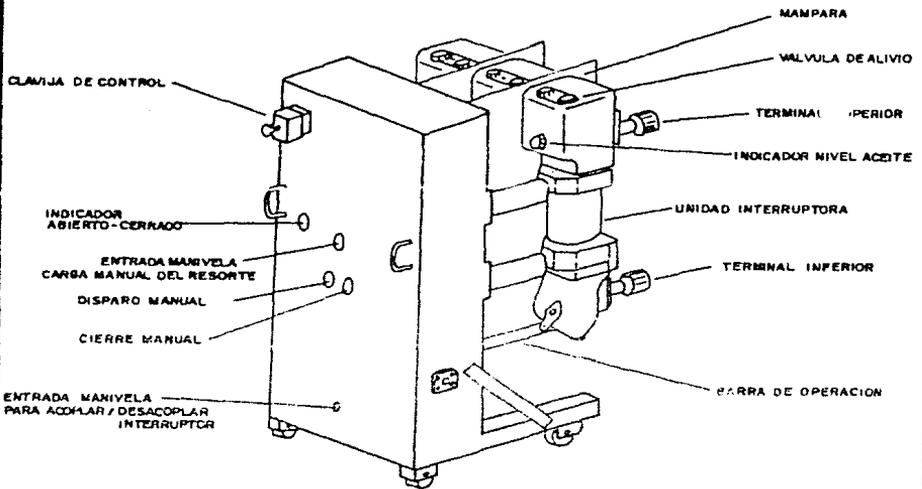


FIG. II - 19 B

VISTA EXTERNA DEL CIRCUITO DE INTERRUPCION DEL INTERRUPTOR

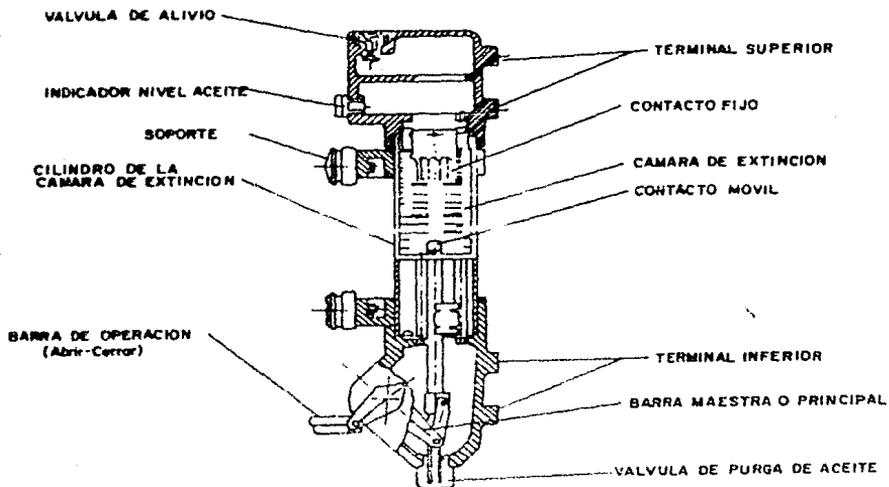


FIG. II - 20

CORTE DE UNA UNIDAD INTERRUPTORA

En la figura II-21C podemos observar la operación de -- cierre del interruptor. Este cierre se efectua de la si--- guiente manera.

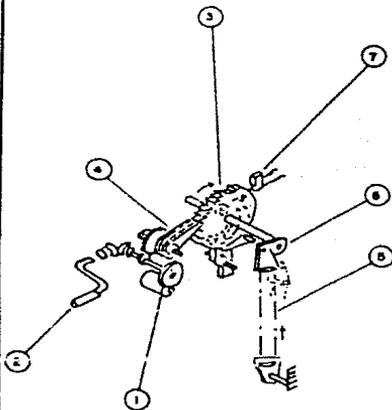
Al energizarse la bobina de cierre (8) se libera el --- trinquete (9), descargandose así la energía almacenada en el resorte (5). La energía del resorte es transmitida vertical^{mente} por la leva (15), haciendo girar la flecha (11). Como consecuencia del movimiento de la flecha (11), se desplaza - la barra de operación (12), a la que se encuentra unido el - contacto móvil logrando así el cierre del interruptor.

Simultáneamente con el cierre se carga el resorte de -- disparo (13) el cual una vez cargado, se trinca mediante el - candado (14) almacenandose la energía en el resorte (13) que dando preparado el interruptor para el disparo.

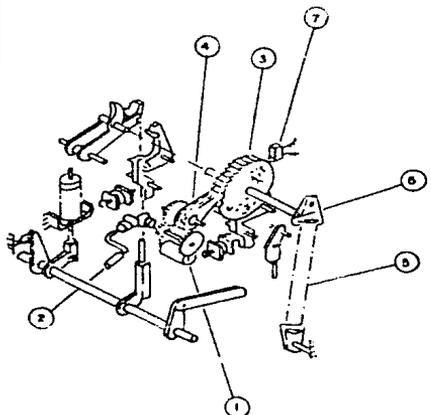
Finalmente mediante un rodillo localizado en la rueda - dentada (3) se acciona el Switch del límite del motor (7), - cargandose nuevamente el resorte (5).

En la figura II-21D podemos ver la apertura del inte--- rruptor. Esta se lleva a cabo cuando la bobina de disparo - (15) se energiza, al energizarse dicha bobina se libera el - trinque de disparo (16) el cual suelta el candado (14) permi tiendo al resorte de disparo (13) descargar la energía que - tenía almacenada y nuevamente mediante la flecha (11) se ja - la a la barra de operación (12), abriendo el interruptor.

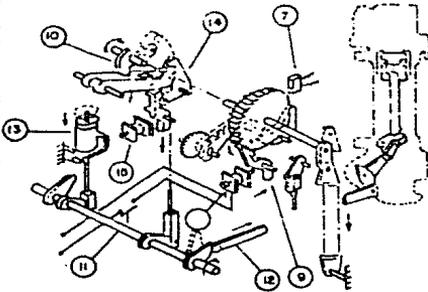
Durante la apertura del interruptor, al empezar a sepa - rarse los contactos móvil y fijo, se establece un arco eléc - trico. Como consecuencia del desplazamiento del contacto m^óvil hacia abajo, se origina un vacio en la cámara (ver figu - ra II-20), lo que ocasiona que se succione aceite a través - de las ventanas de la cámara de extinción. Este chorro de -



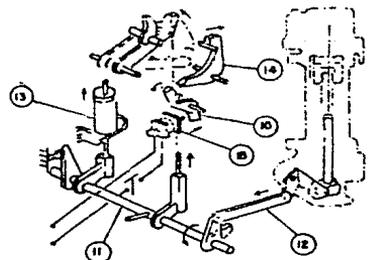
A.- CARGA RESORTE DE CIERRE



B.- RESORTE CARGADO INTERRUPTOR ABIERTO



C.- OPERACION DE CIERRE



D.- APERTURA DEL INTERRUPTOR

FIG. II - 21

A, B, C, y D SISTEMA DE CIERRE Y APERTURA DEL INTERRUPTOR

aceite incide perpendicularmente sobre el arco eléctrico, --alargandolo hasta extinguirlo.

Debido a la temperatura a que es sometido el aceite en la extinción del arco eléctrico, parte de éste se volatiliza y abandona la cámara mediante la válvula de alivio.

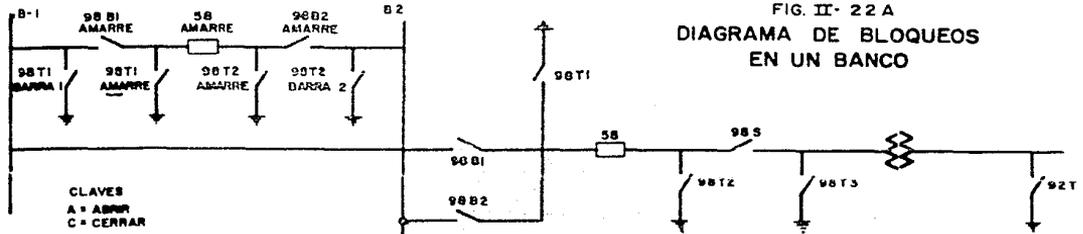
TABLA DE BLOQUEOS.

Dada la importancia que reviste la continuidad en el suministro de la energía eléctrica, así como el peligro que representa operar inadecuadamente el equipo bien sea por desconocimiento o por descuido, es usual proveer al equipo eléctrico de enclavamientos o bloqueos eléctricos.

En las figuras II-22A y II-22B, se muestran los bloques eléctricos de la S.E. Huasteca que corresponden a un banco y a un cable de potencia.

El hecho de proveer al equipo con bloqueos eléctricos, garantiza que antes de efectuar una apertura o cierre en el equipo, se reúnan ciertas condiciones de operación que proporcionen seguridad al personal que las lleva a cabo, así como también a las instalaciones y sobre todo, que se mantenga la continuidad en el servicio que se presta.

FIG. II- 22 A
 DIAGRAMA DE BLOQUEOS
 EN UN BANCO



ELEMENTO		SE PUEDE	B1													
			98B1	98B2	98B3	98T1	98T2	98T3	98T2 BARRA 2	98T1 BARRA 1	98B1 AMARRE	98B2 AMARRE	98B3 AMARRE	98T1 AMARRE	98T2 AMARRE	98T
98 T3		C - A														
98T1	98T2	C - A	A	A												
98B		C - A			A		A	A								A
98B		C - A					C	C	C							A
98B2		C - A	A		A		A	A	A	A						
98B2		C - A					C	C		C						
98B2		C - A	C								C	C	C			
98B1		C - A		A	A		A	A	A	A						
98B1		C - A					C	C		C						
98B1		C - A		C							C	C	C			
98B1	AMARRE	C - A								A				A	A	A
98B1	AMARRE	C - A								C				C	C	C
98B2	AMARRE	C - A											A	A	A	A
98B2	AMARRE	C - A							A					C	C	C
98T1	BARRAS 1	C - A	A								A					
98T2	BARRAS 2	C - A		A								A				

NOTA - PARA OPERAR LAS 98T3, ES NECESARIO QUE LOS INTERRUPTORES DE 25KV CONECTADOS A DICHO BANCO, ESTEN ABIERTOS

III. TELECONTROL Y REGISTRADOR DE EVENTOS.

TELECONTROL.

El Sistema de Control Remoto y Adquisición de Datos --- (GRAD) de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., con siste en un sistema dual de computadoras en el cual los da tos obtenidos en las subestaciones por terminales remotas se transmiten a través de canales de comunicación para pro cesarse en el Centro de Control y presentarse en terminal de o peración.

En las subestaciones telecontroladas existe doble co municación (dos pares de hilo piloto primario y respaldo) pa ra aumentar la confiabilidad de la transmisión; terminal re mota que ordena y adecúa la información que viene del equi po para que pueda ser enviada al Centro de Control y vice versa; relevadores intermedios siendo éstos los que reciben los comandos desde el Centro de Control y las señales de alarmas y estados del equipo para enviarlos al Centro de Control. Registrador de eventos, que relaciona con precisión de milisegundos los eventos que ocurren en la subestación, muro de conexiones, relevadores auxiliares y transduc tores a través de los cuales se envían las señales analógicas al Centro de Control.

Los diferentes tipos de información que el sistema de control maneja por medio de las terminales remotas son:

1.- Obtención de información.

a) Analógicas:

MW y MVAR en los cables de potencia.

KV de barras de 85 KV y 23 KV.

MW, MVAR y MWH en los bancos de potencia.

AM en alimentadores.

b) Digitales:

Posición de interruptores y cuchillas.

Alarmas de alerta y emergencia del equipo.

Alarmas generales de la subestación.

Alarmas de operación de protecciones.

Bloqueo de recierres por 23 KV.

2.- Control remoto o salidas digitales.

a) Comandos de apertura y cierre de interruptores y cuchillas desconectoras.

b) Restablecimiento de operación de relevadores -- auxiliares.

A continuación se muestra la operación de los relevadores intermedios en su relación entre la subestación y la -- unidad terminal remota para señalización y control. Tam-- bien se muestran las señalizaciones y operación del equipo al registrador de eventos.

INTERRUPTOR TELECONTROLADO.

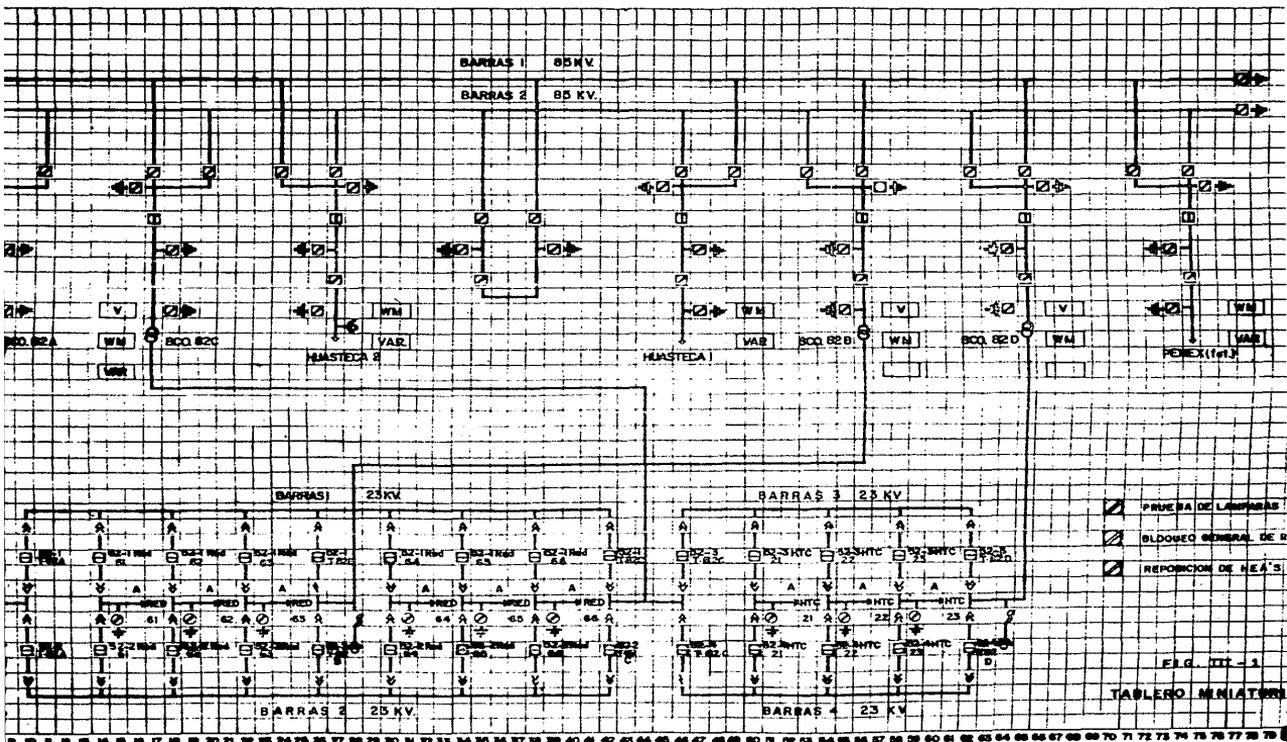
Normalmente para el control de un interruptor; es decir, para su cierre y apertura se requiere de un conmutador de dos posiciones. Este conmutador a través de sus contactos, se conecta con las bobinas de cierre y disparo del interruptor efectuándose de esta manera el control.

Cuando el interruptor es telecontrolado se tienen algunas variantes en cuanto al modo de control, ya que en este caso se requieren una serie de relevadores intermedios, los cuales tienen la misión de enlazar la información que proviene de la subestación con la que proporciona Operación -- Sistema desde sus oficinas. Haciéndose necesario este enlace debido a que la terminal de control supervisorio trabaja a una tensión de 48 volts y las bobinas de cierre y disparo de los interruptores trabajan generalmente a 125 volts de corriente directa. La colocación de los relevadores mencionados se hace en un gabinete denominado "Gabinete de Relevadores Intermedios".

A continuación del gabinete de relevadores intermedios se instala un tablero con un grupo de tablillas de conexiones en las cuales se hace coincidir las señales de control provenientes de la subestación con las de telecontrol que se envían desde Operación Sistema.

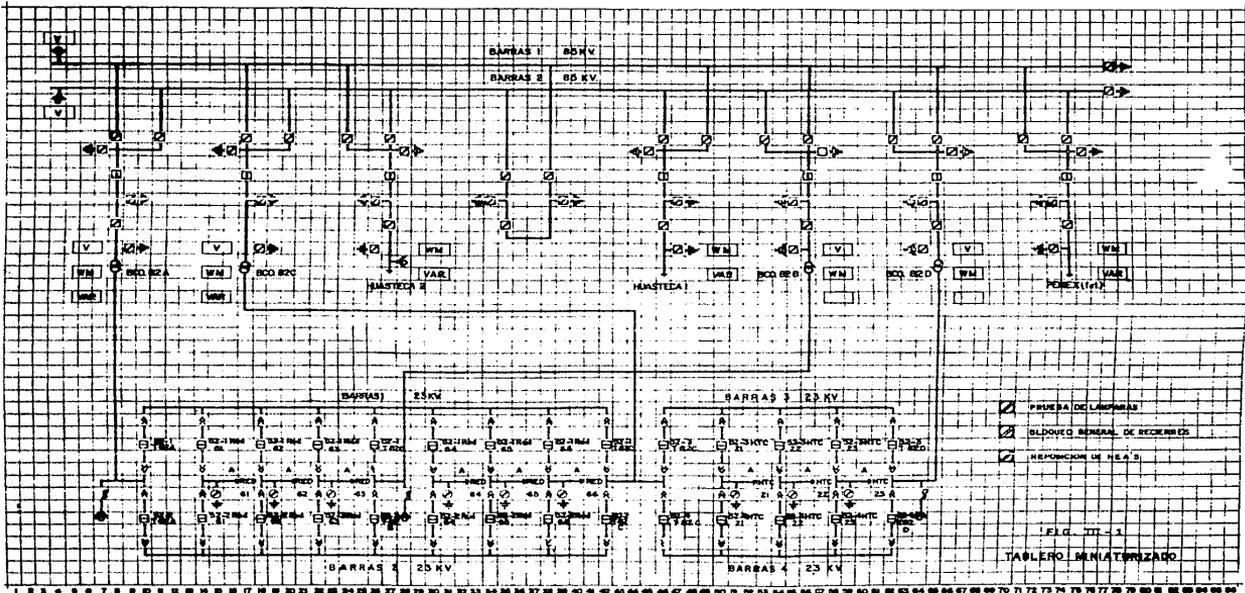
Como parte del esquema de control se tiene también un tablero de "Control Miniaturizado", fig. III-1 en el cual se colocan los conmutadores de control de los interruptores con su respectiva indicación de la posición en la cual se encuentra el interruptor.

Por último, para complementar la fase de telecontrol de



-  PRUEBA DE LAMPARAS
-  BLOQUEO GENERAL DE R
-  REPOSICION DE HEA'S

FIG. III - 1
TABLERO MINIATUR



un interruptor se tiene un tablero de relevadores auxiliares, colocados en un tablero así denominado. Estos relevadores, hacen accionar directamente por medio de sus contactos las bobinas de cierre y apertura del interruptor, las cuales ya se mencionó trabajan a una tensión de 125 volts de corriente directa.

En la figura III-2 se muestra el esquema de conexiones para un interruptor telecontrolado cuya secuencia de operación es la siguiente:

El interruptor tiene para su control dos formas de mando, una local y una remota. El control en forma local se efectúa a través del conmutador colocado en el tablero miniaturizado. Este conmutador al cerrar sus contactos ya sea para el cierre o bien para la apertura del interruptor, energiza las bobinas de los relevadores auxiliares, los cuales hacen cerrar sus contactos correspondientes mandando una señal al interruptor. Cuando el mando se hace en forma remota, la señal de cierre o apertura llega inicialmente a los relevadores intermedios, haciendo energizarse su bobina y cerrando sus contactos correspondientes. La señal de estos relevadores provoca que se energizen los relevadores auxiliares, continuándose la secuencia de operación como se indicó en el caso anterior.

Además del control del interruptor es necesario tener una indicación que nos muestre el estado (abierto o cerrado) que guarda el interruptor, para ello contamos con un relevador intermedio el cual es energizado por un contacto "b" del interruptor.

Al energizarse el relevador que podemos llamar de señalización cierra sus contactos que están abiertos y abre los

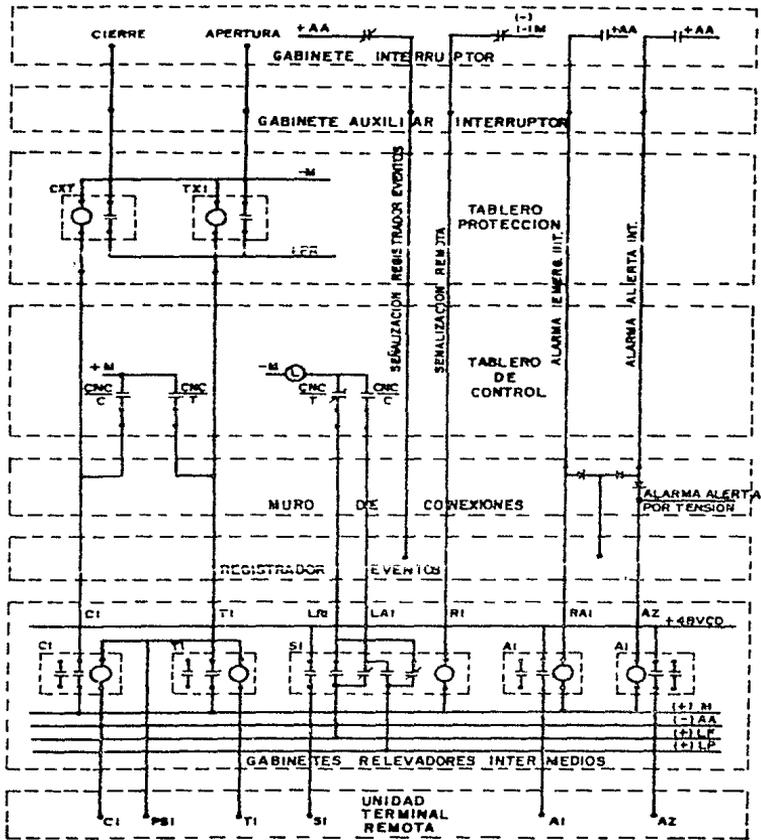


FIG. III - 2

CONTROL SENALIZACION Y ALARMAS INTERRUPTORES DE 85 y 23KV

que están cerrados. Estos contactos en combinación con --- otros contactos del conmutador de control (CNC) nos indican en el tablero miniaturizado por medio de una lámpara el estado del interruptor. Cuando el interruptor se abre por la operación de alguna protección o alguna otra causa, la lámpara empieza a parpadear, indicándonos que el interruptor se abrió y que el equipo está en una posición diferente a la que indica el conmutador.

Para indicar el estado de un interruptor a la oficina de Operación Sistema, se tiene en el relevador de señalización un contacto normalmente abierto, el cual se cierra e el momento de abrirse el interruptor mandando una señal a la terminal de control supervisorio, que la transmite a su vez a las oficinas centrales.

Finalmente se tiene un sistema de alarmas que nos indica que algo no marcha bien en el funcionamiento del interruptor. Generalmente se tienen dos alarmas por interruptor: Una alarma de "Emergencia" que nos indica que el interruptor se encuentra bloqueado y una alarma "Alerta". La operación de estas alarmas se lleva a cabo por medio de relevadores que colocados en el gabinete del interruptor, detectan los problemas que surjan enviando una señal a los relevadores de alarma (intermedios), la cual es detectada por la terminal de control supervisorio y enviada a la oficina de Operación Sistema.

CUCHILLA TELECONTROLADA.

La forma tanto de control como de telecontrol que se realiza para una cuchilla es semejante a la de un interruptor, diferenciándose únicamente en la señalización y en las alarmas.

Con respecto a la señalización, no se puede emplear la misma que para un interruptor debido a la diferencia que -- existe entre ambos en su mecanismo de accionamiento, ya que para un interruptor sabemos que una vez que se inicia su carrera para la apertura, el mecanismo no se detiene hasta -- que esté completamente abierto. En cambio para la cuchilla puede suceder que empiece a abrir y no termine el ciclo completo.

Generalmente una cuchilla cuenta para su funcionamiento con un motor y una serie de microswitchs los cuales hacen - que el motor se detenga cuando está completamente abierta, - pero ésto no sucede en algunas ocasiones, quedando la cuchilla a la mitad de su carrera.

Entonces para tener una señalización efectiva, se ha colocado un relevador con dos bobinas (de operación y reposición), las cuales son accionadas por contactos "a" y "b" -- auxiliares de la cuchilla. Cuando la cuchilla está abierta los contactos "b" se encuentran cerrados, energizando de esta manera a la bobina de operación y cerrando un contacto - que conectado con la terminal de control supervisorio envía una señal al centro de control de Operación Sistema. Una - vez que la cuchilla inicia su carrera, los contactos "b" se abren, pero los contactos del relevador permanecen en esa - posición hasta que la cuchilla se haya cerrado completamen- te y por consiguiente los contactos "a" que energizan a la bobina de reposición y regresan dichos contactos a su posi- ción original desapareciendo por lo tanto la señal que se - estaba enviando al centro de control.

Se cuenta también en el tablero de control, con una se- ñal que nos indica que la posición de la cuchilla con res- pecto al conmutador, no corresponde, es decir, que si la cuchilla se encuentra abierta y sin embargo el conmutador de-

control nos indica que está cerrada, una pequeña lámpara colocada en el tablero miniaturizado empieza a partadear indicándonos la asincronía.

En la figura III-3 se muestra el esquema de control de una cuchilla.

CONTROL, SEÑALIZACION Y ALARMAS.

El control, señalización y alarmas que se envían de la S.E. a Operación Sistema y viceversa tienen una forma de --operación similar a las ya mencionadas anteriormente y se --muestran en la fig. III-4, A, B, C, D, E y F.

Cuando opera un dispositivo del esquema de protección --de la S.E. energiza un relevador auxiliar, mandando una --indicación a la terminal de control supervisorio de que --existe una falla en la S.E.

SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO.

El sistema de control supervisorio como su nombre lo --indica, supervisa y controla los dispositivos en estaciones remotas, que se representan por indicaciones de lecturas. --El centro donde se observan las condiciones de funcionamiento y se efectúan las operaciones de control, se conoce como estación maestra o principal. El sistema de control supervisorio realiza 3 funciones básicas que son:

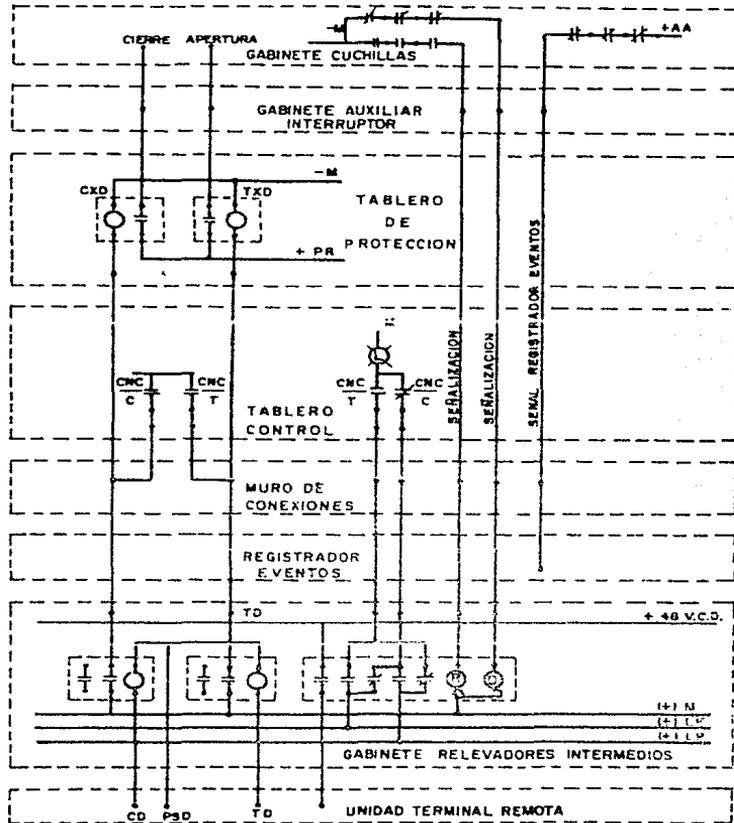


FIG. III - 3

CONTROL Y SEÑALIZACION DE CUCHILLAS

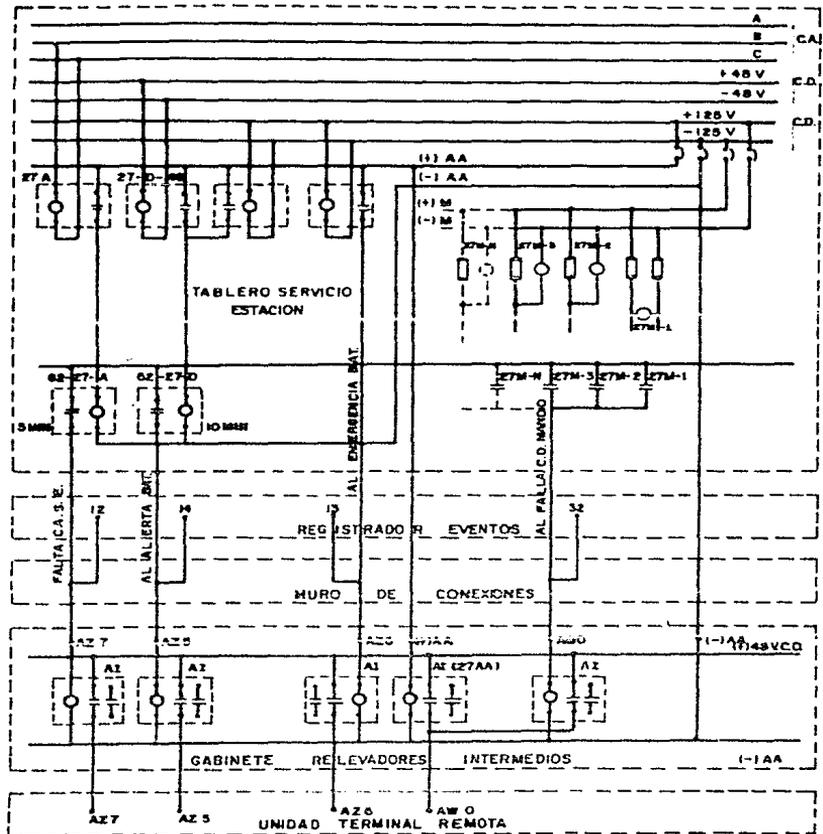


FIG. III - 4A

SERVICIO DE ESTACION (Alarmas)

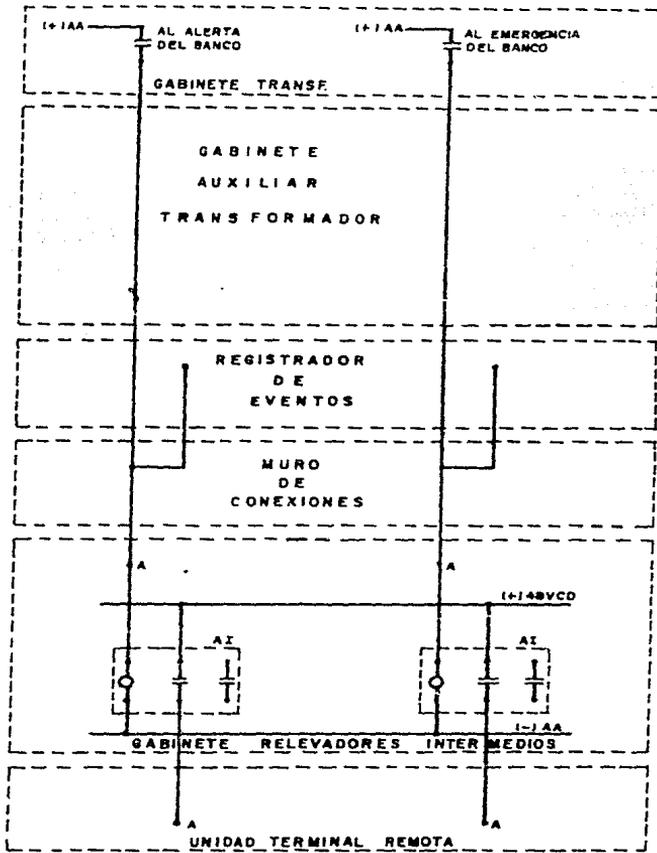


FIG. III - 4 B

BANCOS DE POTENCIA (Alarmas)

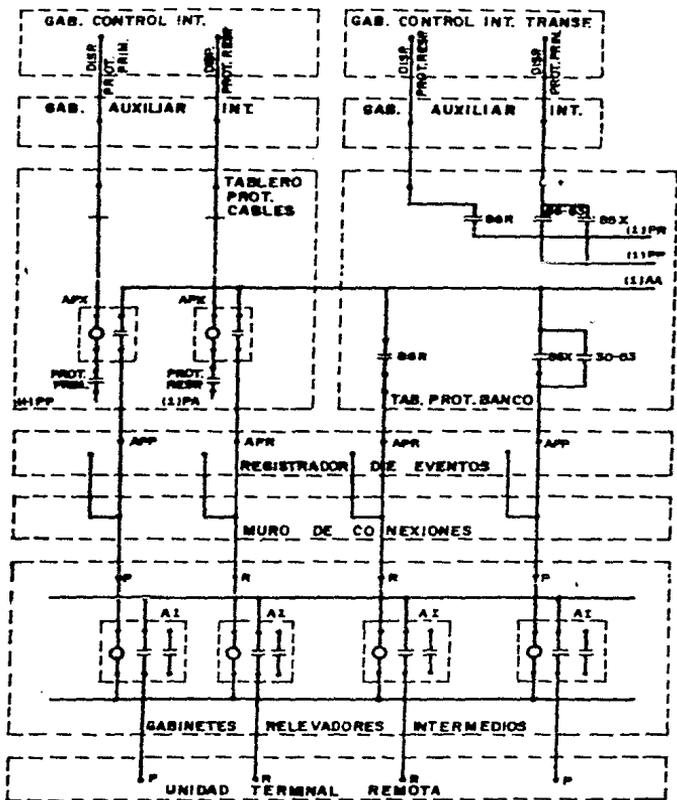
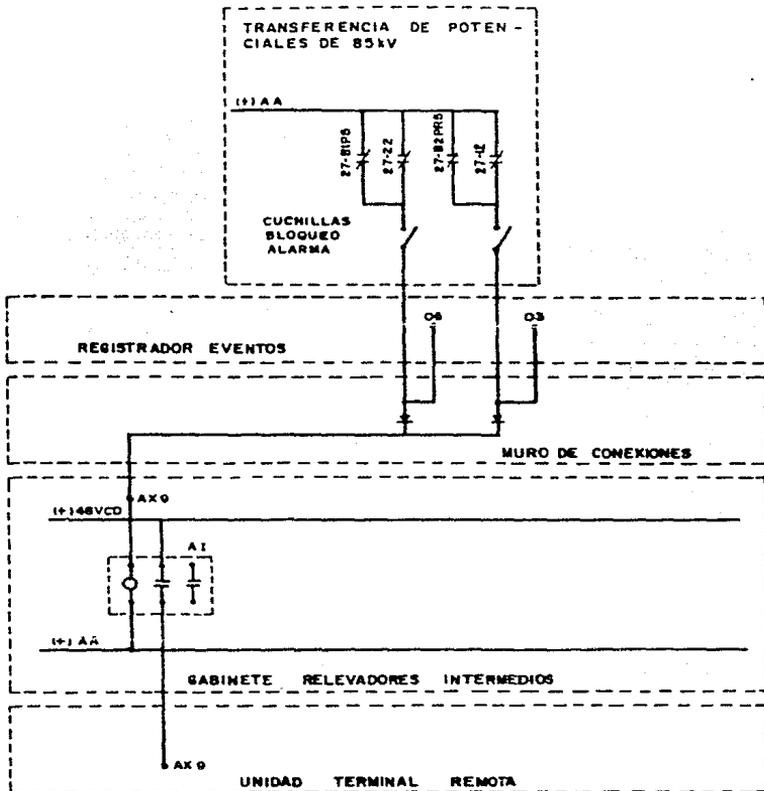


FIG. III - 4C

ALARMAS PARA OPERACION DE PROTECCIONES DE CABLES Y BANCOS



NOTA: LOS REL. 27 DETECTAN LA FALTA DE POTENCIAL EN LOS T.P.

FIG. III - 4 D

ALARMAS DE FALTA DE POTENCIAL EN BARRAS DE 85 kV

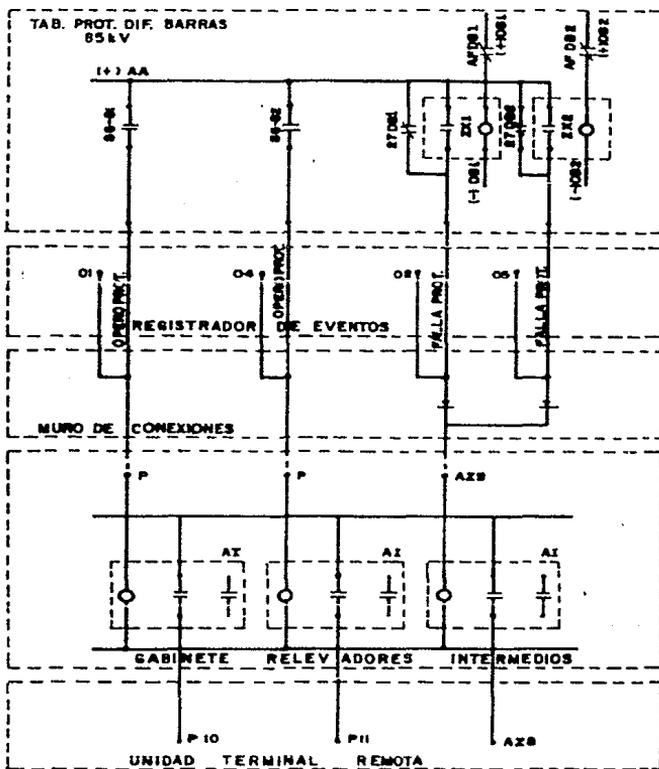


FIG. III-4E

ALARMAS FALLA U OPERACION DE LA PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS 85kV

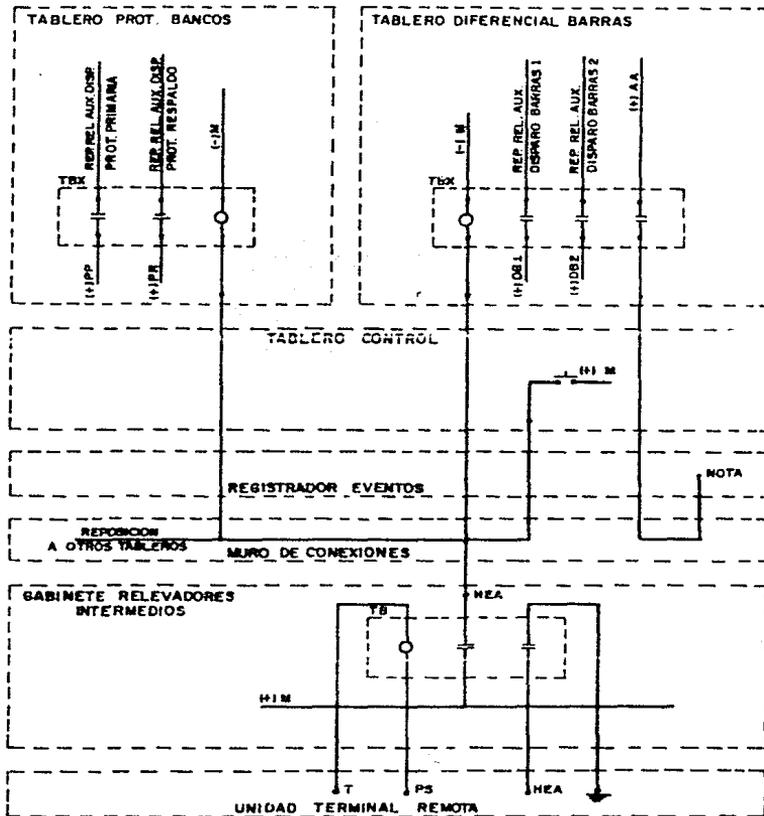


FIG. III - 4 F

REPOSICION RELEVADORES AUXILIARES DE DISPARO

Teleindicación.

Telemedición.

Telecontrol.

Resumiendo, podemos decir que la función principal del sistema de control supervisorio, consiste en informar constantemente al Ingeniero de Sistema de todos los cambios que ocurran en la S.E., así como las lecturas de voltajes, corriente, potencia, etc., pudiendo el Ingeniero de Sistema en el momento que lo desee, tomar lecturas, así como maniobras de operación y control.

REGISTRADOR DE EVENTOS.

El registrador de eventos es un elemento de gran utilidad en las S.E.'s telecontroladas, ya que en él quedan asentados todos los sucesos que ocurren en la S.E. (cambio de estado de un interruptor o cuchilla, operación de una protección, falla en la alimentación de un equipo, etc.), con una exactitud hasta de milésimas de segundos.

Las partes principales del registrador de eventos según la fig. III-5 son:

1. Indicador Día - Hora - Minuto.
2. Botón TIME SET.
3. Botón APT.

4. Botón de sumario de alarmas.
5. Botón TEST TIME.
6. Botón RESET.
7. Chapa.
8. Señalización UNIT FAIL.
9. Señalización EVENT.
10. Señalización PTR FAIL.
11. Señalización de alimentación al RE.
12. Switch de la fuente de la unidad.
13. Indicación OFF LINE.
14. Indicación PAPER OUT.
15. Botón OFF LINE.
16. Botón de avance de papel.
17. Rollo de papel.

La operación del registrador de eventos se describe a -
continuación.

1. Indicador Día - Hora - Minuto.

Este indicador posee unas perillas, las cuales al girar las cambian los dígitos que nos indican día, hora y minutos.

Para "ponerlo a tiempo", se fija el día girando la perilla marcada como DAY, seleccionando el día del año que corresponda, de 000 a 365 ó 366 según sea el caso.

Posteriormente se fija la hora con la perilla marcada como HOUR, de 00 a 23.

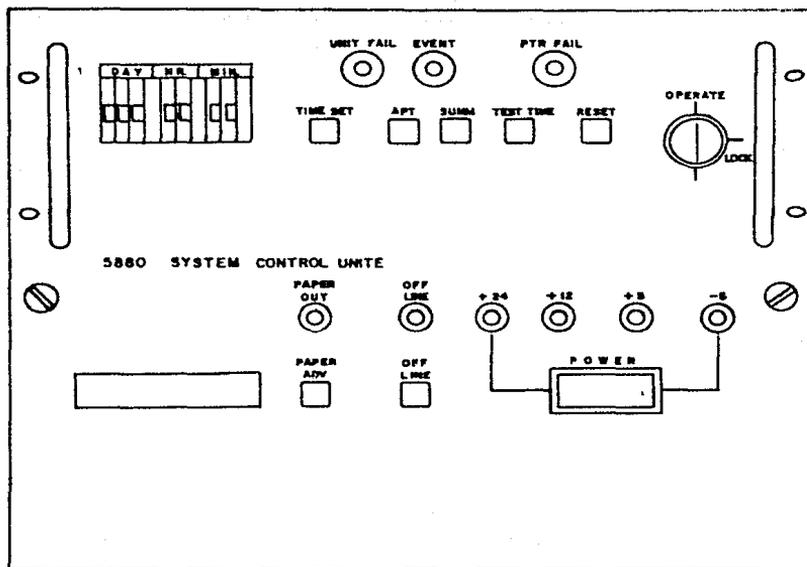


FIG. III-5

GABINETE DE OPERACION DEL REGISTRADOR DE EVENTOS

Finalmente se fijan los minutos de 00 a 59.

Verificar que la chapa esté en la posición OPERATE.

Una vez que se fijan el día, la hora y minutos, se pulsa el botón marcado como TIME SET, quedando almacenado en la memoria del registrador de eventos.

2. TIME SET - Poner a tiempo.

Este botón como se mencionó anteriormente sirve para fijar el tiempo en el registrador de eventos y trabaja conjuntamente con el indicador Día - Hora y la chapa en posición de OPERATE.

3. APT (ALL POINTS TEST) - Prueba de todos los puntos.

El APT es una prueba operacional completa de todos los circuitos de los puntos de entrada. Si todos los puntos -- trabajan correctamente, se imprime la siguiente leyenda:

APT END

La operación del APT funcionará siempre y cuando la chapa esté en posición de OPERATE.

4. SUMM - Sumario de alarmas.

Este botón se pulsará cuando se desee saber las condiciones que guarda la S.E., así como la operación del equipo

instalado en ella. Es decir, al pulsar este botón se impr
me en el rollo de papel todos los puntos que esten en condi
ción de alarma.

Por condiciones de alarmas queremos decir que en el su-
mario aparecen las condiciones que son contrarias al funcio-
namiento normal del equipo instalado en la S.E.

Veamos el siguiente ejemplo:

En condiciones normales de operación los 4 interrupto-
res de 85 KV de los bancos de potencia y los 6 interrupto-
res de 23 KV de los bancos T 82 A, B y D, deben estar cerra
dos, por tanto si éstos permanecen en esa condición y se pi
de un sumario de alarmas, en este sumario no deben aparecer
alarmados. Esto no ocurre con los interruptores de 23 KV -
del banco T 82 C (reserva); es decir, si los 2 interrupto-
res del T 82 C estan cerrados y mandamos un sumario, en es-
te sumario aparece la siguiente leyenda:

SEÑALIZACION 52-1 T 82 C

SEÑALIZACION 52-2 T 82 C

O bien

SEÑALIZACION 52-3 T 82 C

SEÑALIZACION 52-4 T 82 C

Esto se debe a que en condiciones normales de operación
estos interruptores deben permanecer abiertos.

Para pedir el sumario de alarmas no importa si la chapa
está en OPERATE o en LOCK.

5. TEST TIME - Prueba de tiempo.

Al oprimir este botón se efectua una prueba sobre el -- punto 000 y la unidad imprimirá (si no se encuentra bloquea da) el día, la hora, el minuto, etc., comprobando de esta - manera que la unidad está operando correctamente.

6. RESET - Restablecer.

Este botón se utiliza para iniciar la operación del re- gistrador de eventos si por alguna causa llegara a quedar - bloqueado o se deseara probar que esta operando correctamen te tal y como se hace con el TEST TIME.

Para la operación del RESET la chapa deberá estar en -- OPERATE.

7. Chapa.

Esta chapa es accionada con una llave y posee 2 posicio nes que son OPERATE Y LOCK. En la posición de OPERATE la - unidad queda libre para poder accionar cualquier botón de - control, mientras que en la posición de LOCK se bloquea la- operación de : TIME SET, APT y REST, para fines de protec- ción del control de la unidad.

8. UNIT FAIL - Unidad en falla.

Con la señalización de esta lámpara, se tendrá la indi- cación de que existe alguna falla en la unidad. Cuando se-

detecte esta anomalía, se deberá reportar al Ingeniero de Sistema para que éste a su vez solicite la revisión o reparación de la misma.

9. EVENT - Evento.

Esta Lámpara encenderá siempre y cuando ocurra un evento en la S.E.

En caso que llegara a terminarse el rollo de papel y a ese momento llegara a presentarse una serie de eventos el registrador conservará dichos eventos en su memoria, y los imprimirá en cuanto se reponga el rollo de papel. La lámpara EVENT permanecerá encendida hasta que haya impreso todos los eventos almacenados. Lo mismo ocurre si en forma intencional se inhibe la impresión y se presentan situaciones anormales.

10.- PTR FAIL - Falla en sistema de impresión.

Esta lámpara encenderá cuando exista alguna anomalía en el sistema de impresión de la unidad.

11. Señalización de alimentación de 24V, 12V, 5V y -5V.

La función de estas lámparas es supervisar la alimentación a la unidad. Estas lámparas deberán siempre permanecer encendidas.

12. Switch de alimentación a la unidad.

13. Señalización OFF LINE - Impresora fuera de servicio.

Esta lámpara nos indica que el sistema de impresión está inhibido, ya sea por pulsar el botón OFF LINE o bien por falta de papel.

14. PAPER OUT - Papel para impresión terminado.

La función de esta lámpara es supervisar que tengamos papel para la operación correcta de la unidad. Al estar encendida nos indica que el papel se ha terminado y deberá reemplazarse.

Cuando se termina el papel, automáticamente se inhibe la impresión y prenderá la lámpara marcada como OFF LINE.

15. Botón OFF LINE.

Si por alguna causa se deseara suspender la impresión temporal de la unidad, se pulsará el botón marcado como OFF LINE. Pulsando nuevamente dicho botón se restablece la operación de la unidad.

16. PAPER ADV - Avance de papel.

Al pulsar este botón el papel avanza, permitiéndonos -- leer con mayor facilidad los eventos ocurridos.

17. Rollo de papel.

En el rollo de papel se imprime la información detallada de la operación de la S.E.

Interpretación de impresión del RE.

El registrador de eventos imprime en su rollo de papel- 3 renglones de la siguiente manera:

1º renglón.

3 dígitos para indicar el día del año en curso.

2 dígitos para indicar la hora.

2 dígitos para indicar los minutos.

2 dígitos para indicar los segundos.

3 dígitos con las iniciales de la S.E.

2 dígitos para indicar el año.

2º renglón.

3 dígitos para indicar las milésimas de segundo.

1 letra para indicar el tipo de evento.

A - Operó una alarma.

N - Se repuso la alarma.

S - Sumario.

T - Funcionamiento correcto de la unidad.

La impresión se lleva a cabo en 2 colores que son rojo y negro.

Impresión en rojo.

Cuando opere alguna alarma, se imprime el 2º renglón en rojo y además contendrá la letra A.

Impresión en negro.

Todos los renglones se imprimen en negro, exceptuando en el caso citado anteriormente.

Cambio de papel.

Cuando enciendan las lámparas PAPER OUT y OFF LINE, nos indica que se ha terminado el papel y es necesario reemplazarlo. Para efectuar el cambio del rollo, seguir el siguiente procedimiento.

- 1) Oprimir el botón PAPER ADV hasta que haya salido to do el papel del rollo anterior.
- 2) Oprimir el botón OFF LINE, con lo cual se deja el - impresor fuera de servicio.
- 3) Reemplazar el rollo.
- 4) Una vez cambiado el nuevo rollo, dirigir la tira de papel por el impresor y oprima el botón PAPER ADV - Dejar la tira de papel saliendo ligeramente, des- pués de haber pasado la cabeza impresora.
- 5) Oprimir el botón OFF LINE, con esto el impresor que da en servicio otra vez.
- 6) Hacer una prueba al registrador de eventos oprimien do el botón TEST TIME.

Interrupción de alimentación de 120 VCA del RE.

Si por alguna causa se interrumpe la alimentación que viene de las baterías hacia el RE, será necesario, cuando esta alimentación se haya restablecido, oprimir el botón de RESET y fijar nuevamente el tiempo.

Fallas en RE.

En el caso que el registrador de eventos presente alguna anomalía, reportarla de inmediato al Ingeniero de Sistema, esta anomalía puede ser cualquiera de las que a continuación se mencionan.

- 1) Lámpara UNIT FAIL encendida - Esto indica que la --
unidad de control tiene alguna falla.
- 2) Lámpara PTR FAIL encendida.- Si esta lámpara junto-
con las lámparas PAPER OUT y OFF LINE están encendi-
das proceder a cambiar el papel.

Si únicamente está encendida la PTR FAIL indica que ---
existe una falla en el sistema de impresión.

- 3) Lámparas 24V, 12V, 5V y -5V apagadas.- Cuando se --
apaga cualquiera de las lámparas mencionadas ante-
riormente, que corresponden a la supervisión de ca-
da uno de los voltajes de la fuente de poder, indi-
ca que hay una falla en la fuente de alimentación.

LISTADO DE PUNTOS REGISTRADOR DE EVENTOS.

1. OPERO PROTECCION BARRAS 1 85 KV
2. OPERO PROTECCION BARRAS 2 85 KV
3. FALLO PROTECCION BARRAS 1 85 KV
4. FALLO PROTECCION BARRAS 2 85 KV
5. OPERO PROTECCION BARRAS 1 23 KV
6. OPERO PROTECCION BARRAS 2 23 KV
7. OPERO PROTECCION BARRAS 3 23 KV
8. OPERO PROTECCION BARRAS 4 23 KV
9. FALLO PROTECCION BARRAS 1 23 KV
10. FALLO PROTECCION BARRAS 2 23 KV
11. FALLO PROTECCION BARRAS 3 23 KV
12. FALLO PROTECCION BARRAS 4 23 KV
13. FALTA POTENCIAL BARRAS 1 85 KV
14. FALTA POTENCIAL BARRAS 2 85 KV
15. ALERTA BATERIAS 120V Y/O 48V
16. EMERGENCIA BATERIA 120V
17. FALTA C. D. DE MANDO
18. FALTA C. A. SERVICIO ESTACION
19. TRANSFERENCIA SERVICIO ESTACION
20. INTERRUPTOR SERVICIO ESTACION BLOQUEADO
21. (+) A TIERRA
22. (-) A TIERRA
23. REPOSICION RELEVADORES AUXILIARES DISPARO
24. PUERTA ABIERTA (CANCELADA)

25. FALLA HILO PILOTO
26. ALERTA EMERGENCIA SF6 CABLE HTC 1
27. ALERTA EMERGENCIA SF6 CABLE HTC 2
28. ALERTA EMERGENCIA SF6 AMARRE 85 KV
29. ALERTA EMERGENCIA SF6 T 82 A
30. ALERTA EMERGENCIA SF6 T 82 B
31. ALERTA EMERGENCIA SF6 T 82 C
32. ALERTA EMERGENCIA SF6 T 82 D
33. BLOQUEO RECIERRES 23 KV
34. FALTA DE C. D. BAJA FRECUENCIA
35. BAJA FRECUENCIA PRIMER PASO
36. BAJA FRECUENCIA SEGUNDO PASO
37. BAJA FRECUENCIA TERCER PASO
- 38.
- 39.
- 40.
- 41.
42. OPERO SISTEMA CONTRA INCENDIO
43. SEÑALIZACION 58 T 82 A
44. ALERTA EMERGENCIA 58 T 82 A
45. SEÑALIZACION 98 B2 T 82 A
46. SEÑALIZACION 98 B1 T 82 A
47. SEÑALIZACION 98S T 82 A
48. SEÑALIZACION 98 T1 T 82 A
49. SEÑALIZACION 98 T2 T 82 A
50. SEÑALIZACION 98 T3 T 82 A

51. OPERO PROTECCION PRIMARIA T 82 A 85 KV
52. OPERO PROTECCION RESPALDO T 82 A 85 KV
53. TRAFOSCOPIO (BUCHHOLZ) T 82 A
54. EMERGENCIA T 82 A
55. ALERTA T 82 A
56. SEÑALIZACION 58 T 82 C
57. ALERTA EMERGENCIA 58 T 82 C
58. SEÑALIZACION 98 B1 T 82 C
59. SEÑALIZACION 98 B1 1 82 C
60. SEÑALIZACION 98S T 82 C
61. SEÑALIZACION 98 T1 T 82 C
62. SEÑALIZACION 98 T2 T 82 C
63. SEÑALIZACION 98 T3 T 83 C
64. OPERO PROTECCION PRIMARIA T 82 C 85 KV
65. OPERO PROTECCION RESPALDO T 82 C 85 KV
66. TROFOSCOPIO (BUCHHOLZ) T 82 C
67. EMERGENCIA T 82 C
68. ALERTA T 82 C
69. SEÑALIZACION 58 HTC 2
70. ALERTA EMERGENCIA 58 HTC 2
71. SEÑALIZACION 98 B2 HTC 2
72. SEÑALIZACION 98 B1 HTC 2
73. SEÑALIZACION 98S HTC 2
74. SEÑALIZACION 98 T1 HTC 2
75. SEÑALIZACION 98 T2 HTC 2
76. SEÑALIZACION 98 T3 HTC 2

77. OPERO PROTECCION PRIMARIA HTC 2
78. OPERO PROTECCION RESPALDO HTC 2
79. SEÑALIZACION 58 AMARRE
80. ALERTA EMERGENCIA 58 AMARRE
81. SEÑALIZACION 98 B2 AMARRE
82. SEÑALIZACION 98 B1 AMARRE
83. SEÑALIZACION 98 T2 AMARRE
84. SEÑALIZACION 98 T1 AMARRE
85. SEÑALIZACION 98 T1 B1 85 KV
86. SEÑALIZACION 98 T2 B2 85 KV
87. SEÑALIZACION 58 HTC 1
88. ALERTA EMERGENCIA 58 HTC 1
89. SEÑALIZACION 98 B2 HTC 1
90. SEÑALIZACION 98 B1 HTC 1
91. SEÑALIZACION 98S HTC 1
92. SEÑALIZACION 98 T1 HTC 1
93. SEÑALIZACION 98 T2 HTC 1
94. SEÑALIZACION 98 T3 HTC 1
95. OPERO PROTECCION PRIMARIA HTC 1
96. OPERO PROTECCION RESPALDO HTC 1
97. SEÑALIZACION 58 T 82 B
98. ALERTA EMERGENCIA 58 T 82 B
99. SEÑALIZACION 98 B2 T 82 B
100. SEÑALIZACION 98 B1 T 82 B
101. SEÑALIZACION 98S T 82 B
102. SEÑALIZACION 98 T1 T 82 B

103. SEÑALIZACION 98 T2 T 82 B
104. SEÑALIZACION 98 T3 T 82 B
105. OPERO PROTECCION PRIMARIA T 82 B 85 KV
106. OPERO PROTECCION RESPALDO T 82 B 85 KV
107. TRAFOSCOPIO (BUCHHOLZ) T 82 B
108. EMERGENCIA T 82 B
109. ALERTA T 82 B
110. SEÑALIZACION 58 T 82 D
111. ALERTA EMERGENCIA 58 T 82 D
112. SEÑALIZACION 98 B2 T 82 D
113. SEÑALIZACION 98 B1 T 82 D
114. SEÑALIZACION 985 T 82 D
115. SEÑALIZACION 98 T1 T 82 D
116. SEÑALIZACION 98 T2 T 82 D
117. SEÑALIZACION 98 T3 T 82 D
118. OPERO PROTECCION PRIMARIA T 82 D 85 KV
119. OPERO PROTECCION RESPALDO T 82 D 85 KV
120. TRAFOSCOPIO (BUCHHOLZ) T 82 D
121. EMERGENCIA T 82 D
122. ALERTA T 82 D
123. SEÑALIZACION 52-1 T 82 A
124. ALERTA EMERGENCIA 52-1 T 82 A
125. SEÑALIZACION 52-2 T 82 A
126. ALERTA EMERGENCIA 52-2 T 82 A
127. SEÑALIZACION 52-1 T 82 B
128. ALERTA EMERGENCIA 52-1 T 82 B

129. SEÑALIZACION 52-2 T 82 B
130. ALERTA EMERGENCIA 52-2 T 82 B
131. SEÑALIZACION 52-1 T 82 C
132. ALERTA EMERGENCIA 52-1 T 82C
133. SEÑALIZACION 52-2 T 82 C
134. ALERTA EMERGENCIA 52-2 T 82 C
135. SEÑALIZACION 52-3 T 82 C
136. ALERTA EMERGENCIA 52-3 T 82 C
137. SEÑALIZACION 52-4 T 82 C
138. ALERTA EMERGENCIA 52-4 T 82 C
139. SEÑALIZACION 52-1 T 82 D
140. ALERTA EMERGENCIA 52-1 T 82 D
141. SEÑALIZACION 52-2 T 82 D
142. ALERTA EMERGENCIA 52-2 T 82 D
143. SEÑALIZACION 52-1 RED 61
144. ALERTA EMERGENCIA 52-1 RED 61
145. SEÑALIZACION 52-2 RED 61
146. ALERTA EMERGENCIA 52-2 RED 61
147. SEÑALIZACION 52-1 RED 62
148. ALERTA EMERGENCIA 52-1 RED 62
149. SEÑALIZACION 52-2 RED 62
150. ALERTA EMERGENCIA 52-2 RED 62
151. SEÑALIZACION 52-1 RED 63
152. ALERTA EMERGENCIA 52-1 RED 63
153. SEÑALIZACION 52-2 RED 63
154. ALERTA EMERGENCIA 52-2 RED 63

155. SEÑALIZACION 52-1 RED 64
156. ALERTA EMERGENCIA 52-1 RED 64
157. SEÑALIZACION 52-2 RED 64
158. ALERTA EMERGENCIA 52-2 RED 64
159. SEÑALIZACION 52-1 RED 65
160. ALERTA EMERGENCIA 52-1 RED 65
161. SEÑALIZACION 52-2 RED 65
162. ALERTA EMERGENCIA 52-2 RED 65
163. SEÑALIZACION 52-1 RED 66
164. ALERTA EMERGENCIA 52-1 RED 66
165. SEÑALIZACION 52-2 RED 66
166. ALERTA EMERGENCIA 52-2 RED 66
167. SEÑALIZACION 52-3 HTC 21
168. ALERTA EMERGENCIA 52-3 HTC 21
169. SEÑALIZACION 52-4 HTC 21
170. ALERTA EMERGENCIA 52-4 HTC 21
171. SEÑALIZACION 52-3 HTC 22
172. ALERTA EMERGENCIA 52-3 HTC 22
173. SEÑALIZACION 52-4 HTC 22
174. ALERTA EMERGENCIA 52-4 HTC 22
175. SEÑALIZACION 52-3 HTC 23
176. ALERTA EMERGENCIA 52-3 HTC 23
177. SEÑALIZACION 52-4 HTC 23
178. ALERTA EMERGENCIA 52-4 HTC 23

IV. PROTECCIONES.

El objetivo que se persigue mediante la protección por relevadores, es mantener la continuidad en el servicio que se presta, así como el de limitar los daños al equipo cuando se presente una falla y evitar que este equipo en falla repercuta en el sistema, poniendo en peligro al sistema eléctrico en forma global. Es por eso que la función de la protección por relevadores se basa en el retiro rápido de servicio de cualquier elemento del sistema cuando éste sufre una falla o cuando empieza a operar en forma anormal.

En este capítulo veremos la operación de las protecciones, así como de los elementos con que se auxilia dicha protección para cumplir con su función.

TRANSFERENCIA AUTOMATICA DE POTENCIALES.

La transferencia automática de potenciales es un elemento que auxilia a la protección, ya que mediante TP's instalados en las barras 1 y 2 de 85 KV podemos efectuar la medición de los circuitos conectados a dichas barras (MW, KV, MVAR) parámetros muy útiles que nos indican las condiciones en las que se encuentra la S.E. También sirven para polarizar los relevadores 67 y 67N de los cables.

En condiciones normales de operación, estando las 2 barras energizadas y el interruptor de amarre cerrado cada circuito conectado a su barra correspondiente lleva su alimentación para medición, polarización y protecciones.

En caso de falla en cualquiera de las barras, mediante relevadores de voltaje (27) y relevadores auxiliares de transferencia (83), se efectúa dicha transferencia de potenciales, de tal forma que una vez localizado el circuito en falla, se aisle éste y los circuitos restantes se conecten a la barra en operación. En estas condiciones la alimentación de medición, polarización y protecciones es proporcionada por la barra en servicio, hasta que la falla sea reparada y se recupere las condiciones iniciales de operación.

RELEVADORES.

Un relevador está compuesto básicamente de un juego de contactos y un elemento de operación. Con relación a los contactos que abren o cierran los relevadores al operar, se clasifican en 2 tipos que son:

Contacto "a" o contacto normalmente abierto.

Este es un contacto abierto que cierra cuando el dispositivo principal se energiza o pasa de posición abierto a cerrado. Ejemplo: Sea el caso de un interruptor, que posee un contacto propio "a" el cual permanece abierto cuando el interruptor está abierto y cierra cuando cierra el interruptor.

Contacto "b" o contacto normalmente cerrado.

La función de este contacto es opuesta a la función del contacto "a", ya que, para el caso del interruptor, el contacto "b" permanece abierto cuando el interruptor se encuentra cerrado y viceversa.

Cuando un relevador funciona para abrir un contacto "b" o para cerrar un contacto "a", se dice que el relevador opera.

Cuando los contactos "a" o "b" regresan a su posición normal después de haber operado, se dice que el relevador se repone. Esta reposición puede ser manual o eléctrica.

Reposición Eléctrica.-

Se puede considerar que este tipo de reposición es automática, ya que al desaparecer las condiciones que la hacen operar, los contactos del relevador recuperan la posición -- que tenían antes.

Reposición Manual.-

Para este tipo de reposición es necesaria la intervención humana, ya sea moviendo una palanca, oprimiendo un bot-

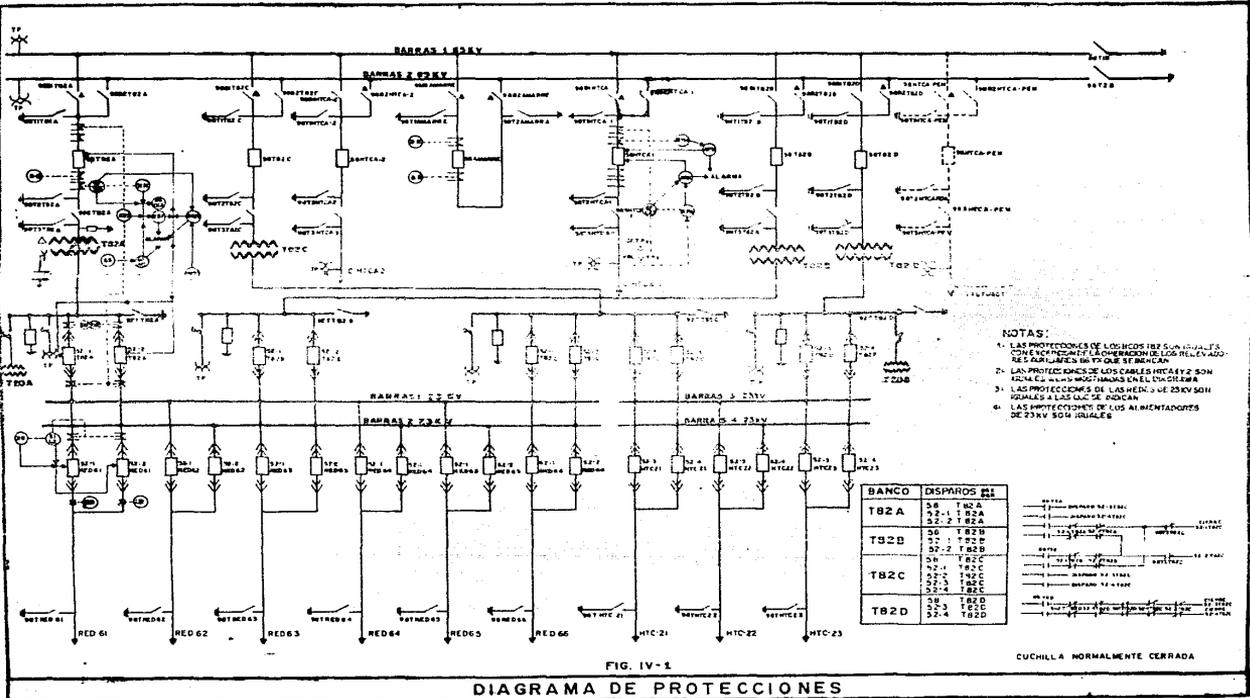
tón, etc., ya que este tipo de relevadores no repone por sí sólo.

Los relevadores para su operación requieren información para poder detectar una falla. Esta información puede ser una corriente, una tensión o ambas. La información es suministrada por los transformadores de instrumentos (TP'S o TC'S), ya que resultaría impráctico y antieconómico diseñar relevadores que soportaran los voltajes tan altos (400 KV, 230 KV, 85 KV, etc.), así como las corrientes tan elevadas que se presentan en una falla.

Para asegurarnos que un equipo en falla será aislado generalmente posee 2 tipos de protección que son:

Protección Primaria
Protección de Respaldo

La protección primaria es la primera línea de defensa con que cuenta el equipo. Esta protección se diseña para desconectar una porción mínima del sistema, es decir de ser posible aisla únicamente el elemento en falla. En el caso que la protección primaria fallara (por falta de alimentación de los transformadores de instrumentos, falla en la C.D. de disparo, falla del relevador, falla del interruptor, etc.), es necesario aislar la falla; ésto se consigue con la protección de respaldo. Si llegara a operar la protección de respaldo, ésta no solamente aisla el elemento en falla, sino que también aisla una gran parte del equipo aledaño o bien una gran parte de la S.E.



- NOTAS:
1. LAS PROTECCIONES DE LOS BANCOS DE LOS CABLES SON LAS QUE SE ENSEÑAN EN EL DISEÑO DE LOS CABLES Y EN EL DISEÑO DE LOS CABLES.
 2. LAS PROTECCIONES DE LOS CABLES DE 23KV SON IGUALES A LAS DE 230KV.
 3. LAS PROTECCIONES DE LOS CABLES DE 23KV SON IGUALES A LAS DE 230KV.
 4. LAS PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES DE 230KV SON IGUALES.

FIG. IV-1

DIAGRAMA DE PROTECCIONES

CUCHILLA NORMALMENTE CERRADA

PROTECCION DE BANCOS T 82 A, B, C Y D.

Sin duda alguna el elemento más importante en la SE. es el transformador, ya que una falla en cualquiera de ellos -- afecta la continuidad del servicio, por esta razón es necesario que los transformadores estén debidamente protegidos.

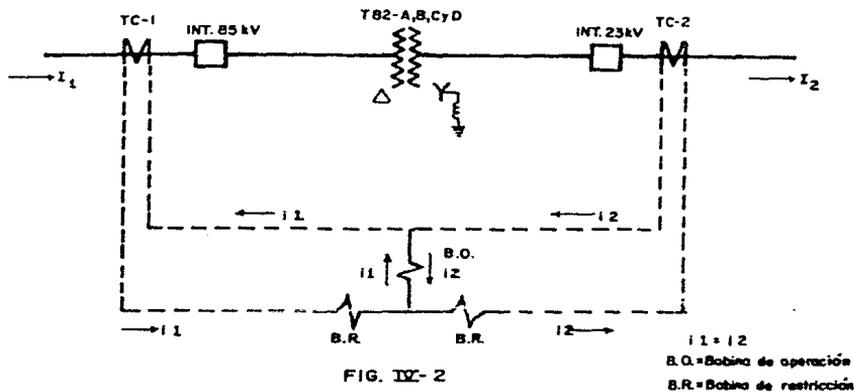
Protección Diferencial de Banco (87).-

Esta protección forma parte de la protección primaria y está tomada de los TC's localizados antes del interruptor de 85 KV y después de los interruptores de 23 KV, de tal forma que la protección diferencial abarca esta zona. Figura IV-1.

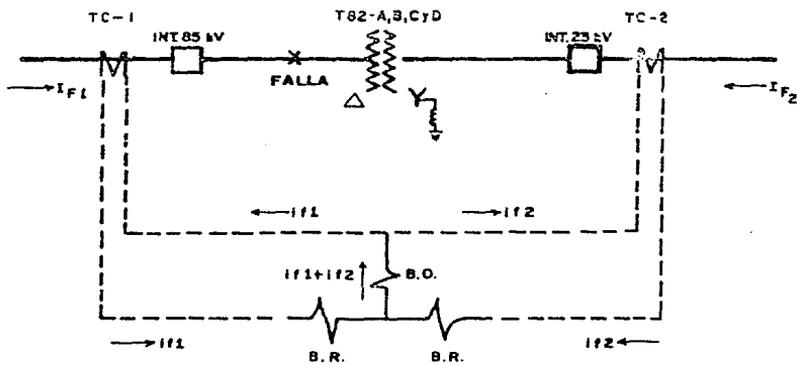
Este relevador opera por comparación de corrientes que entran y que salen de la zona protegida, si existe diferencia entre las corriente, que entran y que salen, opera el relevador. Para que exista diferencia entre estas corrientes, debe existir una falla dentro de la zona protegida.

En condiciones normales de operación la corriente de -- entrada I (1) induce una corriente i (1) en el secundario -- del TC (1); la corriente I (2) a su vez induce una corriente i (2). Estas corrientes circulan directamente sobre las bobinas de restricción más no por la bobina de operación. Figura IV-2.

Si se presenta una falla dentro de la zona protegida la corriente IF (1) alimentará dicha falla. Esta corriente induce una corriente if (1). La corriente IF (2) cambia de -- sentido y tenderá a alimentar la falla, induciendo if (2). - Como se ve en la figura IV-3, if (1) + if (2) circulan por la bobina de operación haciendo operar el relevador 87 el que a su vez energiza el relevador auxiliar 86X quien se encarga -



UNIFILAR PROTECCION DIFERENCIAL DE BANCOS OPERACION NORMAL



UNIFILAR PROTECCION DIFERENCIAL CON FALLA DENTRO DE ZONA DE PROTECCION

de enviar los disparos a los interruptores de 85 KV y 23 KV, librándose así la falla.

Si la falla ocurre fuera de la zona protegida el relevador 87 no la "ve" ya que aún circulando una corriente de falla muy grande, no existe diferencia entre las corrientes de entrada y de salida.

La función de la bobina de restricción, es la de mantener los contactos del 87 abiertos, mientras permanece energizada.

La conexión de los TC's en la protección diferencial se hace en forma contraria a la conexión del banco de potencia. Es decir, si el banco en alta está en delta los TC's estarán en estrella y viceversa. Esto se hace con el fin de compensar el defasamiento de la corriente el primario y secundario de los transformadores.

Protección Buchholz (63).-

Esta protección actúa también como protección primaria del banco y los protege únicamente contra fallas internas.

Cuando en el interior del transformador se producen cortos circuitos entre espiras de un devanado o pequeños arcos entre espiras y tanque, la falla que se presenta puede no ser franca, por lo que la protección diferencial del banco no la detecta. Para poder detectar este tipo de falla se emplea el relevador Buchholz del cual hemos hablado en el capítulo II.

Al operar el relevador Buchholz, energiza al relevador 30-63, el cual manda una señal de alarma de disparo Buchholz y a su vez energiza al relevador auxiliar 86X quien manda --

los disparos a los interruptores propios del banco.

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE O SOBRECARGA 50/51.

Esta protección como su nombre lo indica protege al banco de una sobrecorriente y posee 2 elementos integrados en el mismo relevador que son:

Sobrecorriente Instantánea. 50

Sobrecorriente de Tiempo. 51

La sobrecorriente instantánea forma parte de la protección primaria del banco. Está tomada del TC antes del interruptor de 85 KV y "ve" las fallas en ambas direcciones, es decir hacia las barras de 85 KV y 23 KV, de tal forma que en una falla dentro de zona de la protección diferencial, una falla dentro del transformador o bien para una falla fuera de estas zonas, si la protección a la que le corresponda aislar esa falla no llegara a operar, la protección de sobrecarga seguramente la aislará.

Al presentarse una falla eventualmente ocurre que opere más de una protección primaria. Es decir, puede darse el caso que al presentarse una falla opere el 87 y el 63, el 87 y el 50, etc.

La protección de sobrecorriente instantánea también sirve como protección de respaldo a los alimentadores o redes, ya que si ocurre una falla franca en alguno de estos circuitos y la protección propia de la red o alimentador no la aisle, la protección encargada de librarla será la sobrecorriente instantánea.

La protección de sobrecorriente instantánea al operar, energiza el relevador auxiliar 86X quien se encarga de enviar los disparos a los interruptores propios del banco en falla.

Sobrecorriente de Tiempo. 51.-

Esta protección forma parte de la protección de respaldo del banco y se diferencia de la de sobrecorriente instantánea, ya esta protección posee un retardo en forma intencional para permitir que opere la protección que corresponda mientras que en el elemento instantáneo aunque también "se retrasa" un cierto tiempo para su operación (del orden de 20 milisegundos), este retardo no se intercala intencionalmente al relevador.

Evidentemente los valores de puesta en trabajo de cada uno de los relevadores es diferente.

La protección de sobrecorriente de tiempo se emplea como protección de respaldo para fallas en alimentadores y redes y desde luego como una protección de sobrecarga del banco. Para aclarar veamos el siguiente ejemplo:

Supongamos que la carga alimentada por los bancos (alimentadores o redes) empieza a aumentar. Los bancos poseen una capacidad preestablecida y son capaces de proporcionar una corriente nominal, si se demanda del banco una corriente mayor a la que es capaz de proporcionar, el banco empezará a funcionar en forma anormal. Si la carga sigue aumentando -- llegaría el momento en que el transformador sufriera daños severos. El objeto de esta protección es evitar que esto ocurra.

Como respaldo de alimentadores. Si ocurre una falla no lo suficientemente severa para que opere el relevador de sobrecorriente instantánea y esta falla no es librada por la protección del alimentador, entrará el relevador de sobrecorriente de tiempo para librarla.

Al operar el 51, energiza el relevador auxiliar 86R --- quien se encarga de enviar los disparos a los interruptores-propios del banco en falla.

Sobrecorriente de Tiempo 51-T.

Este relevador está conectado a tierra en el secundario del banco (a través de una reactancia inductiva) y sirve para proporcionar protección de respaldo en alimentadores y redes para fallas a tierra. Forma parte de la protección de respaldo por tanto, al operar, energiza al 86R para librar al banco.

NOTA: Es importante hacer la observación de que siempre que opera la protección primaria de un banco (T 82-A, B o D) simultáneamente se manda el cierre de enlaces del T 82 C, mediante los 86 YXA, 86 YXB, 86 YXD. Con las restricciones impuestas a las condiciones de operación específicas en el momento que opere la protección primaria. Ver operación de banco capítulo II.

La razón por la cual se manda el cierre de enlaces, deriva de que la operación de la protección primaria se presenta únicamente cuando existe una falla en el banco o bien en TP's, buses, etc., comprendidos dentro de la zona de la protección diferencial.

PROTECCION DE CABLES HUASTECA 1 Y 2.

La protección primaria con que cuentan los cables Huasteca es la que a continuación se describe:

Protección de Hilo Piloto (87 H).-

Esta protección es una modificación de la protección diferencial propiamente dicha.

Debido a que las distancias que existen entre los extremos de los cables es grande (esta protección tiene una aplicación práctica hasta para 16 Kms.), si se conectaran los secundarios de los TC's directamente al relevador diferencial, se tendría una caída de voltaje bastante grande en los conductores.

Para evitar esta caída de voltaje tan elevada en dichos conductores, nos valemos de un hilo piloto, el cual consiste en un par de hilos telefónicos. El hilo piloto nos sirve para llevar la información de corrientes a ambos extremos del cable. Evidentemente la corriente que circula a través del hilo piloto no es la corriente de línea, sino una pequeña corriente proporcional a ésta (del orden de 10 mA).

Esta protección funciona cuando se produce una falla dentro de la zona comprendida por la protección diferencial (87 H). Si llegara a presentarse una falla fuera de esta zona, la protección diferencial no la "vería". Figura IV-4.

Para detectar cuando una falla se encuentra dentro de la zona protegida, se comparan los voltajes en los extremos del cable, si las polaridades son iguales, no existe falla o bien la falla está fuera de la zona de protección. Al presentarse una falla dentro de la zona de protección, una de -

S.E. VERONICA/MORALES

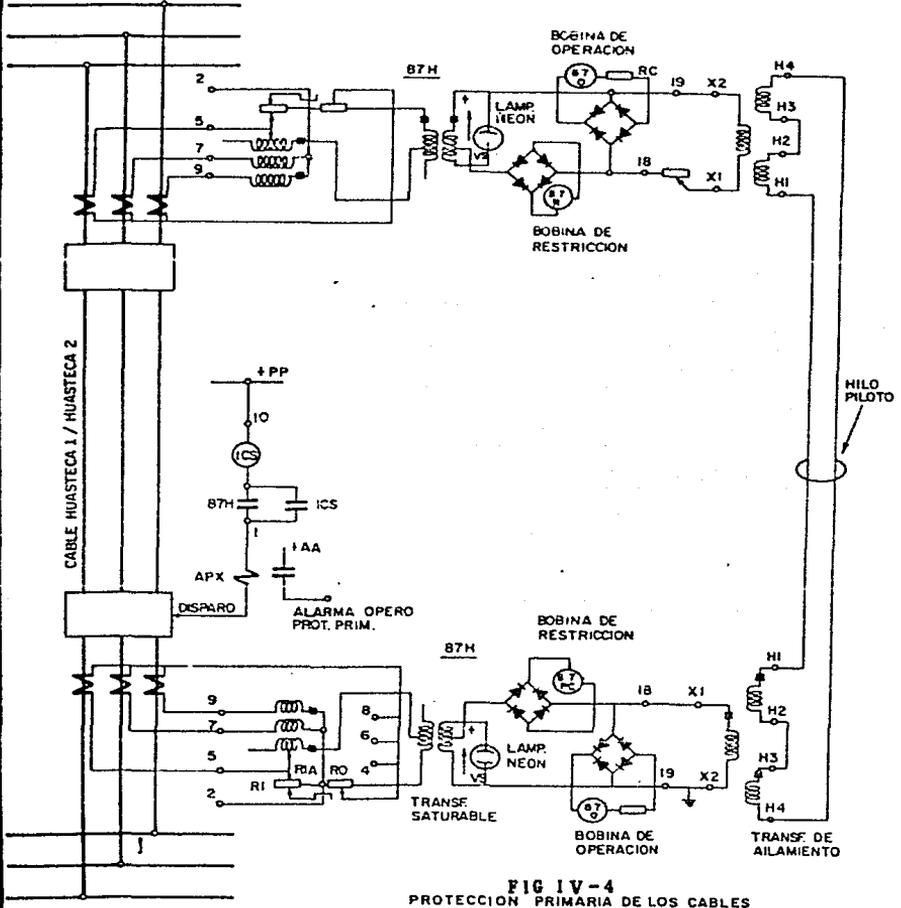


FIG IV-4
PROTECCION PRIMARIA DE LOS CABLES
DE POTENCIA DE 85 KV.

Las polaridades se invierte, ya que la falla tiende a ser -- alimentada en ambas direcciones.

El transformador mezclador recibe una corriente trifási ca de los TC's, y los convierte en una señal de salida mono-fásica VF. Este voltaje VF se aplica al primario del trans-formador de saturación, obteniendo a la salida del mismo Vs. El voltaje Vs se aplica a las bobinas del relevador y al hi-lo piloto mediante el transformador de aislamiento. En el - devanado secundario del transformador de saturación existe - en paralelo una lámpara neon para limitar la magnitud de Vs.

Durante una falla externa, la magnitud de Vs en ambos - extremos del cable es la misma, las polaridades son las que se indican. Dado que los voltajes se suman, la mayoría de - la corriente circula por las bobinas de restricción y el hi-lo piloto. Una porción mínima de corriente circulará por -- las bobinas de operación, sin permitir la operación de los - relevadores.

Durante una falla interna las polaridades de Vs cambian ya que en esta situación los voltajes se oponen, la mayoría de la corriente circula por las bobinas de operación y una - corriente mínima circulará por el hilo piloto haciendo ope-rar los relevadores.

El hilo piloto propiamente puede presentar problemas -- que son:

Circuito Abierto
Corto Circuito

Si el hilo piloto se abre, casi toda la corriente que - antes circulaba por las bobinas de restricción circulará por las bobinas de operación, comportándose en estas condiciones

como un relevador de sobrecorriente.

Si el hilo piloto se pone en corto circuito, se ponen en corto las bobinas de operación de tal forma que en una falla dentro de la zona de protección, al menos uno de los relevadores dejará de dispararse en dicha falla.

PROTECCION DE RESPALDO.

La protección de respaldo con que cuentan los cables Huasteca, es la protección de sobrecorriente direccional, -- que veremos a continuación.

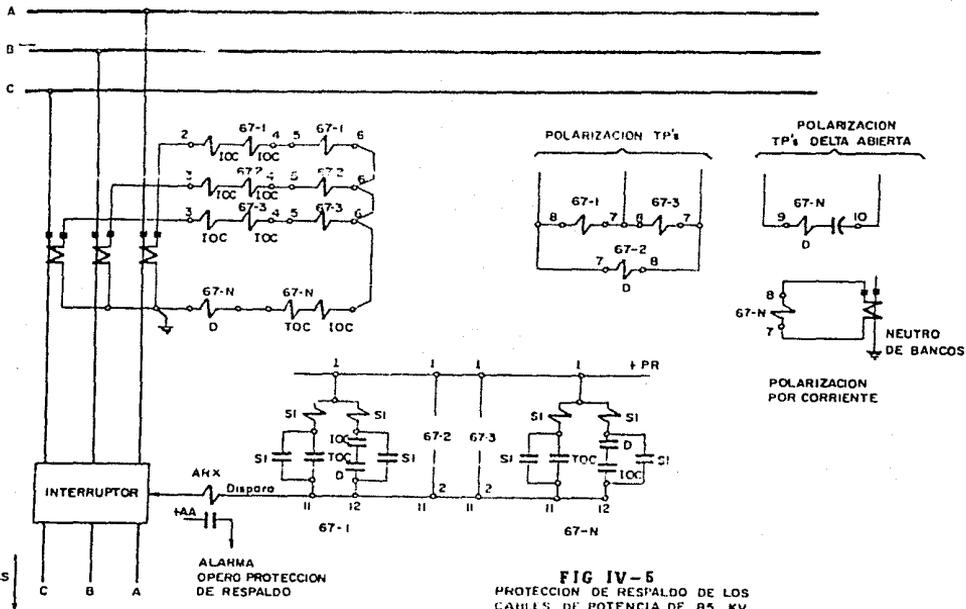
SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (67 - 1, 2, 3 Y N).

Estos relevadores son monofásicos y se usan principalmente para la protección de líneas y/o cables. Figura IV-5.

Se deben instalar 3 relevadores de sobrecorriente direccional en cada extremo del cable, para la protección de fallas entre fases y de fase a tierra, donde se requiera la característica de direccionalidad.

Cada relevador posee 3 unidades que son:

- Unidad de Sobrecorriente Instantánea
- Unidad de Sobrecorriente de Tiempo
- Unidad Direccional de Potencia Instantánea



Las unidades de sobrecorriente estan tomadas del TC localizado antes del interruptor de 85 KV. La unidad direccional es polarizada además con potencial y mediante sus contactos controla direccionalmente la operación de las unidades de sobrecorriente, sin importar la magnitud de la corriente; es decir, las unidades de sobrecorriente no operarán a menos que el flujo esté en la dirección del disparo (para fallas hacia adentro del cable).

Podemos decir que la función principal de estos relevadores es evitar el disparo cuando la falla ocurre fuera de la zona protegida.

La unidad de sobrecorriente de tiempo consiste de una bobina de corriente con derivaciones devanadas en un imán en forma de U. El imán contiene las bobinas de sombra, las cuales estan conectadas en serie con un contacto de la unidad direccional. Cuando el flujo de potencia es en tal dirección que se cierran los contactos de la unidad direccional, las bobinas de sombra actúan para producir un campo de fase-partida el cual desarrolla un par en el disco de operación. En el eje del disco lleva un contacto móvil el cual completa el circuito de disparo. El eje es restringido por un resorte y su movimiento es retardado mediante un freno magnético (imán permanente) para producir la característica de tiempo-deseada.

La unidad direccional es del tipo de cilindro de inducción con un estator laminado teniendo 8 polos arreglados simétricamente alrededor de un núcleo central fijo el rotor de copo de inducción es libre de operar en el entrehierro de polos y núcleo. Los polos estan adaptados alternativamente con bobinas de corriente de operación y bobinas de potencial de polarización. El principio por el cual el par es desarrollado es el mismo que el del relevador de disco de inducción.

La unidad instantánea de sobrecorriente es similar en construcción a la unidad direccional, diferenciándose solamente en las bobinas y en las conexiones.

Se tienen 4 bobinas de 2 devanados uno interior y otro exterior, el devanado exterior junto con otras 4 bobinas laterales están conectadas en serie con la bobina de operación de la unidad de sobrecorriente de tiempo. Los devanados interiores de las primeras bobinas están conectadas en serie y a su vez conectadas en serie con un capacitor y un contacto de la unidad direccional. Este circuito controla el par de la unidad de sobrecorriente instantánea. Cuando los contactos de la unidad direccional están cerrados, la unidad de sobrecorriente instantánea desarrollará un par en proporción al cuadrado de la corriente.

PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS DE 85 KV (87 B).

Cada barra tiene su propia protección, la cual incluye además de la barra, los interruptores y cuchillas B de los circuitos conectados a ellas.

Para la operación de esta protección se cuenta con el siguiente equipo. Figura IV-6.

- Relevador auxiliar 37X (RN - 24r) el cual convierte la señal de corriente (trifásica) de los TC's de cada equipo en una señal de corriente continua y otra de corriente alterna monofásica; estas señales se conectan a una barra de comparación para analizar las corrientes que entran y que salen de dicha barra.

- Relevador auxiliar 87X (RN - 23a) este relevador se encarga de verificar si las corrientes que entran y que salen de la barra son iguales, en caso de existir diferencias entre dichas corrientes entonces opera.
- Relevador auxiliar 87B1X y 87B2X (RIAH - 423a) este relevador tiene la función de analizar la diferencia detectada por el RN - 23a es decir, determina si dicha diferencia es producida por una falla real en alta tensión o es debida a una falla de los circuitos propios de la protección. Si la falla es real, manda operar al 86B1 o al 86B2 dependiendo de la barra fallada. Estas alarmas también se presentan cuando falla la alimentación de C.D. a esta protección.
- Relevador auxiliar de disparo 86B1 y 86B2.
Este relevador al ser operado por el 87B1X ó 87B2X -- manda disparos a los equipos conectados a la barra fallada y envía señales de alarma.

PROTECCIONES EN LA ZONA DE 23 KV.

PROTECCION DIFERENCIA DE BARRAS DE 23 KV (87 B).

Esta protección diferencial al igual que la de la zona de 85 KV, funciona de manera semejante, y se instala en cada una de las barras de 23 KV en las cuales la zona de protección abarca hasta los interruptores conectados a la barra. -
Figura IV-7

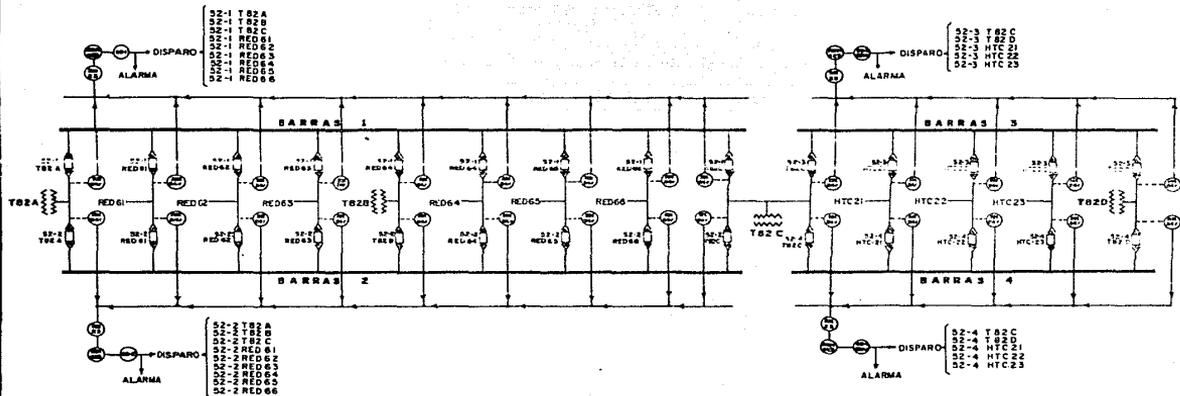


FIG. IV - 7

DIAGRAMA DE PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS DE 23kV

Cuando exista una falla en esta zona el relevador 87 B la detectará y energizará al relevador 86 B correspondiente, el cual se encargará de enviar disparos a todos los interruptores conectados a la barra fallada, además envía señales de alarma al R.E. y a Sistema.

NOTA: Los relevadores 86 B se pueden reponer con el botón -- instalado en el tablero miniaturizado en forma manual- o bien a control remoto desde Operación Ciudad.

PROTECCION DE REDES Y ALIMENTADORES DE 23 KV.

Los alimentadores y redes están protegidos con relevadores de tipo sobrecorriente (50/51-1, 2 y N), estos relevadores reciben la señal de los TC's que están instalados sobre las barras a la salida de cada red o alimentador. Si alguno de estos relevadores opera, manda disparo sobre su interruptor. Figura IV-8 y 9.

La protección de los alimentadores HTC-21, 22 y 23 cuenta además con un relevador de recierre (79). Este relevador efectúa tres pruebas para verificar si la falla persiste en el alimentador, si después del tercer intento la falla continúa ya no se envían más recierre, quedando fuera el alimentador; el relevador de recierre es operado por el relevador de sobrecorriente de tiempo (51).

La operación de recierre puede bloquearse de dos maneras, en forma individual mediante su "toggle switch" o bien en grupo por medio de un switch instalado en el tablero miniaturizado (con la leyenda de bloqueo general de recierre), o bien desde Operación Ciudad.

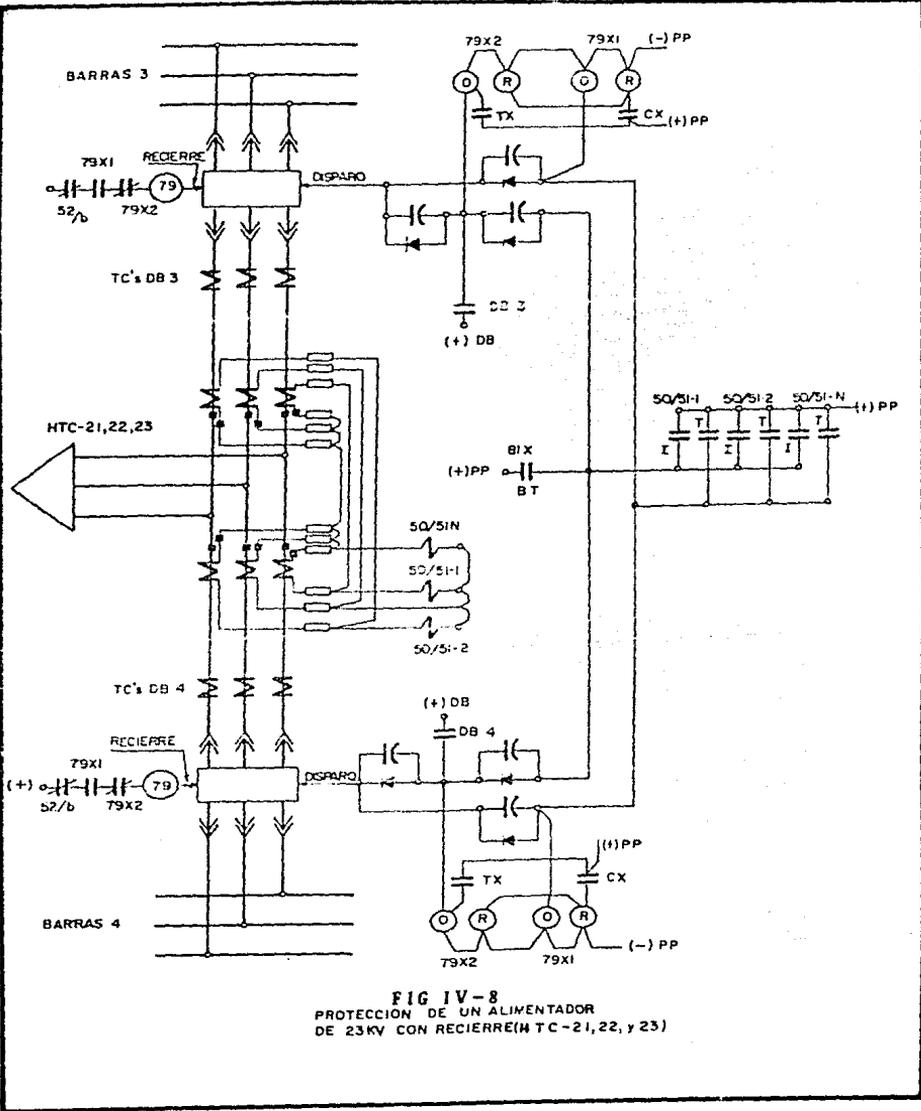


FIG IV-8
 PROTECCION DE UN ALIMENTADOR
 DE 23KV CON RECIERRE (MTC-21, 22, y 23)

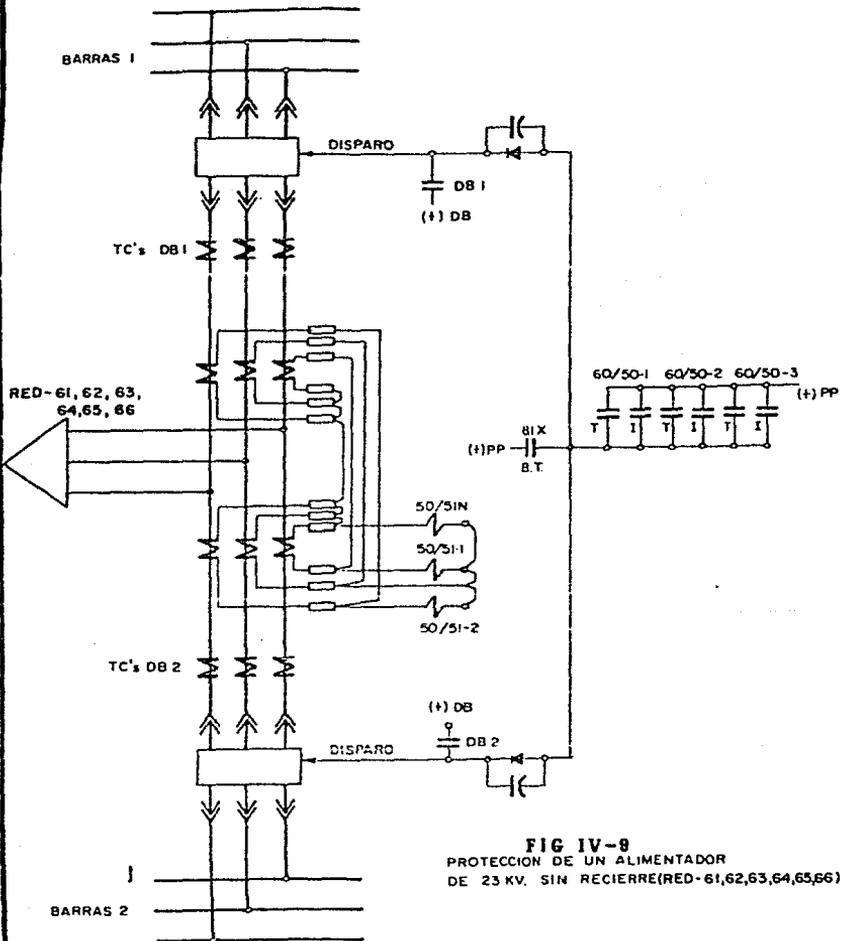


FIG IV-8
 PROTECCION DE UN ALIMENTADOR
 DE 23 KV. SIN RECIERRE (RED-61,62,63,64,65,66)

BAJA FRECUENCIA.

En condiciones normales de operación, la potencia generada será igual a la potencia consumida más las pérdidas del sistema, manteniendo los valores de tensión y frecuencia dentro de los límites preestablecidos, encontrándose así el sistema eléctrico en un estado de equilibrio. Más aún, en las centrales generadoras y de transmisión existirá siempre una capacidad instalada superior a la demanda actual, para considerar aumentos futuros de carga. Sin embargo, eventualmente ocurre una falla en una(s) línea(s) de transmisión importante, rompiendo el equilibrio citado anteriormente es decir, resultando mayor la carga instalada que la capacidad de generación.

En estas condiciones los valores de frecuencia y tensión se ven afectados; ante esta situación se requiere alcanzar nuevamente el equilibrio entre generación-carga para evitar que la frecuencia disminuya aún más, poniendo en peligro al sistema eléctrico global.

La caída de la frecuencia dependerá de la magnitud de la falla.

Una manera de solucionar este problema es conocido como "tiro de carga por baja frecuencia" y consiste en desconectar intencionalmente una carga equivalente o mayor al excedente, tratando de mantener tanta carga como sea posible. Esto está supeeditado al valor de la frecuencia.

El tiro de la carga se lleva a cabo automáticamente y tiene 3 pasos o etapas, ya que aunque sabemos que tenemos que desconectar alimentadores, si éstos se desconectan todos al mismo tiempo se correría el riesgo de tirar más carga de

la requerida (ésto también ocasionaría problemas), por lo -- tanto el tiro de carga se lleva a cabo mediante el relevador 81 el cual está ajustado a 3 valores diferentes de frecuen-- cia de tal forma que cuando la frecuencia alcance el valor - del primer ajuste, se desconectarán los alimentadores conec-- tados a este primer grupo. Si el valor de frecuencia conti-- nuara descendiendo se botaría el segundo grupo y así sucesi-- vamente.

NUMEROS A.S.A. DE FUNCION DE DISPOSITIVOS Y PROTECCION.

- 1.- Elemento maestro.
- 2.- Relevador de arranque o de cierre, con retardo.
- 3.- Relevador de comprobación o de enclavamiento (bloqueo-condicionado).
- 4.- Contactor maestro.
- 5.- Dispositivo de paro.
- 6.- Interruptor o contactor de arranque.
- 7.- Interruptor de ánodo.
- 8.- Interruptor del circuito de control.
- 9.- Dispositivo inversor.
- 10.- Interruptor de secuencia de unidad.
- 11.- Reservado para aplicaciones futuras.
- 12.- Dispositivo de sobrevelocidad.
- 13.- Dispositivo de velocidad sincrónica.
- 14.- Dispositivo de baja velocidad.
- 15.- Dispositivo igualador de velocidad o frecuencia.
- 16.- Reservado para aplicaciones futuras.
- 17.- Interruptor o contactor de descarga.
- 18.- Dispositivo acelerador o desacelerador.
- 19.- Contactor o relevador de transición de arranque a marcha.
- 20.- Válvula.
- 21.- Relevador de distancia.
- 22.- Interruptor o contactor igualador.

- 23.- Dispositivo de control de temperatura.
- 24.- Reservado para aplicaciones futuras.
- 25.- Dispositivo de sincronización o de comprobación de sin
cronismo.
- 26.- Dispositivo térmico de aparatos o máquinas.
- 27.- Relevador de bajo voltaje.
- 28.- Detector de flama.
- 29.- Contactor de aislamiento (separación).
- 30.- Relevador indicador.
- 31.- Dispositivo para excitación separada.
- 32.- Relevador direccional de potencia.
- 33.- Contactor de posición.
- 34.- Dispositivo maestro de secuencia.
- 35.- Dispositivo para operar escobillas o para poner en cor
to circuito anillos colectores.
- 36.- Dispositivo de polaridad o de polarización.
- 37.- Relevador de baja potencia o baja corriente.
- 38.- Dispositivo de protección de chumacera.
- 39.- Monitor de condiciones mecánicas.
- 40.- Relevador del campo.
- 41.- Interruptor del campo.
- 42.- Interruptor de marcha.
- 43.- Dispositivo manual de transferencia de la unidad.
- 44.- Relevador de iniciación de secuencia de la unidad.
- 45.- Monitor de condiciones atmosféricas.
- 46.- Relevador de corriente de gases invertidas o desequili
brio de gases.

- 47.- Relevador de secuencia de gases (voltaje).
- 48.- Relevador de secuencia incompleta.
- 49.- Relevador térmico de máquinas o transformadores.
- 50.- Relevador instantáneo de sobrecorriente o detector de gradiente de corriente.
- 51.- Relevador de sobrecorriente de C.A., de tiempo inverso o definido.
- 52.- Interruptor de corriente alterna.
- 53.- Relevador de excitador o de generador de C.D.
- 54.- Reservado para aplicaciones futuras.
- 55.- Relevador de factor de potencia.
- 56.- Relevador de aplicación del campo.
- 57.- Dispositivo para poner en corto circuito o a tierra.
- 58.- Relevador de falla de rectificación.
- 59.- Relevador de sobrevoltaje.
- 60.- Relevador de desequilibrio de voltajes o corrientes.
- 61.- Reservado para aplicaciones futuras.
- 62.- Relevador de paro o apertura, con retardo.
- 63.- Relevador de presión (de líquido o de gas), o de vacío.
- 64.- Relevador para protección a tierra que no está conecta da al secundario de los transformadores de corriente.
- 65.- Gobernador o regulador de velocidad.
- 66.- Dispositivo limitador de operaciones o de ajuste fino de posición.
- 67.- Relevador direccional de sobrecorriente (C.A.).
- 68.- Relevador de bloqueo.

- 69.- Dispositivo de control condicionado.
- 70.- Reóstato.
- 71.- Relevador de nivel de líquido o de gas.
- 72.- Interruptor o contactor de C.D.
- 73.- Contactor de resistencia de carga.
- 74.- Relevador de alarma.
- 75.- Mecanismo cambiador de posiciones.
- 76.- Relevador de sobrecorriente de C.D.
- 77.- Transmisor de impulsos.
- 78.- Relevador de protección que mide desplazamientos angulares entre corriente o entre voltajes.
- 79.- Relevador de recierre de C.A.
- 80.- Relevador de flujo de líquido o gas.
- 81.- Relevador de frecuencia.
- 82.- Relevador de recierre de C.D.
- 83.- Relevador automático de transferencia, o de control se lectivo.
- 84.- Mecanismo de operación.
- 85.- Relevador receptor para onda portadora o para hilo piloto.
- 86.- Relevador de bloqueo definitivo.
- 87.- Relevador de protección diferencial.
- 88.- Motor o motor-generador auxiliar.
- 90.- Dispositivo de regulación.
- 91.- Relevador direccional de voltaje.
- 92.- Relevador direccional de voltaje y de potencia.

- 93.- Contactor cambiador de campo.
- 94.- Relevador de disparo o de disparo libre.
- 95.- Se usará únicamente para aplicaciones específicas en a instalaciones donde ninguno de los números asignados
- 99.- del 1 al 94 resulten adecuados.

V. MANIOBRAS.

Llamamos maniobra a cualquier cambio ejecutado en las condiciones de trabajo existentes en el equipo. La maniobra es siempre manual. Ejemplo: cierre de un interruptor, apertura de cuchillas, esta operación puede ser local o remota, pero la ejecuta una persona.

La operación automática (apertura o cierre de interruptores por operación de protecciones) o cualquier cambio ocurrido sin la intervención del operador, no se condiera como maniobra.

La ejecución de una maniobra es de gran importancia, ya que permite conectar o desconectar partes del equipo, ya sea por reparación o por mantenimiento del mismo. Es necesario tener presente que la mayoría de las veces las maniobras se realizan con circuitos de alta tensión, de tal manera que -- llevar a cabo una maniobra errónea o bien sin el equipo adecuado, representa un peligro, generalmente mortal, para el - que la ejecuta o se puede causar daños severos al equipo.

A continuación veremos las maniobras más comunes en la Subestación Huasteca.

MANIOBRAS MAS COMUNES EN LA ZONA DE 85 KV.

I. Libramiento de un interruptor de los cables de 85 KV - (HTCA-1, HTCA-2).

Supongamos que se desea dar mantenimiento al Int. 58 - HTCA-2.

CONDICIONES:

- Las cuchillas 98 B2 HTCA-2 cerradas, las 98 B1 ---- HTCA-2 abiertas.
- Las 98S HTCA-2 cerradas.
- Todas las cuchillas de tierra abiertas.
- Int. 58 HTCA-2 cerrado.

SECUENCIA DE OPERACION.

- Abrir Int. 58 HTCA-2.
- Abrir 98 B2 HTCA-2 y 98S HTCA-2.
- Cerrar cuchillas de tierra 98 T1 HTCA-2 y 98 T2 --- HTCA-2.

NORMALIZACION.

- Abrir cuchillas de tierra 98 T1 HTCA-2 y 98 T2 ---- HTCA-2.
- Cerrar cuchillas 98 B2 HTCA-2 y 98S HTCA-2.
- Cerrar Int. 58 HTCA-2.

II. Libramiento del interruptor de amarre.

Supongamos que se desea dar mantenimiento al Int. de - amarre.

CONDICIONES.

- Cuchillas 98 B1 - AMARRE y 98 B2 - AMARRE cerradas.

- Todas las cuchillas de tierra abiertas.
- Int. 58 - AMARRE cerrado.

SECUENCIA DE OPERACION.

- Abrir Int. 58 - AMARRE.
- Abrir cuchillas 98 B1 AMARRE y 98 B2 AMARRE.
- Cerrar cuchillas 98 T1 AMARRE y 98 T2 AMARRE.

NORMALIZACION.

- Abrir cuchillas 98 T1 AMARRE y 98 T2 AMARRE.
- Cerrar cuchillas 98 B1 y 98 B2 AMARRE.
- Cerrar Int. 58 AMARRE.

III. Libramiento de un Banco.

Supongamos que se desea mantenimiento al T 82 A.

CONDICIONES.

- Las cuchillas 98 B1 T 82 A, 98S T 82 A cerradas.
- Las cuchillas 98 B2 T 82 A, así como las de puesta a tierra abiertas.
- Los Int. 58 T 82 A, 52-1 T 82 A, 52-2 T 82 A cerrados.

SECUENCIA DE OPERACION.

- Abrir el Int. 58 T 82 A, abrir y desacoplar los --- Int. por 23 KV (52-1 T 82 A y 52-2 T 82 A).
- Abrir cuchillas 98 B1 T 82 A y 98S T 82 A.
- Demostrar libre el Banco.
- Desconectar secundarios de TP's.
- Cerrar las cuchillas 98 T3 T 82 A y 92T T 82 A.

NORMALIZACION.

- Abrir cuchillas 98 T3 T 82 A y 92T T 82 A.
- Cerrar 98 B1 T 82 A y 98S T 82 A.
- Cerrar Int. 58 T 82 A, 52-1 T 82 A y 52-2 T 82 A.

NOTA. Antes de librar el T 82 A, verificar que el --- T 82 C esté disponible para llevar la carga del T 82 A. En caso contrario avisar al I.S.; así como efectuar la transferencia del servicio de estación en forma manual, del T 20 A al T 20 D.

IV. Libramiento de las Barras de 85 KV.

Suponga que se desea dar mantenimiento a las Barras 1- de 85 KV.

CONDICIONES.

- Las 98 B1 T 82 A, 98 B2 T 82 B, 98 B1 T 82 C, 98 B2

T 82 D, 98 B1 HTCA-1, 98 B2 HTCA-2, 98 B1 AMARRE y-
98 B2 AMARRE, están cerradas.

- Las 98 B2 T 82 A, 98 B1 T 82 B, 98 B2 T 82 C, 98 B1
T 82 D, 98 B2 HTCA-1 y 98 B1 HTCA-2 abiertas.
- Todos los Int. por 85 KV cerrados.
- Las cuchillas de puesta a tierra abiertas.

SECUENCIA DE OPERACION.

- Cerrar las cuchillas 98 B2 T 82 A.
- Abrir las 98 B1 T 82 A.
- Cerrar las 98 B2 T 82 C.
- Abrir las 98 B1 T 82 C.
- Cerrar las 98 B2 HTCA-1.
- Abrir las 98 B1 HTCA-1.
- Abrir Int. 58 AMARRE.
- Abrir las 98 B1 AMARRE.
- Abrir las 98 B2 AMARRE.
- Demostrar libre la Barra.
- Cerrar las 98 T1 B.

NORMALIZACION.

- Abrir cuchillas de tierra 98 T1 B.
- Cerrar las 98 B1 AMARRE y 98 B2 AMARRE.
- Cerrar Int. 58 AMARRE.
- Cerrar cuchillas 98 B1 T 82 A.

- Abrir las 98 B2 T 82 A.
- Cerrar las 98 B1 T 82 C.
- Abrir las 98 B2 T 82 C.
- Cerrar las 98 B1 HTCA-1.
- Abrir las 98 B2 HTCA-1.

MANIOBRAS MAS COMUNES EN LA ZONA DE 23 KV.

I. Libramiento de un interruptor de 23 KV.

Si las condiciones son normales es decir, todos los -- Int. de 23 KV cerrados, excepto las Int. de 23 KV del-banco 82 C (52-1, 52-2, 52-3 y 52-4 del T 82 C), basta rá abrir y desacoplar el Int. deseado.

En este caso no existe problema, ya que debido al arreglo de 23 KV la carga se lleva a través del otro Int.

II. Libramiento de las Barras 1 de 23 KV.

Suponga que se desea dar mantenimiento a las barras 1- de 23 KV.

CONDICIONES.

- Todos los Int. (52-1 y 52-2) de todos los bancos se encuentran cerrados, excepto los del banco de reserva (T 82 C).

- Todos los Int. (52-1 y 52-2) de las redes y alimentadores se encuentran cerrados.
- Todas las cuchillas de tierra abiertas.

SECUENCIA DE OPERACION.

- Abrir el Int. 52-1 T 82 A y desacoplar.
- Abrir Int. 52-1 T 82 B y desacoplar.
- Abrir Int. 52-1 Red 61, 62, 63, 65 y 66 y desacoplar

NORMALIZACION.

- Cerrar Int. 52-1 Red 61, 62, 63, 64, 65 y 66.
- Cerrar Int. 52-1 T 82 B.
- Cerrar Int. 52-1 T 82 A.

CONCLUSIONES.

El gran crecimiento de la Ciudad de México en los últimos años, de 5 millones de habitantes al inicio de la década de los 70's a aproximadamente 18 millones de habitantes en la actualidad, a traído como consecuencia una gran demanda en todos los servicios entre otros, los de energía eléctrica.

Para satisfacer esta demanda la Compañía de Luz y Fuerza a incrementado el número de Subestaciones, en algunos casos, en otros se a aumentado la capacidad instalada para satisfacer los requerimientos del fluido eléctrico.

El crecimiento en el número de Subestaciones trae como consecuencia una mayor complejidad en la operación y el control de las mismas. Para solucionar este problema se ha recurrido a la automatización de gran parte de esas Subestaciones.

Las Subestaciones telecontroladas o automatizadas, ofrecen una gran confiabilidad por las características intrínsecas de los sistemas del telecontrol; lo que se requiere para que estas operen correctamente es proporcionar el mantenimiento preventivo adecuado.

El presente trabajo pretende ser una herramienta que auxilie al personal de respaldo operativo de Subestaciones telecontroladas, del Departamento de Operación Subestaciones, a desempeñar mejor su trabajo, deseando que el presente les sea de utilidad.

Para la operación correcta de una Subestación (sea convencional o telecontrolada) se requieren los dos elementos -

que se citan a continuación.

1. Capacitación del personal.

En mi opinión la capacitación del personal que aspire a ocupar el puesto de operador de Subestaciones, así como también a los que se desempeñan ya en dicho puesto, es fundamental.

La etapa de capacitación deberá comprender dos aspectos que son:

- Teórico
- Práctico

La teoría deberá impartirse por el grupo de ingenieros del Departamento, en esta etapa se le proporcionarán los elementos al personal para ubicarse, explicando las diferencias que existen entre centrales generadoras hidroeléctricas y termoelectricas, haciendo notar que por situaciones geográficas y ambientales se ha visto en la necesidad de instalar las centrales generadoras en lugares alejados de los centros de consumo de carga (el más importante, la Ciudad de México)

Esto trae consigo el problema de transmitir la energía eléctrica de los centros de generación a los centros de consumo. Se debe explicar la razón por la cual se eleva la tensión para transmitir cada vez a más altas tensiones, y el por qué se deben reducir estas tensiones en los centros de consumo para subtransmitir y distribuir la energía, destacan do la función del transformador para lograr este objetivo.

Se darán pláticas de transformadores, interruptores, arreglos en Subestaciones, protecciones, etc., estas pláti-

cas deberán contener aspectos teóricos generales que ayuden a comprender el funcionamiento de estos elementos.

Aspecto práctico.

Esta etapa deberá llevarse a cabo para reforzar las ideas adquiridas en la etapa anterior y se dará ésta con visitas a Subestaciones "tipo" es decir, esta Subestación deberá reunir el mayor número de equipo posible (Victoria, Remedios, Magdalena, Jamaica, Los Reyes, etc.).

Al final de la capacitación deberá efectuarse un examen de evaluación que nos indique el aprovechamiento, así mismo nos de la pauta para reforzar ciertos temas que no se comprenden bien, aclarando dichas dudas en un curso posterior.

2. Elaboración de instructivos de operación.

Cada Subestación deberá tener un instructivo en el cual se contemple cuando menos lo siguiente:

- Diagrama de interconexiones con otras Subestaciones, diagrama unifilar, de protecciones.
- Descripción del equipo instalado en la misma, explicando el funcionamiento de cada equipo, así como maniobras de rutina a efectuar.

Se deberá tener cuidado en actualizar dicho instructivo por modificaciones que se llevaran a cabo (inclusión o retiro de bancos de potencia, líneas de transmisión, etc.).

La elaboración de los instructivos deberá llevarse a ca

bo antes de la puesta en servicio de la Subestación (para el caso de Subestaciones nuevas), para que el personal de operación disponga desde el primer día de trabajo, con una guía sobre la cual se pueda consultar para aclarar dudas. De ser posible un ingeniero del Departamento de Operación Subestaciones dará una plática al personal de operación el día que se entregue la misma.

Finalmente he de agradecer cualquier sugerencia que tienda a mejorar este modesto trabajo, o bien para aclarar alguna duda relacionada con el mismo.

Tomás Castellanos López

Ing. de turno.

Cables Subterráneos (Bolivar).

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Manual de Fabricante.
Sprecher-Schuh.
- 2.- Manual de Diseño de Subestaciones.
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.
- 3.- Cables de Potencia.
Notas del Departamento de Operación Subestaciones.
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.
- 4.- Operación del Registrador de Eventos Hathaway.
Notas del Departamento de Laboratorio.
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.
- 5.- Manual de Fabricante.
Takaoka Electric Corporation.
- 6.- Arte y Ciencia de Protección por Relevadores.
C. Russel Mason.
C.E.C.S.A.
- 7.- Protecciones.
Notas del Departamento de Laboratorio.
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.
- 8.- Proyecto de la Subestación Huasteca.
Departamento de Ingeniería Eléctrica.
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.