



18
2010

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"ARAGON"**

MANUAL DE PUESTA EN SERVICIO Y
OPERACION DE SUBESTACIONES TELE-
CONTROLADAS 230/23 kV. CON ARREGLO DE
INTERRUPTOR Y MEDIO EN 230 kV. Y
ANILLO EN 23 kV.

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

ALBERTO SANCHEZ MAYA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

San Juan de Aragón, Edo. de México.



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

INDICE

PROLOGO	1
Capítulo 1 CONOCIMIENTOS INICIALES SOBRE SUBESTACIONES TELECONTROLADAS.	4
1.1 Generalidades	4
1.2 Diagrama de Conexiones	9
1.3 Nomenclatura	14
Capítulo 2 CONOCIMIENTOS BASICOS SOBRE SUBESTACIONES TELECONTROLADAS.	32
2.1 Generalidades	32
2.2 Telecontrol de las Subestaciones	34
2.3 Esquemas de Control	36
a) Cierre y Apertura de Interruptores	36
b) Señalización de Interruptores	36
c) Cierre y Apertura de Cuchillas	38
d) Señalización de Cuchillas	38
e) Alarmas	40
f) Normas de Colores de Cía. de Luz y Fuerza en Circuitos de Corriente Directa	41
g) Normas de Colores de Cía. de Luz y Fuerza en Circuitos de Corriente Alterna	45
2.4 Diferencias entre Subestaciones Convencionales y Subestaciones Telecontroladas	51
Capítulo 3 PRUEBAS MAS RELEVANTES AL EQUIPO DE ALTA TENSION.	56
3.1 Interruptores	56
3.2 Transformadores de Potencia	88

3.3 Transformadores de Servicio de Estación	142
3.4 Transformadores Tipo Pedestal	145
3.5 Cuchillas	147
3.6 Apartarrayos	149
Capítulo 4 PRUEBAS A LOS CIRCUITOS DE CONTROL.	151
4.1 Pruebas de Señalización y Alarmas de los equipos de Potencia	151
4.2 Pruebas desde el Salón de Tauleros, Señalización, Control y Alarmas	157
4.3 Pruebas desde el Centro de Control	160
Capítulo 5 ESQUEMA DE PROTECCIONES.	165
5.1 Protecciones de Bancos	167
5.2 Protecciones de Barras Colectoras	176
5.3 Protecciones de Líneas	179
5.4 Protecciones de Alimentadores	187
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	190
BIBLIOGRAFIA.	191

Prólogo

En este trabajo se trata de las actividades del Departamento de Mantenimiento Eléctrico de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro. y de las pruebas de la puesta en servicio y operación de subestaciones telecontroladas. Y surge con la finalidad de que el lector, ya sea trabajador de la Compañía de Luz y Fuerza., estudiante, técnico, ingeniero o profesor de la rama de Ingeniería Eléctrica, tenga información completa sobre el estudio de una Subestación de 230/23 kV. con arreglo de Interruptor y Medio - en 230 kV. y Anillo en 23 kV. Este tipo de arreglo es común hoy en día y su comprensión llevará a entender cualquier otro arreglo que se desee estudiar; además el lector podrá familiarizarse con los términos o nomenclaturas que se utilizan para identificar al equipo, así como también de las pruebas que se deben realizar para asegurar su buen funcionamiento dentro de una subestación.

Para efecto de estudio se tomará como modelo la Subestación Coapa, - pero en términos generales todas las subestaciones operan de la misma forma.

En el capítulo 1 se da un inicio de lo que es una subestación telecontrolada y se da en forma esquemática el arreglo de interruptor y medio en 230 kV. y anillo en 23 kV., así como la nomenclatura que identifica al equipo.

En el capítulo 2 se estudia ampliamente lo que respecta al telecontrol de una subestación, en lo que a sus equipos se refiere como son: el de interruptores y cuchillas tanto para el cierre como para la apertura - y el estudio a nivel señalización del estado en que se encuentra el equipo dándonos a conocer sus alarmas; se darán las normas de colores que ti

ne establecidas la Compañía de Luz y Fuerza para circuitos de corriente - directa y alterna y al final de este capítulo se dan algunas diferencias que existen en una subestación convencional (sin telecontrol) y una subestación telecontrolada.

En el capítulo 3 se dan a conocer los diferentes equipos de prueba - con que cuenta la Compañía de Luz y Fuerza, para determinar las condiciones en que se encuentra el equipo como son; Interruptores, Transformadores, Cuchillas y Apartarrayos.

Entre las pruebas más importantes podemos citar; prueba de relación de transformación, prueba de aislamiento, prueba de factor de potencia, - prueba de rigidez dieléctrica, prueba de resistencia ohmica y prueba de - tiempos de operación; estas pruebas nos indican las condiciones en que se encuentra el equipo de alta tensión.

En el capítulo 4 se dan a conocer las pruebas que se pueden efectuar al equipo, a nivel control local o remoto; desde el salón de tableros ó - del centro de control.

Al llevar a cabo estas pruebas se puede asegurar el funcionamiento - del equipo y conocer el estado del mismo, determinando en un momento donde puede resultar una posible falla.

En el capítulo 5 se estudian los diferentes tipos de protecciones - que se utilizan para proteger al equipo en condiciones normales de funcionamiento, ya sea por falla a tierra, cruzamiento entre fases o corto trifásico; del mismo modo cuando las fallas son provocadas o propias del - equipo.

El análisis de las protecciones no son del área de responsabilidad - del Departamento de Mantenimiento Eléctrico, y por lo tanto se parte del

hecho de que existen.

A fin de prestar un mejor servicio y proteger contra daños mayores - al equipo y al personal, en este apartado se indica como se secciona al - equipo, de tal forma que unicamente se localice el punto donde ocurri6 la falla.

Capítulo 1

Conocimientos Iniciales Sobre Subestaciones Telecontroladas.

1.1 Generalidades.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, cuenta con varios departamentos cuya función es de suma importancia dentro de la Compañía; pero para fines de este trabajo solo se mencionará algunas de las actividades que desarrollan algunos departamentos.

Es conveniente recordar lo que es una subestación y el telecontrol. La subestación es una estación secundaria de una compleja red de distribución eléctrica, la cual asegura la transformación y la adecuada distribución de la electricidad.

El telecontrol es una comunicación a distancia que agrupa la transmisión o tratamiento de información por procedimiento de localización electrónica.

De lo anterior podemos decir que una subestación telecontrolada brinda avances tecnológicos dando ventajas operativas.

Dentro de una subestación se encuentra equipo el cual ocupa bastante espacio. En las fotografías siguientes, se puede observar la dimensión de una subestación de 230/23 KV. comparadas con una persona de aproximadamente 1.70 y 1.80 metros.

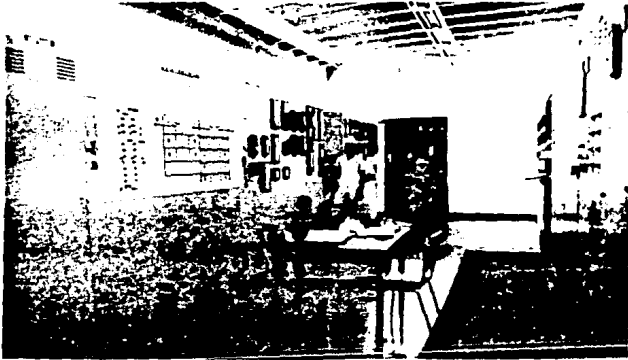


Planta ref. Contreras de 230 MW.



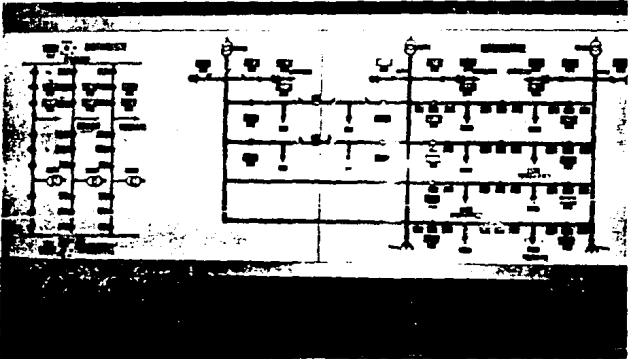
Lona de 230 MW.

SALON DE TABLEROS



Este equipo puede ser operado desde el equipo mismo o del tablero miniaturizado que se encuentra en el salón de tableros que mostramos a continuación.

TABLERO MINIATURIZADO





Estación Coapa Zona de Bancos



Interrupción de 230 kV.

Este es el salón de tableros que se encuentra dentro de la subestación y dentro de éste, se localiza el tablero miniaturizado.

Como se puede apreciar es complicado estar operando el equipo desde el equipo mismo, ya que esto implica mayor movilidad y mucho más concentración del personal en las maniobras que tuviera que realizar.

Comparando las maniobras desde el equipo mismo con el tablero miniaturizado, se tiene mayor dominio del equipo con el tablero miniaturizado y una visión más clara de una o algunas maniobras a realizar.

Ahora comparemos las dimensiones del tablero miniaturizado con la imagen de una pantalla de una computadora, la cual mostramos a continuación:



Como se puede apreciar es más pequeña la pantalla de una computadora - de la cual también se puede operar el equipo y hacer maniobras; la única diferencia es que con la computadora se hace la maniobra a gran distancia y - no solo de una subestación, sino de todas las subestaciones telecontroladas de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, desde el Centro de Control.

1.2 Diagrama de conexiones

El diagrama de conexiones se obtiene a través de la pantalla de la computadora; para el estudio en cuestión, se muestra en dos partes, una que es la zona de 230 KV, y la otra de 23 KV; estas se entrelazan por medio de los transformadores de potencia, donde existe el cambio de voltaje.

Vamos el diagrama de la primera parte. En la figura número 1.2.1. se muestra la zona de 230 KV. y la figura número 1.2.2. muestra la zona de 23 KV.

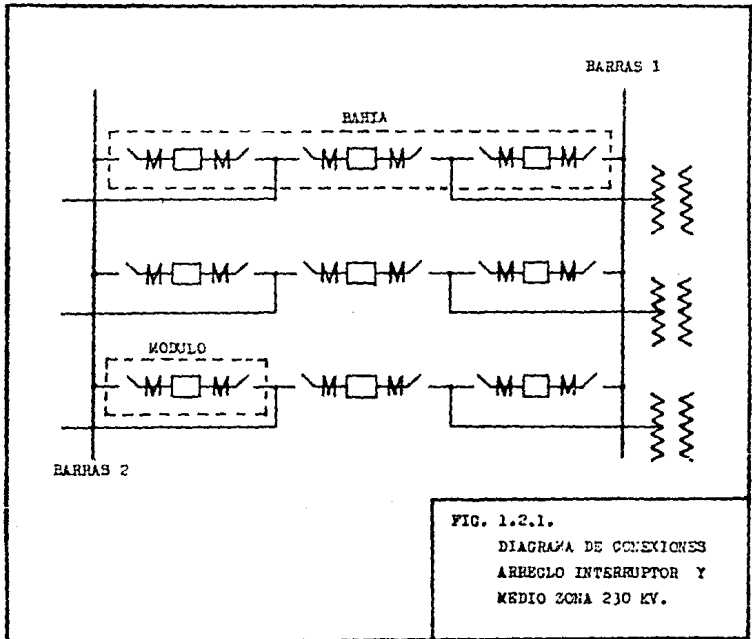
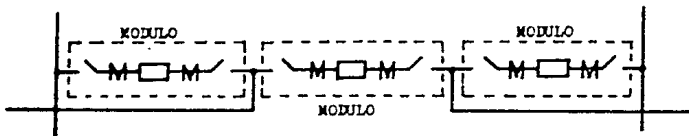


FIG. 1.2.1.
 DIAGRAMA DE CONEXIONES
 ARREGLO INTERRUPTOR Y
 MEDIO ZONA 230 KV.

El diagrama de la figura número 1.2.1. es la zona que se conoce como - arreglo de Interruptor y Medio, el cual lo dividimos de la siguiente manera; lo que se encuentra con la línea punteada se llama bahía (aunque no se especifica en el diagrama, se encuentran tres bahías); cada bahía consta de tres módulos como se aprecia en el siguiente dibujo:



Para que un arreglo de interruptor y medio funcione, se requiere de un mínimo de dos bahías (6 módulos). En el caso de subestaciones de 230/23 KV. por arreglo se tienen tres bahías.

Los interruptores de cada bahía conectan por un extremo a las barras - colectoras (lado bancos), y por el otro lado, barras colectoras (lado líneas); a las barras de lado banco se les denomina Barras 1, y a las barras de lado línea se les denomina Barras 2.

A la llegada de una línea y salida de un banco de potencia se consideran dos circuitos; y por cada dos circuitos existen tres interruptores, por lo que se puede apreciar que para cada circuito corresponde un interruptor y medio del otro interruptor, dando como consecuencia la razón del nombre - del arreglo.

De lo anterior se define lo siguiente:

"Bahía".- es el equipo necesario para interconectar dos barras colectoras sin exceder de tres módulos.

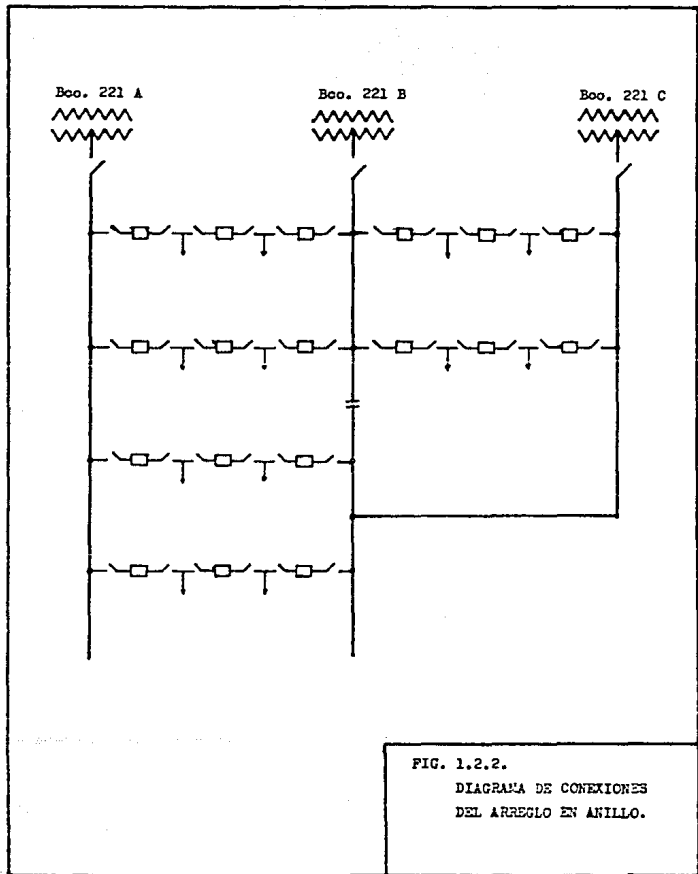
"Módulo".- es un interruptor con sus cuchillas desconectadoras y transformadores de corrientes.

En la figura número 1.2.2. que corresponde a la zona de 23 KV. que es tal y como se ve en la pantalla de la computadora, se puede apreciar que lo que une a la figura 1.2.1. y 1.2.2. son los transformadores de potencia de 230/23 KV. Aquí también se encuentran bahías y módulos (como apreciamos en la figura 1.2.2.) y en lugar de barras colectoras serán las correspondientes a cada Banco de Potencia A B C. Las salidas son las que se encuentran entre cada dos interruptores (que se les conoce como mufas de salida), y - que son los alimentadores de 23 KV. de la red de distribución.

Estos proyectos son para tres Bancos de 60 MVA y cada Banco soporta - cuatro alimentadores como podemos observar en la figura número 1.2.2.

Veamos el arreglo en anillo en 23 KV. Este arreglo es la distribución que podemos dar del equipo, como se da en la figura número 1.2.2.

Para analizar el tipo de arreglo en anillo y ver del porque del nombre rediguemos la figura número 1.2.2. para hacer la figura número 1.2.3.



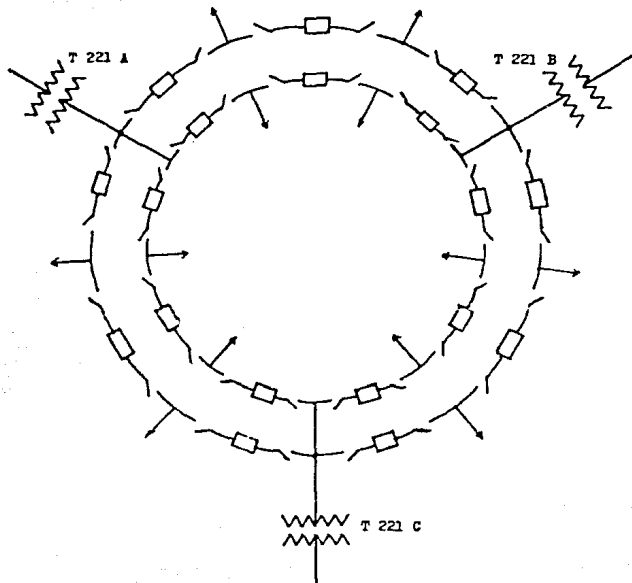


FIG. 1.2.3.

DIAGRAMA DE CONEXIONES
ARREGLO ANILLO.

1.3 Nomenclaturas.

El código de claves para identificar el equipo a controlar es el siguiente:

Los interruptores se designan con la letra I en primer término, después se agregan en forma progresiva del 01 hasta el número que sea necesario; según su tamaño se inicia con los interruptores de mayor voltaje (230 KV.) y se termina con los interruptores de menor voltaje que son los de 23 KV. como se muestra en la figura 1.3.1. y 1.3.2.

Como se puede apreciar falta la numeración del I07; D13 y D14 no se incluyen ya que falta la línea No. 3 pero se respeta la numeración correspondiente por si a futuro ésta se integra.

En el caso de las cuchillas, estas se identifican con la letra "D" (desconectoras) que son las de la zona de 230 KV. Estas cuchillas al igual que los interruptores son operadas a control remoto.

La letra D es el primer término seguido en forma progresiva del 01 hasta el número que sea necesario, según su tamaño. Para el caso de 230/23 KV. es del D01 al D18 como apreciamos en la figura número 1.3.1

Ahora pasemos a ver otro tipo de cuchillas que se designan con la letra "C", y que son las que pertenecen a la zona de 23 KV. Estas cuchillas no son telecontroladas ya que su manejo es manual.

La letra C es el primer término seguida en forma progresiva del 01 al número que sea necesario, como podemos apreciar en la figura número 1.3.2.

Para realizar la identificación de los diferentes voltajes es conveniente mencionar todos los voltajes (aunque en nuestro caso sea sólo de 230 y 23 KV.) para tener una idea mas clara y amplia de lo que estudiamos.

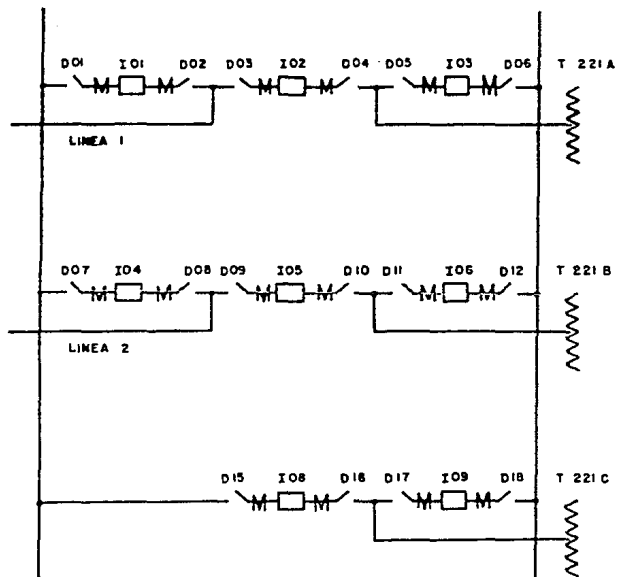


FIG. 1.3.1.

NOMENCLATURA DE INTERRUPTORES Y CUCHILLAS ZONA DE 230 KV.

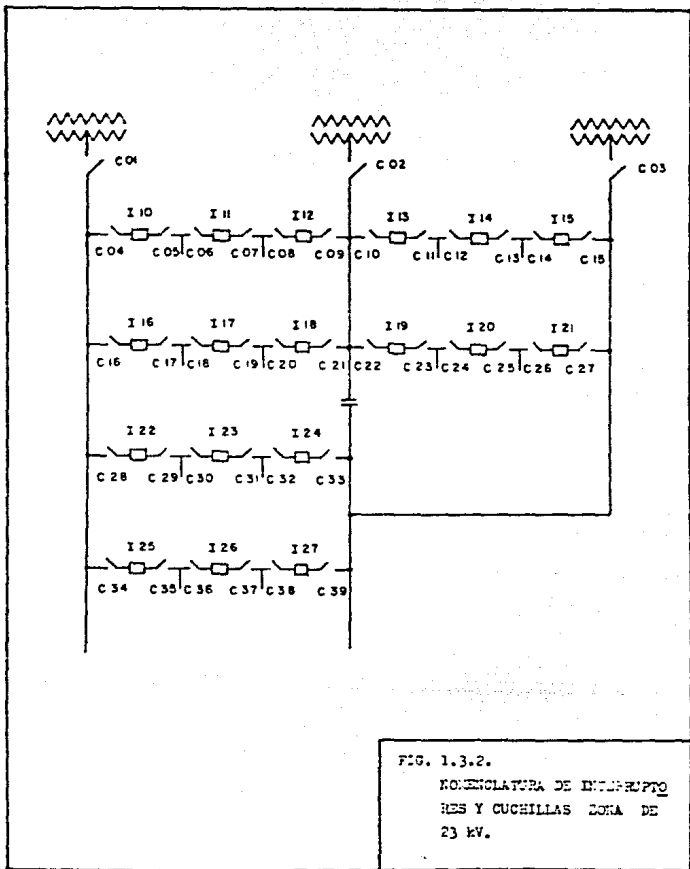


FIG. 1.3.2.

NOMENCLATURA DE INTERRUPTO
RES Y CUCHILLAS LORA DE
23 kV.

Cabe señalar que las nomenclaturas que utilizamos son exclusivas de México, pues están adaptadas a las necesidades de nuestro país.

Para la norma internacional, los interruptores se designan con el número 52, Compañía de Luz y Fuerza del Centro, emplea el primer número de la norma internacional para los interruptores y según sea el caso, el siguiente dígito nos indicará a que voltaje pertenece el interruptor. Así se tiene que para 400 KV. se utiliza el número 4; para 230 KV. el 3; para 85 KV. el 6 y para 23 KV. el número 2. De esta forma se concluye que los números y normas de Luz y Fuerza para interruptores son:

NORMA INTERNACIONAL	VOLTAJE DE APLICACION	NUMERO DE NORMA DE L Y F
52	400 KV.	54
	230 KV.	53
	85 KV.	58
	23 KV.	52

Números de Normas de Luz y Fuerza del Centro
para INTERRUPTORES.

Un ejemplo de lo anterior sería el siguiente: para un número de norma 54 se trata de un interruptor de 400 KV. donde 5 es el número del interruptor y 4 es el voltaje de dicho interruptor.

Para identificar las cuchillas, la norma internacional designa el número 89 y al igual que para los interruptores, Compañía de Luz y Fuerza retoma uno de estos dígitos, que en este caso será el segundo.

El siguiente número nos indicará el voltaje al que pertenece la cuchilla:

NORMA INTERNACIONAL	VOLTAJE DE APLICACION	NUMERO DE NORMA L Y F
	400 KV.	94
82	230 KV.	93
	85 KV.	98
	23 KV.	92

Números y Normas de L y F para
CUCHILLAS.

Por ejemplo; para un número de norma 92 podemos decir que se trata de unas cuchillas de 23 KV.

Los transformadores de potencia se identifican con la letra "T" y seguirá la combinación de números de los transformadores de operación; para la ubicación dentro de la subestación se asigna la letra que puede ser A B C, etc., según sea el número de Bancos de las mismas características de operación (ver figura 1.3.1. y 1.3.2.), y para sus diferentes voltajes como podemos ver en la tabla siguiente:

DESIGNACION DE BANCOS	VOLTAJES DE OPERACION	NORMA L Y F
421	400/230/13.8 KV.	T 421
222	230/ 23/23 KV.	T 222
221	230/ 23/13.8 KV.	T 221
28	230/85 KV.	T 28
82	85/23 KV.	T 82
81	85/11.5 KV.	T 81

Para la subestación objeto de estudio, quedará de la siguiente manera:

T 221 A T 221 B y T 221 C

Tanto para los interruptores como para las cuchillas después de la numeración que los identifica con su voltaje de operación, se añadirán hasta un máximo de 6 letras o números, dependiendo de la función específica. Para analizarlo se sigue el mismo mecanismo; es decir, se divide la zona de 230 KV. con su arreglo de interruptor y medio y la zona de 23 KV. con su arreglo en anillo.

Para su mejor comprensión dividiremos la zona de 230 KV en:

- Interruptores de Línea - Cuchillas de Interruptores de Línea
- Interruptores de Banco - Cuchillas de Interruptores de Banco
- Interruptores de Enlace - Cuchillas de Interruptores de Enlace

Esto lo analizaremos tomando como ejemplo la subestación COAPA para dar la numeración y nomenclatura correspondiente, por lo que nos apoyaremos en la figura número 1.3.3.

Como se puede ver, la nomenclatura para los interruptores de líneas son:

53 COAP y 53 93180

Interruptores de Banco. Estos se localizan del lado de los transformadores de potencia y son:

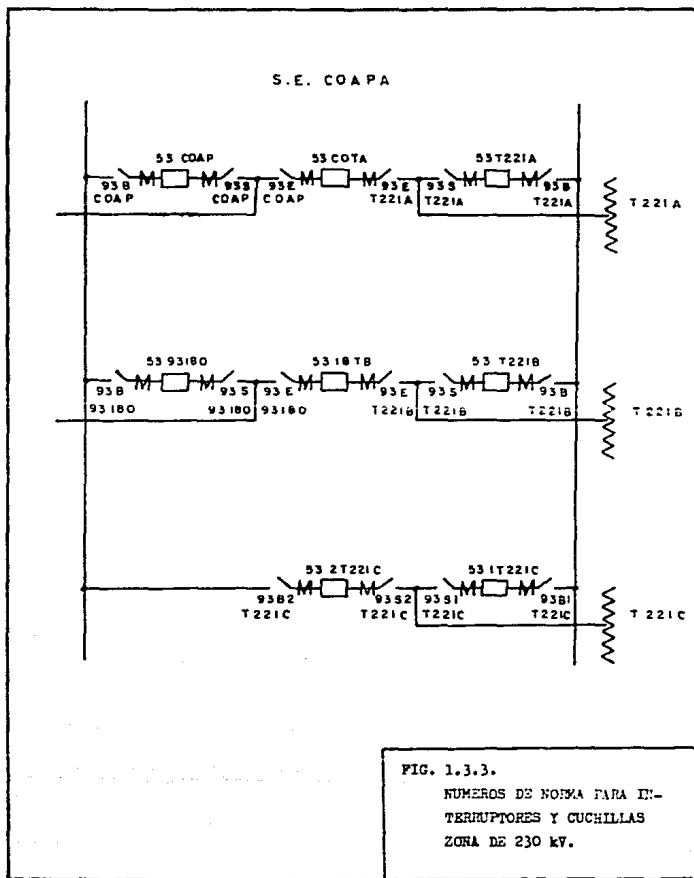
53 T 221 A 53 T 221 B y 53 I T 221 C

Interruptores de Enlace. A estos interruptores también se les da su numeración que los identifica como interruptores; le sigue el dígito que nos indica el voltaje al cual están operando; después se les asigna una identificación de cuatro letras o números, utilizando dos letras o números para el interruptor de línea y las otras dos restantes para el interruptor de banco.

La nomenclatura de los interruptores de enlace serán:

53 COTA y 53 18TB

En el caso de la bahía número 3, o sea la que corresponde al banco C



(ya que este no tiene interruptor del lado de la línea) se lee como:

53 2 T 221 C (5 interruptor, 3 voltaje de 230 KV, 2 por pertenecer al lado de las barras, T 221 del transformador de 230/23/13.8 y C por ser el que le sigue al Banco B), ya que este también hace la función de interruptor de enlace.

Cuchillas de Interruptor de Línea y de Banco. Como se mencionó anteriormente, el número que identifica a las cuchillas es el número 9 seguido de otro número que nos indica el voltaje al que pertenece, y como estamos en la zona de 230KV, será el número 3 seguido, según sea el caso, de la letra "B" o "S". Si la letra es B, se refiere a las cuchillas conectadas a las barras colectoras; si la letra es S, estarán del lado de la línea, quedando como se ve a continuación y como se señalan en la figura 1.3.3.

93 B COAP	93 S COAP
93 B T 221 A	93 S T 221 A
93 B 93180	93 S 93180
93 B T 221 B	93 S T 221 B
93 B 1 T 221 C	93 S T 221 C

Cuchillas de Interruptor de Enlace. Al igual que los interruptores de enlace, se usa la combinación del interruptor del lado de la línea y del interruptor del lado del banco, anteponiendo la letra E, que significa que es de enlace, como a continuación se especifica; asimismo se puede observar en la figura número 1.3.3.

93 E COAP	93 E T 221 A
93 E 93180	93 E T 221 B
93 B 2 T 221 C	93 S 2 T 221 C

Ahora pasaremos a analizar la zona de 23 KV comenzando por decir, que - para tres bancos, cuenta con doce alimentadores propios. Por la gran cantidad de alimentadores se identifican con tres letras que generalmente son las primeras del nombre de la subestación.

A continuación se enlistan las subestaciones de Compañía de Luz y Fuerza de Centro con sus respectivas claves.

NOMBRE DE LA SUBESTACION	NOMENCLATURA
ACEROS CORSA	ACC
ACEROS NACIONAL	ACN
ACOLMAN	ACO
AGRICULTURA	AGR
AGUILAS	AGU
AGUA VIVA	AGV
SN. ANDEES	ANS
APAXCO	APA
ARAGOZ	ARA
ATILAPAN	ATI
AUTOMETALES	AUM
AURORA	AUR
ATECAPOTZALCO	AZC
BARRIENTOS	BAR
BOJAY	BOJ
C. AMAMBAC	CAH
CAPILLA	CAP
CAREAGA	CAR
COMESA	CDS

<u>NOMBRE DE LA SUBESTACION</u>	<u>NOMENCLATURA</u>	<u>NOMBRE DE LA SUBESTACION</u>	<u>NOMENCLATURA</u>
CELLAN	CEI	ESMERALDA	ESR
CARTAGENA	CCA	ESTANCIA	ETC
CUAJIMALPA	CJM	E.T. DESIERTO	ETD
STA. CECILIA	CLI	EL VIDRIO	EVD
CUAUHTEMOC	CMO	FISISA	FIS
CUAMALAN	CNL	FORD MOTOR CO.	FMC
COAPA	COA	GALEANA	GAL
C. OPERACION CONTROL	COC	GANTE	GTE
COYOACAN	COY	GUADALUPE	GUA
CHAPINGO	CPG	GOOD YEAR OXO	GYO
CARTON Y PAPEL DE M.	CPM	HUIPULCO	HPC
CERRO GORDO	CRG	HUILQUILUCAN	HQL
CONTRERAS	CRS	HUASTECA	HTC
STA. CRUZ	CRU	HUEHUETOC.	HUE
COATEPEC	CTC	INDIANILLA	IND
CONTADERO	CTD	INSURGENTES	INS
CUAUTLALPAN	CTP	IND. SN. CRISTOBAL	ISC
C. TOLTECA TULA	CTT	IETAPALAPA	IET
CUAUTITLAN	CUA	JAMAICA	JAM
CUAUTZINGO	CZH	JORGE LUKE	JOL
CHALCO	CHA	KM. 42	KCD
CANPOS HERMANOS	CHE	KM. 0	KCR
CHIPILO	CHL	SN. LAZARO	LAA
DELICIAS	DEL	LECHERIA	LEC
ECATEPEC	ECA	LECHERIA JETS	LEC-JE

NOMBRE DE LA SUBESTACION	NOMENCLATURA	NOMBRE DE LA SUBESTACION	NOMENCLATURA
LOMA	LOM	REMEDIOS	REM
SN. LUCAS	LUC	REYES	RES
SN. L. PUERTO	LUP	SN. ANGEL	SNG
EDIFICIO	LYF	SN. ANGEL VIEJA	SNG85
MADEBO	MAD	OJO DE AGUA CPE	S/N
MAGDALENA	MAG	TACUBA	TAC
MERCEDES	MER	TACUBA II	TAU
MIRAFLORES	MIF	TAXQUEÑA	TAX
MORALES	MOS	TEOLOYUCAN	TEO
MOCTEZUMA	MZA	TEXCOCO	TEX
MARVARTÉ	MAB	TIZAYUCA	TIZ
HAUCALPAN	HAU	TULATONGO	TGO
NETZAHUALCOYOTL	NET	TEPOTZOTLAN	TPZ
NONOALCO	NOR	TEQUISQUIAC	TQ4
OJO DE AGUA	ODA	TECOMITL	TTL
O. D. BUEN	ODB	TULTITLAN	TTF
OLIVAR	OLI	TACUBAYA	TYA
PATERA	PAT	TACUBAYA VIEJA	TYA85
PTO. CENTRAL CONTROL	PCC	VALLE DE MEXICO, 230	VAE
PABO DE CORTES	PDC	VALLEJO	VAJ
PENSADOR	PEN	VENTA DE CARPIO	VDC
PERALVILLO	PEV	V. DE LAS FLORES	VDF
PENWALT	PEW	VALLE DE MEXICO, 85	VDM
PANTITLAN	PNT	VERTES	VBR
P. PELEERA SN. RAFAEL	PPR	VICTORIA	VIC
REPORTA	REP	VILLIYA	VIL

NOBRE DE LA SUBESTACION	NOMENCLATURA
VIL. LOS REYES	VLR
VOLADOR	VOL
VIDRIO PLANO DE M.	VPM
VERONICA	VER
XALOSTOC	XAL
XOCHIMILCO	XOC
ZUMPANGO	ZUM
KX. 110	S/N
AMECAPECA	S/N
SN. RAFAEL	S/N

NOTA: No todas las subestaciones anteriormente señaladas son telecontroladas.

Regresando al estudio de la zona de 23 KV, y dado que la subestación - objeto de estudio es CCAFA, y en base a lo anterior su clave será COA.

Ahora bien, para cada Banco de Potencia éste tendrá cuatro alimentadores; después de las tres letras que identifican a la subestación, seguirán dos números, siendo primero el número 2, que se refiere al voltaje de 23 KV y el otro número indicará a que banco de potencia pertenece.

Para los cuatro Alimentadores del Banco A, se les designan los números ones: 1, 3, 5 y 7. Para los cuatro Alimentadores del Banco B, serán los números pares: 2, 4, 6 y 8. Para los cuatro Alimentadores del Banco C, se les asignan números ones acompañados de la letra X: 1X, 3X, 5X y 7X.

La nomenclatura de los alimentadores será la siguiente:

BANCO 221 A	BANCO 221 B	BANCO 221 C
COA 21	COA 22	COA 21X
COA 23	COA 24	COA 23X
COA 25	COA 26	COA 25X
COA 27	COA 28	COA 27X

Una vez identificados los nombres de los doce alimentadores, buscaremos a identificar los nombres de los interruptores.

Interruptores de Alimentadores. Como se vió anteriormente, el interruptor de 23 KV se identifica con el número 52; este número se antepone al nombre del alimentador, quedando que para tres transformadores de potencia de 60 MVA queda como sigue:

BANCO T 221 A	BANCO T 221 B	BANCO T 221 C
52 COA 21	52 COA 22	52 COA 21X
52 COA 23	52 COA 24	52 COA 23X
52 COA 25	52 COA 26	52 COA 25X
52 COA 27	52 COA 28	52 COA 27X

ver figura 1.3.4.

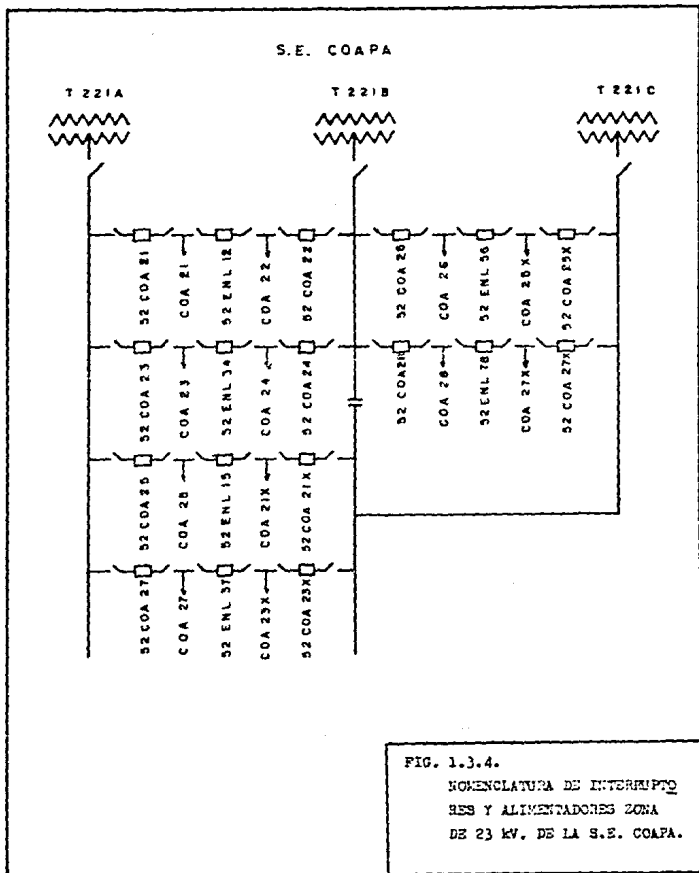


FIG. 1.3.4.

HOMENCLATURA DE INTERRUPTORES Y ALIMENTADORES ZONA DE 23 KV. DE LA S.E. COAPA.

Interruptor de Enlace. Al igual que los interruptores de alimentadores el interruptor de enlace se identifica con el número 52, seguido de la letra E o letras ENL, que indican que es de ENLACE; estas irán seguidas de dos números que serán la combinación de ambos interruptores, los cuales están enlazados tomando como base el segundo número de cada alimentador comenzando por el menor:

52 ENL 12 por ser el enlace entre los alimentadores 52 COA 21 y 52 COA 22
 52 ENL 34 por ser el enlace entre los alimentadores 52 COA 23 y 52 COA 24
 52 ENL 15 por ser el enlace entre los alimentadores 52 COA 25 y 52 COA 21X
 52 ENL 37 por ser el enlace entre los alimentadores 52 COA 27 y 52 COA 23X
 52 ENL 56 por ser el enlace entre los alimentadores 52 COA 26 y 52 COA 25X
 52 ENL 78 por ser el enlace entre los alimentadores 52 COA 26 y 52 COA 27X

ver figura f.3.4.

Cuchillas

Cuchillas de Interruptores de Alimentadores. Como ya se mencionó, las cuchillas se identifican con el número 9, seguidas del número 2 que indica que es de 23 KV. Le sigue la letra B, si pertenece a las barras o la letra S, si es que están conectadas a la salida del circuito. Se añade por último la nomenclatura completa del alimentador al que corresponde según sea el caso:

92 B COA 21	92 S COA 21	92 B COA 22	92 S COA 22
92 B COA 23	92 S COA 23	92 B COA 24	92 S COA 24
92 B COA 25	92 S COA 25	92 B COA 26	92 S COA 26
92 B COA 27	92 S COA 27	92 B COA 28	92 S COA 28

92 B COA 21X	92 S COA 21X
92 B COA 23X	92 S COA 23X
92 B COA 25X	92 S COA 25X
92 B COA 27X	92 S COA 27X

ver figura 1.3.5.

Cuchillas de Interruptor de Enlace. Estas cuchillas se identifican con el número 9, seguidas del número 2 que indica que son de 23 KV, seguidas de la letra E que señala que son de enlace; le prosigue la nomenclatura completa del alimentador al que están enlazando:

92 E COA 21	92 E COA 22
92 E COA 23	92 E COA 24
92 E COA 21X	92 E COA 25
92 E COA 23X	92 E COA 27
92 E COA 25X	92 E COA 26
92 E COA 27X	92 E COA 28

ver figura 1.3.5.

Cuchillas de Banco. Al igual que las anteriores, se identifican con el número 9 y el 2 de 23 KV, seguidas de la letra B, que indican que están conectadas directamente a las barras colectoras, finalizando con la identificación correspondiente del Banco:

92 B T 221 A	92 B T 221 B	92 B T 221 C
--------------	--------------	--------------

ver figura 1.3.5.

Para asignar la nomenclatura correspondiente a las subestaciones telecontroladas, se sigue el mismo mecanismo o proceso, la única variante es la clave para cada subestación.

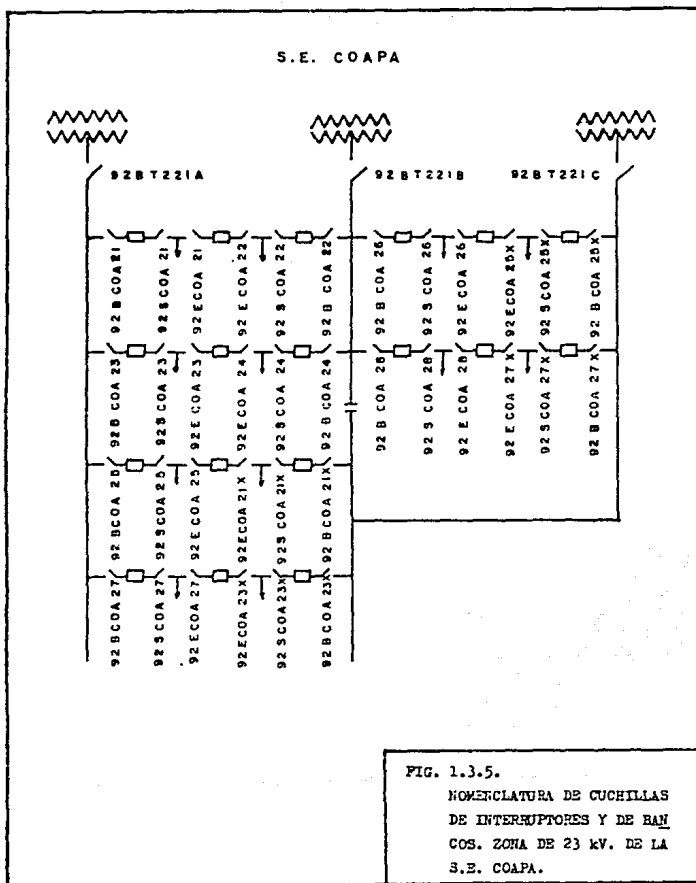


FIG. 1.3.5.

NOMENCLATURA DE CUCHILLAS
DE INTERRUPTORES Y DE BARRAS
COS. ZONA DE 23 KV. DE SAN
S.E. COAPA.

Por último, se recomienda que para cuando exista comunicación con los diferentes departamentos, se mencione el equipo, tanto de la zona de 230 - KV, como la de 2; KV. Este deberá delostrearse para evitar cualquier confusión.

Capítulo 2

Conocimientos Básicos Sobre Subestaciones Telecontroladas.

2.1 Generalidades

Dada la importancia y demanda que tienen las instalaciones eléctricas dentro de la Cía. de Luz y Fuerza del Centro, se ha hecho necesario el desarrollo de los sistemas de control.

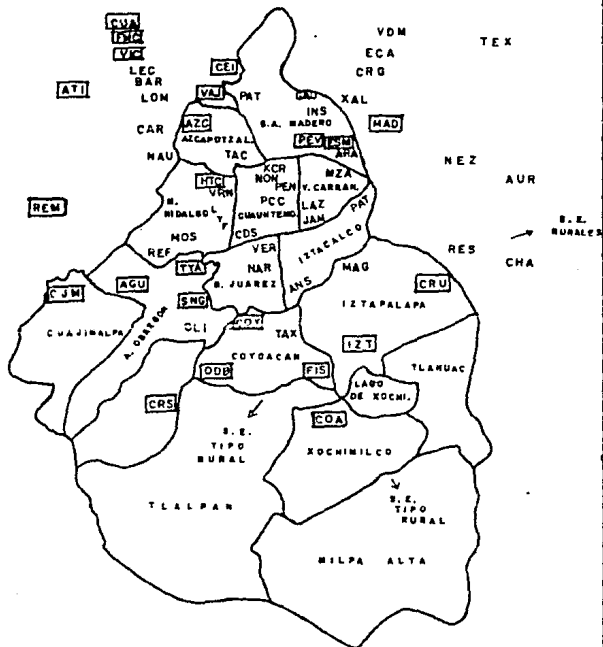
En un sistema de control se dispone de una estación central y varias estaciones remotas.

La estación central se encuentra en la oficina de Operación Ciudad y - las estaciones remotas se localizan en las subestaciones que se desean controlar.

El Centro de Control del Sistema opera desde dos oficinas: la oficina de Operación Sistema que controla la generación y redes de transmisión 400 y 230 kV, y de subtransmisión 115 y 85 kV; y la oficina de Operación Redea de Distribución, conocida como Operación Ciudad, que maneja los voltajes de 23 kV y menores de 23 kV.

El personal responsable de la Operación y Control de las subestaciones, reciben de estas últimas, alarmas, cambios de estado, reportes de las condiciones en que se encuentra el equipo, etc. Con ésta información el Operador determina las maniobras necesarias para controlar las sobrecargas, variaciones de voltaje, etc. ó bien, librar el equipo para darle mantenimiento, ya sea este correctivo o preventivo.

Estas oficinas están ubicadas en Melchor Ocampo No. 171, Col. Anahuac. Las subestaciones se ubican en toda el área metropolitana (ver plano de localización).



NOTA: S.E. Telecontroladas.

PLANO DE LOCALIZACION DE
ALGUNAS SUBESTACIONES DEL
D.F. Y AREA METROPOLITANA.

2.2 Telecontrol de las Subestaciones.

El telecontrol de las subestaciones se efectúa desde el tablero miniaturizado o desde el Centro de Control. Este tablero miniaturizado cuenta con dispositivos de mando de cierre y apertura de interruptores; y cierre y apertura de cuchillas motorizadas, así como la indicación luminosa del estado que guarda el equipo (cerrado o abierto); además muestra un diagrama unifilar de la subestación. Todo lo anterior se efectúa en un espacio pequeño y se logra gracias a los relevadores intermedios y transductores para la medición.

Hay que tomar en cuenta que con el tablero miniaturizado se pueden efectuar algunas maniobras fácilmente, teniendo una visión más clara de lo que se está realizando y dando seguridad al personal y al equipo.

Ahora veamos como se efectúa el enlace entre el centro de control y el equipo de la subestación o las subestaciones.

Este enlace se debe a la U.T.R. Unidad Terminal Remota, cuya función principal es la de establecer el enlace entre el centro de control y el equipo de la subestación mediante la información que proporcionan las señales de entrada y salida.

Señales de Entrada. Supervisión del estado del interrupto, cuchillas, etc. (se lleva a cabo mediante contactos auxiliares). Monitoreo de alarmas y medición.

Señales de Salida. Comando o control para abrir o cerrar un interruptor, cuchilla, etc. mediante contactos auxiliares de relevadores intermedios.

Las UTR pueden efectuar control activo directo y exploratorio de información.

En un sistema de telecontrol la comunicación es de primordial importancia.

cia y los medios mas utilizados por el sistema central es la línea telefónica.

Esta línea telefónica es una red privada a través del hilo piloto o la onda portadora.

El hilo piloto enlaza a todas las subestaciones con el centro de control asimismo maneja señales de protección en líneas de alta tensión. Este medio es recomendable para distancias cortas.

La onda portadora se utiliza en líneas de alta tensión.

El sistema de comunicación es empleado para transmitir información en combinación con los esquemas de protección y comunicación por voz, en subestaciones con distancias grandes entre ellas; se logra mediante el equipo de Banda Lateral Unica B.L.U. Estas señales se interconectan a los hilos pilotos que se comunican con el centro de control.

Para asegurar la continuidad en los canales de transmisión y recepción de datos, los hilos piloto cuentan con un par primario y un par secundario que es el respaldo para cada subestación, en donde cada caso cuenta con rutas totalmente diferentes.

Para finalizar con la comunicación hay que mencionar al Registrador de Eventos, (que se encuentra ubicado en el salón de tableros) cuya función principal es supervisar la operación de cada uno de los equipos, tales como alarmas, operaciones de protección, operaciones de interruptores, cuchillas, etc.

El registrador de eventos proporciona información en forma impresa dando año, día, hora, minuto, segundo y microsegundo del equipo que operó. Con esta información se puede analizar un disturbio o bien se pueden realizar estadísticas que ayudan a proporcionar mantenimiento al equipo.

2.3 Esquemas de Control

Con la descripción de los circuitos que ayudan a efectuar diferentes funciones que son necesarias en las subestaciones telecontroladas.

a) Cierre y Apertura de Interruptores.

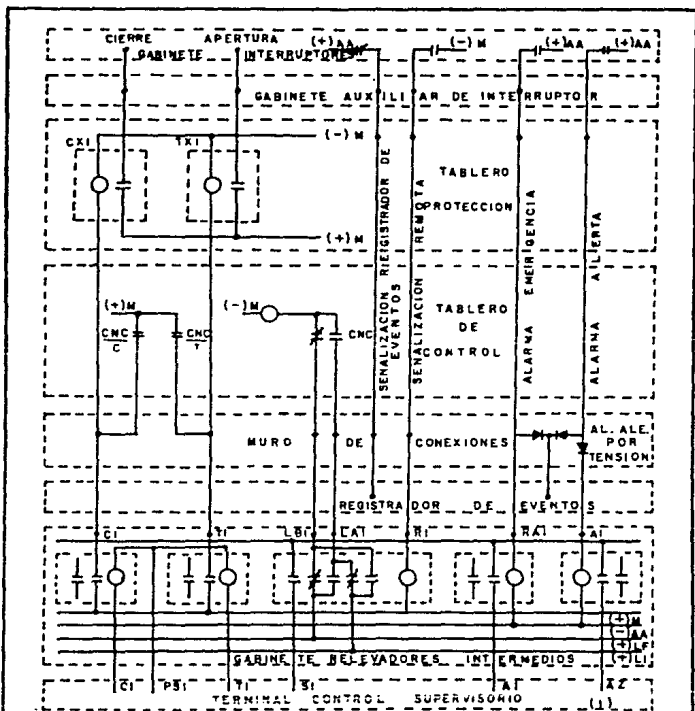
Aquí se emplean los dispositivos de mando localizados en el tablero de control miniaturizado, los que requieren de la operación de unos relevadores auxiliares de cierre y apertura que es el CXI TXI, localizados en el tablero de protección.

Estas señales de mando del telecontrol requieren de la operación de los relevadores intermedios CI y TI que se encuentran en el gabinete de relevadores intermedios. Estos relevadores intermedios reciben la señal desde el Centro de Control a través del control supervisorio en la U.T.R.; ésta opera su bobina del relevador intermedio a 48 V.C.D. y en su contacto una señal de (+) de 125 V.C.D. (ver figura 2.3.1)

b) Señalización de Interruptores.

Una vez que se efectuó la operación de cierre y apertura del interruptor es necesario que la información se tenga tanto en el tablero como en el centro de control (figura 2.3.1). En lo que se refiere a la señalización es necesario saber el estado del equipo; para esto, se requiere de un contacto tipo "b" del interruptor que proporciona un (-) M (negativo de mando), para la operación del relevador intermedio de señalización (SI) tanto local como remoto.

La señal local es a través de un positivo de luz fija (LF) y un positivo de luz intermitente (LI), los cuales en conjunto con los contactos del conmutador de control y la lámpara de estas, tienen integradas lámparas apagadas; en tanto, la señalización remota es enviada a través de un contacto del relevador intermedio que proporciona un positivo de 48 V.C.D. a la ter-



(1) SE TENDRA UNA ALARMA DE ALERTA (AZ) A SISTEMA. POR CADA TENSION.

FIG. 2.3.1.

DIAGRAMA DE CONTROL, SEÑALIZACION Y ALARMAS DE INTERRUPTORES.

cional del control supervisorio de la U.T.R.

También y en el mismo momento, se manda señal al registrador de eventos a través de un contacto tipo "b" que envía un positivo (+) AA para llevar un registro en la subestación de cualquier cambio que sufra el equipo.

c) Cierre y Apertura de Cuchillas.

Al igual que el cierre y apertura de interruptor, se emplean dispositivos de mando localizados en el tablero de control miniturizado, los que requieren de la operación de unos relevadores auxiliares CXD y TXD para efectuar el cierre y apertura localizados en el tablero de protección.

Estas señales de mando del telecontrol requieren de la operación de relevadores intermedios CD y TD que se encuentran en el gabinete de relevadores intermedios. Estos relevadores reciben la señal desde el centro de control a través del Control Supervisorio en la U.T.R. Ésta opera la bobina del relevador intermedio a 48 V.C.D. y en su contacto una señal de un positivo - de (+) 125 V.C.D. (ver figura 2.3.2)

d) Señalización de Cuchillas.

Para la señalización de las cuchillas nos apoyaremos en la figura 2.3.2; aquí nos encontramos con un relevador de doble bobina (2D) con bloqueo mecánico y con dos contactos para detectar los cambios de estado de un contacto tipo "a" y un contacto tipo "b"; este arreglo se debe a que las cuchillas son bastante lentas en su operación de 7 a 12 segundos comparadas con la operación de los interruptores que operan normalmente de 3, a 70 milisegundos.

El objetivo de emplear la doble bobina 2D es para no recibir señales falsas en los cambios de estado, ya que ésta posición se hará solamente hasta que se completen las operaciones de cierre y apertura.

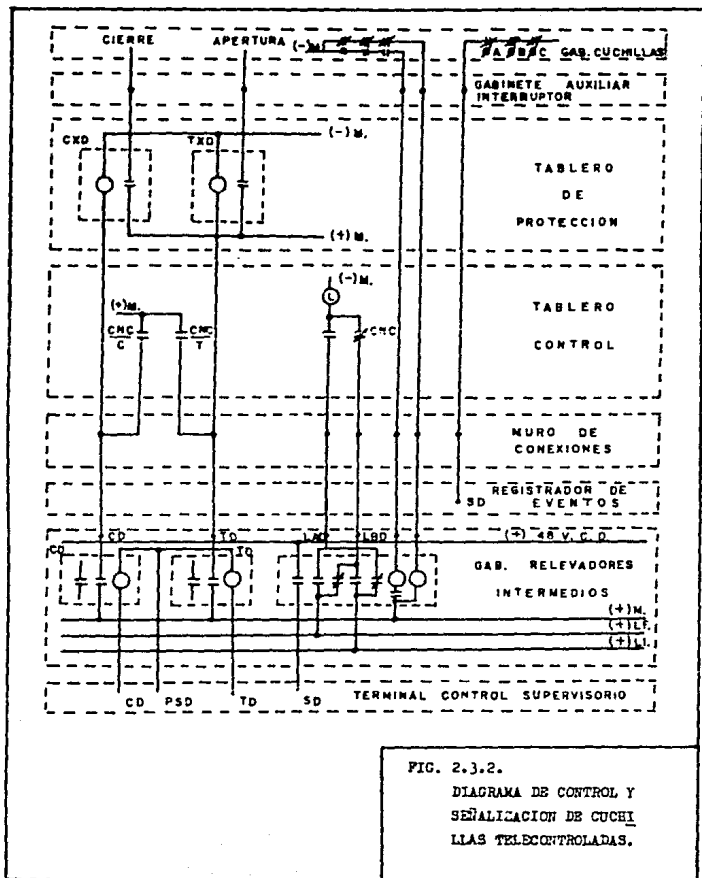


FIG. 2.3.2.

DIAGRAMA DE CONTROL Y
SEÑALICACION DE CUCHI
LLAS TELECONTROLADAS.

e) Alarmas.

Las alarmas se dividen en dos: Alarmas de Alerta y Alarmas de Emergencia, tanto para interruptores, transformadores o cualquier equipo en particular.

Las Alarmas de Alerta son las que nos indican cuando el equipo se encuentra en condiciones anormales, pero no en estado crítico; es decir, que no requieren ser atendido de inmediato por parte del departamento de mantenimiento eléctrico; además no manda señal de disparo ó apertura a sus interruptores de potencia.

Las Alarmas de Emergencia son las que nos indican cuando el equipo se encuentra en condiciones anormales y que son de suma importancia, ya que ponen en peligro al equipo y deben ser atendidas lo más rápido posible; en estas señales la mayoría de los casos, se manda señal de disparo ó apertura a sus interruptores de potencia.

Gran parte de los equipos cuentan con varias alarmas de alerta y de emergencia, por lo que para evitar la saturación de la U.T.R. y del Centro de Control, se envía una señal de alerta y otra de emergencia por cada equipo que necesita ser protegido.

En las subestaciones quedan registradas cada una de las alarmas de alerta o emergencia que operaron en el registrador de eventos (como ya se mencionó, este lleva el control del comportamiento del equipo). Si sigue operada la falla de alarma alerta ó alarma emergencia, ésta se encuentra alarmada, en el propio gabinete del equipo del cual está alarmado; es decir si hay falla de alarma (alerta o emergencia) se alarma el equipo en su propio gabinete al mismo tiempo que es registrado por el Registrador de Eventos y por el Centro de Control.

Si el equipo regresa a condiciones normales desaparece la alarma del equipo del propio gabinete; si se rastrean las alarmas en la pantalla del Centro de Control, también desaparecen, quedando impresa unicamente en el Registrador de Eventos.

f) Normas de Colores de la Cía. de Luz y Fuerza, en los circuitos de corriente directa.

La alimentación de 120 volts de C.D. es requerida en las subestaciones telecontroladas así como también es requerida la alimentación de 48 - volts de C.D. que es la que alimenta directamente el gabinete de los relevadores intermedios y el control supervisorio de la U.T.R. como se especifica en la figura 2.3.3.

En las subestaciones telecontroladas existe una gran variedad de funciones controladas por corriente directa, por lo que la Compañía de Luz y Fuerza del Centro. ha implementado normas para este tipo de corriente para las subestaciones actuales y futuras; ya sean convencionales o telecontroladas en lo que se refiere al alambrado, las cuales mencionamos a continuación:

(+) (-) General.- corresponde a las barras principales 125 V.C.D. las cuales están alimentadas por el rectificador (conocido también como cargador) y por las baterías como se puede apreciar en la figura 2.3.3.

(+) (-) P.P.- esta nomenclatura corresponde a la alimentación de los circuitos de Protección Primaria (P.P.) las cuales envían la señal de apertura a los interruptores.

(+) (-) P.R.- esta nomenclatura corresponde a la alimentación de los circuitos de Protección Respaldo (P.R.) las cuales envían la señal de disparo a los interruptores, además, se utiliza para cierre y apertura de interruptores y cuchillas a partir de los relevadores auxiliares hasta las bo-

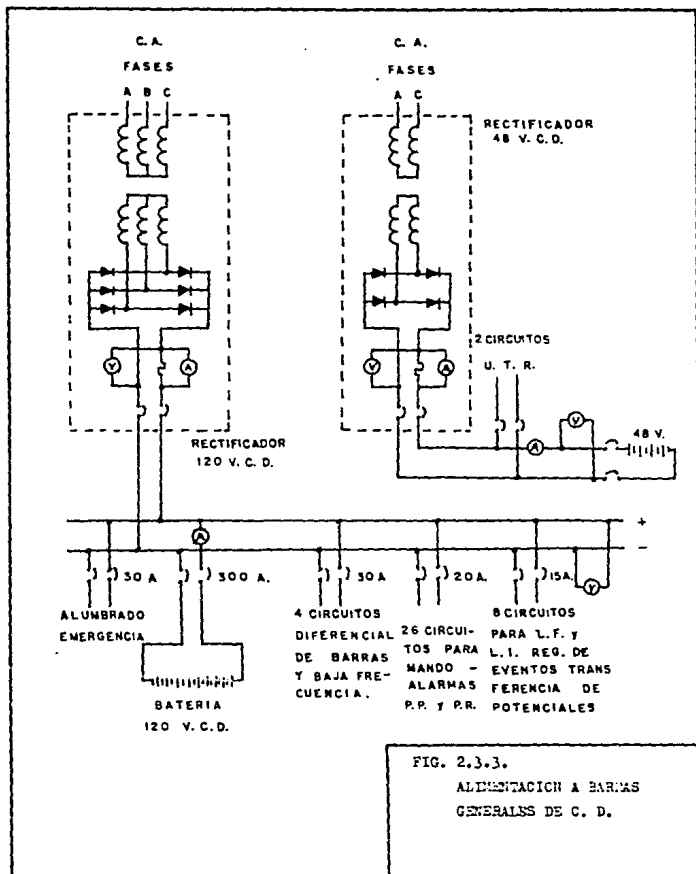


FIG. 2.3.3.

ALIMENTACION A BARRAS
GENERALES DE C. D.

binas de operación de los mismos.

(+) (-) K.- esta nomenclatura corresponde al positivo y negativo de mando y es la alimentación de cierre y apertura de interruptores y cuchillas desde relevadores intermedios hasta la operación de relevadores auxiliares, además, la alimentación es generada por la subestación

(+) (-) DSI.- esta nomenclatura corresponde al equipo perteneciente a la protección Diferencial de Barras Colectoras No 1

(+) (-) DDC.- esta nomenclatura corresponde al equipo perteneciente a la protección Diferencial de Barras Colectoras No 2

(+) (-) AA.- esta nomenclatura corresponde a todas las alarmas generales tanto a nivel local, registrador de eventos y relevadores intermedios (AI).

(+) LF.- esta nomenclatura corresponde a la Luz Fija usada para los interruptores o cuchillas motorizadas en el tablero de control miniaturizado.

(+) LI.- esta nomenclatura corresponde a la Luz Intermitente usada para los interruptores o cuchillas motorizadas en el tablero de control miniaturizado.

Para la información de la nomenclatura anteriormente expuesta, ver figura 2.3.4.

g) Norma de Colores de la Cía. de Luz y Fuerza en circuitos de corriente alterna.

Al igual que se estableció unas normas para corriente directa se hace para la Corriente Alterna (C.A.) ya sean estas telecontroladas o convencionales. Para ello mostramos un diagrama unifilar para Corriente Alterna en una subestación. ver figura No. 2.3.5.

Norma para Corriente Alterna alumbrado interior y cargadores rectificadores de 120 V.C.D y 48 V.C.D. ver figura No. 2.3.6.

Norma de Corriente Alterna para el Registrador de Eventos, motores de cuchillas o interruptores de 85 kV. o mayores. ver figura No. 2.3.7.

Norma de Servicio de Estación exterior para la alimentación de Corriente Alterna alumbrado exterior y equipos de mantenimiento. ver figura No. 2.3.8.

Finalmente se verán las normas de alimentadores para motores de auxiliares de Barras de Potencia y los motores auxiliares de los Interruptores de 23 kV. ver figura No. 2.3.9.

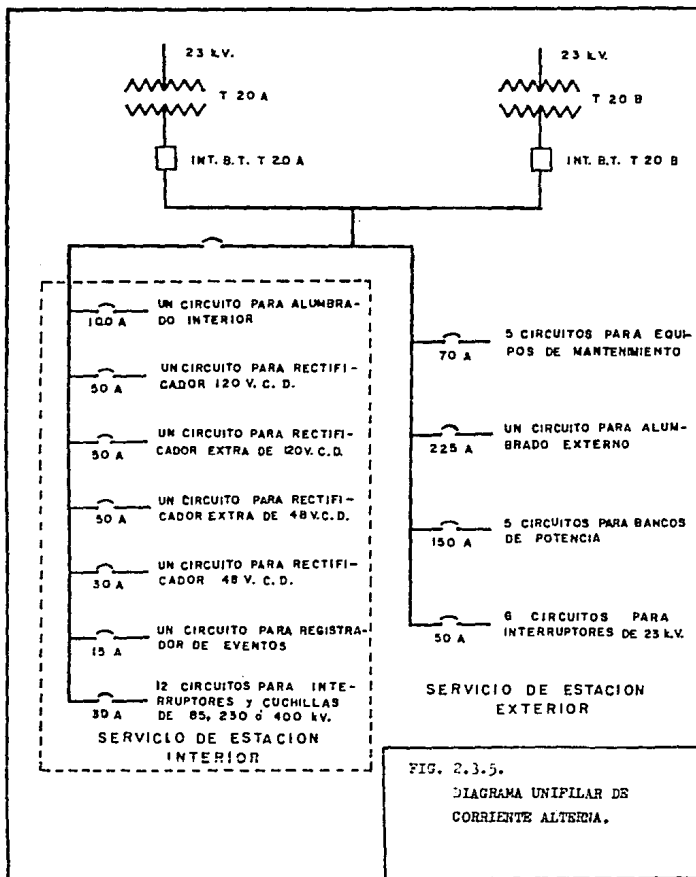
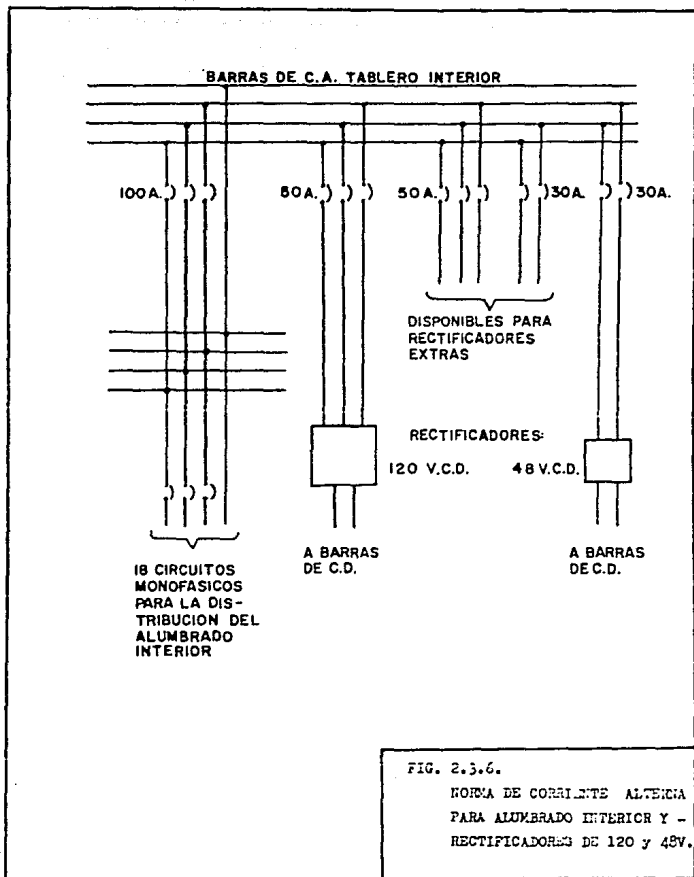
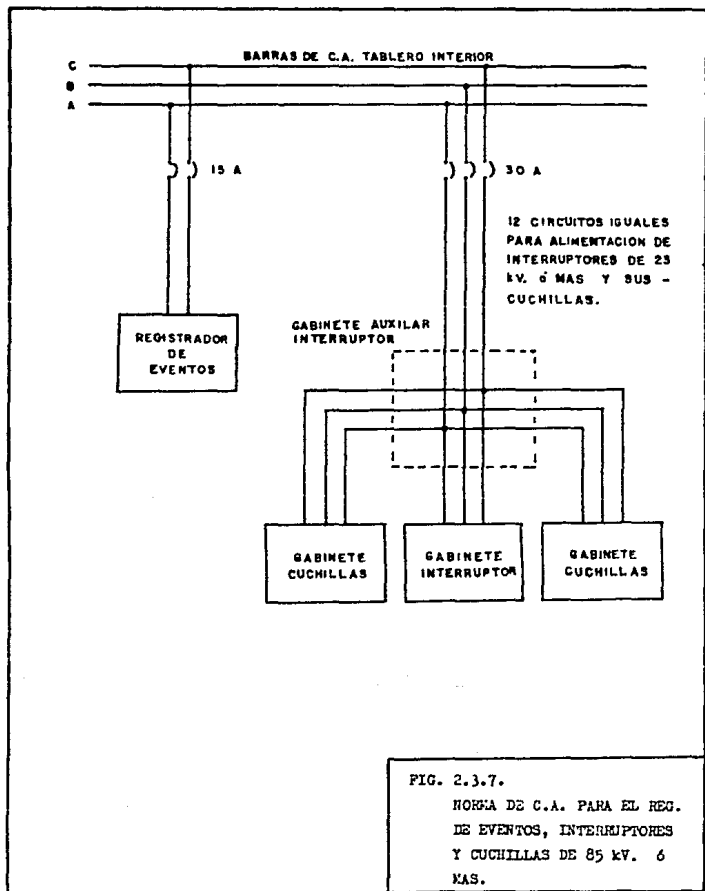


FIG. 2.3.5.

DIAGRAMA UNIPILAR DE
CORRIENTE ALTERNA.





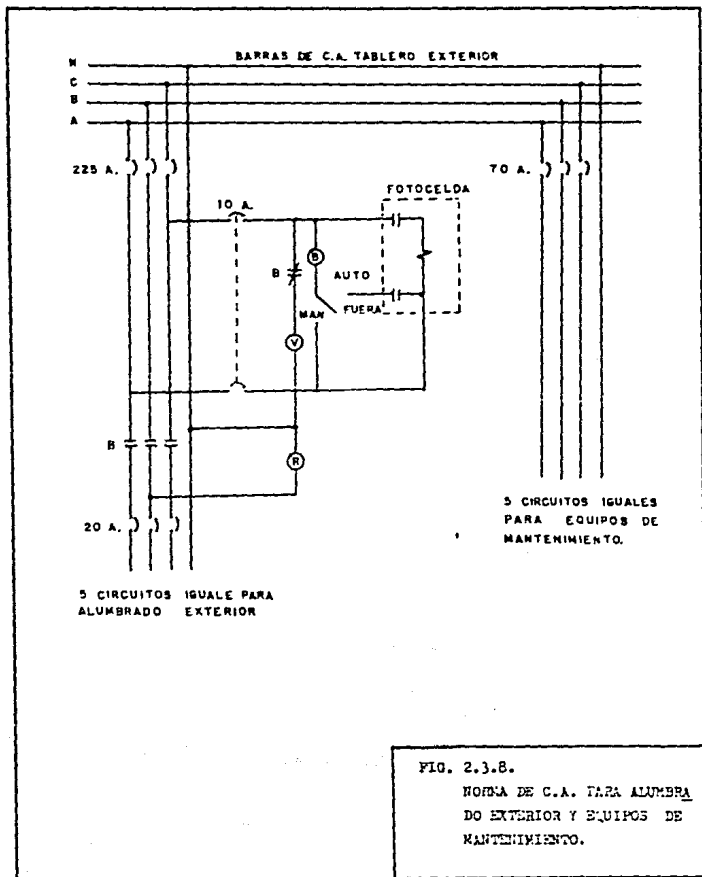
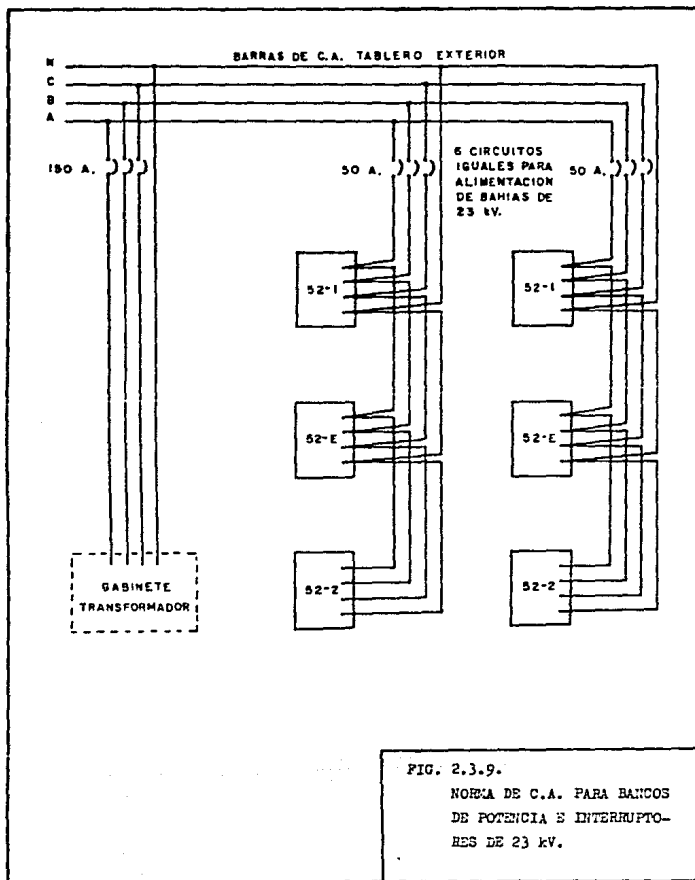


FIG. 2.3.8.

HOJERA DE C.A. PARA ALUMBRADO EXTERIOR Y EQUIPOS DE MANTENIMIENTO.



2.4 Diferencias entre Subestaciones Convencionales y Subestaciones - Telecontroladas.

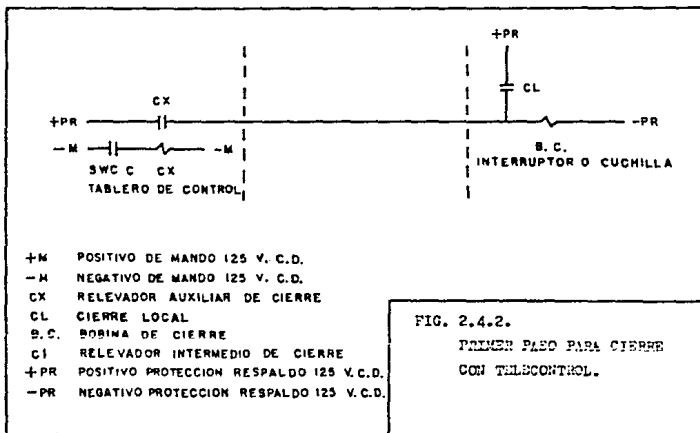
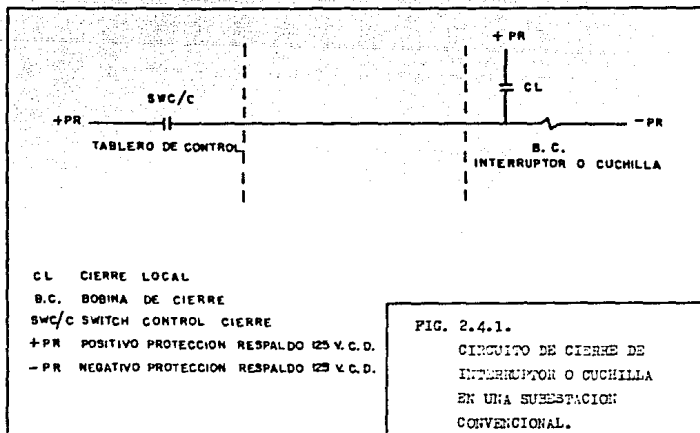
Existen varias diferencias entre subestaciones convencionales y tele controladas tales como: tamaño en lo que al salón de tableros se refiere; costo en personal ya que las subestaciones convencionales tienen personal las 24 horas del día los 365 días del año y las subestaciones telecontroladas no tienen personal permanente. En este punto se dan algunas diferencias en lo que al control se refiere; como se observa en la figura 2.4.1. se da el diagrama de control local y desde el tablero de control para el cierre de interruptor o cuchilla, de una subestación no telecontrolada.

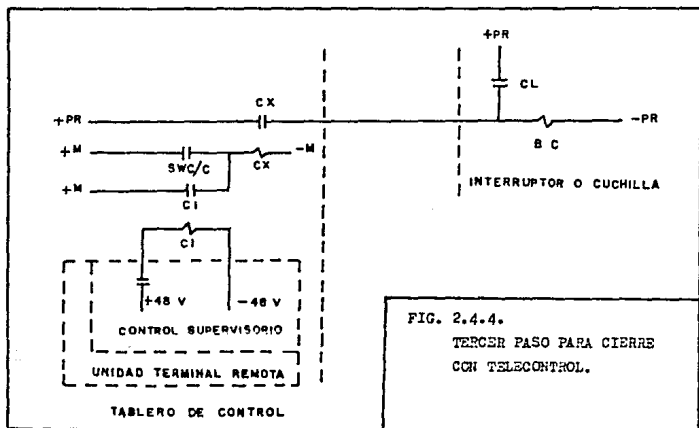
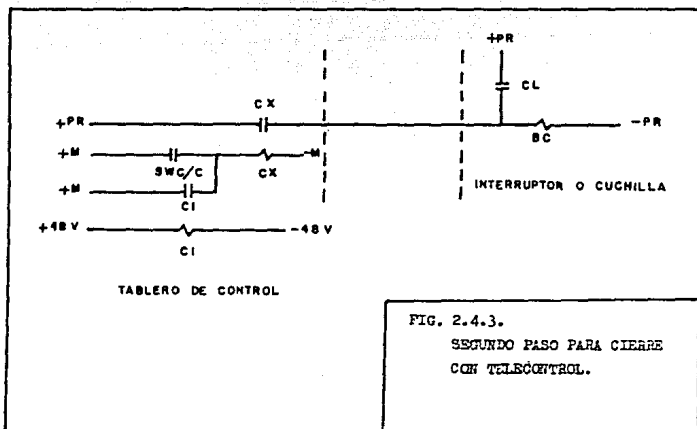
El primer paso para efectuar el cierre de un interruptor o cuchilla de una subestación telecontrolada se da en la figura 2.4.2. que como se puede observar, se intercala un contacto de un relevador auxiliar, que en este caso sera "CX" el cual podrá ser operado por medio del contacto respectivo del switch control para poder energizar la bobina B.C. y el equipo efectua el cierre correspondiente.

En esta forma se inicia la diversificación de señales de C.D. con noomenclatura +PR y -PR que son: positivo y negativo de protección respaldo y para el relevador auxiliar "CX" se utiliza el + X y - X que son: positivo y negativo de mando.

El segundo paso para poder telecontrolar el cierre se muestra en la figura 2.4.3. que como se observa interviene un segundo relevador auxi-liar que se le conoce como relevador intermedio de cierre de interruptor o cuchilla "CI" o "CD".

Las señales que hacen trabajar al "CL" o "CD" son: (+48 V. y -48 V.) positivo y negativo de 48 volta.





El tercer paso se muestra en la figura 2.4.4. donde se observa que - la señal del relevador intermedio "CI" de 48 volts, le llegará por medio del control supervisorio, el cual para poder operar tendrá que recibir la señal de la Unidad Terminal Remota (U.T.R.). Para que la U.T.R. trabaje - debe recibir la señal del centro de control en forma de impulsos para que a su vez los transforme en señales eléctricas que harán operar el control supervisorio y este al relevador intermedio.

En la figura 2.4.5. se muestra el circuito de cierre telecontrolado con todos los elementos ya descritos para su mejor comprensión.

Para el circuito de apertura de interruptor o cuchilla se sigue la - misma lógica que para el circuito de cierre, lógicamente utilizando la no conmutación de disparo.

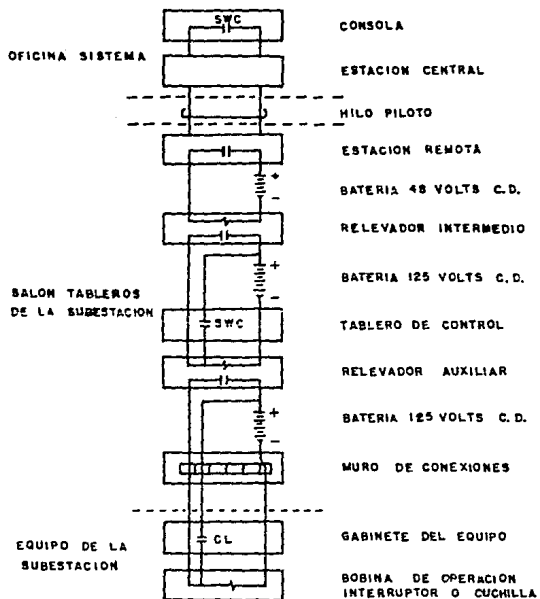


FIG. 2.4.5.

DIAGRAMA DE BLOQUES DEL
CIRCUITO DE OPERACION DE
UN EQUIPO TELECONTROLADO.

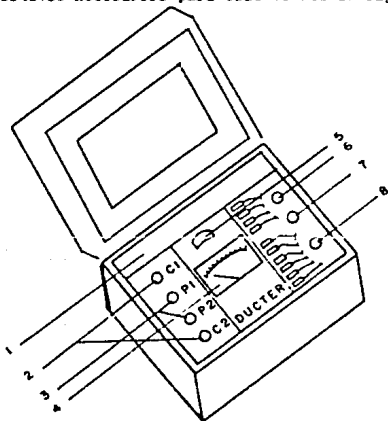
Capítulo 3

Pruebas más relevantes al equipo de alta tensión.

3.1 Interruptores

Los interruptores son los dispositivos que abren o cierran un circuito en condiciones normales o anormales, a estos equipos es necesario de efectuarles ciertas pruebas las cuales garantizan el buen funcionamiento de ellos. Una de estas pruebas es la de medir la resistencia óhmica que existe entre sus terminales o puntos de contacto, siendo más específico entre los contactos móviles y fijos, esta resistencia se puede medir con un aparato el cual es usado por la Compañía de Luz y se llama Ducter. Ya que con esta medición se puede saber si a un futuro o corto plazo es necesario efectuarle un mantenimiento al equipo.

El Ducter es un aparato que nos da lecturas que se leen normalmente en microohms pero puede medir resistencias de 0 a 10 ohms ya que cuenta con los dispositivos necesarios para ello vemos la figura siguiente.

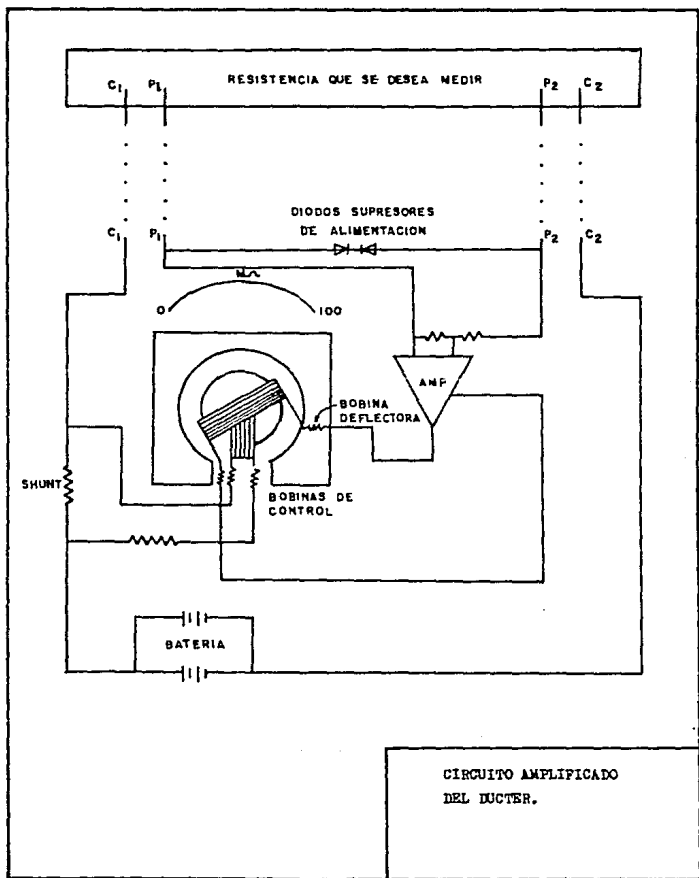


- 1.- Puntas de prueba
- 2.- Terminales de corriente C1 y C2
- 3.- Terminales de potencial P1 y P2
- 4.- Carátula indicadora de medición
- 5.- Voltmetro indicador del estado de la batería
- 6.- Perilla de función fuera (indicador de prueba a cero)
- 7.- Perilla de ajuste a cero
- 8.- Perilla selectora de posición 100 microohms, 1 microohms, 10 miliohms, 100 miliohms, 1 ohms y 10 ohms.

El Ducter opera con una batería interna que es su fuente de energía; esta batería es recargable y tiene su propio eliminador o cargador de batería cuando ésta es agotada. Al efectuar la prueba, la batería entrega una corriente I a una bobina de control (unida a otra bobina deflectora por un eje común).

Dado que ésta batería está en serie a la bobina de control, es proporcional a la corriente que fluye a través de la resistencia que se está midiendo.

Por otra parte, la bobina deflectora lleva una corriente proporcional a la caída de potencial IR por medio de dicha resistencia; pasando por un amplificador, la deflexión del movimiento o galvanómetro depende de la relación de ambas corrientes (IR/I). Esto nos asegura que cuando se utilice un deflector multiplicador, la lectura medida será la lectura directa en ohms sin efectuar ningún cálculo.



La resistencia en las terminales no estan incluidas en la medición - por lo que se requiere que esta resistencia sea baja para permitir la circulación del 60 % de la corriente de operación, la siguiente tabla nos muestra la resistencia máxima permisible por terminal para el flujo de corriente.

Rango	Resistencia máxima permisible por terminal.
100 microohms 1 miliohms	0.18 ohms
10 miliohms 100 miliohms 1 miliohms	1.40 ohms
10 ohms	14.0 ohms

Las terminales de potencial forman parte del circuito y tienen una resistencia de 0.02 ohms por terminal como mínimo y 0.15 ohms como máximo y la lectura no es afectada en mas de 0.2 %. Si se llegase a usar una resistencia mayor en las terminales es necesario usar un factor de corrección - indicado en la figura 3.1.1 y 3.1.2. las cuales nos dan la modificación - del porciento de error o por medio del cálculo con las fórmulas.

Rango	Error por la resistencia de las terminales de potencial				
	0.2%	0.4%	0.6%	0.8%	1.0%
100 microohms	0.15 ohm	0.26 ohm	0.37 ohm	0.48 ohm	0.59 ohm
1 a 10 miliohms	1.40	2.24	3.34	4.44	5.54
100 miliohms	11.0	22.0	33.0	44.0	55.0
1 a 10 ohms	110.0	220.0	330.0	440.0	550.0

Resistencia por par de terminales

FIG. 3.1.1.
% DE ERROR DE MEDICION
DE RESISTENCIA.

Rango	Factor Multiplicador
100 microohms	$\frac{(54.96 + RP) (\text{Escala leida})}{55}$
1 miliohms a 10 miliohms	$\frac{(549.96 + RP) (\text{Escala leida})}{550}$
100 miliohms	$\frac{(5499.96 + RP) (\text{Escala leida})}{5500}$
1 Ohm a 10 Ohms	$\frac{(54999.96 + RP) (\text{Escala leida})}{55000}$

RP Resistencia en ohms por par de terminales

FIG. 3.1.2.
FACTOR DE CORRECCION
POR FORMULA.

La siguiente tabla nos muestra la duración de la carga de la batería figura 3.1.3.

Rango de prueba	Flujo de corriente	Vida de la carga en horas.
100 microohms	10 Amp.	1.6
1 millóns	10 Amp.	1.6
10 millóns	1.1 Amp.	1.8
100 millóns	1.1 Amp.	1.8
1 Ohm	1.1 Amp.	1.8
10 Ohms	0.2 Amp.	10.0

FIG. 3.1.3.
DURACION DE CARGA DE
LA BATERIA.

Nota. Si la batería se encuentra totalmente descargada poner a cargar el aparato un promedio de 16 horas.

Para concluir con esta prueba nos falta las instrucciones de operación, la secuencia de prueba y la interpretación de resultados.

Instrucciones de operación

Los circuitos deben de estar desenergizados y desconectados de la fuente de alimentación o de cualquier otro equipo.

Colocar el Ducter sobre una base nivelada impidiendo que el instrumento quede cerca de campos magnéticos.

Checar que las puntas de prueba estén correctamente conectadas, las terminales negras a (C1 y C2) que son las terminales de corriente, Y

las terminales rojas a (E1 y E2) que son las terminales de potencial.

Comprobar que la carga de la batería este en buen estado, esto se logra conectando las puntas de prueba C1 y C2 entre sí; con esto el indicador de batería debe encontrarse en la sección negra de la escala. Nota; No mantener las puntas de prueba en corto circuito ya que esto provocaría que la batería se descargara rápidamente.

Cuando el indicador de la batería esté fuera de la sección negra o la lectura comience a caer, entonces debe ser recargado el aparato antes de efectuar cualquier otra prueba.

Una vez terminadas las 6 pruebas conectar el switch de función en posición de apagado off.

Ajustar a cero en la escala, esto se logra girando la perilla de función a Set Zero si la aguja no indica cero hacer este ajuste con la perilla 7.

Secuencia de prueba.

Comenzar con la perilla selectora en la posición de 10 ohms, si la lectura es menor a 10 ohms, ajustar la perilla selectora para un rango menor. Para lograr lo anterior usar la perilla 8; comenzar por la escala de mayor valor a menor valor, a menos que se conozca el valor aproximado de la resistencia que esta bajo prueba.

Colocar la perilla 6 en posición de prueba test, y colocar las terminales de prueba a la resistencia que se quiere medir forzándola hacia abajo para tener un buen contacto.

Anotar las lecturas.

Cuando se haga la prueba con las terminales de corriente conectadas, regresar la perilla inmediatamente al ajuste de cero entre las lecturas que se estén tomando para evitar que la batería se descargue.

Una vez terminada la prueba la perilla debe ser colocada en posición de apagado off.

Interpretación de Resultados.

La interpretación de resultados es de acuerdo a los datos que da el fabricante o en su defecto, cuando se carecen de estos, se efectúa pruebas a diferentes equipos de los ya existentes y se comparan las lecturas obtenidas.

La figura 3.1.4. nos da los valores de referencia óhmica de contacto.

Caída de voltaje en milivolts a 100 Amp. de C. D.			
Cámara	Número de Polos		
	1	2	3
1	2.9	3.5	3
2	3.0	3.1	3.2

FIG. 3.1.4.
VALORES DE REFERENCIA
OHMICA DE CONTACTO.

Como podemos observar la resistencia óhmica de contacto será, en este caso, de 29 a 35 microohms por cámara.

Otra prueba que se efectúa a los interruptores es la de los tiempos de operación. Esta se le realiza a cualquier tipo de interruptor y es el tiempo que tarda en cerrar desde que recibe la señal la bobina de cierre, hasta el primer punto de contacto (entre el contacto móvil y el fijo) y el tiempo que tarda en abrir el interruptor desde que se energiza la bobina de apertura, hasta que los contactos se separan.

Para medir estos tiempos de cierre y apertura, se utilizan en Compañía de Luz, diversos aparatos entre los que se encuentran: El Contador de Ciclos, Cronodigit y Analizador de Gráficas. Algunos presentan tanto en -

sus conexiones como en el análisis de resultados, aspectos que van desde - lo más simple a lo más complicado.

Estos aspectos tienen un mismo objetivo; medir el tiempo de operación.

Para la prueba de tiempos de cierre y apertura, estudiaremos el Analizador de Gráficas, ya que es un aparato de los más completos aunque un poco complicado en lo que a su manejo se refiere; además si se explicaran cada uno de los aparatos arriba señalados, sería repetir los mismos princi-pios y parte de los análisis de resultados.

Con la comprensión del Analizador de Gráficas conocido como TR-1A - será más sencillo entender las otras pruebas de tiempos de cierre y aper-tura que se realizan con los demás aparatos (si es que el lector tuviera - la necesidad de efectuar alguna prueba con cualquiera de estos aparatos).

Analizador de Gráficas tipo T E - 1 A

Sus funciones son analizar el movimiento de interruptores cuyo bastón de operaciones tenga movimiento vertical; determinar las condiciones de operación del mecanismo de contacto, así como defectos de excesiva fricción en las operaciones de cierre y apertura, mal funcionamiento de amortiguadores mecánicos e hidráulicos, efectos de rebote, mal ajuste en el resorte - de aceleración y desajuste en toques.

- Operación de Cierre. Tiempo de operación, velocidad, sobrecarrera, operación de amortiguadores, presión y penetración de contactos, condiciones de desplazamiento de bastón durante la operación y carrera de bastón.

- Operación de Apertura. Tiempo de operación, velocidad, velocidad de contactos en zona de arco, operación de amortiguadores, condiciones de - desplazamiento de bastón.

- Operación de Hocierre. Tiempo de operación del ciclo; esto es; cerrado-abierto-cerrado; carrera de bastón cerrado-abierto-cerrado, velocidad máxima del desplazamiento al cierre y a la apertura.

- Operación de Cierre con Disparo Presente. Tiempo de operación del ciclo esto es; abierto-cerrado-abierto; carrera del bastón, abierto-cerrado-abierto; velocidad máxima de desplazamiento al cierre y a la apertura.

- Operación de Cierre Amplificado. Como su nombre lo indica, es una gráfica de cierre amplificado, donde se puede observar la sobrecarrera, la operación de amortiguadores, penetración y presión de contactos.

El Analizador de Gráficas LOELE TIPO TR-1A consta de lo siguiente:

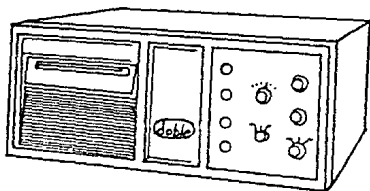
- Un circuito de control donde puede ser operado el interruptor bajo prueba.

- Circuito de medición el cual registra las condiciones de operación del interruptor bajo prueba.

- Circuito supervisor de contactos el cual suministra energía a los contactos bajo prueba y provee las señales apropiadas al oscilógrafo.

- El Oscilógrafo es donde se registran todas las señales de la operación del interruptor bajo prueba.

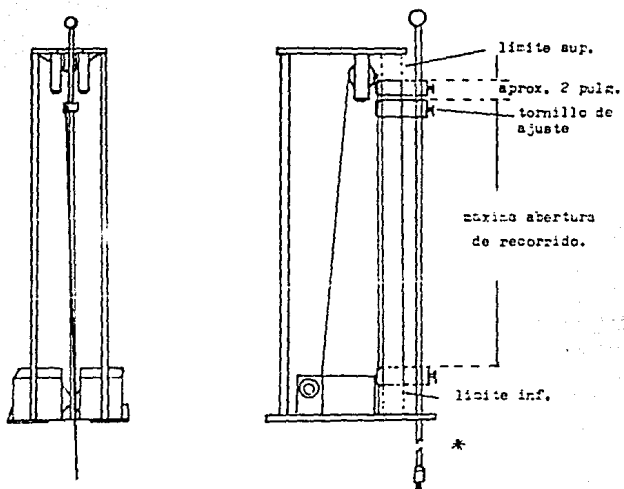
- Un transductor electromecánico el cual es conectado en la parte superior del interruptor y acoplado al mecanismo mediante una varrilla la cual da la señal al transductor de la velocidad del interruptor bajo prueba.



ANALIZADOR DE GRAFICAS.

FIG. 3.1.5.

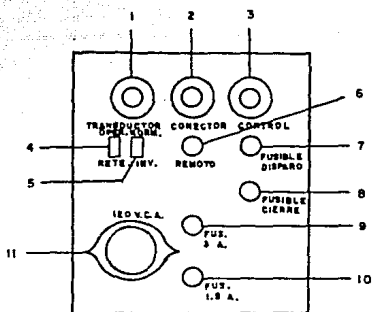
ANALIZADOR DE GRAFICAS
DORLE TIPO TR-1A



* Esta es la distancia que aproximadamente se debe colocar la varilla, con el interruptor en la posición de cerrado.

FIG. 3.1.6.

TRANSMISOR DE MOVIMIENTO
TRANSDUCTOR.



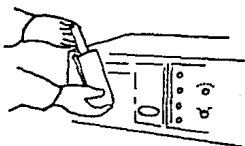
- 1.- Conector para el cable del transmisor de movimiento.
- 2.- Conector para el cable de las fases del interruptor.
- 3.- Conector para el cable de las puntas de cierre y disparo.
- 4.- Switch 2 posiciones (operación y reten)
- 5.- Switch 2 posiciones (normal e inverso)
- 6.- Conexión para un accesorio del aparato
- 7.- Fusible 1.5 Amp. de disparo
- 8.- Fusible 1.5 Amp. de cierre
- 9.- Fusible 3 Amp.
- 10.- Fusible 1.5 Amp.
- 11.- Conector para el cable de alimentación 110-120 V. C. A. 60 Hz.

FIG. 3.1.7.

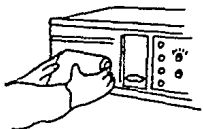
PARTES DE CONEXION
PARTE POSTERIOR.



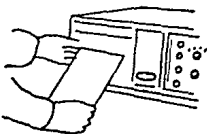
1o y 2o paso: Abrir las dos tapas del panel y sacar rodillo.



3o paso: Colocar rodillo al panel sin que le den los rayos del sol.



4o y 5o paso: Colocar el papel dentro del aparato



6o y 7o paso: Sacar un pequeño trazo de papel y efectuar la prueba.

FIG. 3.1.8.

COLOCACION DEL PAPEL.

PRECAUCIONES QUE SE DEBEN TOMAR.

- Antes de efectuar la prueba checar que el interruptor que se desea probar este totalmente desenergizado.
- Conectar todos los accesorios al aparato verificando que los cables estén en posición correcta sin que estos tengan forzado.
- No exponer al aparato a los rayos del sol.
- Verificar que la carrera de cruceta del interruptor bajo prueba no exceda de 24 pulgadas, ya que es la medida de la varilla del transductor que este soporta como máximo.
- Mantener enrollado el papel registrador ya que este papel es muy delicado a los rayos del sol y se puede dañar.

SECUENCIA DE PRUEBA.

- Cerrar el interruptor y colocar el transductor (transmisor de movimiento) acoplado este al interruptor figura 3.1.6.
- Colocar el papel al aparato como se observa en la figura 3.1.8. - teniendo cuidado de que no le den los rayos del sol, una vez puesto en su lugar no olvidar sacar un pequeño trazo para tener una impresión en el papel mas clara.
- Colocar el selector No 4 de la figura 3.1.7. en operación.
- Colocar el selector No 5 de la figura 3.1.7. en normal.
- Colocar el selector de desplazamiento de papel en posición media.
- Colocar el selector de velocidad y de carrera en posición deseada según figura 3.1.10. y 3.1.11.
- Colocar el aparato a la fuente de alimentación de 120 V.C.A. figura 3.1.7.
- Colocar el aparato unos 20 minutos con el selector de alimentación en posición de preparado, ya que es el tiempo en que tarda en aparecer el

haz luminoso del galvanometro.

- Jalar el papel de 5 a 8 cm. de longitud, esperando unos segundos a que aparezcan las líneas de escala marcadas en el propio papel.

- Localizar el haz luminoso móvil mediante la perilla No 7 de la figura 3.1.11. localizando dentro de las mismas líneas de escala ajustando la sobre la primera línea marcada de izquierda a derecha según figura 3.1.12. El ajuste debe hacerse unicamente con el interruptor cerrado.

- Los cables de color rojos y negros se conectarán como sigue:

Las puntas rojas son de disparo.

Las puntas negras son la de cierre.

Una punta de disparo y una de cierre las dos se conectarán al positivo del gabinete de control del propio interruptor.

La punta de disparo restante (roja) a un borne de la bobina de disparo.

La punta de cierre restante (negra) a un borne de la bobina de cierre.

- Las conexiones de los cables en las boquillas del interruptor son como se ve en la figura 3.1.9.

- Las secuencias de pruebas son las siguientes:

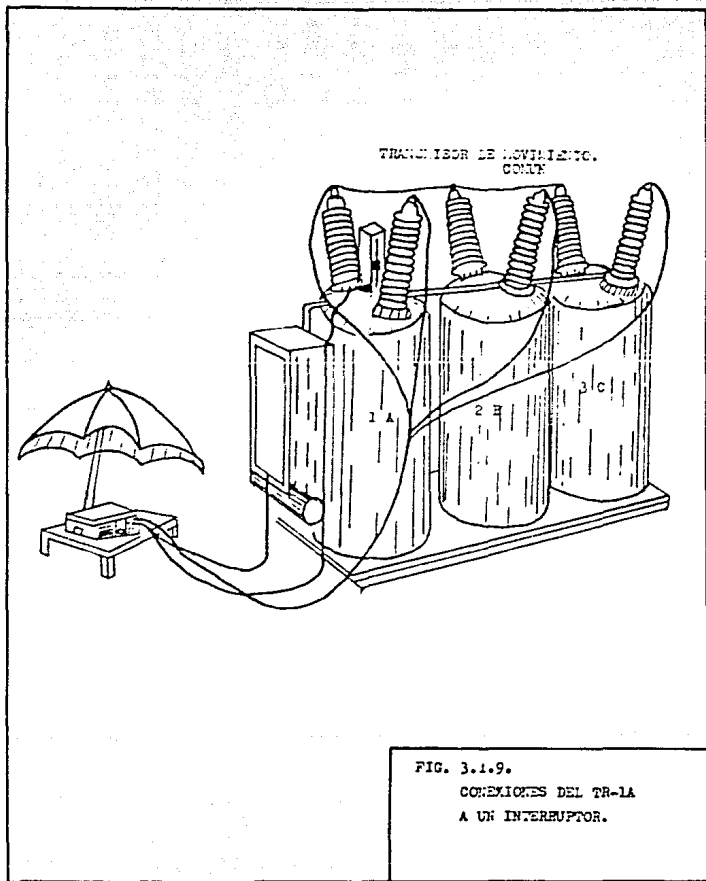
Disparo.

Cierre.

Disparo presente.

Recierre y Recierre amplificado.

Disparo.- Para efectuar esta prueba el interruptor debe estar cerrado y el haz luminoso deberá estar ajustado sobre el primer trazo de líneas representadas de izquierda a derecha (perilla 7 figura 3.1.11.) y seleccionando los valores de las perillas de acuerdo con la tabla de la figura



3.1.10. pasar la perilla de alimentación de la posición de "preparado" a la posición "dentro" y oprimir el botón de disparo sosteniéndolo por un segundo. Nota: Es en la única prueba donde se ajusta el haz luminoso, en las demás pruebas no se debe ajustar este haz, no importando donde quede este.

Cierre.- En esta prueba no se efectúa ningún ajuste del galvanómetro de carrera únicamente se presiona el botón de cierre del aparato de prueba y este realiza la función deseada.

Disparo presente.- Para efectuar esta prueba el interruptor debe estar abierto, y para no desperdiciar papel, la perilla de alimentación se regresa a la posición de "preparado" y sin mover los ajustes se dispara - el interruptor localmente (con los propios controles del interruptor), a continuación se regresa la perilla de alimentación a la posición "dentro" y se oprime el botón de disparo presente.

Recierre.- Para efectuar esta prueba el interruptor debe de estar cerrado y para no desperdiciar papel, la perilla de alimentación se regresa a la posición de "preparado" y sin mover los ajustes del aparato se cierra el interruptor localmente (con los propios controles del interruptor); a continuación se regresa la perilla de alimentación a la posición "dentro" y se oprime el botón de recierre.

Cierre amplificado.- Esta prueba se efectúa con la finalidad de poder observar con una amplitud la penetración o presión de contactos y sobrecarrera del interruptor y para ello es necesario efectuar los siguientes ajustes con el interruptor cerrado:

Primer paso. Colocar el haz luminoso del galvanómetro de carrera en la segunda línea de trazo marcada en el papel, de izquierda a derecha.

Segundo paso. Colocar la perilla de carrera en 0.5 pulg/div.

T A B L A No 1

CARRERA DEL INTERRUPTOR		SELECTOR DE CARRERA	DESPLAZAMIENTO DE PAPEL.
OPTIMO	MAXIMO	FULG./DIV.	
4	6	0.5	MEDIO
8	12	1	MEDIO
12	16	1.5	MEDIO
16	24	2	MEDIO

T A B L A No 2

VELOCIDAD		SELECTOR DE VELOCIDAD pies/seg.
OPTIMA	MAXIMA	
10 pies/seg.	12.5	2.5
20 pies/seg.	25	5
30 pies/seg.	50	10

Para seleccionar la perilla de velocidad se hará de acuerdo a la tabla anterior.

FIG. 1.1.10.

TABLA DE AJUSTES.

Tercer paso. Colocar la perilla de velocidad en 5 pies/seg.

Cuarto paso. La perilla de desplazamiento de papel en posición "media".

Quinto paso. Se efectua un disparo local (con los propios controles del interruptor no con los del aparato).

Sexto paso. Sin mover los ajustes, oprimir el botón de cierre del aparato de prueba por un segundo.

Al terminar estas pruebas, pasar el selector de alimentación a la posición de fuera.

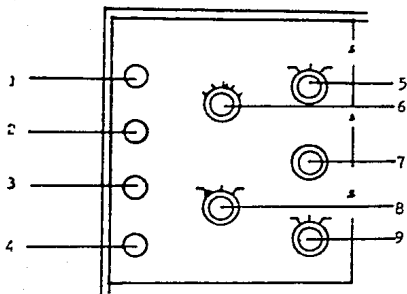
Ajustes del Aparato.

La tabla No. 1 y No. 2 de la figura 3.1.10. se dan los ajustes del interruptor que se desean probar, esto se logra ajustando las perillas No. 5, 6 y 8 de la figura 3.1.11.

La perilla No. 5 de la figura 3.1.11. -- Selecciona la velocidad ejemplo: seleccionando ésta en la posición 5 representa que para cada espacio vertical son 5 pies/segundo por cada división para la curva de velocidad.

La perilla No. 6 de la figura 3.1.11. -- Selecciona la carrera ejemplo: seleccionando ésta en la posición 1.5 representa que para cada espacio vertical son 1.5 pulgadas por división, para la curva de desplazamiento.

La perilla No. 8 de la figura 3.1.11. -- Selecciona la velocidad de un ciclo por división sin importar la posición de bajo medio o alto, ya que con ésta selección, se varia el tamaño de los espacios horizontales -- siendo estos siempre de 1 ciclo por división ejemplo: seleccionando la perilla en la posición medio que es la posición que se coloca normalmente --

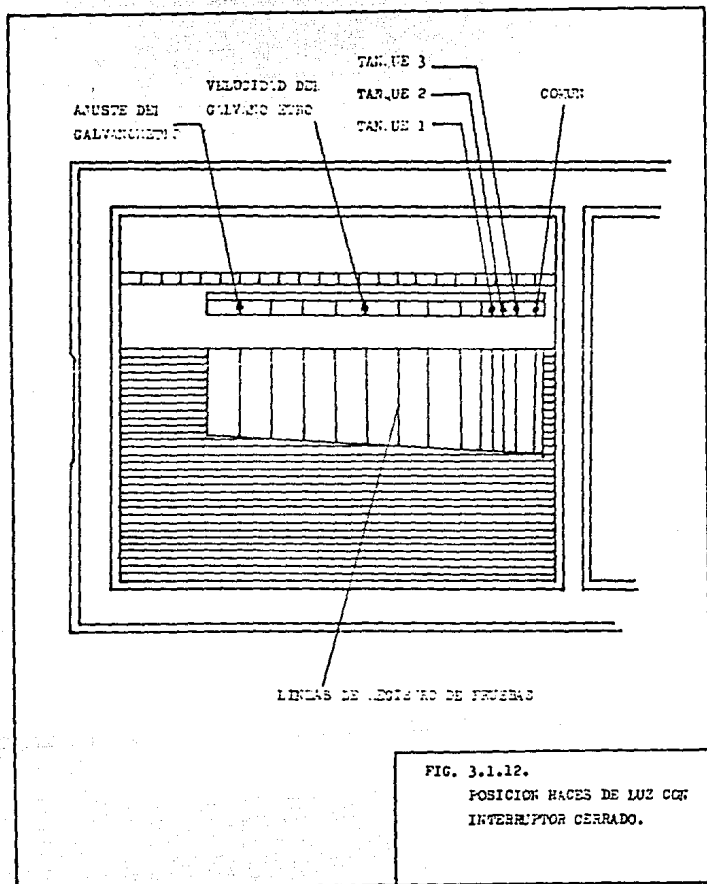


- 1.- PUNTE BOTTON DE DISPARO
- 2.- PUNTE BOTTON DE CIERRE
- 3.- PUNTE BOTTON DE DISPARO PRESENTE
- 4.- PUNTE BOTTON DE RECIBIRE
- 5.- PERILLA SELECCIONADORA DE VELOCIDAD
- 6.- PERILLA SELECCIONADORA DE RECORRIDO
- 7.- PERILLA DE AJUSTE DEL GALVANOMETRO
- 8.- PERILLA DE VELOCIDAD DE CICLO 3 POSICIONES
- 9.- PERILLA DE ALIMENTACION 3 POSICIONES
- | | |
|---|-------|
| { | BAJO |
| | MEDIA |
| | ALTO |
-
- | | |
|---|-----------|
| { | FUERA |
| | PREPARADO |
| | ENCENDIDO |

FIG. 3.1.11.

TABLERO PRINCIPAL DEL

TR-1A



representa una velocidad moderada, y la gráfica obtenida se analiza con mayor facilidad.

Una vez ajustado el aparato y efectuando las pruebas, analizaremos las gráficas.

Gráfica de Cierre.- Ver figura 3.1.13.

1.- Rastreo - Se emplea como referencia para analizar los tiempos de operación mediante los espacios horizontales.

2.- Supervisión de Contactos - Se obtiene el sincronismo y el tiempo de operación del interruptor al cierre; auxiliándose de los puntos A y B se obtiene el tiempo y se emplearán los espacios horizontales para su medición.

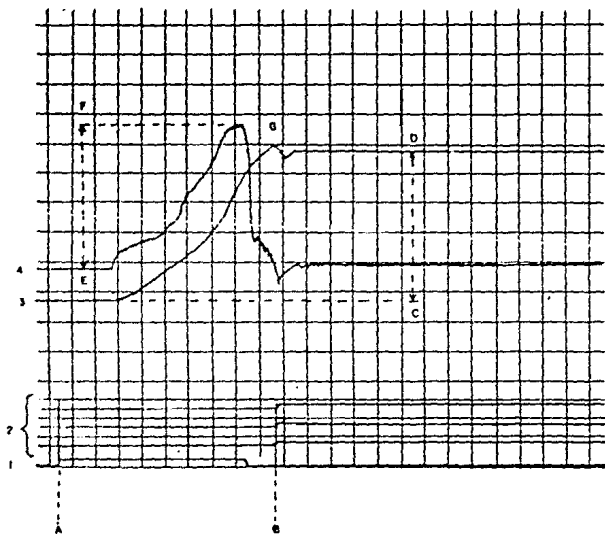
3.- Desplazamiento de Contactos - Se emplea para medir la carrera y desplazamiento de la cruceta entre los puntos C y D empleando los espacios verticales para su medición.

4.- Velocidad de desplazamiento - Se emplea para medir la velocidad de contactos en cualquier punto de su trayectoria entre los puntos E y F que es la velocidad máxima alcanzada y se emplearán los espacios verticales para su medición. En el punto C se analiza la acción de amortiguamiento al cierre.

Es necesario mencionar que las curvas de velocidad y desplazamiento de contactos mostrada en cada gráfica corresponden al bastón de operación de contactos de la fase donde se tenga el transductor del aparato.

Gráfica de Disparo. Ver figura 3.1.14.

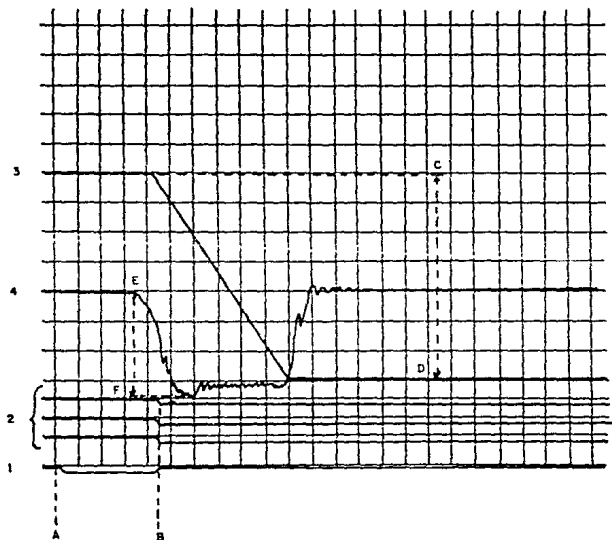
Estas curvas son similares a las del cierre y nos dan las características del interruptor pero en su apertura y para ello en la gráfica se dan los valores correspondientes para el ejemplo de la gráfica de cierre.



TIEMPO DE CIERRE (A-B) = 0 CICLOS
CARRERA DE CRUCETA (C-D) = 7.5 PULGADAS
VELOCIDAD MAXIMA DE DESPLAZAMIENTO (E-F) = 25 PIES/PULG.

FIG. 3.1.13.

GRAFICA DE CIERRE.



TIEMPO DE ABERTURA (A-B) = 4.5 CICLOS
 CARRERA DE CRUCETA (C-D) = 10 PULGADAS
 VELOCIDAD MÁXIMA DE DESPLAZAMIENTO = 18 PIES/PULO.

FIG. 3.1.14.

GRAFICA DE DISPARO.

Gráfica de Recierre. Ver figura 3.1.15.

Esta gráfica representa la apertura del interruptor con un cierre - presente (esto es el recierre) contando con curvas de: rastreo, supervisión de contactos, desplazamiento y velocidad de contactos así como también se dan los valores obtenidos a manera de ilustración de esta operación, considerando los mismos ajustes que para el análisis de la gráfica de cierre.

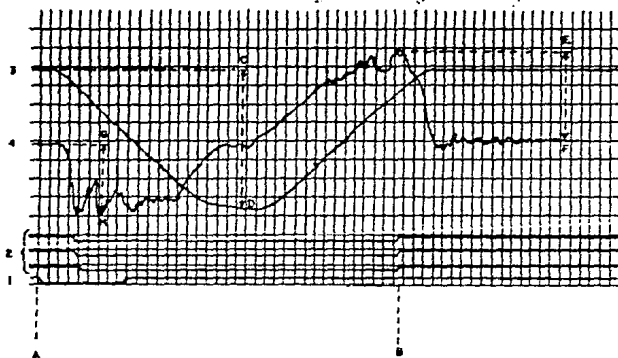
Gráfica de Disparo Presente. Ver figura 3.1.16.

Esta gráfica representa el cierre del interruptor con un disparo presente y en ésta se proporcionan los valores obtenidos para la operación - considerando los mismos ajustes que para el análisis de la gráfica de cierre.

Gráfica de Cierre Amplificado. Ver figura 3.1.17.

Como su nombre lo indica nos proporciona una gráfica de cierre amplificada, pero con una mayor claridad de todos sus datos sobre la carrera, y presión de contactos y como se mencionó anteriormente, el único ajuste que varía es el de la perilla de carrera, colocando esta en 0.5 ya que - con esto tenemos que cada espacio vertical es de 0.5 pulgadas por división y la manera de conocer estos valores es la siguiente:

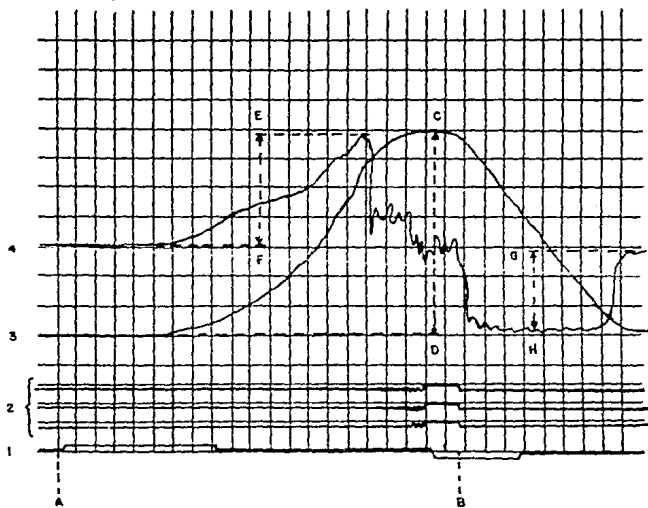
Se traza una recta perpendicular a las curvas de presión de contactos (2) a partir de estas se muestra el cambio de posición de contactos - (esto es cuando cierra el interruptor) hasta cortar la curva (3) de desplazamiento de contactos; desde este punto hasta el punto en donde los - contactos adquirieron su estado de reposo (esto es el desplazamiento coro) puntos A y B que es donde se considera la penetración o presión de contatos.



TIEMPO DEL CICLO (CERRADO ABIERTO CERRADO) (A-B) = 36.5 CICLOS
 CARRERA DE CRUCETA EN EL CICLO (CERRADO-ABIERTO-CERRADO) (C-D) = 7.5 PULG.
 VELOCIDAD MAXIMA DE DESPLAZAMIENTO AL CIERRE (E-F) = 22.5 PIES/SEG.
 VELOCIDAD MAXIMA DE DESPLAZAMIENTO A LA APERTURA (G-H) = 19 PIES/SEG.

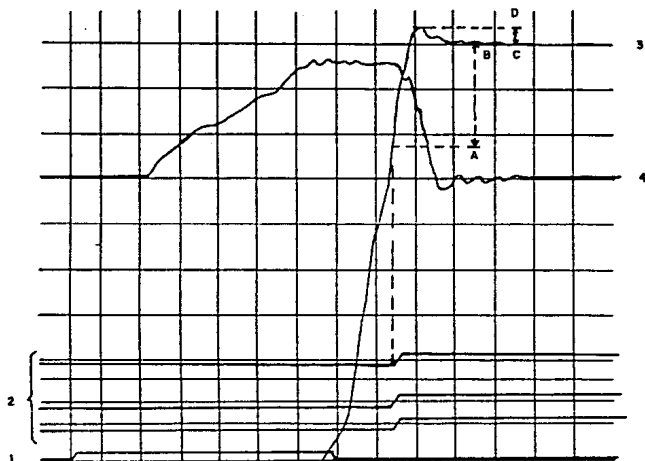
FIG. 3.1.15.

GRAFICA DE RECIERRE.



TIEMPO DEL CICLO (ABIERTO-CERRADO-ABIERTO) = 20.5 CICLOS
 CARRERA DE CRUCETA DEL CICLO (ABIERTO-CERRADO-ABIERTO) (C-D) = 10.3 PULG.
 VELOCIDAD MAXIMA DE DESPLAZAMIENTO AL CIERRE (E-F) = 17.3 PIES/SEG.
 VELOCIDAD MAXIMA DE DESPLAZAMIENTO A LA APERTURA (G-H) = 14 PIES/SEG.

FIG. 3.1.16.
 GRAFICA DE DISPARO
 PRESENTE.



PENETRACION DE CONTACTOS: 1.1 PULG. SOBRECARRERA: 0.25 PULG.

FIG. 3.1.17.

GRAFICA DE CIERRE
AMPLIFICADO.

La Sobrecarrera.- Es la gráfica que se muestra entre los puntos C y D que se considera desde el punto de desplazamiento cero de la curva (3) hasta el punto mas alto de la misma.

Por último tenemos que para dar una opinión del estado en que se encuentra el equipo es necesario comparar las gráficas obtenidas con los datos del fabricante.

Prueba de Factor de Potencia de Aislamiento

El aparato de prueba para factor de potencia tipo MEU es el aparato con el cual se efectúa la prueba de factor de potencia de aislamiento, — aquí mencionaremos las conexiones que se deben de hacer para probar el — interruptor tanto en posición cerrado como posición abierto, (El manejo — del aparato lo mencionaremos mas adelante en este mismo capítulo en el inciso 3.2. Transformadores de Potencia, pruebas de Factor de Potencia).

La prueba de Factor de Potencia de los aislamientos aceite, aire, — gas, porcelanas, etc. se efectúa con el interruptor tanto en posición a— bierto como posición cerrado.

En la figura 3.1.18. se muestra la forma de conectar el aparato (MEU) a los contactos principales de un interruptor en posición abierto y posición cerrado para así tener la Prueba de Factor de Potencia de Aislamiento.

La prueba del interruptor en posición abierto se saca únicamente en la posición GUARD primero a una boquilla y despues a la otra.

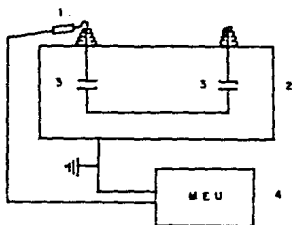
La prueba del interruptor en posición cerrado se saca únicamente en la posición GUARD.

El resultado de estas pruebas se analizan de la siguiente manera.

Una comparación de las pérdidas con interruptor cerrado y la suma de las pérdidas de las dos pruebas con interruptor abierto nos indican las — condiciones generales de los medios aislantes del interruptor.

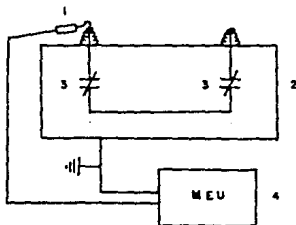
Un procedimiento que se utiliza generalmente para determinar el esta do del interruptor es el siguiente.

Si la suma de las pérdidas de las dos pruebas con interruptor abierto no excede de $\frac{1}{9}$ MW del valor obtenido con interruptor cerrado, consideramos que está en buenas condiciones.



a) PRUEBA CON EL INTERRUPTOR ABIERTO

- 1.- CABLE A.T.
 2.- TANQUE DEL INTERRUPTOR
 3.- CONTACTOS PRINCIPALES
 4.- APARATO DE PRUEBA MEU



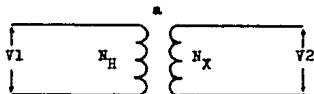
b) PRUEBA CON EL INTERRUPTOR CERRADO

FIG. 3.1.18.
 PRUEBAS DE MEU A
 INTERRUPTOR.

3.2. Transformadores de Potencia.

Prueba de Relación de Transformación.

Las mediciones eléctricas de relación de transformación parten de la suposición de que la relación de tensión sin carga del transformador bajo prueba, es igual a la relación numérica de espiras en donde:



a = relación de transformación.

$V1$ = voltaje en vacío de alta tensión.

$V2$ = voltaje en vacío de baja tensión.

N_H = número de espiras de la bobina de alta tensión.

N_X = número de espiras de la bobina de baja tensión.

La forma más satisfactoria de medir la relación de un transformador de potencia, es paralelándolo con un transformador patrón de relación y polaridad conocidas. El aparato para medir esta relación de transformación se conoce con el nombre de T.T.R. (Transformer Turn Ratio), el cual puede medir las relaciones de espiras de transformadores cuya relación de transformación sea inferior a 130 y también puede dar una lectura directa a la relación de espiras cuando el levantado de baja tensión es el primario bajo prueba, determinando el estado de las espiras ya sea que estén en condiciones normales en corto circuito ó circuito abierto.

Para transformadores con relación de transformación hasta 330, se utiliza el equipo auxiliar del T.T.R.

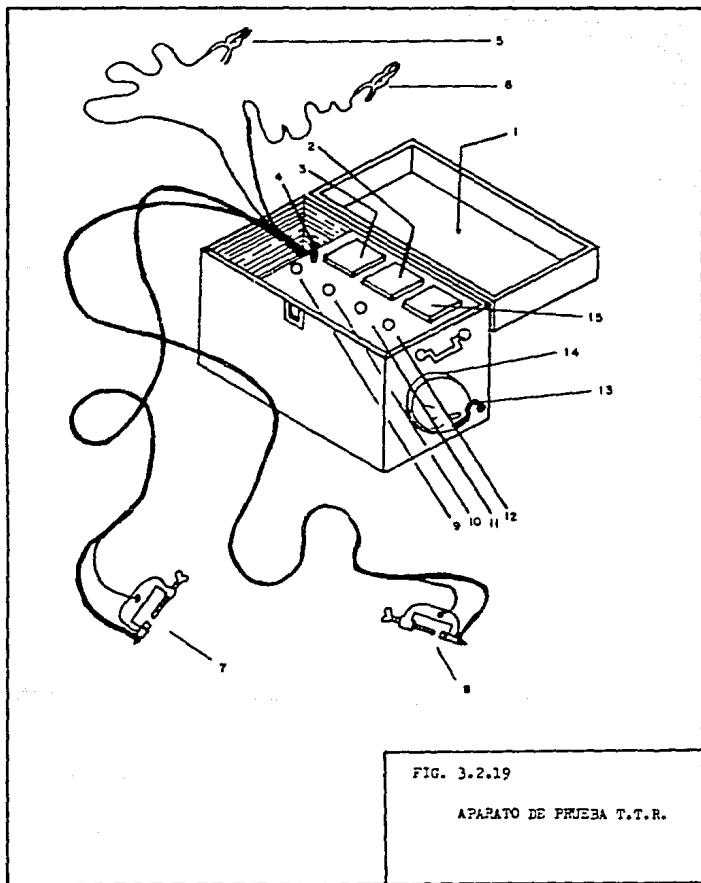
Cuando no se puede usar el devanado de baja tensión como el primario durante la prueba a una corriente magnetizante excesiva, se puede conectar el devanado de alta tensión al primario. En ésta aplicación el T.T.R. lee relación inversa de espiras hasta tres decimales y la cuarta cifra - por interpolación.

La relación de transformación sin carga del transformador de referencia del T.T.R. es aproximadamente de 0.9995 veces la relación indicada en los cuadrantes; cuando la relación indicada es mayor que uno para relaciones inversas (inferiores a uno), la relación sin carga es igual a la lectura de la carátula más o menos 0.0005 .

Su principio es el siguiente: Cuando el transformador está excitado por su devanado de baja tensión, la relación de tensión sin carga casi es exactamente igual a la relación de espiras, la diferencia entre las dos - espiras se debe a la caída de tensión en el primario, que resulta del paso de la corriente magnetizante a través del mismo que es inferior a 0.1%

El transformador que se va a medir y el transformador de referencia de relación ajustable en el T.T.R. deben ser excitados de la misma fuente por lo que los devanados secundarios se conectan en serie de oposición a través de un detector de cero.

Cuando la relación del transformador de referencia se ajusta de manera que no hay corriente en el circuito secundario (marca cero) se cumplen simultáneamente dos condiciones: la relación de tensiones de los dos - transformadores son iguales (E volts, que es lo que entrega el T.T.R.) y no hay carga en ninguno de los secundarios. La segunda, la relación de - tensiones sin carga del transformador de referencia se conoce, por lo que se conoce también en consecuencia la relación de tensiones del transformador que se prueba y la relación del número de espiras.



El T.T.P. es un aparato portátil que cuenta con su propia fuente de potencia (ver figura 3.2.19.), en donde:

1. Placa indicadora
2. Voltmetro
3. Ampermetro
4. Terminal de tierra
5. Caisón rojo
6. Caisón negro
7. Prensa roja
8. Prensa negra
9. Conmutador "S1"
10. Conmutador "S2"
11. Conmutador "S3"
12. Potenciómetro "S4"
13. Manivela de generación
14. Campana de manivela
15. Detector "D"

Generador.- La fuente de potencia de prueba es un generador de corriente alterna (C.A.) de imán permanente, impulsado por una manivela y que da una excitación de 5 volts aproximadamente a 60 ciclos/seg. bajo condiciones normales de operación, alimentando también, a una fuente de 5 volts que se usa como referencia para el detector sincrónico.

Tres conmutadores de derivación (S1, S2 y S3) que están conectados a derivaciones secundarias del transformador de referencia. Observando - el aparato de frente, se lee la lectura de izquierda a derecha, siendo - el conmutador S1 el primero, el cual cambia la relación de pasos de 10 -

(desde 0 hasta 120) con un cuadrante marcado con graduaciones de 0,1,2, ..., 11 y 12. El segundo conmutador S2 cambia la relación de pasos de 1 - (desde 0 hasta 9), con un cuadrante con graduaciones de 0,1,2, ..., 8 y 9. El tercer conmutador S3, cambia la relación en pasos de 0.1 (desde 0 hasta 9), teniendo su cuadrante graduaciones de 0,1, ..., 8 y 9.

Por último tenemos el potenciómetro S4, que da una tensión variable con una relación de espiras igualmente variable. Su escala está graduada con 100 divisiones, con una variación de 0.001 desde 0,5, 10, ..., 90, 95 y 0 nuevamente.

El punto decimal es una marca localizada entre el cuadrante del conmutador S2 y el cuadrante del conmutador S3, la cual se lee como se indica. Una vez obtenido el balance del aparato se anota la lectura del primer cuadrante, luego la del segundo cuadrante, punto decimal, enseguida la del tercer cuadrante y por último la lectura del cuarto cuadrante.

Detector D. Se encuentra localizado en la esquina superior derecha del tablero del instrumento. Consiste en un rectificador sincrónico y un microamperímetro de C.C., con un cero central que se usa como detector para indicar la magnitud y polaridad de la corriente que fluye en el secundario del transformador de referencia. El instrumento está conectado de tal forma que cuando la relación indicada por el aparato, el galvanómetro se mueve hacia la izquierda.

El P.P.A. cuenta con un voltmetro de C.A. localizado en la parte superior junto al detector D del tipo de hierro móvil conectado a la salida del generador para indicar la tensión de excitación y marcado con una graduación de 8 volts. Cuenta con un amperímetro de C.A., localizado en la parte superior izquierda de tipo de hierro móvil conectado a la salida del generador; su carátula no está calibrada en amperes, sino que se

encuentra dividida en 10 partes iguales.

El aparato cuenta con 4 puntas que están integradas al aparato, dos de ellas con prensas (una prensa rojo y una prensa negra), y las otras dos, con caimanes (un caimán rojo y otro caimán negro); conectando los caimanes al secundario, que generalmente será al devanado de alta tensión.

La prensa negra y la prensa roja "X1" y "X2" respectivamente, son las puntas de excitación; cada prensa tiene dos cables de dos conductores, uno grueso y otro delgado. El conductor grueso se usa para conectar el transformador bajo prueba al primario del transformador de referencia en el aparato; El conductor delgado lleva la corriente de excitación y está eléctricamente conectado al tornillo de la misma.

El caimán negro y el caimán rojo "H1" y "H2" respectivamente, es de cable de un solo conductor, cuyo diámetro es más pequeño que el de las puntas de excitaciones X1 y X2. El caimán sirve para facilitar la conexión al secundario del transformador de referencia al transformador bajo prueba.

Prueba del buen estado del T.T.R. .- Existen tres ensayos sencillos para verificar el buen estado del aparato de prueba T.T.R. que se pueden realizar antes de efectuar la prueba al transformador que se desee probar.

1. Comprobación de Cero.

Se ajustan todos los cuadrantes a cero (0.0000), conectar H1 y E2 asegurándose de que los tornillos de las prensas no toquen los cuerpos correspondientes, ni se toquen entre sí; operar el generador hasta leer en el voltmetro la lectura de 8 volts y la aguja del detector D esté sobre la marca cero que se encuentra en el centro de la escala. Si esto no

se localiza exactamente en el centro de la escala, se puede ajustar con un desarmador mientras es operado el generador a 8 volts; cuando se deje de operar el generador, la aguja debe moverse fuera del cero dentro de - 1.5 mm.

2. Comprobación de Helación Cero.

Los tornillos de las prensas X1 y X2 deben ser atornillados contra sus mismos cuerpos, tomando en cuenta de que no deben de tocarse entre sí durante la prueba. Por otra parte, las puntas H1 y H2 se conectan entre sí, dejando todos los cuadrantes en posición cero, se opera el generador hasta leer en el voltmetro 8 volts y en el galvanómetro "D" debe - indicar cero; si no lo indica, ajustar el cuarto cuadrante hasta que el indicador marque cero, dentro de la mitad de una división. Un error en - esta comprobación afecta la lectura del cuarto cuadrante.

3. Comprobación de Relación Unitaria.

Se atornilla la prensa negra X1 contra su mismo cuerpo y en ésta se conecta la punta secundaria negra H1, efectuando lo mismo con la prensa roja X2 que debe atornillarse contra su propio cuerpo y en ésta, se conecta la punta secundaria roja H2 ajustando los cuadrantes en la lectura de 1.000 operando la manivela del generador hasta leer en el voltmetro - la lectura de 8 volts. Si el indicador D no marca la lectura de cero, se ajustan los cuadrantes hasta obtener la lectura 0.9999 ajustando el cuarto cuadrante hasta obtener la lectura del detector D en cero. El aparato debe leer la unidad dentro de media división de exactitud.

Precauciones que deben tomarse.

- Asegúrese que el transformador que se desea probar este totalmente desenergizado.

- Asegúrese de que todas las terminales del transformador estén desconectadas de la línea de la carga.

- Asegurese de que si hay equipo muy cercano con potencial o carga, conectar a tierra un lado de cada devanado y a tierra el aparato T.T.R. usando un poste correspondiente del tablero del instrumento.

- Conectar las puntas de excitación X1 y X2 al devanado de baja tensión de los dos devanados que han de compararse, la punta secundaria H1 a la terminal de alta tensión que corresponde a la conexión de X1 y la punta H2 a la otra terminal como se indica en la figura 3.2.20. Cuando ambos devanados están conectados a tierra, en un lado conectar las puntas X1 y H1 (negras) a los lados conectar a tierra. Excitar siempre todo el devanado de B.T.

- Ajustar los cuadrantes del generador del T.T.R. en posición cero y dar un cuarto de vuelta a la manivela del generador, si la aguja se mueve hacia la izquierda la conexión del transformador es substractiva; y si se mueve a la derecha, la conexión del transformador es aditiva. - las puntas negras H1 y X1 se conectan a las terminales de la misma polaridad, efectuando lo mismo con las puntas rojas H2 y X2.

Una vez conectado el T.T.R. adecuadamente al transformador se ajustan los cuadrantes de relación a 1.000 y girando lentamente la manivela del generador se observa el detector D, la aguja debe moverse hacia la izquierda; si el ampérmetro se mueve a plena escala y el voltmetro no registra movimiento, nos indica que el transformador toma demasiada corriente de excitación.

Si además la manivela muestra demasiada resistencia al girar, es probable que exista un corto circuito en las terminales de excitación. - Checar las conexiones de que no estén en corto.

Operando la manivela del generador hasta obtener 8 volts y sin dejar de operar este, se comienzan a mover las perillas de derecha a iz-

quierda, moviendo la primer perilla en sentido de las manecillas del reloj y observando que el detector "nulo" D no cambie de izquierda a derecha. Continuar moviendo la perilla en sentido de las manecillas del reloj, hasta que la aguja del detector D cae a la derecha, entonces se regresará la perilla en sentido contrario de las manecillas del reloj, con lo que la aguja del detector regresará a su posición anterior. Se continúa lo mismo con la perilla siguiente hasta llegar a la perilla de ajuste fino, que es la última, y ajustando la aguja en la posición de cero (que es el centro del detector). Se toma la lectura tomando en cuenta el punto decimal que está ubicado entre el segundo y tercer cuadrante.

Como ya se mencionó anteriormente, el T.T.R. tiene un rango de 130 para transformadores con una lectura mayor de 130 y menor de 330, se utiliza el transformador auxiliar, conectando el primario de éste transformador, con el primario del transformador que se prueba, estando esto en paralelo; y el secundario del transformador auxiliar se conecta en serie con el secundario del transformador.

Para probar transformadores trifásicos, los cuales son los que se utilizan en S.E. telecontroladas 230/23 KV., hay que tener en cuenta el diagrama vectorial.

Las conexiones más usuales se encuentran en la figura 3.2.21, en donde nos indica que las terminales de alta tensión se marcan con H1, H2 y H3, y las de baja tensión como X1, X2 y X3, cuyas marcas siguen un orden de secuencia de tensiones en tal forma que por alta tensión la secuencia en un momento dado fuera H1, H2 y H3 deberá coincidir en cada instante con el lado de baja tensión X1, X2 y X3, los neutros se designan con la letra Ho y Xo; Ho para alta tensión y Xo para baja tensión.

La terminal de alta tensión H1 es la de la derecha, visto el trans-

formador por el lado de alta tensión, las demás terminales siguen un orden numérico de derecha a izquierda. La terminal XI, visto el transformador por baja tensión, queda hacia la izquierda y se sigue un orden numérico para las demás terminales que sera de izquierda a derecha.

En transformadores monofásicos, las terminales H1 y XI quedan adyacentes visto el transformador por el lado de baja tensión hacia la izquierda, lo cual significa que la polaridad es sustractiva, si H1 y XI quedan diagonalmente, la polaridad es aditiva.

En la figura 3.2.21. se muestran las conexiones del T.T.R. para la prueba de relación de transformación a transformadores trifásicos donde:

Pr.- Punta de excitación roja (prensa de polaridad).

Ph.- Punta de excitación negra (prensa de no polaridad).

Cr.- Punta secundaria roja (caimán de polaridad).

Cn.- Punta secundaria negra (caimán de no polaridad).

Hay que tomar en cuenta que la relación de placa no es la relación de espiras, sino la relación de tensiones fase a fase sin carga. Para transformadores delta-estrella ó estrella-delta, cuando el lado de la estrella debe ser excitada, la medición es la relación de espiras, debe dividirse entre $\sqrt{3}$ para obtener la relación de placa.

Si al efectuar la prueba la corriente de excitación es normal así como el voltaje del detector de ajuste a cero no hay deflexión se trata entonces de un circuito abierto en los devanados del transformador que se está probando.

Si al efectuar la prueba no es posible el balance de la aguja de ajuste a cero, no se podrá tomar lectura; y si hay demasiada corriente de excitación se trata de un corto circuito, el voltaje del aparato llega a

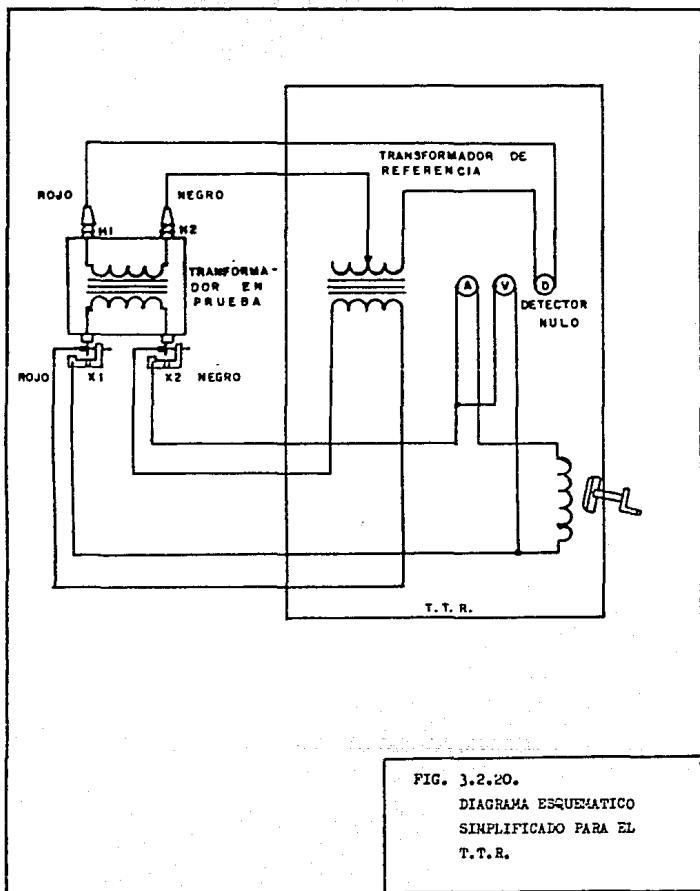


FIG. 3.2.20.

DIAGRAMA ESQUEMATICO
SIMPLIFICADO PARA EL
T.T.R.

CONEXION	DIAGRAMA VECTORIAL		FASE	RELACION MEDIDA	CONEXION DEL T. T. R.				CORTO CIRCUITO	DEF. ANG.
	A. T.	B. T.			Cf	Ca	Pr	Pa		
ESTRELLA ESTRELLA			A B C	$H_1 H_0 / X_1 X_0$ $H_2 H_0 / X_2 X_0$ $H_3 H_0 / X_3 X_0$	H_1 H_2 H_3	H_0 H_0 H_0	X_1 X_2 X_3	X_0 X_0 X_0		0°
DELTA DELTA			A B C	$H_1 H_2 / X_1 X_2$ $H_2 H_3 / X_2 X_3$ $H_3 H_1 / X_3 X_1$	H_1 H_2 H_3	H_2 H_3 H_1	X_1 X_2 X_3	X_2 X_3 X_1		0°
DELTA ESTRELLA			A B C	$H_1 H_2 / X_1 X_0$ $H_2 H_3 / X_2 X_0$ $H_3 H_1 / X_3 X_0$	H_1 H_2 H_3	H_2 H_3 H_1	X_1 X_2 X_3	X_0 X_0 X_0		30°
DELTA ESTRELLA			A B C	$H_1 H_2 / X_1 X_2$ $H_2 H_3 / X_2 X_3$ $H_1 H_3 / X_1 X_3$	H_1 H_2 H_1	H_2 H_3 H_3	X_1 X_2 X_1	X_2 X_3 X_3	$H_1 H_3$ $H_1 H_2$ $H_2 H_3$	30°

FIG. 3.2.21.

CONEXIONES DEL T.T.R. PARA
TRANSFORMADORES TRIFASICOS.

carga el valor de cero y la manivela del generador pone mucha resistencia a su operación. Sin embargo en algunos casos en estas condiciones se logra el balanceo y se obtienen valores de lectura.

Los valores de relación de espiras medidas con el T.T.R., por lo general deben encontrarse dentro de un rango de $\pm 0.5\%$ respecto a la relación de placa del transformador para considerarse que está en buenas condiciones; (aunque hay casos de valores de 1% sin que esto indique que la unidad se encuentre en malas condiciones).

Cuando los valores exceden de 0.5% de error para considerarlo en bu estado se tendrá que determinar cual de las dos bobinas es la que se encuentra en corto circuito mediante lo siguiente:

Si la relación que se obtiene es mayor a la de la placa, el corto circuito se localiza en la bobina de baja tensión.

Si la relación que se obtiene es menor a la de la placa, el corto circuito se localiza en la bobina de alta tensión.

Por lo tanto, y para nuestro caso y de acuerdo con la placa del transformador, la relación de transformación debe ser $230/23 = 10$, considerando $\pm 0.5\%$ de margen de error tenemos que para considerar el transformador en buen estado

Relación de placa = 10

Relación con T.T.R.

Límite superior (10) (1.005) = 10.050

Límite inferior (10) (.995) = 9.950

Prueba de Resistencia de Aislamiento.

La resistencia de aislamiento puede definirse como la resistencia en megohms que ofrece un aislamiento al aplicar un voltaje de corriente directa. La corriente resultante es la corriente de aislamiento, la cual se compone de:

1. Corriente de conducción conocida también como corriente de fuga, la cual es la que fluye a través del aislamiento y sobre su superficie.
2. Corriente de absorción dieléctrica es la corriente que varía gradualmente de un valor alto a un valor bajo en un tiempo determinado, que normalmente alcanza un valor despreciable entre 10 y 15 minutos.
3. Corriente originada por el efecto capacitivo del aislamiento la cual es grande en cantidad y corta en duración (15 segundos aproximadamente).

La resistencia varía directamente proporcional con el espesor del aislamiento o inversamente al área del mismo cuando a un aislamiento se le aplica un voltaje de corriente continua, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse. La curva de resistencia de aislamiento contra el tiempo se le conoce como la curva de "absorción dieléctrica".

Hay que hacer mención que la prueba de resistencia de aislamiento es una prueba no destructiva, la cual nos da el estado de los aislamientos de los devanados en el transformador y nos revela más o menos su confiabilidad, mediante la cantidad relativa de humedad en el aislamiento, la corriente de fuga en las superficies húmedas o sucias, aislamiento y fallas en los aislantes por medio de curvas de tiempo.

El método más usual para medir la resistencia de aislamiento de un transformador es usando el aparato de prueba llamado "Meg-er". Su princi-

pio se basa en aplicar un voltaje de prueba al aislamiento y medir la corriente que proporciona, indicando la lectura obtenida en una escala graduada en megohms, auxiliándose de un pequeño generador que puede ser de mano o motorizado; siendo el de motor el más indicado, ya que la tensión que éste aplica es uniforme.

Cuando el aislamiento está húmedo, sucio o deteriorado, la corriente de fuga será grande en relación con la de absorción y esto resultará en que la aguja del aparato se moverá rápidamente a un valor, teniendo a estabilizarse, obteniendo una diferencia entre una lectura y otra muy pequeña lo que indica la sospecha de humedad o partículas extrañas; por otra parte, si el aislamiento se encuentra en buenas condiciones, la corriente de fuga será pequeña en relación a la absorción dieléctrica, y ésta tendrá un efecto pronunciado mientras fluye.

Si el aislamiento está seco, la absorción dieléctrica es grande al principio y gradualmente decae, a medida que el aislamiento alcanza su estado final de carga. Si el probador es operado a mano, la lectura se puede hacer a los dos minutos y si el probador es motorizado se deben tomar las lecturas cada 15 segundos durante el primer minuto y después cada minuto, hasta llegar a los 10 minutos.

Índice de Polarización (I_p).— La pendiente de la curva de absorción dieléctrica tomada a una temperatura dada, indica el grado de secado del aislamiento y ésta pendiente se puede expresar como el índice de polarización por medio de la siguiente relación:

$$I_p = \frac{\text{Resistencia Aislante a 10 minutos}}{\text{Resistencia Aislante a 1 minuto}}$$

así como también se puede obtener el índice de absorción dieléctrica (I_{AD}) mediante la relación:

$$I_{AD} = \frac{\text{Resistencia Aislamiento a 60 segundos}}{\text{Resistencia Aislamiento a 30 segundos}}$$

En la tabla siguiente se presentan los valores de I_p y de I_{AD} y su interpretación

CONDICIONES DEL AISLAMIENTO	I_{AD}	I_p
PELIGROSO		menor de 1.0
MALO	menor de 1.1	menor de 1.5
INDOSO	1.1 a 1.25	1.5 a 2.0
REGULAR	1.25 a 1.4	2.0 a 3.0
BUENO	1.4 a 1.6	3.0 a 4.0
EXCELENTE	mas de 1.6	mas de 4.0

FIG. 3.2.22.

INDICE DE ABSORCION
Y POLARIZACION.

Factores que afectan la medición de la Resistencia de Aislamiento.

Voltaje de Prueba.- Existen en el mercado diferentes tipos de probadores en los cuales el voltaje se puede seleccionar de 500 a 2500 volts; hay que tomar en cuenta que debe escogerse un rango de tensión que no so-

bropase el valor nominal o la clase del devanado bajo prueba. Es recomendable tomar lecturas a diferentes voltajes con la finalidad de comparar, las lecturas serán un poco menor para los voltajes mas altos y si la disminución es apreciable se puede suponer que el aislamiento no se encuentra en muy buenas condiciones.

Temperatura.— La temperatura tiene un efecto apreciable en la lectura, ya que reduce el valor de la resistencia del aislamiento considerablemente.

Para relacionar debidamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento sería ideal que cada medición se efectuara a la misma temperatura base, pero no es práctico cumplir con este requisito, debido a los diversos factores que determinan la temperatura del transformador durante su disponibilidad para las pruebas, los valores obtenidos a la temperatura de prueba deben ser escogidos a la base, que usualmente en la práctica es de 20 °C. Los datos necesarios para efectuar estas correcciones pueden ser establecidos tomando los valores de 10 minutos de dos curvas de absorción dieléctricas obtenidas a temperaturas muy diferentes, una a la temperatura próxima de operación a plena carga, y la otra, a la temperatura ambiente. Utilizando como ordenadas una escala logarítmica con valores en megohms, y como abscisas una escala lineal con valores en °C se localizan los dos puntos de intersección temperatura-resistencia de aislamiento de las pruebas de referencia y se traza por ellos una línea a través de un rango de temperatura de 10 a 90 °C.

En la figura 3.2.23., se muestran los coeficientes de corrección por temperatura para transformadores de potencia.

TEMPERATURA PROMEDIO °C.	FACTOR DE CORRECCION	TEMPERATURA PROMEDIO °C.	FACTOR DE CORRECCION
- 15	0.12	40	3.3
- 10	0.16	45	4.5
- 5	0.22	50	6.0
0	0.30	55	8.1
5	0.40	60	11.0
10	0.54	65	14.6
15	0.73	70	20.0
20	1.0	75	26.8
25	1.3	80	36.2
30	1.8	85	49.0
35	2.5	90	66.0
		95	89.0

FIG. 3.2.23.

FACTORES DE CORRECCION
DE AISLAMIENTO POR TEM-
PERATURA.

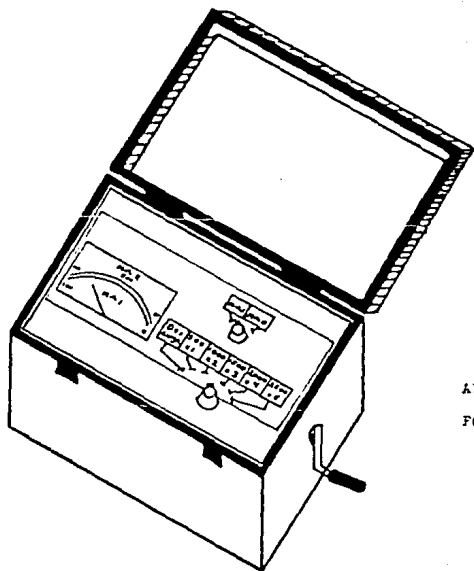
Procedimiento para efectuar las Pruebas de Resistencia de Aislamiento.

El aparato a probar debe de estar totalmente desenergizado y con sus cuchillas de entrada y salida abiertas. El tanque se deja conectado a tierra, pero, se deberán desconectar todas sus boquillas terminales de cualquier circuito exterior, incluyendo la conexión a tierra en el caso de de unidos en estrella con neutro aterrizado (como en nuestro caso de transformadores 230/23 KV.). El transformador debe estar a una temperatura ambiente cercana a los 25 °C y limpias las partes aislantes exteriores como las porcelanas de las boquillas (quitar el polvo, ácido, grasa, humedad, aceite, etc.).

La prueba con el megger se deberá efectuar teniendo el tanque su nivel de aceite adecuado, ya que si esta prueba se efectuara con los devanados en el aire, es decir sin aceite, los valores de resistencia de aislamiento resultarían mayores que los obtenidos en aceite, lo que nos llevaría a conclusiones erróneas. Nunca debe efectuarse la prueba con transformadores en vacío o sin aceite, ya que se reducen los niveles de flanco y se pueden tener arcos a tierra.

El aparato de prueba Megger consta de las siguientes partes (ver figura 3.2.24.).

Un selector de escala con dos posiciones de Megohms (M I y M II). La posición de Megohms I, corresponde a la escala interior de la carátula del pñmetro y se selecciona cuando las lecturas de megohms son de rango bajo, comprendidas entre 0 - 100 megohms. La posición de Megohms II, corresponde a la escala exterior de la carátula del ohmetro y se selecciona cuando las lecturas de megohms son de rango alto, comprendidas entre 10 - 50,000 megohms.



AFAPATC
PORTATIL

FIG. 3.2.24.

"MEGGER"

Un selector de rango que es un interruptor de 6 pasos para dar voltajes de prueba de 500, 1000, 1500, 2000 y 2500 volts, con un paso extra - que se utiliza para descargar el aparato bajo prueba. Las escalas están - marcadas para lecturas directas en el rango de 500 V. y los que están afectados por un multiplicador se muestra en cada posición de la perilla - su valor correspondiente que deberá multiplicarse según su posición por - el valor obtenido en la escala de Megohms.

El tornillo de ajuste de infinito está localizado en el frente de la caja, abajo del nivel de la placa superior.

Tres terminales de prueba localizadas en el lado opuesto a la palanca de operación manual, las cuales están marcadas con L, GUARD y E.

Secuencia de Operación del Aparato de Prueba Megger.

- Nivelar y ajustar el probador. Colocar el instrumento sobre una base segura y firme. Checar sus lecturas de infinito y cero.

Para checar infinito.- Se gira la manivela a la velocidad y sentido requerido y se observa que la aguja debe moverse hasta marcar infinito. - Este chequeo debe hacerse primero sin los cables de prueba y después con estos teniendolos aislados entre sí, para así checar que no tendrán efecto sobre las pruebas.

Para checar el cero.- Teniendo los cables de prueba conectados en el propio aparato se unen sus extremos y se hace girar la manivela lentamente y la aguja deberá moverse rápidamente a cero.

- Se coloca el switch selector de megohms en posición deseada así como el voltaje que se desea aplicar.

- Cortocircuitar los devanados de Alta Tensión y Baja Tensión, y si se tienen terciarios con terminales al exterior, también se cortocircuitan.

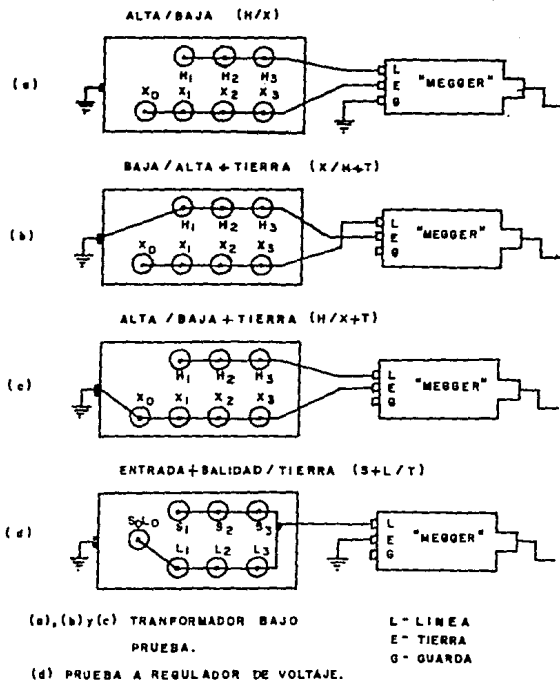


FIG. 3.2.25.

CONEXIONES PARA PRUEBA
DE RESISTENCIA DE
AISLAMIENTO.

- Conectar el probador de acuerdo con el diagrama de la figura 3.2.
25. según la prueba que se desea hacer.

- Operar el probador y leer la lectura observando la posición de la aguja sobre la escala mientras se está operando.

Si el aparato es motorizado, previamente se conecta a una fuente de tensión de 120 volts C.A., y si la prueba es de absorción dieléctrica, tomar las lecturas en los tiempos recomendados.

- Tomar la lectura de temperatura del termómetro de aceite.

NOTA: La terminal de guarda G sirve para eliminar los efectos "de pantalla" de algún aislamiento que no se quiera incluir en la medición; - por ejemplo, para medir A.T. contra tierra no puede conectar B.T. a guarda, o en transformadores de tres devanados para medir A.T. contra B.T., - el terciario se puede conectar a guarda.

Es importante mencionar que hay aparatos que no cuentan con switch - de descarga hay que tener cuidado especialmente en transformadores grandes que la capacitancia sea descargada antes y después de cada prueba de aislamiento.

Interpretación de los Resultados Obtenidos.

Para saber si los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento de un transformador están dentro de los límites aceptables, durante muchos años ha sido usado un valor límite de un megohm por cada 1000 - volts a 75 °C. Esta regla es un poco arbitraria y carente de fundamentos, pero es recomendable para aquel equipo del que se desconoce su historial.

Algunos fabricantes han elaborado tablas con valores mínimos satisfactorios constantes, a una temperatura de 20 °C. Correspondiente a cada valor entre fase. (ver figura 3.2.26.).

VOLTAJE DE LINEA A LINEA	MEGOMHS	VOLTAJE DE LINEA A LINEA	MEGOMHS
1.2	32	92	2 480
2.5	68	115	3 100
5.0	135	138	3 720
8.66	230	161	4 350
15.0	410	196	5 300
25.0	670	230	6 200
34.5	930	287	7 750
46.0	1 240	345	9 300
69.0	1 860		

FIG. 3.2.26.

RESISTENCIA MINIMA DE
ACEITE A 20°C VALORES
A 1 MINUTO y MEGGER
APLICANDO 1000 VOLTS.

una de las maneras mas correctas para conocer el estado de un transformador, es teniendo su historial. Esto se obtendrá realizándole pruebas una o dos veces por año, referidas a una misma temperatura.

Existen transformadores que desde su fabricación tienen su resistencia de aislamiento un poco baja y si no se tiene un historial, la persona que determine su resistencia de aislamiento pensará que algo anormal está sucediendo, pero una vez conociendo éste, cambiará totalmente su punto de vista.

Prueba de Factor de Potencia.

La prueba de factor de potencia es otra de las pruebas de aislamiento, siendo ésta prueba no destructiva.

Determina las condiciones de aislamiento de un transformador teniendo un significado similar al de la resistencia de aislamiento, en que también indicará cuando la humedad, los sedimentos u otros contaminantes conductivos alcanzan límites peligrosos.

El factor de potencia de un aislamiento es una medida de las pérdidas dieléctricas, ya que con el factor de potencia nos damos cuenta del deterioro del aislamiento a medida que este envejece.

Al igual que la prueba de resistencia de aislamiento, se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, obteniendo una corriente que se compone de otras tres, las cuales son: Corriente capacitiva (I_c), Corriente de absorción dieléctrica (I_a) y Corriente de conducción (I_r).

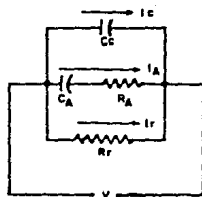
En esta prueba, el aislamiento se somete a una tensión alterna y las tres corrientes determinan la corriente total:

$$I = I_c + I_a + I_r$$

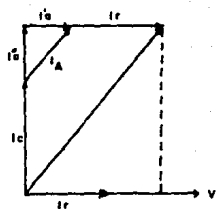
por lo anterior, un dieléctrico se puede representar por medio del circuito el cual se muestra en la figura 3.2.27. (a).

La corriente de absorción la tienen dos componentes: una activa ($I'a$) y la otra capacitiva ($I''a$), y el diagrama vectorial resultante se muestra en la figura 3.2.27. (b).

A estas representaciones se los conoce como el diagrama vectorial de pérdidas en los dieléctricos bajo la acción de C.A. Su aplicación es laboriosa y para fines prácticos, se emplea un diagrama mas simplificado (figura 3.2.28. (a) y (b)).



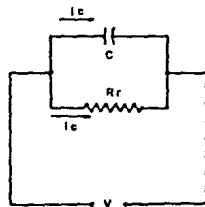
(a)



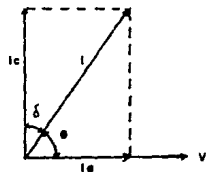
(b)

FIG. 3.2.27.

REPRESENTACIONES GRAFICAS
Y DIAGRAMA VECTORIAL RE-
SULTANTE



(a)



(b)

FIG. 3.2.28.

DIAGRAMA VECTORIAL DE PER-
DIDAS EN LOS DIELECTRICOS.

Donde λ se le conoce como el ángulo de pérdidas y la $\tan \delta$ como la tangente del ángulo de pérdidas dieléctricas o factor de disipación.

En el diagrama vectorial de la figura 3.2.28 (b) se obtiene el factor de disipación y el factor de potencia donde:

$$\text{Factor de disipación} = D = \tan \delta = \frac{I_a}{I_o}$$

$$\text{Factor de potencia} = \cos \theta = \frac{I_a}{I}$$

y la relación existente entre los dos factores se puede obtener como

$$\cos \theta = \frac{D}{\sqrt{D^2 + 1}} \qquad D = \frac{\cos \theta}{\sqrt{1 - \cos^2 \theta}}$$

Existen en el mercado varios instrumentos para medir el factor de potencia de los aislamientos. Una de las compañías fabricantes de estos instrumentos es la Compañía Doble Engineering, la cual tiene dos tipos diferentes de aparatos para medir el factor de potencia, los cuales son: el tipo MEU, con aplicación de 2 500 volts como máximo, y el tipo MEH, con aplicación de 12 000 volts como máximo. En la figura 3.2.29. se muestra el probador tipo MEU, que es el que estudiaremos.

Este instrumento de prueba, se alimenta de cualquier fuente que tenga 120 V.C.A. a 60 Hz. y se toman lecturas directas de milivatts (mW) y milivolt-ampères (mVA), ya que con estas mediciones se calcula el factor de potencia expresado en porcentaje de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\% \text{ Factor de Potencia} = \frac{\text{milivatts}}{\text{milivoltampères}} \times 100$$

El probador tipo MEU, es para un rango máximo de 100 VA (40 miliamperes) a 2 500 volts y se puede hacer con 61 pruebas a aisladores; boquillas

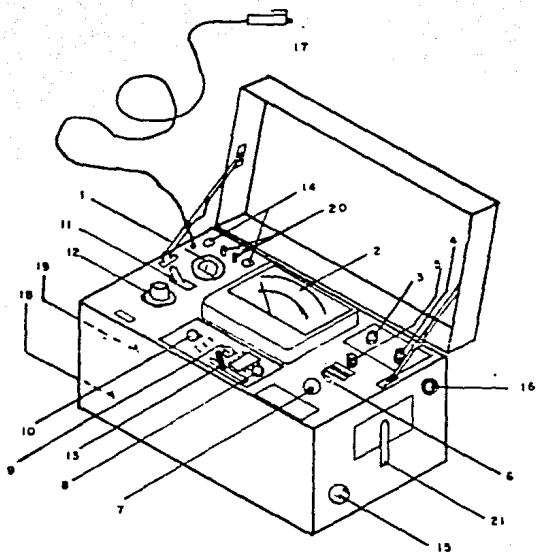


FIG. 3.2.29.

APARATO DE PRUEBA KEU

Partes Principales del NEU

- 1.- V61metro
- 2.- Indicador de mVA y mW
- 3.- Perilla para ajuste de medición (METER ADJ)
- 4.- Switch (SECURE - GUARD - USE)
- 5.- Perilla de polaridad
- 6.- Switch para comprobación de lecturas (DIRECTA - FUERA - INVERSA)
- 7.- Ajuste de miliwatts (mW)
- 8.- Perilla para rangos de miliwatts (mW)
- 9.- Perilla para rangos de milivoltamperes (mVA)
- 10.- Perilla para rangos de medidas (HIGH - MED - LOW)
- 11.- Switch de encendido
- 12.- Perilla para rangos de voltaje
- 13.- Switch selector (mVA - SECURE - mW)
- 14.- Focos pilotos VERDE y ROJO
- 15.- Entrada para cable de prueba de alta tensión
- 16.- Entrada para cable de prueba guarda o baja tensión
- 17.- Switch de seguridad
- 18.- Entrada para conector switch de seguridad
- 19.- Clavija para alimentación de C.A.
- 20.- Fusibles de protección
- 21.- Punto para conectar a tierra el aparato

de interruptores o de transformadores; apartarayos; aceite aislante; transformadores de instrumento; transformadores de potencia y algunos cables - hasta de 100 metros de longitud, dependiendo del calibre del conductor y - el espesor del aislamiento.

Con este instrumento de prueba (KEU), se puede seleccionar 3 diferentes mediciones del factor de potencia (P.F.) de un aislamiento por medio de su perilla selectora switch (4), las cuales son: GROUND, GUARD y UST.

Para el análisis de cada una de las mediciones nos referimos a la figura 3.2.30., donde se representa el instrumento conectado a dos conductores aislados entre sí y aislados del tanque que los contiene.

Al energizar el conductor H por medio del cable del aparato de alta tensión, se producen las corrientes de fuga hacia el conductor L y hacia el tanque (el cual debe de estar aterrizado). Para cerrar el circuito las corrientes fugadas al conductor L se conducen al aparato por el cable de guarda y las de tierra regresan por la conexión correspondiente del instrumento según la posición de la perilla selectora (4). Así, el circuito selector se modifica para permitir que una u otra corriente, o ambas corrientes, sean detectadas por el circuito de medición, lo que podemos observar en los diagramas muy simplificados de la figura 3.2.31).

En Ground (tierra).- Se mide la suma total de las corrientes que se derivan por el cable de guarda y la tierra, es decir, G+T. La resistencia de rango (R) limita a un valor despreciable la corriente que no pasa por el circuito de medición.

En Guard (guarda).- La corriente del cable de guarda es discriminada al derivarse sin pasar por el circuito de medición y solamente es medida la corriente que regresa al aparato por su conexión a tierra. Sólo se mide T.

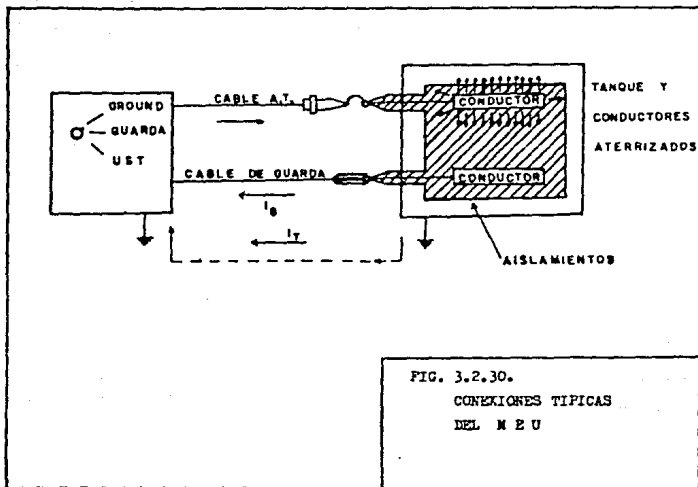


FIG. 3.2.30.
 CONEXIONES TÍPICAS
 DEL M E U

En UST (Ungrounded-Specimen-Test, que significa prueba de muestra sin conexión a tierra).- Mide solamente la corriente que regresa al aparato - por el cable de guarda, y queda derivada sin pasar por el circuito de medición; la corriente que regresa por tierra solo mide G.

Con el objeto de comprobar las lecturas, el aparato tiene un switch (6) con tres posiciones (directa-fuera-inversa); cada lectura de EVA se toma 2 veces, una en cada posición (directo e inverso); y la lectura de mW - además se le determina la polaridad en cada posición por medio de la perilla de polaridad (5). Al pulsar la perilla de polaridad se observa la aguja del indicador y según sea el sentido de la deflexión se considera el signo (+ ó -) de polaridad.

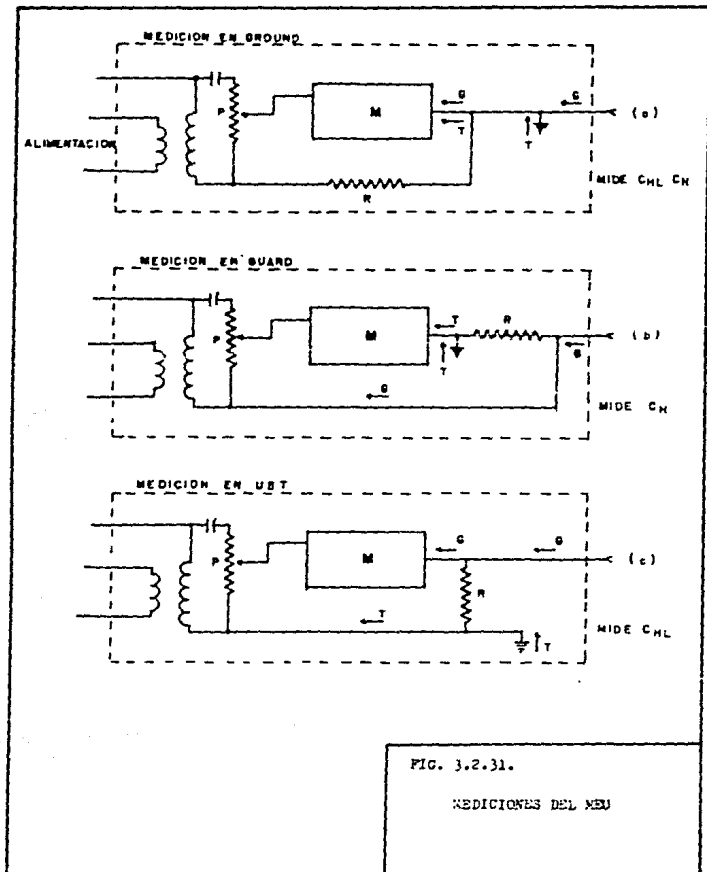


FIG. 3.2.31.

MEDICIONES DEL XEU

Esta operación no permite eliminar errores que puedan tenerse por la presencia de campos p[er]fectos, los cuales afectan principalmente las lecturas de miliwatts.

Una vez hecho lo anterior, se procede a calcular los mVA y mW promedio, utilizando las siguientes expresiones:

$$\text{mVA promedio} = \frac{\text{suma aritmética}}{2}$$

$$\text{mW promedio} = \frac{\text{suma algebraica}}{2}$$

El método de factor de potencia es recomendable para detectar humedad y otros contaminantes que producen pérdidas en los devanados de los transformadores o reguladores de voltaje.

Como es una relación de pérdidas lo que se mide, el valor de factor de potencia es independiente de la cantidad de aislamiento bajo prueba.

Experimentalmente se ha comprobado que ésta prueba es más confiable que la de resistencia de aislamiento.

Si se quiere probar cada uno de los aislamientos que intervienen en un transformador de potencia es necesario tomar en cuenta que tipo de transformador es, si es de dos devanados, tres devanados o autotransformador.

Si el transformador es de tres devanados y su terciario no tiene terminal al exterior se trata como si este fuera de dos devanados.

En un autotransformador o regulador de voltaje los devanados de entrada-salida, se consideran como uno solo.

El aislamiento que interviene en un transformador de dos devanados se muestra en la figura 3.2.32., donde se representa el aislamiento entre alto voltaje y tierra por CH, entre bajo voltaje y tierra por CL y entre al-

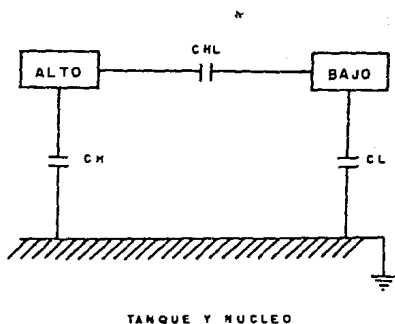


FIG. 3.2.32.

DIELECTRICOS COMPONENTES
DE UN TRANSFORMADOR DE
DOS DEVANADOS.

to y bajo voltaje por CIL.

Los aislamientos no están formados de un solo dieléctrico, ya que intervienen los aisladores, los aislamientos entre alto voltaje y tierra; entre bajo voltaje y tierra; entre alto y bajo voltaje y el aceite entre devanados y tierra.

Precauciones:

- Desconectar el transformador de la parte energizada.
- Desconectar todas las terminales externas correspondientes a las boquillas (o aisladores terminales).
- Las boquillas no deben tener polvo, grasa, aceites o impurezas.
- Desconectar los neutros de tierra en cada devanado.
- Poner en corto circuito cada devanado en sus boquillas.
- Dejar o poner a tierra el tanque del transformador.
- Conectar el gancho del cable de prueba en corto circuito del devanado de alta tensión A.T. y conectar el caimán del cable de guarda al corto circuito del devanado de baja tensión B.T.

Procedimiento de Prueba.

1. La perilla de voltaje (12) debe estar en posición cero.
2. La perilla de rangos multiplicadores de medición (10) HIGH-MED-LOW debe estar en posición HIGH y las perillas (8) y (9) para μW y μVA respectivamente deben de estar en posición de (2 000).
3. El switch selector (13) deberá de estar en posición check.
4. El switch (6) deberá estar a la derecha para tomar las lecturas directas de prueba.
5. El switch selector (4) se coloca en la posición GROUND GUARD y UST, según la prueba que se desee efectuar.

6. La perilla (7) mA se gira hasta tener coros.

7. La perilla (3) METER ADJ debe estar al tope de la izquierda.

8. Conectar el cable (19) de alimentación de C.A. a una fuente de 120 V.

9. El switch de encendido (11) se coloca en posición "ON" y se deja calentar el aparato de 30 a 60 segundos aproximadamente. Deberá estar encendido el foco verde (14).

10. Se presionan los switch de seguridad (17) y (18). Deberá apagarse el foco verde y encenderse el foco rojo; si esto no sucede, deberá invertirse el switch de encendido (11) para que esté en polaridad correcta y se pueda efectuar el cambio de lámpara.

11. Se gira lentamente la perilla de voltaje (12) y se coloca hasta que quede a 2 500 volts.

12. La perilla METER ADJ (3) se gira hacia la derecha hasta que la aguja indicadora (2) marque las 100 divisiones que es el total de la escala.

13. Se comienza con las lecturas de mVA de la siguiente manera:

. El switch selector (13) se cambia de CHECK a mVA y se lee la indicación de la aguja; ejemplo: si la lectura es de 0.26 ésta será la lectura de indicación, la cual deberá multiplicarse por 2 000 que es el factor al cual quedó la perilla de rangos multiplicadores de mVA.

. Si ésta lectura es muy pequeña, deberá moverse la perilla de rangos (10) de la posición HIGH a MED y si continúa siendo pequeña la lectura del indicador (2), deberá moverse la perilla de rangos (10) de la posición MED a LOW y tomar el factor multiplicador al cual haya quedado. Hay que hacer mención que -

con ésta perilla de rangos (10) se afectan los multiplicadores para mVA y mW .

- . Con la perilla (9) se puede continuar ajustando el valor del multiplicador en mVA hasta poder obtener una lectura en el indicador (2). Una vez que se obtiene ésta lectura, deberá anotarse al igual que la del multiplicador, pues es la medición efectuada en mVA directos.

NOTA: Al efectuarse los cambios de perilla (10) y (9), deberá de tomarse en cuenta los factores multiplicadores para que la aguja del indicador (2) no se salga del límite de su escala, ya que si pegara drásticamente en el tope podría sufrir daños el galvanómetro principalmente en su aguja indicadora.

14. Sin mover las perillas de posición se pasa el switch (6) de la posición derecha hacia la izquierda para obtener la lectura inversa de mVA , anotando la lectura del indicador y la lectura del factor multiplicador. Una vez efectuado esto regresar el switch (6) de la posición izquierda a la derecha.

15. Sin mover las perillas de rangos (10) y (9), se continuará con la medición de los miliwatts (mW) pasando el switch selector (13) de la posición mVA a la posición mW .

16. Se busca la lectura mínima con la perilla (7) girándola en un sentido u otro, hasta obtener la lectura mínima; ésta lectura mínima se observa cuando la aguja del indicador (2) tenga el cambio de sentido ya que la aguja se estará desplazando a la izquierda y tendrá un cambio a la derecha, deberá moverse el factor multiplicador que en este caso de mW es la perilla (8) y continuar buscando el cambio de la aguja indicadora (2) con la perilla (7). Una vez que se logre obtener la lectura mínima, anotar la loc

tura y el factor multiplicador.

17. Se continua a tomar la polaridad moviendo muy lentamente la perilla (5) y esperando el cambio de la aguja del indicador (2); si este se mueve a la derecha, la polaridad es positiva y si el movimiento es a la izquierda la polaridad es negativa. Una vez obtenida la polaridad, se mueve el switch (6) de derecha a izquierda, y se checa nuevamente la polaridad anotándola para cada caso.

18. Efectuada la prueba se procede a regresar todos los controles a la posición inicial comenzando por bajar el voltaje de 2 500 V. a cero volts; y dejando de accionar los switch de seguridad.

19. Se procede a invertir las conexiones de los cables, colocando el de guarda a alta tensión y el de prueba a baja tensión.

20. Efectuar la prueba como se indica en los puntos anteriores, anotando las lecturas correspondientes de las pruebas.

Por último, repetir este proceso para cada una de las posiciones de GROUND GUARD y UST.

Efectuar los cálculos para obtener el factor de potencia en cada uno de los aislamientos.

Los valores obtenidos de factor de potencia a la temperatura de prueba deben ser corregidos a una base de 20 °C.

No existe un conjunto de valores de corrección que puedan aplicarse a todos los transformadores. Sin embargo, para nuestro caso que es para transformadores de potencia se acepta utilizar los factores que aparecen en la norma ASA C57.12.90 para transformadores de potencia.

El factor de potencia de los aislamientos se determina de la siguiente manera;

TEMPERATURA		FACTOR DE CORRECCION K
°C	°F	
10	50	0.80
15	59	0.90
20	68	1.00
25	77	1.12
30	86	1.25
35	95	1.40
40	104	1.55
45	113	1.75
50	122	1.95
55	131	2.18
60	140	2.42
65	149	2.70
70	158	3.00

Valor corregido

$$F.P. (20^{\circ}C) = \frac{F.P. T^{\circ}C}{K T^{\circ}C}$$

FIG. 3.2.33.

FACTORES DE CORRECCION
DEL FACTOR DE POTENCIA
A 20 °C

$$F.P. = \frac{\text{lectura promedio mW}}{\text{lectura promedio mVA}}$$

Para encontrar el promedio de los mW se toma en cuenta la polaridad de las lecturas directa o inversa (D e I), ya que se efectua una suma algebraica de los 2 valores y se divide entre 2 como se muestra

$$\text{mW promedio} = \frac{\text{mWD} + \text{mWI}}{2}$$

Para encontrar el promedio de los mVA es más sencillo (no se toma en cuenta la polaridad), ya que es una suma aritmética de los valores directos e inversos (D e I) y divididos entre 2

$$\text{mVA promedio} = \frac{\text{mVAD} + \text{mVAI}}{2}$$

Tomando en cuenta que los valores no son los del F.P., sino los del % F.P. se utiliza la siguiente fórmula.

$$\% \text{ F.P.} = (100) (FP) = \frac{\text{mW promedio}}{\text{mVA promedio}} \times 100$$

En la figura 3.2.34., se da un proceso para analizar las siguientes pruebas.

PRUEBA N°	DEVANADOS CONECTADOS A				AISLAMIENTO INVESTIGADO
	CABLE DE PRUEBA	CABLE DE GUARDA			
		GROUND	GUARD	UST	
1	A T	B T			CH + CHL
2	A T		B T		CH
3	A T			B T	CHL
4	B T	A T			CL + CHL
5	B T		A T		CL
6	B T			A T	CHL

FIG. 3.2.34.

PRUEBAS EFECTUADAS
CON EL M E U

NOTA: En la figura 3.2.34., se da un ejemplo de comprobación que solo se efectúa con los valores de mVA y mW para que estos sean válidos y NO con los valores resultantes de F.P. $5 \frac{1}{2}$ F.P.

Como se puede observar en la figura 3.2.34., se investigó que CHL de la prueba N° 3 resulta de la prueba N° 1 menos la prueba N° 2, o sea que $CHL + CH - CH = CHL$. De la misma forma se checa el resultado de la prueba N° 6 que resulta de la prueba N° 4 menos la prueba N° 5, o sea $CHL + CL - CL = CHL$, lo que nos da la comprobación de que las pruebas fueron realizadas satisfactoriamente.

Interpretación de Resultados.

A causa de los muchos factores de los que depende el factor de potencia y a la falta de normas para instrumento, mediciones y valores de corrección por temperatura, el factor de potencia de los aislantes varía de acuerdo al fabricante.

Los transformadores de potencia que contienen aceite pueden tener valores de F.P. del orden de 2 % o menos a 20 °C.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, da como valor máximo un factor de 1 %; la Comisión Federal de Electricidad, acepta como buenos, valores de 3 % y I.E.M.S.A. entrega transformadores de potencia por norma de fabricación, valores de F.P. menores de 1 %.

‰ F.P. a 20 °C	CONDICION DE AISLAMIENTO.
0.5 a 1	EXCELENTE
1 a 2	BUENO
2 a 3	DEFICIENTE
más de 3	PELIGROSO

FIG. 3.2.35.

INTERPRETACION DEL
FACTOR DE POTENCIA.

En la figura 3.2.35., se da la interpretación de factor de potencia que se ha obtenido con la experiencia de mantenimiento eléctrico de la Compañía de Luz y Fuerza y la Compañía Doble Engineering; se manejan los siguientes valores a 20 °C en transformadores nuevos.

Pruebas al Aceite Aislante.

La primera prueba que se debe efectuar al aceite aislante es la de Condición Visual; que consiste en llevar a cabo una inspección visual para observar el color y el grado de limpieza que puedan indicar la presencia de agua libre o sedimentos tales como partículas metálicas, lodos insolubles, carbón, fibras, suciedad, etc. Si se detectan contaminantes insolubles se puede obtener mayor información mediante un proceso de filtrado del aceite y posteriormente identificar el tipo de residuo.

Una vez efectuada esta prueba, pasemos a la prueba de Rigidez Dieléctrica, que al igual que la primera se debe efectuar tanto a transformadores como a interruptores.

La prueba de Rigidez Dieléctrica debe realizarse al equipo que se pondrá en servicio como al ya existente; además se efectuará periódicamente, recomendando que para equipos con tensiones hasta de 85 KV, en condiciones normales efectuar la prueba una vez al año, y en condiciones especiales dos veces por año; para equipos con tensiones mayores de 85 KV, en condiciones normales efectuar la prueba dos veces por año y en condiciones especiales cuatro veces por año. Se entiende por condiciones especiales cuando el equipo a probar está sobrecargado, que se le haya detectado diferencias en su funcionamiento o que se encuentre cerca de los valores límites.

La rigidez dieléctrica es una de las características principales del aceite aislante y se le define como el máximo gradiente de potencial que -

puede soportar el aceite sin que se produzca una descarga disruptiva ya que esta descarga puede ser ocasionada por la descomposición que sufre durante su trabajo debido a la absorción de humedad, oxidación, acidez motivada por la acumulación de lodos, etc.

Existe una intensidad de campo eléctrico dentro del cual puede trabajar normalmente el aceite aislante.

A ciertos valores de la intensidad de campo eléctrico tiene lugar la alteración de las propiedades dieléctricas del aceite, el cual se perfora por una chispa que se transforma en un arco eléctrico.

Los principales factores que influyen en el valor de la rigidez dieléctrica de un aceite son:

Efecto del material, forma tamaño y distancia de separación de los electrodos.

Efecto de contenido de humedad y otras impurezas.

Efecto de contenido de gases.

Efecto de la variación de la temperatura.

Efecto de la variación de elevación de tensión.

Existen varias teorías sobre la ruptura del aceite aislante, entre las que destacan:

1. Teoría de Ionización.- Esta teoría establece que para determinada intensidad de campo eléctrico, se produce la ionización de las burbujas de gas contenidas en el aceite, con lo cual se produce una intensa concentración de campo eléctrico ionizando las moléculas del líquido circundante y como consecuencia aparece la ruptura dieléctrica.

2. Teoría Térmica.- Esta teoría explica que como resultado de la ebullición del aceite en los puntos en que el campo eléctrico no es homogéneo, o por calor desprendido por la fricción de iones que se movían en el

campo eléctrico, existe formación de burbujas, las cuales aumentan de tamaño hasta producirse la ruptura dieléctrica.

3. Teoría Química.- Esta teoría considera que la ruptura dieléctrica se debe a reacciones químicas que ocurren en el aceite bajo la influencia de una descarga eléctrica sobre una burbuja de gas.

El aparato de prueba para medir la rigidez dieléctrica es el probador de aceite con el cual se varía la tensión hasta que existe una ruptura dieléctrica o sea que existe un arco entre dos electrodos bajo condiciones de prueba.

En los probadores de aceite se utilizan dos tipos de electrodos: los planos y los semiesféricos.

Los electrodos planos se usan frecuentemente para evaluar aceites nuevos no procesados y aceites en servicio.

Los electrodos semiesféricos por tener una mayor uniformidad de campo eléctrico, son sensibles a pequeñas cantidades de contaminantes y por tal motivo tienen gran aplicación para evaluar a los aceites deshidratados y desgasificados (ver figura 3.2.36.).

El probador de aceite se conecta a cualquier toma de 120 volts C.A. e internamente tiene un autotransformador con el cual se puede variar el voltaje de cero a 40 000 volts o más, dependiendo del rango del aparato; cuenta con un recipiente que se le conoce como copa o probeta, el cual contiene en su interior a dos electrodos de separación ajustable en los cuales se aplica la tensión de prueba. En la figura 3.2.37., se muestra el probador de aceite marca tipo Hipotronics de operación automática cuyas partes son:

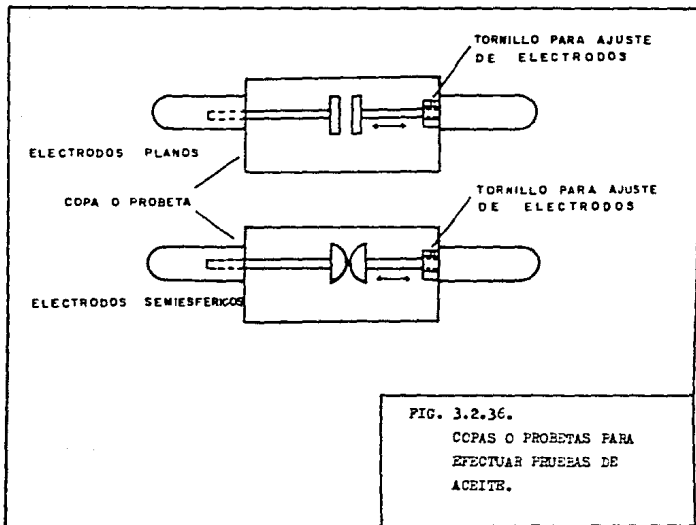


FIG. 3.2.36.

CCPAS O PROBETAS PARA
EFECTUAR PRUEBAS DE
ACEITE.

1. Switch selector de velocidad de aplicación del voltaje de prueba, posición A = 3 000 v/seg., posición B = 500 v/seg.
2. Foco indicador de formación de arco.
3. Botón para subir el voltaje de prueba.
4. Botón para bajar a cero el voltaje de prueba.
5. Switch de puesta en servicio.
6. Fusible de 15 amp.
7. Foco de indicación de voltaje.
(este enciende cuando se conecta el aparato de prueba)
8. Espacio donde se conecta la copa o probeta.

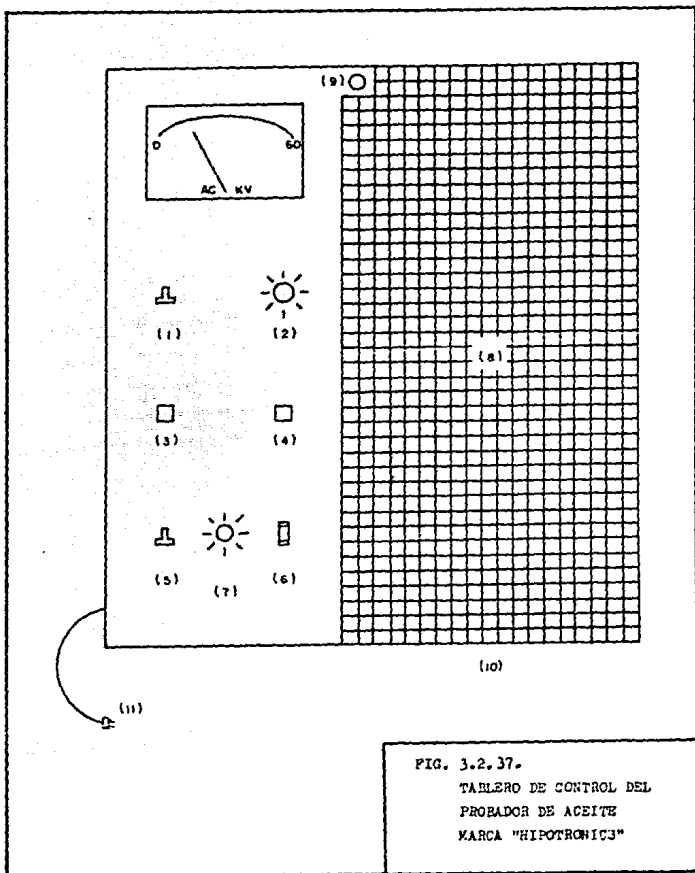


FIG. 3.2.37.

TABLERO DE CONTROL DEL
 PROBADOR DE ACEITE
 MARCA "HIPOTRONIC3"

9. Microswitch de protección.
10. Tapa de protección.
11. Cable de alimentación de C.A.
12. Voltmetro de escala de 0 a 60 KV.

El aparato cuenta con dos copas, una verde y una roja.

La copa verde con electrodos de disco plano y con una separación de -
0.1" (2.54 mm).

La copa roja con electrodos semiesféricos con una separación de - -
0.04" (1.02 mm) y un agitador que está constantemente en movimiento duran-
te la prueba.

Para efectuar la prueba de aceite se debe tomar en cuenta las siguien-
tes precauciones:

- Limpiar perfectamente la válvula de drenaje de muestreo del trans-
formador con estopa, cuidando de no dejar residuos en la misma.

- Dejar que salga un poco de aceite antes de tomar la muestra, si - -
existe una tubería en el punto de muestreo, debe tirarse el volumen igual
al de la tubería antes de tomar la muestra.

- No efectuar la prueba en un ambiente húmedo o lluvioso, ni exponer
el aceite al aire por un tiempo prolongado para evitar la contaminación -
por humedad.

- No secar la copa con estopa, ya que quedan partículas que ayudan a
que el arco ocurra con facilidad durante la prueba.

- La copa o probeta con la cual se realice la prueba, debe tener en -
los electrodos la separación indicada.

- La copa debe enjuagarse con el aceite con el que se efectuará la -
prueba.

- Una vez que esté el aceite en la copa, procurar que se cubran to-

talmente los electrodos lo más alto posible; cerrar la válvula de muestreo y tapar inmediatamente la copa teniendo mucho cuidado de que el aceite no se toque con los dedos ni se hable cerca de él mientras esté destapado.

Secuencia para efectuar la prueba.

1. Seleccionar la copa o probeta dependiendo del tipo de prueba.
 2. Lavar y limpiar de impurezas a los electrodos así como a la copa o probeta.
 3. No olvidar ajustar los electrodos de la probeta a la separación indicada.
 4. Verificar que existe una temperatura adecuada del medio ambiente - (entre 20°C y 30°C).
 5. Llenar la probeta o copa con el aceite por probar y colocar en su lugar de prueba.
 6. Dejar que el aceite repose tres minutos.
 7. Verificar que los switches (1) y (5) estén en posición de fuera.
 8. Conectar el aparato a tierra.
 9. Conectar el aparato a una fuente de alimentación de 120 volts C.A.
 10. Cerrar la tapa donde se encuentra la probeta o copa.
 11. El switch (5) se coloca en posición "ON" .
 12. El switch (1) se coloca en la posición según la copa que se este utilizando.
 13. Se oprime el botón (3) y se observa el desplazamiento de la aguja; ésta se detendrá en el momento en que se establece la ruptura o arco.
 14. Anotar la lectura.
 15. Oprimir el botón (4) para que regrese a cero.
- NOTA: Cuando se utiliza la copa verde, la prueba se repite cinco veces

cambiándole el aceite entre prueba y prueba, y se saca el promedio.

Quando se utiliza la copa roja, la prueba se repite seis veces con el mismo aceite con intervalos de un minuto, y se saca el promedio.

Interpretación de Resultados.

De acuerdo con las normas ASTM-D877 (electrodos planos) el arco de ruptura del aceite no debe aparecer a una tensión menor de 30 KV. para aceites nuevos.

Para la norma ASTM-D1516 (electrodos semiesféricos) el arco de ruptura del aceite no debe aparecer a una tensión menor de 20 KV.

Prueba de Factor de Potencia al Aceite Aislante.

A los líquidos aislantes se les puede efectuar la prueba de factor de potencia con el aparato de prueba NEU de la Compañía Doble Engineering, utilizando la "copa de prueba" (ver figura 3.2.38.).

Para efectuar la prueba se lava perfectamente la copa por probar con el mismo aceite, teniendo cuidado de no humedecerlo, y se llena con el aceite a probar hasta 3/4 " arriba de la parte superior del cilindro interno y se deja reposar un corto tiempo para que desaparezcan las burbujas que se forman.

Se eleva lentamente el voltaje de prueba hasta 2.5 KV. y se efectúan las mediciones teniendo la perilla selectora en la posición "Ground".

Una vez efectuadas las mediciones y desenergizada la "copa", se introduce en el aceite un termómetro de alcohol para tomar la temperatura en que se efectuó la prueba.

Se procede a calcular el factor de potencia y el resultado se corrige a la temperatura de 20 °C empleando para ello la tabla de factor de corrección.

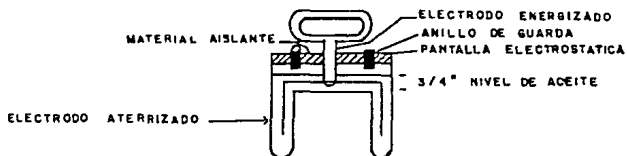
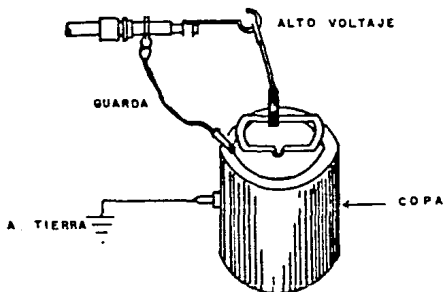


FIG. 3.2.36.

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA
FORMA EN QUE SE COECTA EL
APARATO A LA COPA Y UN
CORTE DE LA MISMA.

Interpretación de los Resultados.

El aceite nuevo o en buen estado, normalmente tiene un factor de potencia cercano al 0.05 % a 20 °C. Un alto factor de potencia indica deterioro y contaminación por humedad, carbón u otras materias conductoras.

El aceite que tiene un factor de potencia hasta de 0.5 % a 20 °C se considera satisfactorio para el servicio.

Si tiene un factor de potencia entre 0.5 y 2 % a 20 °C se deberá considerar como dudoso.

Si el factor de potencia es superior a 2 % a 20 °C, investigar la causa y reacondicionar o reemplazar.

Las últimas pruebas al aceite aislante son la "acidez" y "compuestos polares".

Las pruebas de acidez y compuestos polares al igual que las anteriores, son pruebas de campo que nos proporcionan una medición aproximada de los constituyentes ácidos y polares del aceite aislante.

Procedimiento para efectuar la prueba de Acidez.

Esta prueba es un tipo de cromatografía en papel que se utiliza de la siguiente manera:

1. Se coloca un pedazo de papel filtro sobre el centro de los anillos de plástico del equipo de prueba.
2. Se colocan tres gotas de solución Buffer en el centro del papel filtro, permitiendo su absorción.
3. Se colocan dos gotas de aceite aislante bajo prueba en el centro de la mancha de la solución Buffer y se espera su absorción.
4. Se coloca una gota del indicador de acidez en el centro de la mancha.

Para determinar la acidez se observa lo siguiente:

- Si la mancha es más verde que amarilla, el aceite aislante tiene una acidez menor de 0.3 mg de KOH/g de aceite.

- Si la mancha es igualmente verde y amarilla, el aceite aislante tiene una acidez aproximada de 0.3 mg de KOH/g y se puede decir que la mancha es estándar.

- Si la mancha es más amarilla que verde, el aceite aislante tiene una acidez mayor de 0.3 mg de KOH/g de aceite, por lo que será necesario realizar la prueba de número de neutralización en el laboratorio.

Procedimiento para efectuar la prueba de Compuestos Polares.

Al igual que la prueba de Acidez, la prueba de compuestos polares es tipo de cromatografía en papel y se realiza de la siguiente manera:

1. Colocar un pedazo de papel filtro sobre el centro de los anillos de plástico del equipo de prueba.

2. Colocar tres gotas del aceite aislante bajo prueba en el centro del papel filtro, permitiendo que se absorba y dejándolo reposar dos minutos.

3. Colocar una gota del indicador de compuestos polares y dejar que se absorba.

La forma de determinar los compuestos polares en el campo es observando la figura que deja la gota del indicador sobre la mancha de aceite bajo prueba (ver figura 3.2.39.).

- Si la orilla de la mancha es lisa, el aceite aislante tiene un bajo contenido de compuestos polares. (ver figura 3.2.39. (a)).

- Si la orilla de la mancha no es tan lisa y presenta ligeras irregularidades, el contenido de compuestos polares es apenas suficiente para

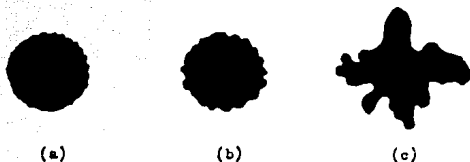


FIG. 3.2.39.

PRUEBA DE COMPUESTOS
POLARES.

disminuir la tensión interfacial y se puede decir que la mancha es standar.
(ver figura 3.2.39. (b)).

- Si la mancha es mas irregular que la standar, el aceite aislante -
tiene un valor elevado de compuestos polares, por lo que es necesario rea-
lizar la prueba de tensión interfacial en el laboratorio. (ver figura - -
3.2.39. (c)).

3.3. Transformadores de Servicio de Estación.

La función principal del servicio de estación es llevar la carga o demanda de todos los circuitos de la propia subestación; alimentando todos los circuitos de C.A. por ejemplo: interruptores, transformadores, cuchillas y rectificadores o alumbrado en general. (ver figura 2.3.5.).

Los transformadores de servicio de estación se alimentan de 23 KV. por el primario (A.T.) y entregando por el secundario (B.T.) 220 V. entre fases. La subestación cuenta con dos transformadores de servicio de estación: uno como preferente y el otro como emergente, efectuando el cambio del primero al segundo en caso de falla en forma automática, o viceversa; es decir, cuando está en servicio el emergente se transfiere al preferente.

A los transformadores de servicio de estación se les realizan las siguientes pruebas:

- Prueba de relación de transformación.
- Prueba de resistencia de aislamiento.
- Prueba de rigidez dieléctrica.

Prueba de relación de transformación.

Las pruebas de relación de transformación ya fueron tratadas en el punto 3.2. subtítulo "transformadores de potencia", donde se indica el manejo del aparato T.T.R., el cual es utilizado para medir la relación de transformación y su manejo es de la misma forma con la única diferencia de que el servicio de estación tiene una relación de transformación del orden de 180 entre sus devanados primarios y secundarios; y como el T.T.R. tiene un límite de 130 se recurre a utilizar el equipo auxiliar como se indica en el capítulo de transformadores de potencia o utilizando el T.T.R. Sin equipo auxiliar se puede efectuar la prueba de la siguiente manera:

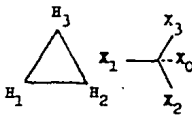
DIAGRAMA VECTORIAL	P A S E S	RELACION MEDIDA	CONEXIONES T.T.R.				CORTO CIRCUITAF
			Cr	Cn	Pr	Pn	
 <p>A.T. B.T.</p>	A	$H_1 H_2 / X_1 X_2$	H_1	H_2	X_1	X_2	$X_3 - X_0$
	B	$H_2 H_3 / X_2 X_3$	H_2	H_3	X_2	X_3	$X_1 - X_0$
	C	$H_3 H_1 / X_3 X_1$	H_3	H_1	X_3	X_1	$X_2 - X_0$

FIG. 3.3.1.

PRUEBAS DE T.T.R. A TRANS
FORMADORES DE SERVICIO DE
ESTACION.

Utilizando el diagrama vectorial que rige a este tipo de transformadores (ver figura 3.3.1.), se puede observar que su conexión por alta tensión es una delta y por baja tensión es una estrella con su neutro accesible.

Se tomará un devanado de alta tensión y dos devanados de baja tensión, puenteando el tercer devanado de baja tensión contra el neutro de la entrada para evitar dispersión de flujo magnético.

Como se toman dos devanados de baja tensión y en este caso estarán en serie, se duplicara el número de vueltas por lo que en teoría se duplicará el voltaje y como consecuencia nos dará que la relación de transformación es de un valor de 90.

La interpretación de resultados se analiza de la misma manera que para transformadores de potencia.

Las pruebas de Resistencia de Aislamiento y de Rigidez Dieléctrica - del aceite.

Para llevar a cabo estas pruebas, se utilizarán los mismos aparatos y se aplicarán los mismos criterios que para los transformadores de potencia.

3.4. Transformadores de Instrumento Tipo Pedestal.

Los transformadores de instrumento tipo pedestal, se les denomina como transformadores de potencial (TP's) y transformadores de corriente -- (TC's); y al igual que a un transformador de potencia se les aplican las siguientes pruebas:

- Relación de transformación.
- Resistencia de aislamiento.
- Factor de potencia.

Cada una de ellas ya fueron tratadas en el punto 3.2.

El manejo de los aparatos y la secuencia de prueba serán los mismos -- que se les efectúan a los transformadores de potencial como a los de corriente.

Para la interpretación de los resultados, se deben considerar los mismos criterios que se emplearon para efectuar la prueba a los transformadores de potencia.

Para realizar la prueba de relación de transformación a los transformadores de potencial y a los transformadores de corriente ver la tabla de la figura 3.4.1.

Hay que tomar en cuenta que la prueba de relación de transformación -- es tan grande que la prueba de T.T.R. se efectúa únicamente en el lado secundario de los mismos, como si fueran autotransformadores.

Para la prueba de resistencia de aislamiento hay que tomar en cuenta la limitante de voltaje al que opera el transformador, ya que con el aparato de prueba "MEGGER" se le puede aplicar un voltaje mayor por su lado secundario ocasionando que éste pierda su aislamiento provocándole serios daños.

Equipo	Prueba Número	Relación	Conexión de T.T.R.				Corto Circuitar
			Cr	Cn	Pr	Pn	
TC's	1	S1 S8 / S1 S6	S1	S8	S1	S6	S4 S5
	2	S1 S8 / S1 S5	S1	S8	S1	S5	S4 S5
	3	S1 S8 / S1 S4	S1	S8	S1	S4	S4 S5
	4	S1 S8 / S1 S2	S1	S8	S1	S2	S4 S5
TP's	1	S1 S6 / S1 S5	S1	S6	S1	S5	S2 S3 y S4 S5
	2	S1 S6 / S1 S4	S1	S6	S1	S4	S2 S3 y S4 S5
	3	S1 S6 / S1 S3	S1	S6	S1	S3	S2 S3 y S4 S5
	4	S1 S6 / S1 S2	S1	S6	S1	S2	S2 S3 y S4 S5

FIG. 3.4.1.

CONEXIONES DE T.T.R.
PARA TC's y TP's.

3.5. Cuchillas.

La cuchilla es el dispositivo o parte del equipo que sirve para abrir o cerrar un circuito única y exclusivamente con potencial o sin este.

Hay que tomar en cuenta que las cuchillas nunca deben operarse con carga en el circuito.

A las cuchillas se les efectúa la prueba de Relación Ohmica.

Prueba de Resistencia Ohmica de Contactos.

El instrumento que sirve para efectuar esta prueba es el aparato "DUCTER" el cual sirve para medir la resistencia ohmica de contacto en microohms.

Para el caso de las cuchillas, el manejo del aparato y la secuencia de prueba se realiza tal y como se vió en el punto 3.1. de este capítulo.

Para la interpretación de los resultados se deberá checar los valores obtenidos con los del fabricante.

En la figura 3.5.1., se dan los valores de la resistencia ohmica de cuchillas que puede servir como guía. Hay que tomar en cuenta que estos valores pueden variar según el fabricante, la marca y el tipo de cuchilla.

En el caso de que no existiera una referencia del fabricante, nos guiaremos por un valor máximo permisible de 30 microohms por punto de contacto, el cual ha sido determinado a la experiencia obtenida directamente en el campo.

k.V.	AMPERES	POR CONTACTO MICRO-OHMS TOTAL.
400		
230	2 0 0 0	
230	1 6 0 0	50 + 10 %
230	1 2 0 0	100 + 10 %
85	1 6 0 0	70 + 10 %
85	1 2 5 0	70 + 10 %
35	1 2 0 0	70 + 10 %
55	8 0 0	70 + 10 %
85	6 0 0	70 + 10 %
23	2 0 0 0	60 + 10 %
23	1 2 5 0	60 + 10 %
23	1 2 0 0	60 + 10 %
23	6 0 0	120 + 10 %
23	4 0 0	70 + 10 %
6	8 0 0	70 + 10 %
6	7 0 0	70 + 10 %

FIG. 3.5.1.

TABLA DE VALORES
PARA CUCHILLAS.

3.6. Apartarrayos.

El apartarrayos es el equipo que se encarga de proteger a otros equipos de descargas de sobre tensión, ya que en condiciones normales de operación se mantienen en circuito abierto y cuando hay sobre voltajes este lo manda a tierra, protegiendo así el equipo conectado a dicho circuito.

A estos apartarrayos se les efectúa la prueba de Resistencia de Aislamiento y Factor de Potencia.

Para efectuar la prueba de resistencia de aislamiento se emplea el aparato de prueba "MEGGER". El manejo y la secuencia de prueba es igual a las que se refiere el punto 3.2.

Para realizar la prueba de resistencia de aislamiento al apartarrayos, se conecta como se indica en la figura 3.6.1.

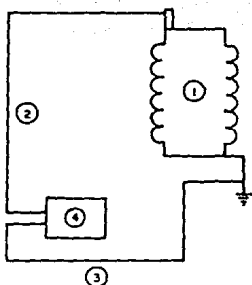
Interpretación de Resultados.

Se puede considerar que un apartarrayos se encuentra en buenas condiciones cuando tiene un valor mayor de 20 000 megohms en un minuto. Este valor de prueba es manejado en base a la experiencia de campo.

Para la prueba de factor de potencia de aislamiento en el apartarrayos se utiliza el aparato de prueba tipo "MEU" conectado en la posición de "GUARD", que al igual que los anteriores, su manejo y secuencia de prueba es la misma del punto 3.2.

Interpretación de Resultados.

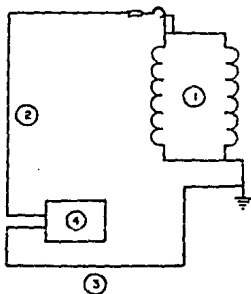
Para considerar que el apartarrayos se encuentra en buenas condiciones, las pérdidas de milivatts no son mayores a un valor de 9.



- 1. APARTARRAYOS
- 2. CABLE DE LINEA
- 3. CABLE DE TIERRA
- 4. APARATO MEGGER

FIG. 3.6.1.

PRUEBA DE RESISTENCIA
DE AISLAMIENTO PARA
APARTARRAYOS.



- 1. APARTARRAYOS
- 2. CABLE DE ALTA TENSION
- 3. CABLE DE TIERRA
- 4. APARATO MEU

FIG. 3.6.2.

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA
DE AISLAMIENTO A UN APARTA-
RRAYOS.

Capítulo 4 Pruebas a los Circuitos de Control.

4.1. Prueba de Señalización y Alarmas a los Equipos de Potencia.

Se recomienda que antes de efectuar las pruebas se tenga en el campo los planos relacionados del equipo que se va a probar, así como los detalles del equipo instalado.

La finalidad de tener esta información es por si se desea checar los puntos por donde pasa la señal, y en su momento, poder simular una falla del equipo para fines de prueba.

En esta prueba se verifica la operación eléctrico-manual del equipo - en forma "local"; es decir, desde el equipo mismo, tal es el caso de interruptores, cuchillas, equipos auxiliares o transformadores de potencia y en servicio de estación.

Estas pruebas que son a nivel local se les conoce también como pruebas de campo y se comienza por checar que los controles de los equipos - - (que son los de corriente alterna y corriente directa), estén en posición cerrado así como también las cuchillas de prueba.

Pasar el selector de mando o switch control a posición local, una vez checado esto, se procede a tener una secuencia de pasos que son:

- Interruptor Abierto.- Se manda señal de cierre y se checa que la indicación del equipo esté marcando la posición de cerrado. Esta se puede observar a través de la mirilla donde se indica la posición del interruptor. Cabe señalar que hay interruptores que aparte de su indicación tienen una señal luminosa la cual muestra también su estado.

- Interruptor Cerrado.- Se manda señal de apertura y se checa que su indicación esté en posición de abierto.

- Interruptor Abierto y Cuchillas Abiertas.- Se manda señal de cierre a las cuchillas (esto es desde el propio control de las cuchillas, ya que las pruebas son locales) y estas deben cerrar. En estos gabinetes de cuchillas (que son solo las de 230 KV.), algunos llegan a tener indicación de posición pero la mayoría carece de él, por lo que en estas operaciones de cierre y apertura se chequean en forma visual y por sus pruebas locales.

Asimismo, estas pruebas si llegan al salón de tableros y al centro de control con señales luminosas.

Hay que recordar que las cuchillas que pueden ser operadas con control son solo las cuchillas de 230 KV., ya que las cuchillas de 23 KV. son operadas manualmente.

- Interruptor Abierto y Cuchillas Cerradas.- Se manda señal de apertura a las cuchillas y éstas deben abrir.

- Interruptor Cerrado y Cuchillas Abiertas.- Se manda señal de cierre a las cuchillas y estas NO deben cerrar. Esto se debe a la posición del interruptor, ya que las cuchillas son dispositivos que sirven para abrir o cerrar un circuito únicamente con o sin potencial, y el interruptor es el dispositivo que sirve para abrir o cerrar un circuito en condiciones normales con o sin potencial y con o sin corriente y en condiciones anormales - (esto es bajo falla).

Con el simple hecho de estar el interruptor en posición de cerrado, - manda bloquear la operación de las cuchillas, lo que normalmente se le conoce como enclavamiento.

- Interruptor Cerrado y Cuchillas Abiertas.- Se manda señal a las cuchillas de cierre y estas NO deben de cerrar. Esto se debe al bloqueo ó enclavamiento.

Todas las operaciones efectuadas anteriormente en el equipo mismo son registradas en el salón de tableros en el momento de la operación por el - registrador de eventos y por el centro de control.

Con objeto de mantener una vigilancia constante durante la operación de los interruptores y transformadores se han creado unos dispositivos indicadores y de protección, los cuales están adaptados para enviar una señal de alarma cerrando un contacto cuando se presenta una situación anormal.

A estos dispositivos indicadores se les denomina como módulos de alarmas. Cada modulo cuenta con 4 lámparas indicadoras y 4 interruptores, los cuales sirven para bloquear las señales hacia el salón de tableros y al - centro de control.

Cuenta también con un botón de prueba el cual sirve para probar el estado de las lámparas indicadoras de todos los módulos.

En los interruptores, los módulos se encuentran en el propio gabinete del interruptor; y en el caso de los transformadores, están en el gabinete instalado en el transformador 6 junto a él.

Uno de los módulos recibe las señales de emergencia y el resto las de alerta.

Las alarmas más comunes que se tienen en los interruptores instalados en Compañía de Luz son:

- | | |
|-----------------------------|------------------------------|
| - Baja presión de aire | - Disparo por asincronismo |
| - Baja presión de aceite | - Falla de C.A. |
| - Baja presión de gas | - Falla de C.D. |
| - Motor bloqueado | - Disparo bloqueado por B.P. |
| - Cierre bloqueado por B.P. | |

Estas alarmas pueden variar según el tipo de interruptores instalados.

Las alarmas más comunes que se tienen en los transformadores instalados en la Compañía de Luz son:

MARCA	ACEC	ACCO	IEEMA	IEEISA	ACEC	MITSUBISHI
KVA	100	60	60	30	30	30
EMERGENCIA						
1.- Trafoscopio (Buchholz).	x	x	x	x	x	x
2.- Falla C.D.	x	x	x	x	x	x
ALERTA						
1.- Alta temperatura de vanado AT 105 °C	x	x	x	x	x	x
2.- Alta temperatura de vanado BT 105 °C		x		x	x	x
3.- Alta temperatura de aceite 75 °C	x	x	x	x	x	x
4.- Alto nivel de aceite en conservador		x				
5.- Bajo nivel de aceite en conservador	x	x	x	x	x	x
6.- Alto nivel de aceite cambiador de derivaciones		x	x			
7.- Bajo nivel de aceite cambiador de derivaciones		x				x
8.- Alta presión de nitrógeno en transformador (7.5 lb/pul ²)	x		x			

MARCA	ACEC	ACEC	IEMSA	IEMSA	ACEC	MITSUBISHI
KVA	100	60	60	30	30	30
9.- Baja presión botella de nitrógeno	x		x			
10.- Baja presión de nitrógeno en transformador (-3 lbs/pul)	x		x			
11.- Sobrepresión en transformador		x				
12.- Sobrepresión en cambiador de derivaciones		x			x	x
13.- Falla corriente alterna auxiliares	x	x	x	x	x	x
14.- Falla C.A. motor cambiador de derivaciones	x	x	x	x	x	x
15.- Opero termomagnético grupo I II III	x	x			x	
16.- Falla de flujo en bomba grupo I	x		x	x		
17.- Falla de flujo en bomba grupo II	x		x	x		
18.- Falla de flujo en bomba grupo III	x		x	x		
19.- Cambiador de derivaciones fuera de posición		x	x	x	x	x

Como se puede observar estas alarmas pueden variar según la marca y - capacidad en KVA del transformador.

Las alarmas tanto de emergencia como de alerta se deben generar desde su origen; esto se logra puenteando el contacto correspondiente a la alarma que se desee probar y chequeando que se encienda la lámpara correspondiente en el módulo de alarmas.

Con todas las operaciones anteriores se verifica la señalización a nivel local.

Al final del capítulo se da un formato de todas las pruebas a realizar.

4.2. Pruebas desde el Salón de Tableros; Señalización, Control y Alar- mas.

Para efectuar estas pruebas se debe ver en los gabinetes de cada equi-
po la posición del selector de mando o switch de control, el cual debe de
estar en la posición de "remoto".

Estas pruebas que se llevan a cabo en el salón de tableros, se reali-
zan desde el tablero miniaturizado conocido también como tablero mimico.

El tablero miniaturizado aparte de servir como un diagrama unifilar,
sirve para operar el equipo, como son los interruptores de 230 y 23 KV. -
así como las cuchillas motorizadas de 23C KV.

A continuación se da una explicación de las lámparas del tablero mimi-
co y como se operan sus controles. (ver figura 4.2.1.).

Cabe mencionar que las lámparas indicadoras del tablero mimico son a
la vez los controles del equipo.

Significado del estado de las lámparas.

Cuando el control está en el mismo sentido del diagrama y este se en-
cuentra apagado, quiere decir que el equipo está en posición de cerrado. -
(ver figura 4.2.1. (a)).

Cuando el control está en posición opuesta al sentido del diagrama y
se encuentra apagado, quiere decir que el equipo se encuentra en posición
abierto. (ver figura 4.2.1. (b)).

Cuando el control esta flasheando ó dando una luz intermitente, quie-
re decir que la posición correcta del equipo es la opuesta a la indicada.

En la figura 4.2.2. se muestra el tablero miniaturizado de una subes-
tación telecontrolada con arreglo 23C KV / 23 KV.

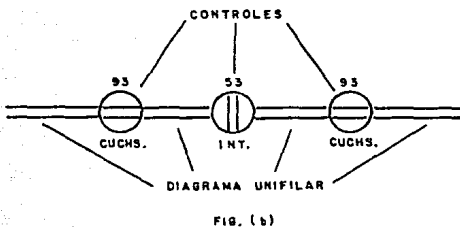
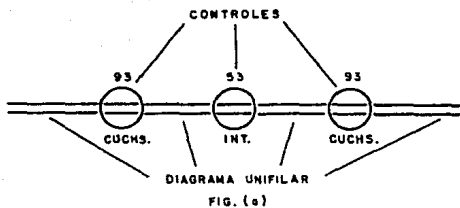


FIG. 4.2.1.

CONTROLES DEL TABLERO
MINIATURIZADO.

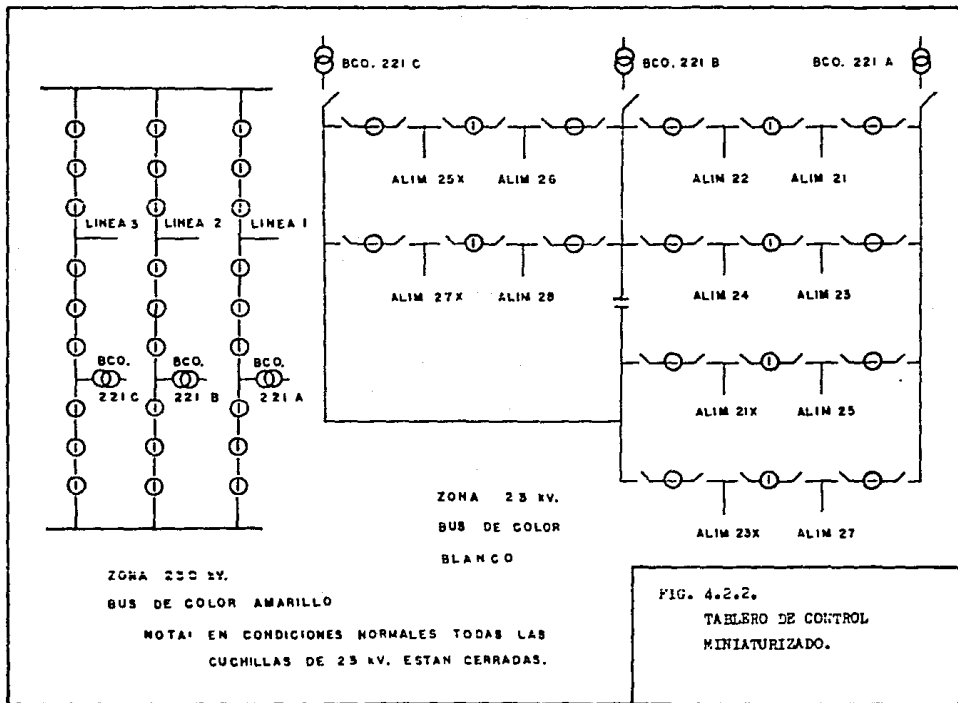


FIG. 4.2.2.
 TABLERO DE CONTROL
 MINIATURIZADO.

4.3. Pruebas desde el Centro de Control.

Se efectúan las mismas pruebas que se realizan desde el salón de tableros, pero mandando las operaciones desde el centro de control (ya sea operación sistema u operación redes de distribución según sea el caso) por medio de la computadora, apoyándose en la pantalla del propio computador; contando con un diagrama unifilar al igual que en el punto 4.2. de cada una de las subestaciones.

En el diagrama unifilar que aparece en la pantalla, se encuentra un pequeño cuadro en la parte superior izquierda, el cual siempre tiene una luz intermitente. Este se desplaza con los controles de la computadora, ubicándolo sobre el equipo que se desea operar y se manda la señal de cierre y apertura según sea el caso.

El computador cuenta también con los bloqueos o enclavamientos de los puntos anteriores.

Al efectuar un cierre o apertura del equipo desde el centro de control, esto queda registrado en la pantalla del centro de control, en el tablero miniaturizado, en el registrador de eventos y en el propio equipo.

Al final del capítulo, se da un formato que muestra las pruebas a realizar al equipo según sea el caso.

Modo de operar el equipo.

Para mandar una apertura, ya sea esta en interruptor ó en cuchillas, se procede de la siguiente manera:

Cuando el control se encuentra en línea al diagrama y la lámpara indicadora se encuentra apagada, nos está indicando que el equipo se encuentra en posición cerrado.

Se procede a invertir el control de posición; esto se logra girando - el control en sentido contrario a las manecillas del reloj hasta que este en posición opuesta al diagrama sin ejercerle presión al control. En ese momento la lámpara comenzará a dar una luz intermitente, lo que indica que la posición correcta del equipo es la opuesta a la indicada y que el control está preparado para llevar a cabo una operación de apertura.

Para efectuar la apertura se oprime el control y se gira nuevamente - en sentido contrario a las manecillas del reloj, mandando el control la señal de apertura al equipo (aquí se encuentra un poco de oposición en el control, girar un pequeño espacio; una vez que éste se suelta, regresa a la posición que tenía antes del pequeño giro quedando nuevamente en posición opuesta al diagrama).

Una vez que el equipo está abierto, la lámpara se apaga indicándonos que ha concluido la operación.

Para mandar un cierre ya sea este de interruptor o cuchillas, se procede como sigue:

Cuando el control se encuentra en posición opuesta al diagrama y la lámpara indicadora está apagada, nos indica que el equipo se encuentra en posición abierto. Se procede a poner el control en posición con el diagrama, esto se logra girando el control en sentido de las manecillas del reloj sin ejercerle presión hasta que quede en línea al diagrama, entonces -

la lámpara comienza a dar una luz intermitente lo que significa que la posición correcta del equipo es la opuesta a la indicada. En ese momento se está preparando al control para efectuar una operación de cierre; para efectuar el cierre se oprime el control y se gira nuevamente en sentido de las manecillas del reloj, mandando el control la señal de cierre al equipo (aquí se encuentra un poco de oposición en el control, se gira un pequeño espacio y una vez que éste se suelta, el control regresa quedando en línea al diagrama).

Una vez que el equipo está cerrado, la lámpara se apaga indicando que ha concluido la operación.

Las pruebas a realizar en el salón de tableros son las siguientes:

- Interruptor Abierto.- Mandar cierre al interruptor y checar que éste haya cerrado.

- Interruptor Cerrado.- Mandar apertura de interruptor y checar que éste indique abierto.

- Interruptor Abierto y Cuchillas Abiertas.- Mandar cierre a cuchillas y éstas deben cerrar.

- Interruptor Abierto y Cuchillas Cerradas.- Mandar apertura a cuchillas y éstas deben abrir.

- Interruptor Cerrado y Cuchillas Abiertas.- Mandar cierre a cuchillas y éstas NO deben cerrar (esto se debe al bloqueo ó enclavamiento).

- Interruptor Cerrado y Cuchillas Cerradas.- Mandar apertura a cuchillas y éstas NO deben abrir (esto se debe al bloqueo ó enclavamiento).

En estas pruebas se checa la señalización a nivel remoto, verificando para ello la operación de los relevadores auxiliares así como la señalización del equipo cerrado y abierto en las lámparas correspondientes del ta-

blero miniaturizado y la recepción e impresión en el registrador de eventos.

En cuanto a las señales de alarmas tanto de interruptores y de transformadores, estas se generan en el propio equipo y se chequea que llegue al registrador de eventos y al centro de control.

A continuación se muestra un formato que indica qué pruebas se deben realizar al equipo según sea el caso.

COMANDOS							ALARMAS				BANCOS			
OPERACION	PUNTOS A VERIFICAR	CUCHILLAS			INTERRUPTO			EMERGENCIA				A B C		
		B	S	E	LINEA	ENLACE	BANCO							
C I E R R E	LOCAL							TRAFOSCOPIO						
	S.T.							FALLA DE C.D.						
	C.C.							ALERTAS						
	REG. DE EVENTOS							ALTA TEMPERATURA DE OLEANADO 105 °c.						
	LUZ FIJA							ALTA TEMPERATURA DE ACEITE 75 °c.						
	LUZ INTERMITENTE							BAJO NIVEL DE ACEITE EN EL CONSERVADOR						
A P E R T U R A	SEÑAL A C.C.							BAJO NIVEL DE ACEITE EN EL CAMBIADOR DE DERIVACIONES						
	REL. INTERMEDIOS							ALTA PRESION DE NITROGENO EN EL TRANSFORMADOR 7.5 lbs./pul.						
	REL. AUXILIARES							BAJA PRESION DE NITROGENO EN LA BOTELLA 200 lbs./pul.						
	LOCAL							BAJA PRESION DE NITROGENO EN EL TRANSFORMADOR -3 lbs./pul.						
	S.T.							FALLA DE C.A. AUXILIARES						
	C.C.							FALLA DE C.A. MOTOR CAMBIADOR DE DERIVACIONES						
I N T E R R U P T O R	REG. DE EVENTOS							OPERO TERMOMAGNETICO GRUPO I, II, III, IV						
	LUZ FIJA							FALLA FLUJO BOMBA GRUPO I						
	LUZ INTERMITENTE							FALLA FLUJO BOMBA GRUPO II						
	SEÑAL AL C.C.							FALLA FLUJO BOMBA GRUPO III						
	REL. INTERMEDIOS							FALLA FLUJO BOMBA GRUPO IV						
	REL. AUXILIARES							CAMBIADOR FUERA DE POSICION						
BLOQUEOS														
INTERRUPTOR		LOCAL	S.T.	C.C.										
C U C H I L L A S	CUCHILLAS CERRADAS QUE NO DEBEN ABRIR													
	CUCHILLAS "B"													
	CUCHILLAS "S"													
	CUCHILLAS "E"													
	PERTENECIENTES A SU INTERRUPTOR													
D E B E N	CUCHILLAS ABIERTAS QUE NO DEBEN CERRAR													
	CUCHILLAS "B"													
	CUCHILLAS "S"													
	CUCHILLAS "E"													
	PERTENECIENTES A SU INTERRUPTOR													
							NOTA : ESTE FORMATO SOLO SIRVE COMO GUIA YA QUE CADA SUBESTACION TIENE ENCLAVAMIENTOS PROPIOS SEGUN SU ARREGLO Y TIPO. S.T. SALON DE TABLEROS C.C. CENTRO DE CONTROL							
							FORMATO DE PRUEBAS A UNA SUBESTACION TELECONTROLADA DE 230 K.V. INTERRUPTOR Y MEDIO							

Capítulo 5 Esquema de Protecciones.

Dentro de los sistemas de potencia hay fallas eléctricas que suelen suceder, sobre todo cuando menos se esperan. Estas fallas pueden ser de origen interno como por ejemplo: fallas en los aisladores, fallas de conducción, y fallas de operación; o bien, de origen externo como las causadas por fenómenos atmosféricos.

Estas fallas ocasionan el desvalanceo del sistema así como un sinnúmero de molestias al usuario y pérdidas económicas de la empresa suministradora, por lo que hay que aislar la falla del equipo lo más rápido posible, para garantizar la estabilidad del sistema, el buen servicio al usuario y el menor daño al equipo.

Los dispositivos que ordenan la desconexión de la parte afectada del sistema son los relevadores de protección.

Los objetivos que deben cumplir con los esquemas de protección a través de sus relevadores son:

- Sensibilidad.- para que funcionen en forma segura cuando sea necesario, aún con valores mínimos de operación.

- Selectividad.- aislando únicamente la parte dañada.

- Velocidad.- las fallas deben ser aisladas en el menor tiempo posible para reducir al mínimo los daños al equipo.

- Confiabilidad.- operar con el tipo de fallas contra la que se ha destinado proteger y no contra cualquier otra. La confiabilidad se aumenta con la sencillez de los esquemas de protección, reducción en el número de relevadores y máxima confianza en los elementos asociados a los esquemas tales como: TC's, TP's, cables de control, fuentes de alimentación, etc.

Cada elemento está protegido por un distinto tipo de relevador, dependiendo si es una línea de transmisión, un transformador de potencia, una -

barra colectoras o un alimentador de distribución. Utilizando los esquemas de potencia lo más independiente que sea posible siendo estos:

Esquema de Protección Primario (P.P.)

Esquema de Protección Respaldo (P.R.)

5.1. Protección de Bancos.

Los elementos más importantes de los sistemas eléctricos de potencia son los transformadores de potencia, los cuales por su diseño y construcción los convierte en unidades altamente integrales y seguras ya que pueden soportar algunos esfuerzos de corto circuito y sobrevoltajes.

Aún con todos los cuidados que se tengan desde su fabricación, instalación y mantenimiento, los transformadores suelen fallar.

Las fallas más frecuentes en los transformadores de potencia son:

- Falla de fase a tierra o de fase a fase en los diferentes embobinados.

- Falla de fase a tierra o de fase a fase en las terminales externas de los embobinados.

- Corto circuito entre las espiras de los embobinados.

Para prevenir las condiciones anormales y limitar los efectos de las fallas en los transformadores, se debe contar con dispositivos y circuitos de protección adecuados; algunos dispositivos de protección están integrados al banco y otros son adicionales. Los circuitos de protección se basan en esquemas de relevadores cuya función es detectar las condiciones anormales para enviar la señal de disparo a los interruptores de potencia de entrada y salida del banco.

La protección de Bancos de Potencia de 60 MVA y 230/23 KV. cuenta con:

Protección Primaria (P.P.)

1. Protección Diferencial (87 T)
2. Relevador Detector de Gases (BUCHHOLZ 63)
3. Sistema contra incendio (86 SCI)

1. Protección Diferencial de Bancos 87 T-1, 87 T-2 y 87 T-3, es usada

para detectar fallas en los transformadores.

Los relevadores de esta protección funcionan básicamente comparando - las corrientes que entran contra las que salen en cada uno de los devanados del transformador. Estos relevadores estarán conectados a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente en tal forma, que en - condiciones normales no existe diferencia en las magnitudes, ángulos de fa se y direcciones relativas en la circulación de corriente por los relevado res; por lo que únicamente circulará corriente en la bobina de operación - en condiciones de falla.

Cuando opera cualquiera de estos relevadores, se energiza el releva- dor auxiliar "87 T" y este a su vez, energiza al relevador auxiliar de dis- paro "86 X", el cual manda disparo a los interruptores propios por 230 KV. (que son dos interruptores) y 23 KV. (que son cuatro interruptores), ver - figura 5.1.1.

2. Relevador Detector de Gases (63).

Este es un complemento a la protección primaria para transformadores de potencia para el caso de S.E. 230/23 KV. A este detector de gases se le conoce con el nombre de Buchholz ó trafoscopio (63). Este relevador sólo - se aplica a los transformadores del tipo "tanque conservador", en el que - el tanque del transformador está completamente lleno de aceite, y una tube ría que une a dicho tanque a uno auxiliar o "conservador".

En esta tubería entre tanque principal y conservador se localiza este relevador. Esta protección también se está colocando a reguladores de vol- taje de 23 KV. que cuenta con tanque conservador.

Estos relevadores tienen la función de captar desperfectos ocurridos en el interior de los transformadores, como gases originados por la desin- tegración o descomposición del aislamiento en presencia de un arco eléctri

o ó un corto circuito, de forma que cuando ocurra alguna de estas condiciones este relevador ordenará la desconexión de el transformador para evitar mayores consecuencias ver figura 5.1.2. donde:

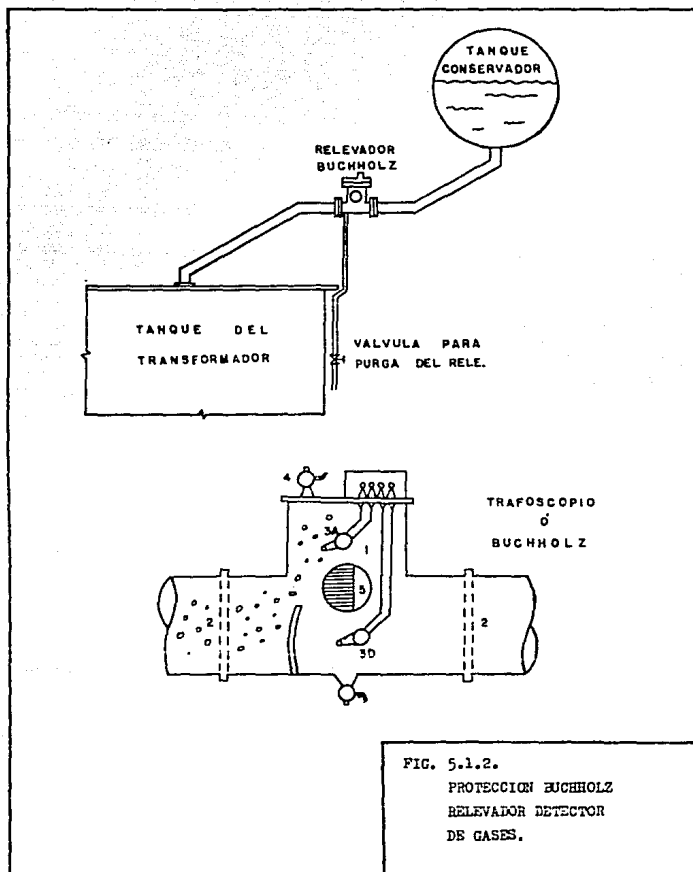
1. Cámara de acumulación de gases.
2. Bridas de conexión, una para el lado del transformador y la otra para el lado del conservador.
3. Dos flotadores equipados con un bulbo de mercurio que sirve como interruptor en su operación. 3A sirve para mandar señal de alarma y 3D que sirve para mandar disparo a los interruptores de potencia de ambos lados del transformador.
4. Válvulas que sirven para "purgar" el trafoscopio ó buchholz y para evaluar los gases acumulados.
5. Registro de cristal que sirve para verificar el nivel de aceite y cantidad de gases acumulados.
6. Placa desviadora que sirve para obligar a los gases a pesar a la parte superior del recipiente.

Su funcionamiento es el siguiente:

La cámara (1) normalmente se encuentra llena de aceite conteniendo los flotadores 3A y 3D móviles alrededor de sus ejes de giro (3A y 3D contactos abiertos en estas condiciones).

Si se presenta una falla pequeña se producen pequeñas burbujas, elevándose éstas en el tanque del transformador y dirigiéndose al conservador por la tubería que los une, donde son atrapados por el trafoscopio o buchholz acumulándose en la cámara (1) donde baja progresivamente el nivel del aceite a medida que se acumula el volumen del gas.

Cuando la cantidad del gas es suficiente la inclinación del flotador



(3A) llega a cerrar su contacto, enviando la señal al cuadro de alarmas, - al registrador de eventos y al centro de control. Si se continúa el des- - prendimiento de gas, el nivel de aceite en la cámara (1) continúa bajando hasta que los gases pueden pasar al tanque conservador produciendo las bur- bujas un flujo el cual es detectado por el contacto 3D y éste es accionado cerrando su contacto y mandando señal de apertura (esta señal la manda el relevador auxiliar de disparo 86-63) y este a su vez manda la señal a los - interruptores de potencia ver figura 5.1.1.) a sus interruptores de potencia de ambos lados del Banco que son los de 230 y 23 KV, y mandando la señal al salón de tableros y al centro de control.

3. Sistema Contra Incendio (86 SCI)

Debido a los componentes del transformador, como son los aislamientos y el aceite dieléctrico, estos presentan constantemente un riesgo de incendio sobre todo cuando hay fallas severas ó cuando por alguna razón no son atendidas las fugas de aceite oportunamente.

El transformador puede llegar a inflamarse por alguno de los circuitos de control ó equipos auxiliares, cuando ocurre en estos un chisporroteo o flamaeo.

Para prevenir el riesgo de incendio, en algunas subestaciones se cuenta con un sistema contra incendio, siendo este otra protección del Banco.

El sistema contra incendio trabaja en forma sencilla y breve;

Cada transformador es rodeado por una instalación de tubería la cual tiene regaderas y termodetectores que al registrar un conato de incendio, son operadas bañando de agua al transformador extinguiendo así las llamas. Antes de ser bañado de agua el transformador, este se sale del sistema.

Los termodetectores tienen un elemento bimetalico que controla un con

tacto normalmente abierto, el cual es cerrado cuando detecta una alta temperatura, mandando la señal de apertura a una electroválvula (conocida como válvula de diluvio), la cual controla la alimentación de agua a presión del sistema contra incendio del Banco correspondiente.

Explicado de otro modo, cuando un termodetector que está instalado en el exterior del transformador opera, este manda señal al relevador (86 - - SCI), el cual energiza el relevador auxiliar de disparo (86-63) mandando - disparo a los interruptores de potencia de ambos lados del transformador y señal a la válvula de diluvio; permitiendo así, la operación de diluvio en el banco, mandando a su vez alarma de opere al sistema contra incendio, al registrador de eventos y al centro de control.

Como ejemplo de lo anterior, y tomando la nomenclatura que se utiliza en la S.E. Coapa (ver capítulo I punto 1.3), pasaría lo siguiente: según - el Banco que haya operado será cada caso.

Cuando operan los relevadores auxiliares de disparo 86-X ó 86-63 enviando sus disparos y señales correspondientes al Banco que operó su protección, actuando de la siguiente manera:

1.- Disparo a los interruptores de 230 KV. y a los interruptores de - 23 KV. según el Banco que opera.

Boo T 221 A	Boo T 221 B	Boo T 221 C
53 T 221 A	53 T 221 B	53 1 T 221 C
53 COTA	53 18 TB	53 2 T 221 C
52 COA 21	52 COA 22	52 COA 21 X
52 COA 23	52 COA 24	52 COA 23 X
52 COA 25	52 COA 26	52 COA 25 X
52 COA 27	52 COA 28	52 COA 27 X

2.- Mandar señal de alarma de opere protección primaria al registra-

dor de eventos al mismo tiempo que es registrado por los cambios de estado de los interruptores en el tablero miniaturizado, mandando la misma información al centro de control, según el banco del cual operó su protección.

3.- Cierre de los interruptores de enlaces correspondientes a cada banco por 23 KV.

Bco T 221 A	Bco T 221 B	Bco T 221 C
52 ENL 12	52 ENL 12	52 ENL 15
52 ENL 34	52 ENL 34	52 ENL 37
52 ENL 15	52 ENL 56	52 ENL 56
52 ENL 37	52 ENL 78	52 ENL 78

para que esto sea posible se requiere que el bloqueo general de cierre de enlaces esté en posición "fuera".

Protección de Espaldo PR

- 1.- Sobre corriente (51)
 - 2.- Sobre corriente direccional de tierra (67-N)
 - 3.- Sobre corriente de neutro 23 KV. (51-T)
 - 4.- Sobre corriente de neutro 230 KV. (51-TT)
- 1.- Sobre Corriente (51)

La potencia contra sobrecorriente (51) se emplea para la protección - contra fallas de transformadores que tienen interruptores de potencia y es una protección de respaldo de la protección diferencial.

2.- Sobre Corriente Direccional de Tierra 67-N

Cuando se tienen transformadores con neutro puesto a tierra, como complemento a la protección de respaldo de fases; ya que este relevador solamente reaccionará a las fallas de tierra.

3.- Sobre Corriente de Neutro 23 KV. (51-T)

Es una protección que actua al circular una corriente por el neutro - conectado a tierra de la estrella, del secundario del Banco, como consecuencia de una corriente de falla a tierra.

El relevador 51-T es igual a los utilizados en la protección de sobre cargas, con ajuste menor, ya que por el neutro circula unicamente la corriente desbalanceada a tierra.

4.- Sobre Corriente de Neutro 23C KV. (51-TT)

Esta es una protección idéntica a la anterior. Esta actua al circular una corriente por el neutro conectado a tierra de la estrella del lado primario del Banco.

Cuando opera cualquiera de estos relevadores 51-1, 51-2, 51-TT, ó 67-N se energiza el relevador auxiliar de disparo 86-R el cual manda la señal de apertura a los interruptores de ambos lados del Banco SIN mandar la señal de cierre a los interruptores de enlace.

5.2. Protecciones de Barras Colectoras.

La protección de barras colectoras esta considerada como protección primaria con operación de alta velocidad; es una protección que se utiliza debido a la capacidad de corto circuito tan elevada que se maneja en las subestaciones.

La protección de barras colectoras se aplica en subestaciones de 400, 230 y 85 KV. y se aplica en forma de una protección diferencial.

En subestaciones de alta tensión y elevada potencia, la operación de los relevadores tiene que ser rápida con lo cual los daños seran menores; la alta velocidad de maniobra puede variar entre 0.030 a 0.050 segundos.

Las barras colectoras se tratan con el procedimiento de manera análogo de un transformador de potencia; es decir, se realiza la suma de las corrientes que entran o salen en todo el sistema.

El esquema diferencial fabricado por SIEMENS cuenta con un sistema de estabilización que elimina falsas operaciones por condiciones de falla externa o debido a errores de relación en los transformadores de corriente de distintos circuitos.

Su principio se basa en establecer un circuito donde se sumen vectorialmente las corrientes de todas las líneas conectadas a las barras; esta suma vectorial es rectificadada y la salida de corriente continua se aplica a un relevador direccional de bobina móvil.

En condiciones normales de operación, la suma de corrientes es cero y por lo tanto no opera el relevador, cuando ocurren fallas externas de alta capacidad y debido a los errores de relación que pueden introducir los transformadores de corriente asociados a los circuitos; la suma de corrientes puede tener un valor diferente de cero, de tal forma que el relevador puede operar en forma errónea.

Para evitar esta condición, los secundarios de los transformadores de corriente se llevan a un transformador intermedio, en el cual se convierten las señales trifásicas en una señal monofásica, de las cuales se toma otro circuito donde se rectifican las señales de C.A., para formar una suma de corrientes rectificadas que se aplican al mismo relevador diferencial 87 BX en oposición a la corriente rectificada resultante de la suma de las corrientes parciales en los circuitos protegidos.

Al relevador donde se efectúa la transformación de señales trifásicas de C.A. en señales monofásicas de C.A. y una de corriente directa se le conoce como relevador auxiliar de la protección diferencial de barras (87 X).

Los relevadores de protección diferencial de barras colectoras requieren de los relevadores auxiliares de disparo (86-B).

En la figura 5.2.1. se muestra el diagrama esquemático de la protección diferencial de barras.

5.3. Protecciones de Línea.

La protección de líneas de transmisión están protegidas por equipos de protección primaria y de respaldo. Esta protección depende de las características de cada línea en particular.

Protecciones Primarias.

Se basan en protecciones piloto, lo que significa que entre los extremos de las líneas de transmisión hay un canal de interconexión de alguna clase en el que puede transmitirse la información necesaria para decidir en caso de falla, si ésta es interna o externa a la línea, y así operar o bloquear la apertura de los interruptores de la línea.

Como se mencionó en el punto 2.2., el hilo piloto es el canal de enlace para subestaciones con distancias cortas; para distancias mayores de 15 Km. se emplea la protección piloto de onda portadora de altas frecuencias.

Actualmente se tiene una gama de frecuencias de hasta 750 KHz, con equipo de Banda Lateral Unica (B.L.U.).

Protección por Hilo Piloto (87-H)

La protección con relevadores para hilo piloto es la protección para corriente circulante que es básicamente de tipo direccional, efectuándose el intercambio de la información entre los extremos por medio de un hilo piloto. La corriente trifásica de la línea, alimenta a un filtro de frecuencia de fase, que permite el paso de corriente de secuencia positiva y cero, que convierte a la corriente trifásica en un voltaje monofásico; el cual es aplicado a un transformador de saturación. Este último tiene como función limitar la magnitud del voltaje eficaz aplicado al circuito piloto y una lámpara que limita la magnitud de los voltajes de pico.

La bobina de operación y la de restricción energizadas por rectificadores de onda completa actúan sobre la armadura del relevador del hilo piloto que está polarizada y es de alta sensibilidad.

Asimismo se tiene un transformador de aislamiento, cuya función principal es la de proteger al personal y al equipo de los sobrevoltajes de transferencia que se pueden presentar en el hilo piloto.

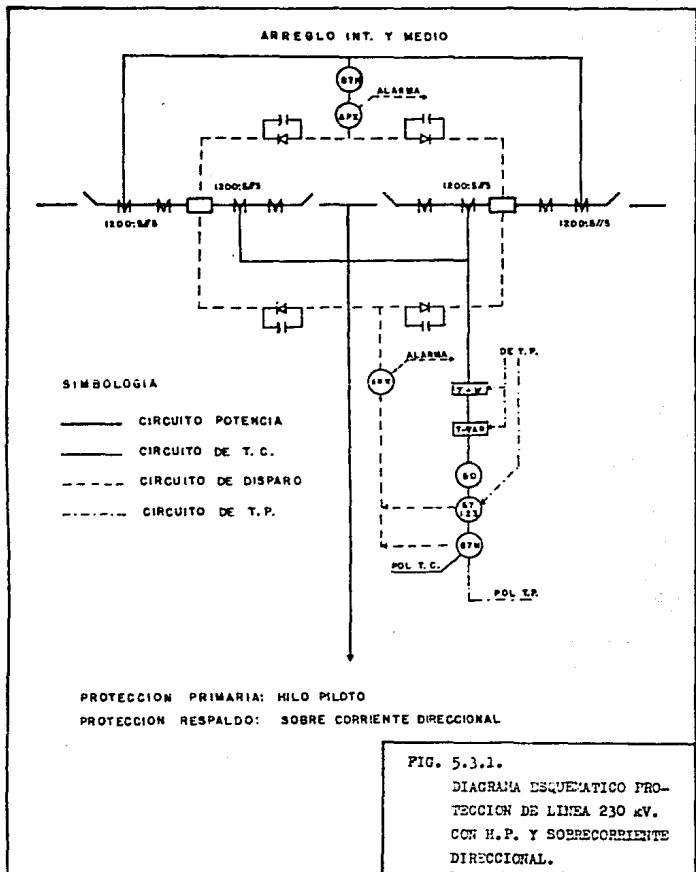
En condiciones normales o de una falla externa a la línea, la corriente circula por la bobina de restricción en ambos relevadores y los voltajes que aparecen en los secundarios de los transformadores de aislamiento están en serie, por lo que existe una corriente circulante por el hilo piloto.

En condiciones de falla interna a la línea de transmisión, el flujo de corriente en uno de los extremos se invierte, cambiando 180° el voltaje secundario en un transformador de aislamiento impidiendo la circulación de corriente en el hilo piloto, lo que representa un camino de alta impedancia para la corriente que normalmente circula hacia el transformador de aislamiento, la cual tiene que desviarse hacia la bobina de operación provocando la operación del relevador y la desconexión de los interruptores.

En la figura 5.3.1. se muestra el diagrama esquemático de la protección de línea 230 KV. con hilo piloto y sobrecorriente direccional.

El hilo piloto está expuesto a sufrir daños ya sea que pueda abrirse o ponerse en corto circuito el par que se utiliza para el intercambio de información; en caso de abrirse dicho par, la protección operará inmediatamente, ya que la protección quedaría como sobrecarga instantánea si los valores de ajuste son menores que la corriente circulante normal.

En el caso de tener un ajuste mayor a la corriente circulante normal,



La bobina de operación y la de restricción energizadas por rectificadores de onda completa actúan sobre la armadura del relevador del hilo piloto que está polarizada y es de alta sensibilidad.

Asimismo se tiene un transformador de aislamiento, cuya función principal es la de proteger al personal y al equipo de los sobrevoltajes de transferencia que se pueden presentar en el hilo piloto.

En condiciones normales o de una falla externa a la línea, la corriente circula por la bobina de restricción en ambos relevadores y los voltajes que aparecen en los secundarios de los transformadores de aislamiento están en serie, por lo que existe una corriente circulante por el hilo piloto.

En condiciones de falla interna a la línea de transmisión, el flujo de corriente en uno de los extremos se invierte, cambiando 180° el voltaje secundario en su transformador de aislamiento impidiendo la circulación de corriente en el hilo piloto, lo que representa un camino de alta impedancia para la corriente que normalmente circula hacia el transformador de aislamiento, la cual tiene que desviarse hacia la bobina de operación provocando la operación del relevador y la desconexión de los interruptores.

En la figura 5.3.1. se muestra el diagrama esquemático de la protección de línea 230 KV. con hilo piloto y sobrecorriente direccional.

El hilo piloto está expuesto a sufrir daños ya sea que pueda abrirse o ponerse en corto circuito el par que se utiliza para el intercambio de información; en caso de abrirse dicho par, la protección operará inmediatamente, ya que la protección quedará como sobrecarga instantánea si los valores de ajuste son menores que la corriente circulante normal.

En el caso de tener un ajuste mayor a la corriente circulante normal, -

el relevador operaría en condiciones de falla en cualquier dirección.

En el caso de que el par se pusiera en corto circuito la protección se bloquea y este no operaría ni en condiciones de falla interna en la línea.

Para poder detectar estas fallas, la protección cuenta con supervisión de corrientes locales, remotas y circulantes en cada extremo de la línea con las alarmas y disparos necesarios.

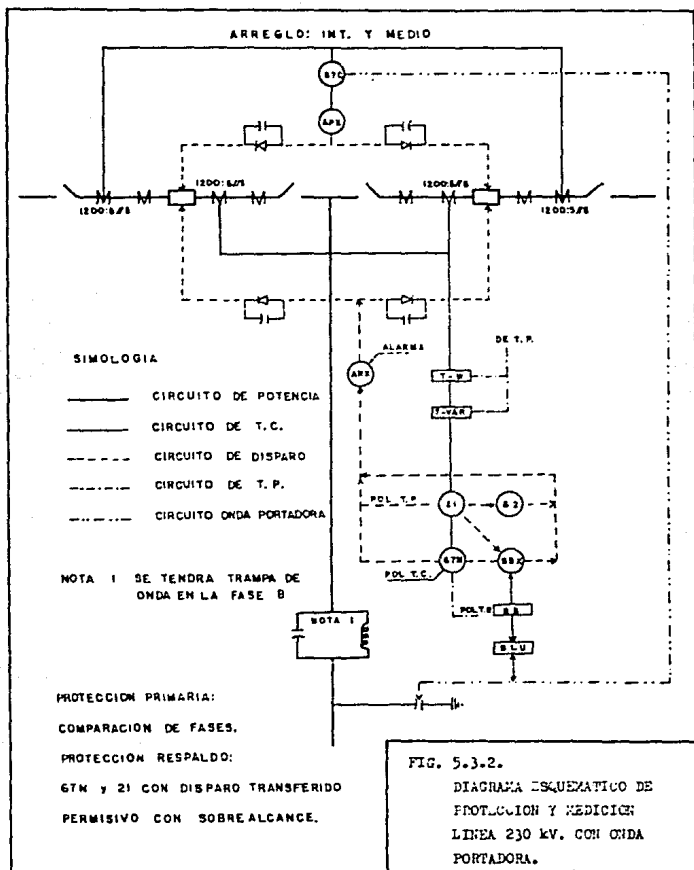
Protecciones Piloto por Onda Portadora (87-C).

La protección piloto por onda portadora consiste en la recepción, transmisión y comparación de las señales eléctricas que se imprimen a los conductores de las líneas de alta tensión que se tratan de proteger.

El equipo necesario se muestra en la figura 5.3.2. donde las trampas de onda son circuitos resonantes en paralelo que presentan muy baja impedancia a las corrientes de 60 Hz y muy alta impedancia a las señales portadoras de alta frecuencia que se derivan por los condensadores de acoplamiento; lo cual significa que las corrientes portadoras solo pueden fluir por la línea entre la trampa de onda. Estas corrientes son producidas por un voltaje con polaridad positiva que se aplica al circuito de control del transmisor, el cual a su vez, genera un voltaje de salida de alta frecuencia que se aplica entre tierra y la fase B de la línea de transmisión. El receptor recibe la señal de corriente del transmisor lejano; esta señal se convierte en un voltaje de directa que se utiliza de acuerdo con el tipo de protección por onda portadora, que puede ser por comparación de fase y por comparación direccional.

Protección por Comparación de Fase.

Su principio consiste en comparar las relaciones del ángulo de fase



de los voltajes en condiciones de falla externa o internas a la línea que protege.

En condiciones normales en la línea, los voltajes de salida de las redes de protección en las subestaciones A y B están defasadas 180° . Esto se debe a las conexiones de los transformadores de corriente ya que no son iguales en ambos extremos (considerando conexiones, dirección misma de la corriente y polaridad de los TC's).

Para fallas internas en la línea protegida, los voltajes en las redes de protecciones A y B estarán en fase. El relevador comparador al registrar que los voltajes están en fase, ordenará la desconexión a los interruptores correspondientes.

Para el caso de que la falla sea externa los voltajes se siguen considerando defasados y el comparador de fases bloquea los disparos.

Protección por Comparación Direccional.

El equipo de transmisión y recepción es el mismo que el usado por el sistema de comparación de fase, con la diferencia que esta toma en cuenta la dirección de la potencia de falla.

Así, para fallas externas a la línea protegida, uno de los relevadores ve pasar el flujo de corto circuito hacia la línea de transmisión que protege y solamente espera la señal de operación o bloqueo del relevador de comparación direccional del otro extremo, el cual decide la operación.

El otro relevador ve pasar el flujo de potencia de corto circuito hacia afuera de la línea protegida y por lo tanto bloquea el disparo de la protección.

En condiciones de falla interna, los dos relevadores ven pasar el flujo de potencia hacia la línea mandando disparo a los interruptores co-

respondientes.

Protección de Respaldo.

Las protecciones de respaldo de las líneas de transmisión se efectúan por medio de relevadores de distancia (21) o de sobrecorriente direccional (67-1, 67-2 y 67-3) para detectar las fallas entre fases y en ambos casos empleando un tipo de protección u otro. Generalmente se tiene un relevador de sobrecorriente direccional de tierra (67-N).

Se recomienda la instalación de relevadores de distancia (21) para la protección de respaldo en líneas largas en combinación con la protección primaria de onda portadora y equipo de Banda Lateral Unica (B.L.U.) para aceleración de la protección de respaldo cuando se tenga disparo transferido. Como esta protección es mas selectiva tiende a evitar operaciones falsas ya que su respuesta esta en función de la impedancia de la línea y no el valor de corriente que circula por el circuito.

La protección de respaldo por hilo piloto se proporciona por medio de relevadores de sobrecorriente direccional (67) teniendo estos buena selectividad cuando se presentan las fallas; esto es para que pueda fluir casi la misma magnitud de la corriente de falla en cualquier dirección en la localidad del relevador.

5.4. Protección de Alimentadores.

La protección de alimentadores de 23 KV. en general cuenta con protección de sobrecorrientes de fase (51-1 y 51-2) y la de tierra (51-N)

Esta protección es la encargada de que cuando hay fallas entre fases y a tierra, ordena la apertura a los interruptores correspondientes para librar la falla según sea el caso.

Estos alimentadores de 23 KV. cuenta además con un relevador de recierre (79) con la finalidad de mantener una continuidad del servicio, - los cuales al tener una apertura puede ser restablecido en forma automática con intervalos de tiempo de 2, 15 y 30 segundos normalmente.

Para que este relevador entre en operación es necesario que la falla NO se presente en forma definitiva. Por el contrario, cuando se presenta una falla declarada, la magnitud de la corriente de falla es reflejada en los relevadores de protección ordenando la desconexión de los interruptores correspondientes y mandando señal de bloqueo al recierre; ya que cuando se tiene una falla severa si no hubiera bloqueo de recierre, la falla podría seguir alimentándose.

Los alimentadores de 23 KV. cuenta también con la protección de baja frecuencia (81) y es detectada por sus relevadores en tres pasos diferentes a través de los secundarios de los transformadores de potencial en las barras de 230 KV; estos relevadores de baja frecuencia operan un relevador auxiliar de disparo.

De acuerdo a la importancia del alimentador, Operación Sistema asigna el valor de baja frecuencia y el orden de los alimentadores con el cual se desconectarán cada uno de ellos.

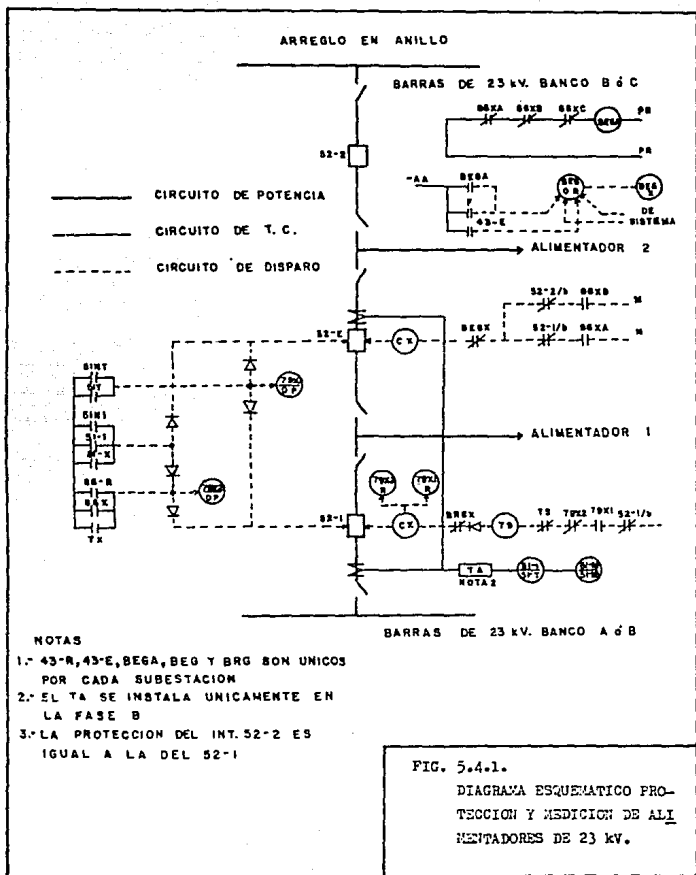
Los pasos definidos de baja frecuencia son:

- Primer paso 59 Hz, con el que opera el relevador 81-1

- Segundo paso 58 Hz, con el que opera el relevador 81-2
- Tercer paso 57.5 Hz, con el que opera el relevador 81-3

Además de mandar la señal de disparo, estos relevadores mandan una - señal local y otra remota, con la finalidad de que el personal de opera- ción tome las medidas necesarias para restablecer el servicio.

En la figura 5.4.1. se da el diagrama de protección de alimentadores de 23 KV.



CONCLUSIONES

Debido a los avances tecnológicos que se hacen presentes en nuestras vidas, la Compañía de Luz y Fuerza, ha visto la necesidad de modernizarse y así poder tener una mayor eficiencia en lo que a sus instalaciones se refiere.

La implementación de una metodología en la realización de pruebas para la puesta en servicio de una subestación telecontrolada es indispensable.

Las subestaciones telecontroladas están proyectadas para no tener personal permanente; esto obliga a contar con gente capacitada sobre la operación y manejo de los equipos.

Las pruebas de aceptación mencionadas son recomendadas por la importancia de la continuidad del servicio, ya que sin los conocimientos de los principios de operación y el manejo de los equipos de prueba, no sería posible obtener resultados satisfactorios y la interpretación de los resultados también serían erróneos.

Otro aspecto importante de las pruebas de aceptación es el poder dar un mantenimiento eficiente al equipo ya instalado ya que con las pruebas se cuenta con la información necesaria para diagnosticar el estado del equipo y en consecuencia dar un mantenimiento adecuado.

Es recomendable llevar un control del equipo para la puesta en servicio o antes si es posible para verificar que su instalación se efectuó en forma correcta utilizando los procedimientos recomendados. En caso de no ser así, comenzar a efectuar una estadística de las alarmas, fallas, pruebas específicas, etc. para garantizar el buen funcionamiento de las subestaciones telecontroladas.

B I B L I O G R A F I A

1. EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES
(C. Russell-Mason)

2. MANUAL DE INSTRUCCIONES DE EQUIPO PARA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA
(Doble Engineering Company)

3. NORMAS DE SUBESTACIONES TELECONTROLADAS
(Cía. de Luz y Fuerza)

4. GUIA DE MANTENIMIENTO ELECTRICO
(Ingenieria de Sistemas)

5. DIAGRAMAS ESQUEMATICOS EN GENERAL
(Cía. de Luz y Fuerza)