



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**PRUEBAS PARA PUESTA EN SERVICIO DE  
SUBESTACIONES TELECONTROLADAS**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA  
AREA DE INGENIERIA ELECTRICA  
P R E S E N T A N**

**ALBERTO IGNACIO GUZMAN HERNANDEZ  
LUIS RODRIGUEZ ROCHA  
PATRICIO ALFREDO ROJANO MORALES**

**MEXICO, D. F.**

**1983**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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 esta 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

	PAG.
INTRODUCCION-----	1
CAPITULO I. PROTECCIONES-----	16
Protección de transformadores	
Protección de barras colectoras	
Protección de líneas de transmisión	
Protección de alimentadores de 23 KV.	
Medición	
CAPITULO II. ESQUEMAS DE CONTROL-----	44
Generalidades	
Apertura y cierre de interruptores y cuchillas motorizadas	
Señalización de interruptores y cuhillas	
Alarmas generales	
Medición	
Alimentación de C.A. y C.D.	
CAPITULO III. PRUEBAS DE RECEPCION AL EQUIPO-----	165
Generalidades	
Pruebas a los Equipos de alta tensión en:	
· Resistencia de aislamiento	
· Factor de potencia	
· Relación de transformación.	
· Rigidez dieléctrica del aceite	
· Resistencia de contacto.	
· Tiempos de apertura y cierre de interrup- tores.	

- Continuidad y polaridad.
- Voltajes mínimos de operación.

CAPITULO IV. REVISIONES EN LOS CIRCUITOS DE CONTROL  
 PROTECCION, MEDICION Y ALARMAS----- 147

- Tableros de Control y Protección
- Conexiones e identificación del cable de control.
- Control local y alarmas.
- Control desde el salón de tableros.
- Operación de las protecciones.
- Verificación del programa de telecontrol.
- Pruebas de telecontrol.

CAPITULO V. PRUEBAS AL EQUIPO CON TENSION NOMINAL  
 Y TOMA DE CARGA----- 179

- Generalidades.
- Análisis de los reportes de pruebas.
- Consideraciones previas al aplicar la tensión.
- Pruebas preliminares a los circuitos de la Subestación
- Pruebas al equipo de menor tensión con potencial.
- Pruebas al equipo de mayor tensión con potencial.
- Faseo de la subestación
- Faseo de los alimentadores contra la subestación.

CONCLUSIONES----- 194

BIBLIOGRAFIA----- 195

Agradecemos al Ing. Cesar M. López Portillo su valiosa ayuda y tiempo dedicado a la elaboración del presente trabajo, así como habernos permitido presenciar algunas de las pruebas descritas en esta tesis.

Alberto Ignacio Guzmán Hernández.  
Luis Rodríguez Rocha.  
Patricio Alfredo Rojano Morales.

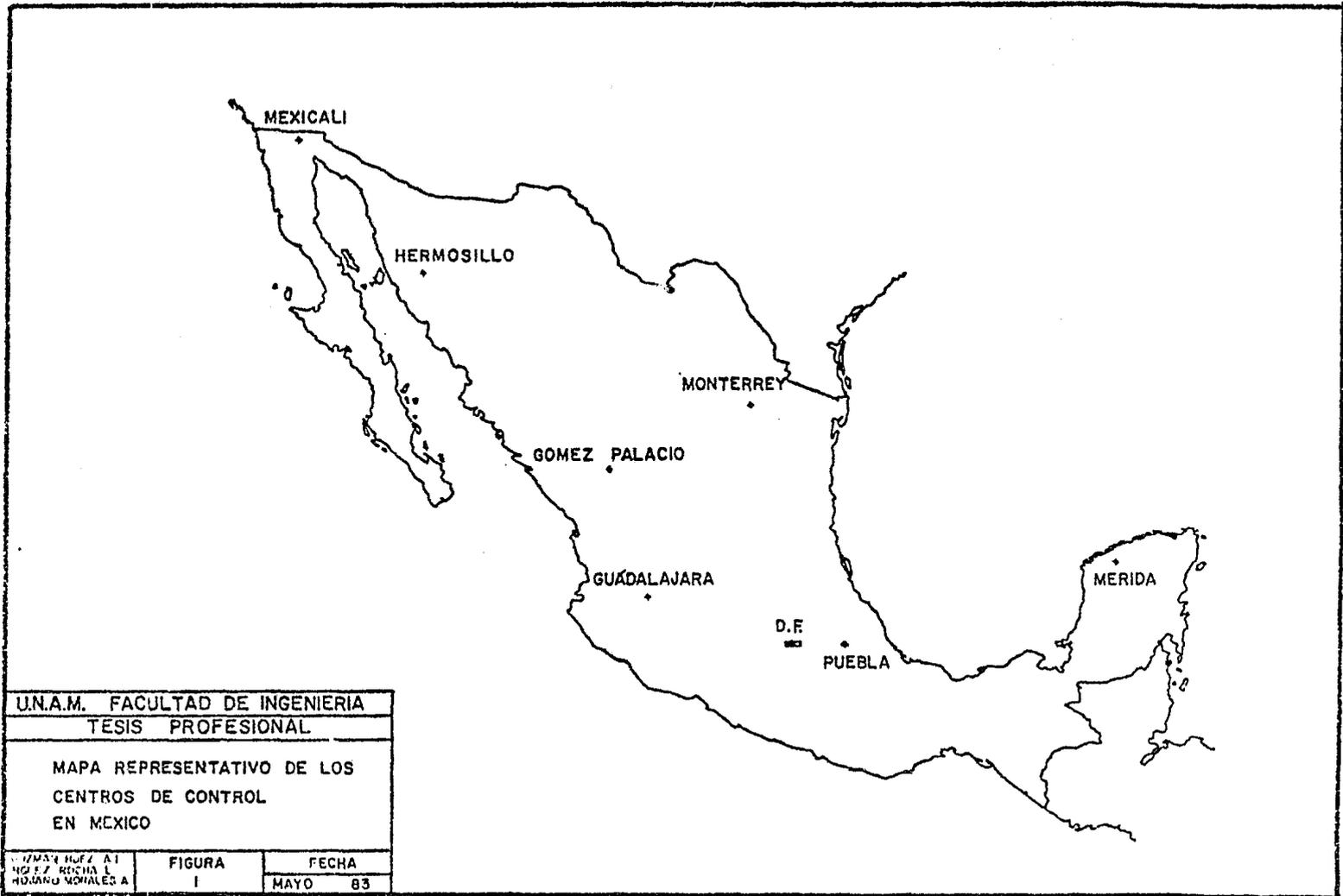
## INTRODUCCION

En la actualidad el desarrollo industrial en México se ha incrementado notablemente. El avance tecnológico requiere una producción de energéticos cada vez mayor y de mejor calidad, - es por ésto que para proporcionar dichos energéticos se necesita un mejor control de calidad, desde su elaboración y distribución hasta su consumo.

Nuestra atención se enfoca en la energía eléctrica especialmente en su etapa de distribución a través de las subestaciones, cuya función es la de cambiar el nivel de voltaje, ya sea aumentando (alta tensión), para poder transportar la energía eléctrica a grandes distancias (subestaciones elevadoras) y reducir las pérdidas; o bien reducir el nivel de voltaje (baja tensión), para poder utilizar la energía en el lugar deseado (subestaciones reductoras).

En la República Mexicana se encuentra organizado el sistema eléctrico por la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.), la cual tiene dividido al país en ocho centros de control de área que son:

Cuatro en la parte norte, dos sistemas orientales; un sistema occidental y un sistema central; teniendo así una capacidad actual de generación de 17,500 Mega-watts, ver la FIG. 1.-



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
MAPA REPRESENTATIVO DE LOS CENTROS DE CONTROL EN MEXICO		
RODRIGUEZ A I ROCHA L ROMERO MORALES A	FIGURA I	FECHA MAYO 83

NORTE:	ORIENTE:	OCCIDENTE:	CENTRO:
Tijuana-Mexicali	Puebla	Guadalajara	DISTRITO
Hermosillo	Mérida		FEDERAL
Gómez Palacio.			
Monterrey			

Este último sistema el "CENTRAL" se encuentra a cargo de la Cía. de Luz y Fza. del Centro, S.A. (en liquidación), y se forma básicamente por 88 unidades generadoras de las cuales el 50% son térmicas y las demás son hidroeléctricas, y en conjunto se requieren aproximadamente 90 subestaciones para poder su ministrar la energía eléctrica a los consumidores que se encuentran en el Distrito Federal y sus alrededores, ya que ésta es la zona de trabajo que tiene la Cía. de Luz y Fza., convirtiendo al Sistema Central en el más importante de México.

Al incrementarse el desarrollo industrial en nuestro país el sistema eléctrico se vuelve más complejo, ya que al operar las subestaciones por separado y en forma independiente surgen muchos problemas por la falta de coordinación entre las mismas, provocando desbalances de carga que pueden ocasionar disturbios en el sistema.

Para solucionar estos problemas se necesita que todas las subestaciones sean telecontroladas desde un solo lugar, ya que de ésta manera se da la solución más adecuada al presentarse cualquier problema en el sistema para que éste se afecte lo menos posible. Así podemos garantizar que el servicio de suministro de energía eléctrica es más contínuo aunque se presenten las fallas, ya que de esta manera son aisladas de inmediato por las protecciones correspondientes de tal forma que únicamente se ordene desde el Centro de Control y Operación de Sistema -- las maniobras adecuadas de aquellos equipos e incluso las sub-

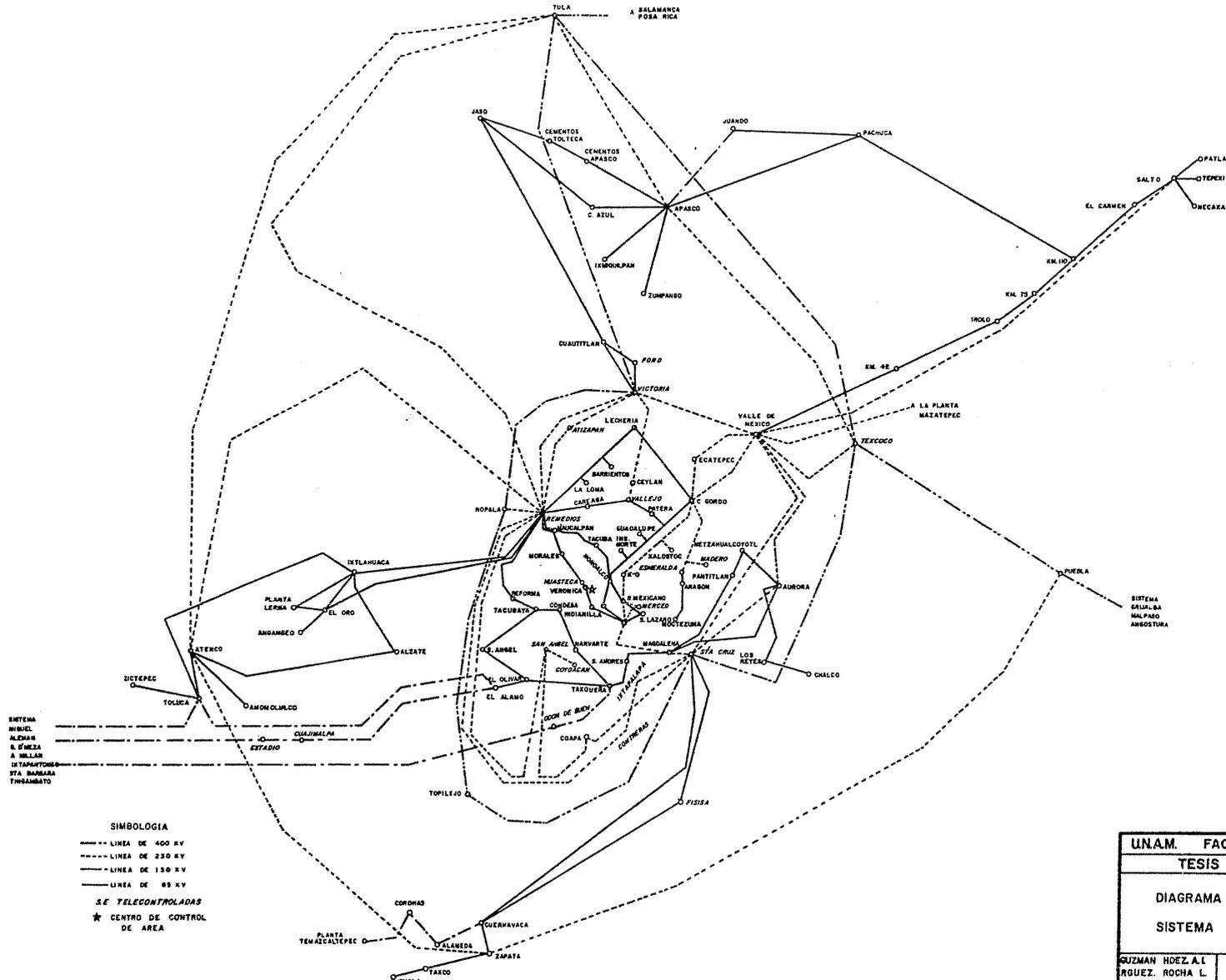
estaciones que realmente sean necesarias, para que el sistema no continúe afectándose.

Para conseguir éste propósito se tiene que reunir toda la información que existe en cada subestación que se desee controlar a distancia y enviar esa información hasta el "Centro de Control de Area" correspondiente.

Dicho Centro de Control tiene la capacidad de reunir toda la información de todas las subestaciones que constituyen al sistema y también analiza todos los datos proporcionados con la ayuda de una computadora digital. Así que el operador de sistema desde el Centro de Control envía las instrucciones adecuadas a la subestación para solucionar los problemas que se presenten en cualquier parte del sistema.

Esta forma de operar las subestaciones tiene muchas ventajas en comparación con las subestaciones operadas localmente debido a que nos ahorran mucho tiempo al operar el equipo y además reduce el personal que opera las subestaciones, reduciendo también la probabilidad de errores humanos cuando las operaciones puedan realizarse automáticamente.

En la actualidad sólo existen 19 subestaciones telecontroladas de las 90 que conforman el Sistema Central (Ver FIG.2), pero se pretende tener el número máximo posible, ya que así se proporciona un servicio más continuo y eficiente para los usuarios, por ésta razón nos enfocamos al estudio de las Subestaciones Telecontroladas desde su punto de vista eléctrico.



SISTEMA  
MEXICAL  
ALEJAN  
S. SUEZA  
A. MULLER  
14 TAPARTOROS  
STA. BARRERA  
TINAMUNTO

**SIMBOLOGIA**  
 - - - - - LINEA DE 400 KV  
 - - - - - LINEA DE 230 KV  
 - - - - - LINEA DE 130 KV  
 - - - - - LINEA DE 85 KV  
 - - - - - S.E. TELECONTROLADAS  
 \* CENTRO DE CONTROL DE AREA

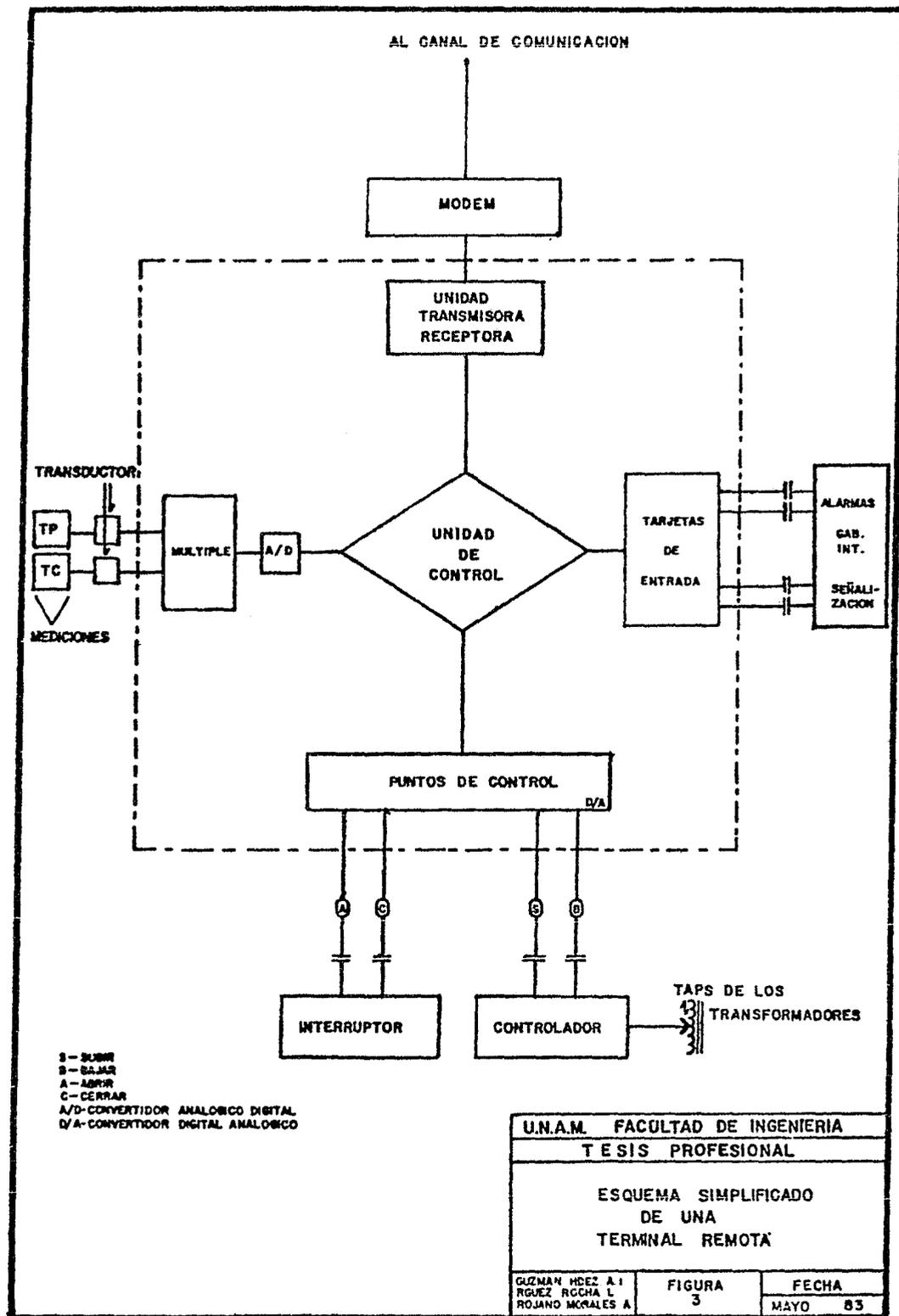
UNAM. FACULTAD DE INGENIERIA					
TESIS PROFESIONAL					
DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL SISTEMA CENTRAL					
GUZMAN HDEZ A.L. FIGUEZ, ROCHA L. ROJANO MORALES PA.	<table border="1"> <tr> <td>FIGURA</td> <td>FECHA</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>MAYO 83</td> </tr> </table>	FIGURA	FECHA	2	MAYO 83
FIGURA	FECHA				
2	MAYO 83				

## DESCRIPCION DEL SISTEMA DE CONTROL

Para describir brevemente como se efectúa el proceso del telecontrol empezaremos por mencionar que en cada subestación se tienen las mediciones de los parámetros que se manejan en la misma, tales como voltajes, frecuencias, posiciones de las cuchillas e interruptores, etc., y se toman muestras de todas estas señales que por medio de los transductores correspondientes se convierten de señales analógicas a señales digitales, para que sean concentradas en un panel de instrumentos electrónicos que se llama "Unidad Terminal Remota" (U.T.R.), Ver -- FIG. 3.

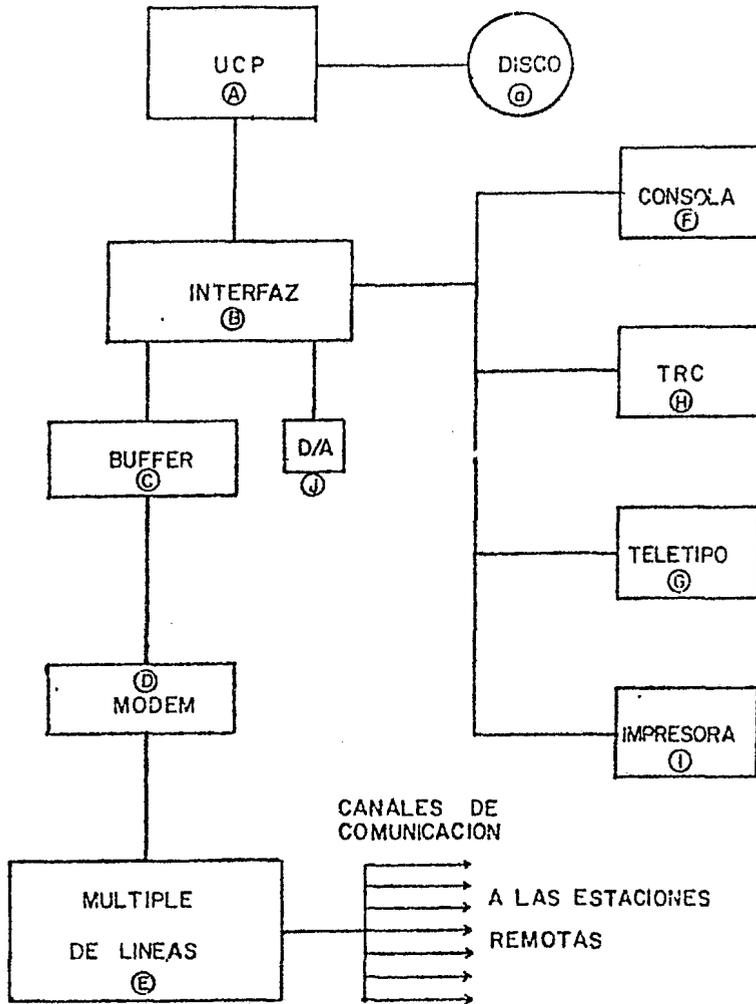
Esta U.T.R. se encarga de procesar las señales de analógicas a digitales (numéricamente se conoce como ceros y unos), para acomodar esa información de manera especial y asignar los códigos necesarios para que posteriormente pueda ser decifrada la información fácilmente por el equipo de computación del Centro de Control. La misma U.T.R. se encarga de enviar esa información codificada por medio de trenes de pulsos a través de un canal de comunicación que se selecciona previamente, hasta el Centro de Control mencionado.

Dicho Centro de Control cuenta con un equipo de computación muy sofisticado para procesar esa información, de manera que un operador ahí presente pueda visualizar todo el panorama que guardan todas las subestaciones que constituyen el sistema. Este operador se ayuda con una computadora digital, un panel de instrumentos y un diagrama unifilar del Sistema Central con circuitos directos de comunicación telefónica hacia las plantas generadoras y subestaciones, para poder vigilar y operar cualquier parte del sistema que se necesite en un momento determinado.



S - SUBIR  
 B - BAJAR  
 A - ABRIR  
 C - CERRAR  
 A/D - CONVERTIDOR ANALOGICO DIGITAL  
 D/A - CONVERTIDOR DIGITAL ANALOGICO

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA			
TESIS PROFESIONAL			
ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UNA TERMINAL REMOTA			
GUZMAN HDEZ A I RGUEZ RCCHA L ROJANO MORALES A	<table border="1"> <tr> <td>FIGURA 3</td> <td>FECHA MAYO 83</td> </tr> </table>	FIGURA 3	FECHA MAYO 83
FIGURA 3	FECHA MAYO 83		



UNAM FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL CENTRO DE CONTROL		
FORMAN PARTE DE: 4 FOLIOS FOLIO 4 10 DIAS DE CALIFICACION	FIGURA 4	FECHA MAYO 83

En la FIG. 4, se muestra en forma simplificada el esquema del Centro de Control. En el se pueden observar las siguientes partes principales:

A) Unidad Central de Procesamiento. (U.C.P.)

Incluye la computadora propiamente dicha y memorias auxiliares (disco, cinta, etc.).

B) Equipo de Interfaz.

Este equipo permite la comunicación entre la U.C.P. y los diferentes elementos del sistema: modems, consolas, tubos de rayos catódicos, impresoras, etc.

C) Buffers.

Esta unidad permite hacer compatible la velocidad de la información que fluye por los diferentes canales con la alta velocidad de procesamiento para la computadora.

D) Modems.

Su función es conformar los niveles lógicos de información con la técnica empleada de modulación en los canales de comunicación.

E) Múltiple de Línea.

Permite compartir un modem con varios canales de comunicación, llevando a cabo una comunicación de los mismos.

## F) Consola de Operación.

Permite efectuar la comunicación entre el operador y el equipo de control. Generalmente se considera asociada con la misma, un teletipo de entrada (G) y uno o varios tubos de rayos catódicos (H) para presentación de la información.

## G) Teletipo (TT).

Se forma por un teclado de numeros ordinarios y letras mediante las cuales el operador tiene el acceso inmediato a la información y control que se tiene a través de la computadora de todas las subestaciones, con solo presionar sobre las teclas la instrucción deseada.

## H) Tubo de Rayos Catódicos.

Como su nombre lo indica se forma por un tubo de rayos catódicos el cual constituye al clásico cinescopio de televisión, y es de gran importancia ya que en el se observa a colores la información de cualquier circuito real de la subestación que solicite el operador por medio del teletipo (G), observándose en la pantalla tanto al circuito como a sus valores asociados de voltajes, potencias, corrientes, etc.

## I) Impresoras de alta velocidad.

Las funciones asignadas como impresora de reportes comprenden el registro de las variables del sistema tales como: voltaje, corriente, etc.; registro de las licencias otorgadas por el Ingeniero de Sistema (I.S.); todas las maniobras efectuadas por el I.S.; así como la respuesta de la U.C.P., a cualquier información solicitada por el I.S. Otra información se refiere a la asignada como impresora de alarmas, ésta opera

ción se reserva para registrar las condiciones anormales del sistema y la información concerniente a estas condiciones.

J) Convertidor Digital-Analógico.

Proporciona las señales adecuadas para el registro de las mediciones del sistema.

Este equipo en conjunto establece una comunicación directa con la U.T.R., efectuando entre sí una conversación, esto es que la U.T.R. envía la información desde la subestación hasta la computadora, ésta a su vez analiza los datos y los pide nuevamente con objeto de verificar que la información recibida sea correcta, así se tiene una confiabilidad mayor en la comunicación realizada. Esta comunicación se lleva a cabo por medio de "Hilo Piloto" que consiste en un cable especial que va por los postes de las líneas de distribución. También se utiliza el sistema de comunicación de la red telefónica privada, pero esta forma no es muy recomendada para grandes distancias, ya que para ello se utiliza el equipo tradicional de Banda Lateral Unica (B.L.U.), entre subestaciones hasta llegar a un lugar donde exista la comunicación por hilo piloto para que a través de él se envíe la información hasta el Centro de Control. Este canal de comunicación (hilo-piloto) permite una velocidad de comunicación con la computadora de 1,200 bit/seg., que es la capacidad máxima de respuesta de la misma. Con esto se obtiene la información de las subestaciones casi de inmediato para efectuar la correcta operación de las mismas.

Claramente nos damos cuenta que las áreas de comunicaciones y electrónica son las apropiadas para abundar al respecto, por tanto nos limitaremos exclusivamente a nuestra materia de trabajo que se encuentra en las propias subestaciones descritas anteriormente.

Todas las señales de comunicación que se envían desde el Centro de control, son recibidas en la subestación a través de la terminal del Control Supervisorio (U.T.R.), FIG. 3.

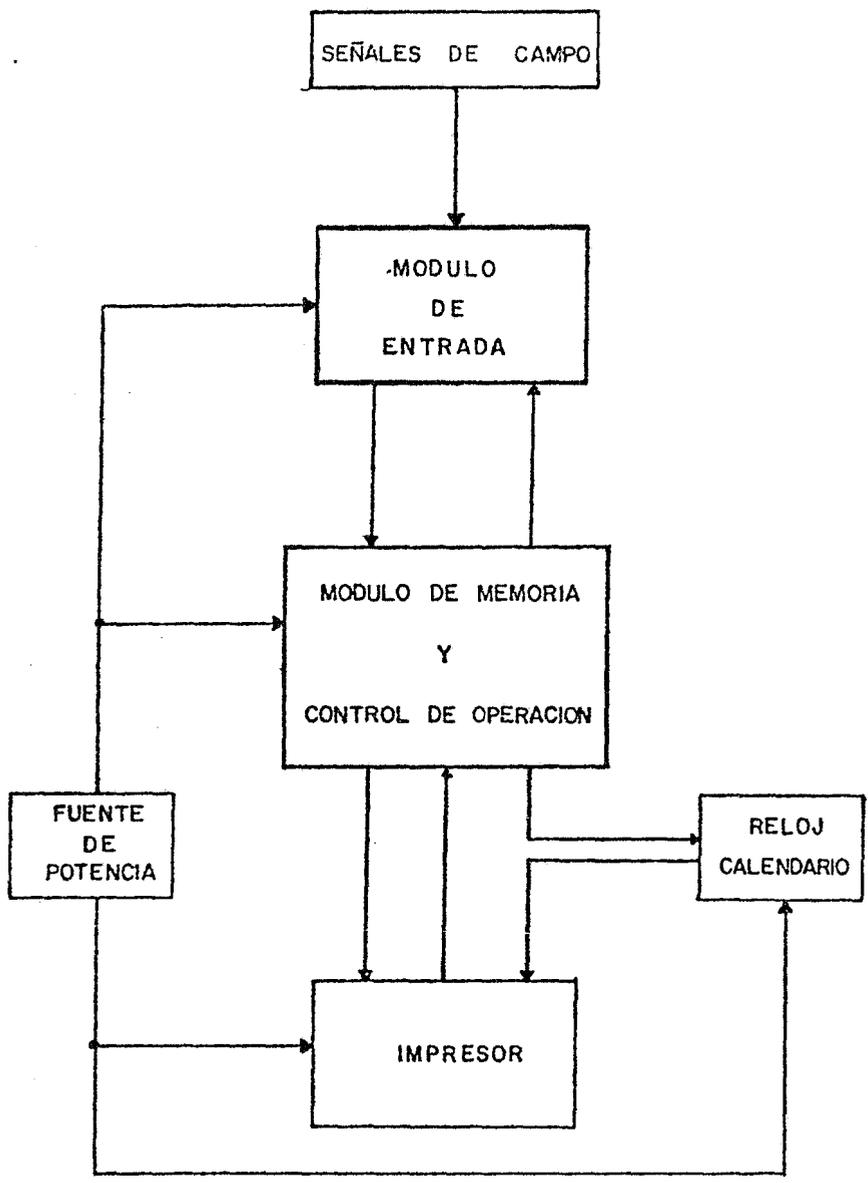
Si la señal recibida consiste en hacer operar algún equipo, entonces la U.T.R., envía una señal de corriente directa a los relevadores auxiliares de operación del equipo por medio de contactos auxiliares destinados para ese propósito.

Por último cabe mencionar al Registrador de Eventos; el cual es un aparato que sustituye a los cuadros de alarmas tradicionales en las subestaciones. Su función principal es la de imprimir la operación de todos y cada uno de los equipos -- que forman las instalaciones tales como; alarmas, relevadores, interruptores, cuchillas, etc. Además que el registrador de eventos desarrolla éstas funciones, tiene la facultad de imprimir en papel toda la información del estado general que guarda la subestación en cualquier instante, porque en caso de ocurrir varios eventos casi simultáneamente, se hace uso del dispositivo de memoria con que cuenta para solicitarle la información necesaria posteriormente (salvo que no transcurran más de 24 Hr.).

Las partes principales que forman al registrador de eventos son:

Un módulo de entrada.- Se forma por tarjetas en circuito impreso, donde cada una de ellas contiene dos bits de información, uno de los cuales indica el estado normal y el otro indica un cambio de estado que puede ser restablecido por el siguiente módulo de control.

Un módulo de control y memoria.- Este módulo puede explorar mediante ciertos circuitos los diferentes puntos de las tar



UNAM. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAGRAMA DE BLOQUES DEL REGISTRADOR DE EVENTOS		
<small>SOLMAN HCEZ A I RIZCUZ RUCIAL MORALES A</small>	FIGURA 5	FECHA MAYO 63

jetas de entrada, localizando los cambios de estado que pueden presentarse. Si la cantidad de alarmas excede a su capacidad de memoria secuencial entonces los cambios de estado se envían directamente a la memoria no secuencial, la diferencia es que el impresor registra los eventos con milésimas de segundo para memoria secuencial, y para la memoria no secuencial solamente registra e imprime el día del año y la identificación del punto. La impresión se realiza en dos colores:

NEGRO.- Condiciones normales.

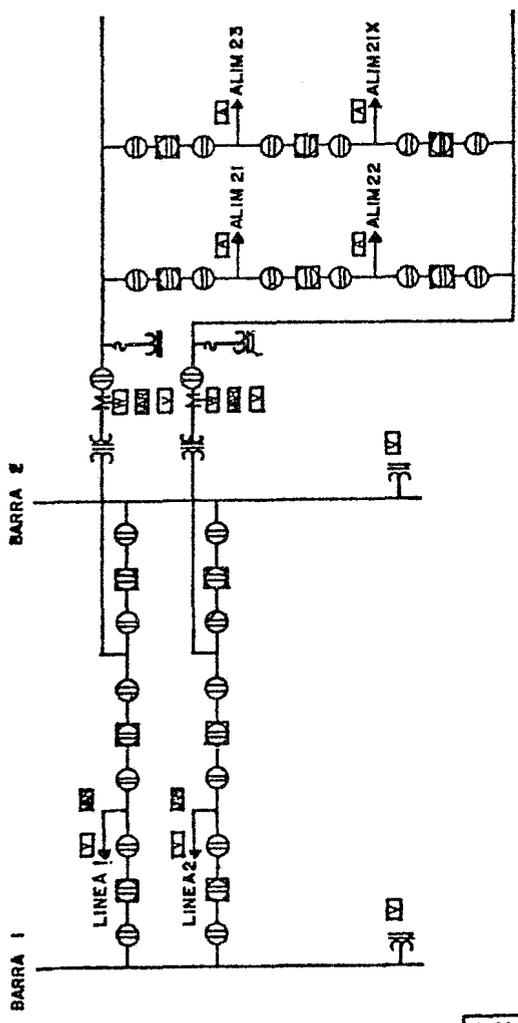
ROJO.- Condiciones anormales (alarmas).

Se puede observar en la FIG. 5 el diagrama de bloques de los componentes del registrador de eventos.

El reloj calendario.- Este dispositivo recibe pulsos del módulo de control para generar la información de tiempo para los eventos secuenciales tales como:

Día del año; hora; minutos, segundos y milisegundos.

También podemos mencionar dentro de una subestación telecontrolada al tablero de control miniaturizado (FIG. 6); en el cual se representan los dispositivos de mando para apertura y cierre de interruptores y cuchillas motorizadas, así como las indicaciones luminosas de posición asociados a los dispositivos de mando, mediciones y diagrama unifilar de la subestación (Ver FIG. 6).



- ⊖ CUCHILLAS (CONMUTADOR)
- ⊖ INTERRUPTOR
- ⊖ VOLTMETRO (INDICADOR)
- ⊖ AMPERMETRO
- ⊖ WATTMETRO
- ⊖ VOLT-AMPERE-REACTIVOS

UNAM. FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
TABLERO DE CONTROL Y MEDICION MINIATURIZADO	
GUZMAN ROEZ A I POEZ ROSA L ROJAS MORALES A	FIGURA 6
FECHA MAYO 83	

## CAPITULO I PROTECCIONES

Los sistemas eléctricos de potencia, por muy bien diseñados que sean, no están exentos a la presencia de situaciones anormales e indeseables como son las fallas eléctricas, que se presentan con cierta frecuencia.

Estas fallas podemos clasificarlas de dos tipos:

- Externas al sistema, por ejemplo causadas por fenómenos meteorológicos.
- Internas del sistema, como pueden ser:
  - Fallas en los aislamientos.
  - Fallas de operación.
  - Accidentes provocados por animales
  - Accidentes provocados por otras causas.

Independientemente de las fallas o sus causas, éstas deben ser evitadas o cuando menos aisladas del sistema lo más rápido posible, para reducir los daños al equipo y pérdida de la estabilidad del sistema.

A medida de que se incrementa la generación de energía eléctrica por necesidades del sistema, al presentarse una falla se incrementan también sus efectos destructivos, por ello, es necesario contar con esquemas de protección confiables, selectivos y rápidos, que detecten y aislen las fallas antes de que causen daños mayores.

Los dispositivos que detectan las fallas y envían una señal de apertura a los interruptores para aislar la parte del sistema fallado, son los Relevadores de Protección.

Estos dispositivos están organizados de una manera tal -- que detectan y localizan las fallas y actúan para aislarlas.

Cada elemento del sistema, dada su importancia cuenta con un equipo de protección, dependiendo de su función está protegido por un tipo de relevador. Al cual se le ha asignado un número, ver fig. I-10.

A continuación se menciona una descripción de las protecciones mas comunes de los elementos que integran las subestaciones.

#### PROTECCION DE TRANSFORMADORES.

Los transformadores de una subestación constituyen los -- elementos más importantes del sistema y de las subestaciones.

El transformador es un elemento con menores posibilidades de fallas en comparación con los demás elementos del sistema.

Cuando un transformador falla, generalmente es en forma - aparatosa y grave, muchas veces con incendio. De ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros.

En un transformador se pueden presentar tres tipos de condiciones anormales:

- Fallas Internas.
- Calentamiento excesivo por sobrecargas.
- Sobrecalentamiento y esfuerzos mecánicos por fallas externas.
- Fallas en el equipo auxiliar.

Las fallas internas generalmente son el aislamiento pu- -

diendo ser entre el núcleo y las bobinas, entre bobinas, entre espiras adyacentes de un mismo devanado o bien entre fases en el interior del transformador o de las boquillas.

El calentamiento excesivo por sobrecargas temporales o -- permanentes producen deterioro en los aislamientos, acarreado posteriormente fallas mas graves.

Las fallas en el equipo auxiliar son bajo nivel de aceite o mal funcionamiento en las bombas y ventiladores.

Todas las situaciones anteriores producen desbalance en -- las corrientes y voltajes normales. Estas se deben detectar y eliminar por medio de protecciones adecuadas.

Siguiendo la filosofía general de la protección se debentener dos esquemas de protección: una primaria y otra de res-- paldo.

#### PROTECCION PRIMARIA.

La protección de transformadores de 1 MVA o de mayor capa-- cidad, se obtiene principalmente con relevadores del tipo dife-- rencial además de relevadores actuados por gases o sobrepresio-- nes.

La protección diferencial es usada para detectar fallas -- internas a su zona de protección y su selección depende de:

- Capacidad del Transformador.
- Importancia y situación de él o del banco dentro del -- sistema.

Su funcionamiento, mencionando únicamente su principio bá--

sico de operación, es el de comparar las corrientes que entran, contra las que salen del transformador, tomándolas de un circuito secundario. En condiciones normales de trabajo existirá un equilibrio, para lo cual se requerirá una igualación mediante transformadores de corriente auxiliares, para que no exista diferencia de magnitudes, ángulos de fase y direcciones relativas de la corriente que circula en los embobinados del transformador.

En condiciones de falla se romperá el equilibrio y el relevador operará.

Se tendrán tantos juegos de transformadores de corriente, como devanados en servicio tenga cada transformador.

En una protección con relevadores diferenciales se deben considerar para su correcta instalación los siguientes puntos:

A) El tipo de conexiones en los diferentes devanados de los transformadores de potencia.

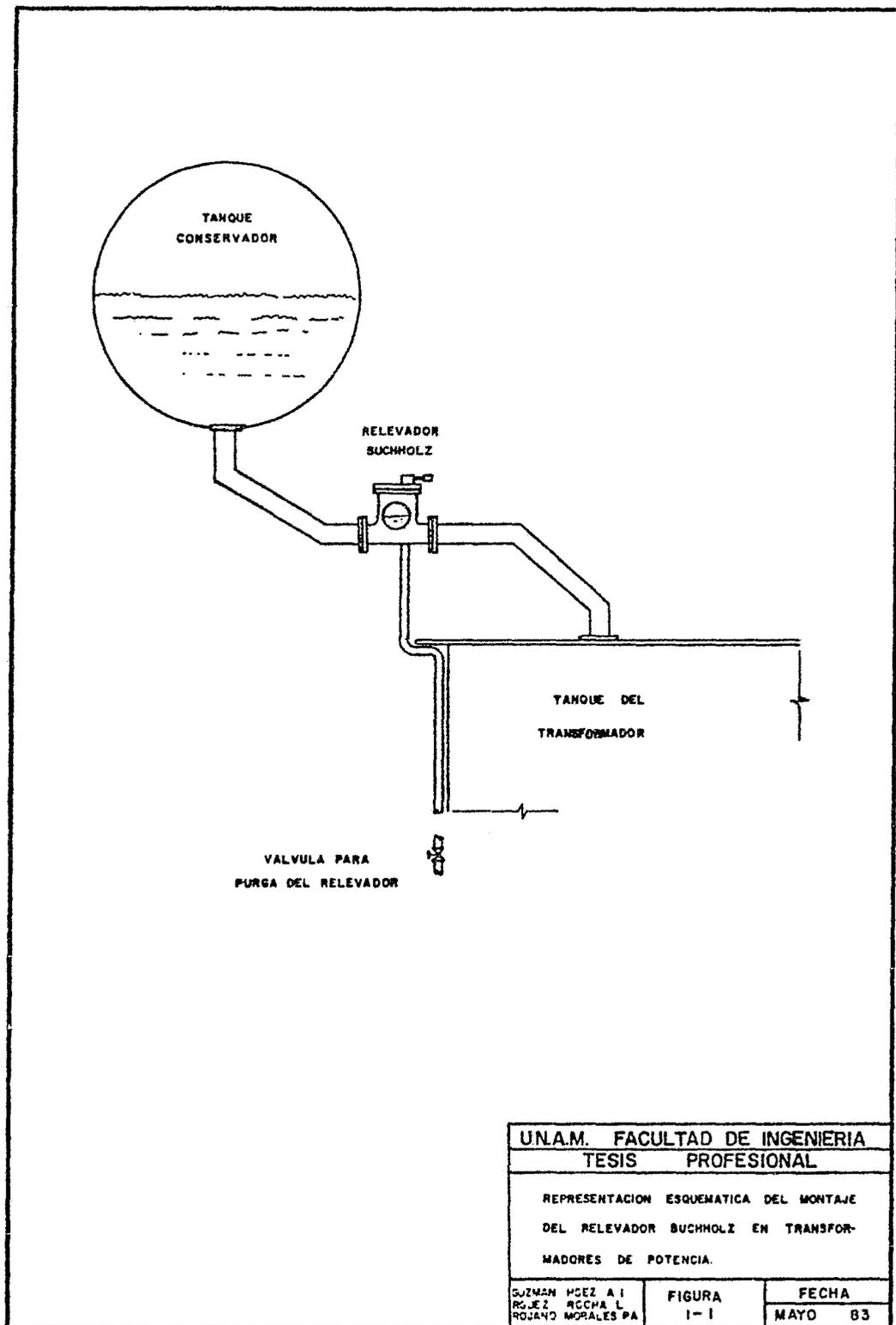
B) Relación y características de los transformadores de corriente que se instalan en los diferentes devanados.

C) Corriente de Magnetización.

Como complemento en la protección primaria en algunos transformadores de potencia se proporcionan relevadores actuados por gases y/o sobrepresión.

#### RELEVADORES BUCHHOLZ.

Se emplea en aquellos transformadores que utilizan aceite como medio refrigerante y poseen tanque conservador (depósito-



UN.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL MONTAJE DEL RELEVADOR BUCHHOLZ EN TRANSFOR- MADORES DE POTENCIA.		
GUZMAN HCEZ A I ROJEZ ACCHA L ROJANO MORALES PA	FIGURA	FECHA
	1-1	MAYO 83

de expansión), (ver fig. I-1).

Este relevador puede operar con rapidéz para fallas internas, su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas que originan desprendimiento de gases inflamables -- que causan daños lentos pero crecientes.

Para fallas en las que se generan gases rápidamente (arriba de  $50 \text{ cm}^3/\text{MW seg.}$ ) opera con gran confiabilidad consiguiéndose tiempos de operación mínimos de 6 ciclos y tiempos promedio de 12 ciclos.

Este relevador aprovecha la circunstancia de que los aceites minerales producen gases inflamables al descomponerse a -- temperaturas superiores a los  $350 \text{ }^\circ\text{C}$  o por la presencia de un arco eléctrico.

En la tubería entre el tanque principal y el conservador se localizan los elementos del relevador.

A medida que los gases se acumulan en el relevador, el nivel de aceite bajo y con éste el flotador superior mismo que -- opera un interruptor de mercurio que hace sonar una alarma en una primera etapa. Este mecanismo responde a pequeños desprendimientos de gases.

Para fallas severas, la generación súbita de gases causa movimiento de aceite y gases en el tubo que interconecta al -- transformador con el tanque conservador y por lo tanto en el -- relevador Buchholz, accionandose un segundo mecanismo que manda la apertura del interruptor del transformador.

## PROTECCION DE RESPALDO

La protección de respaldo de los transformadores se proporciona por medio de relevadores de sobrecorriente instantáneos y de tiempo inverso (50/51). Los cuales poseen sus propios transformadores de corriente.

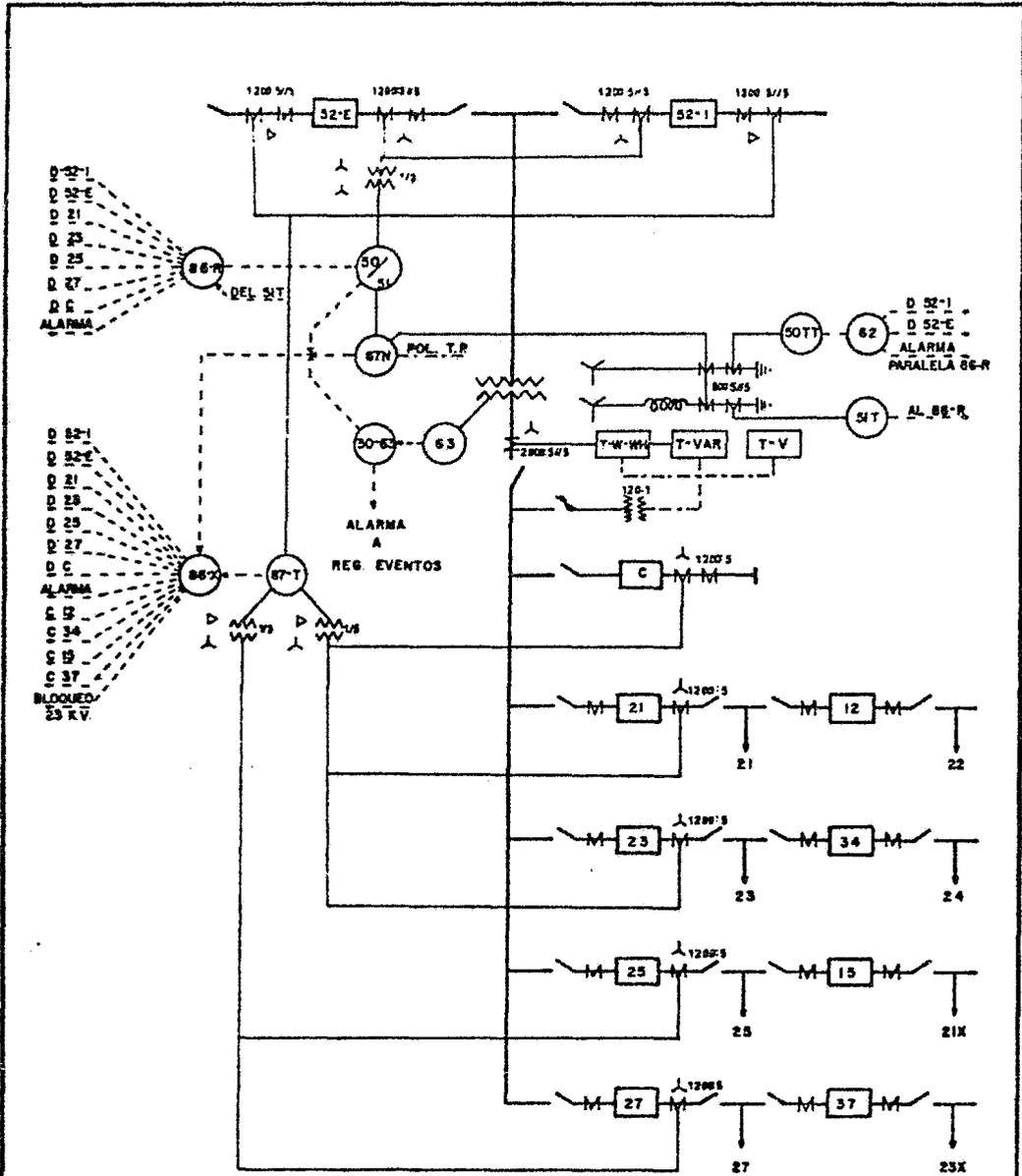
Estos relevadores tienen un ajuste en el elemento instantáneo algo menos elevado que la corriente máxima de corto circuito para una falla externa y mas elevado que la corriente de magnetización transitoria de conexión.

Para el elemento de tiempo inverso se tendrá un ajuste de un valor de alrededor del 125% de la corriente máxima nominal de carga, con un retardo, el suficiente para cumplir con la coordinación de otros equipos de protección a los cuales éste relevador se instala como respaldo.

Además de lo anterior, cuando se tienen bancos de transformación, cuyo neutro se encuentra conectado a tierra (sólidamente o a través de una reactancia), se proporciona protección de sobrecorriente de tierra (direccional 67-N) como complemento a la protección de respaldo de fases, ya que éste relevador reacciona ante las fallas a tierra.

Para el caso de transformadores con neutro a tierra en ambos devanados, se incluye una protección de sobrecorriente de neutro con lo cual es posible detectar fallas a tierra de cualquiera de los dos devanados: alta tensión (51-TT) o de baja tensión (51-T) o a otras fallas que se reflejen en una circulación de corriente de secuencia cero en los neutros de los transformadores.

En las figuras I-2 y I-3 se ejemplifican dos esquemas de-



**SIMBOLOGIA**

- CIRCUITO DE POTENCIA
- CIRCUITO DE T.C.
- - - CIRCUITO DE DISPARO
- - - CIRCUITO DE T.#

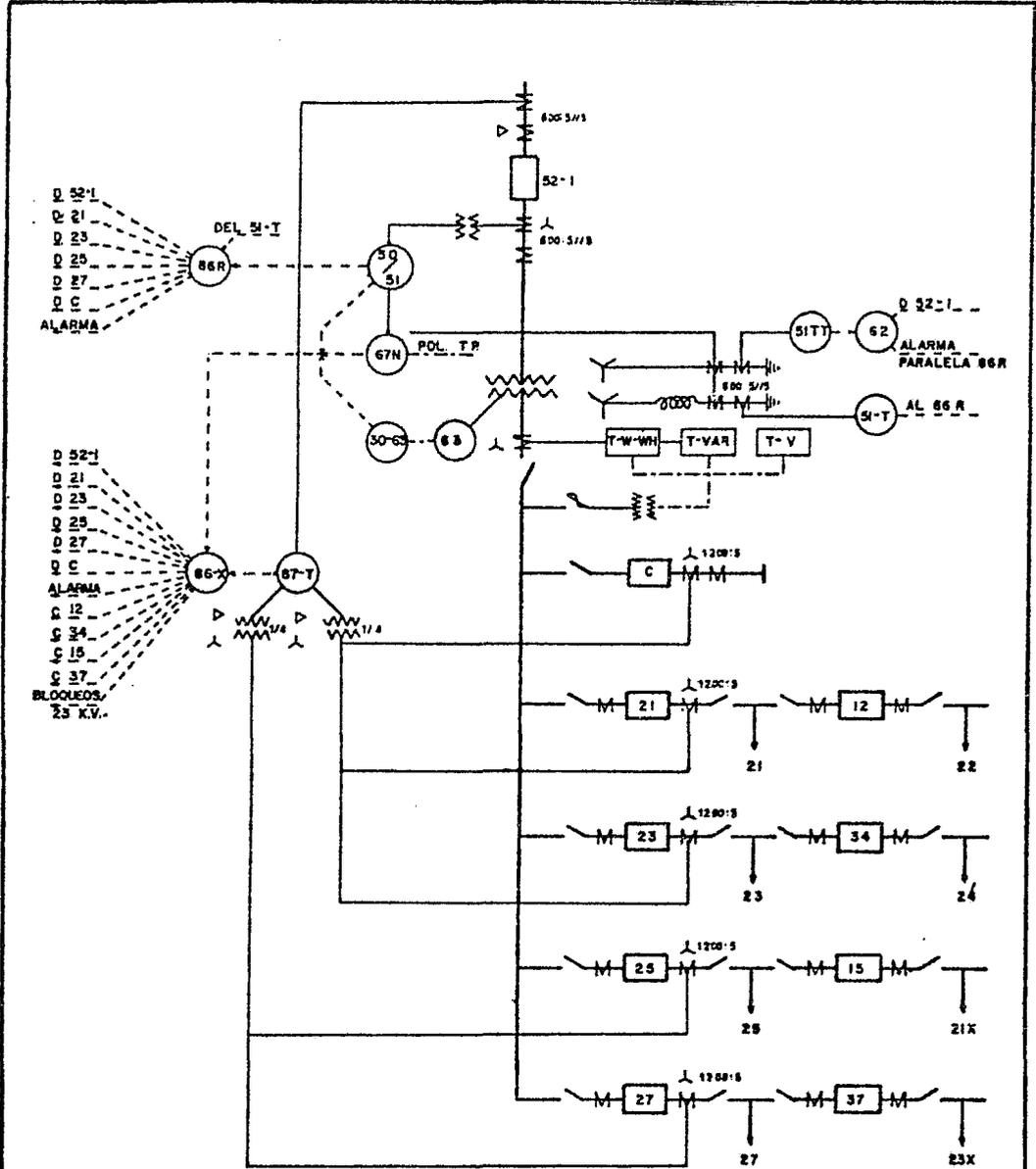
U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
**TESIS PROFESIONAL**

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y  
 MEDICION BANCO DE 60 MVA. 230/23 KV.

GUZMAN MOEZ A.I.  
 ROQUEZ ROCHA L.  
 ROJANO MORALES PA.

FIGURA  
 1-2

FECHA  
 MAYO 83



**SIMBOLOGIA**

- CIRCUITO DE POTENCIA
- CIRCUITO DE T. C.
- - - CIRCUITO DE DISPARO
- · - · CIRCUITO DE T. P.

<b>UN.A.M FACULTAD DE INGENIERIA</b>		
<b>TESIS PROFESIONAL</b>		
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION, BANCO DE 60 MVA 230/23 KV.		
GUZMAN HDEZ. A I. RQUEZ. ROCHA L. ROJANO MORALES PA	FIGURA 1 - 3	FECHA MAYO 83

protección de transformadores.

Para el caso en que se tengan autotransformadores: (algunas subestaciones de 400/230 KV) se cuenta con las siguientes protecciones:

- Protección diferencial de porcentaje variable de 3 terminales, con restricción de armónicas por cada unidad monofásica.
- Protección diferencial de 2 terminales, de porcentaje variable con restricción de armónicas, para protección global del banco.
- Relevador de detección de gases tipo Buchholz en cada unidad monofásica.
- Relevador de sobrecorriente de tierra de tiempo definido, instalado en el neutro del banco.
- Relevador de detección de componente de secuencia cero de tensiones en la conexión delta de los terciarios.

#### PROTECCION DE BARRAS COLECTORAS

Las barras colectoras son de los elementos más importantes de los sistemas eléctricos de potencia y de la subestación, ya que en ellas confluyen flujos de corriente que entran y salen por los diferentes circuitos asociados a las barras.

Las fallas internas en las barras ocurren muy esporádicamente y generalmente consisten en un corto circuito de una de las fases a tierra, con la característica de que tienden a ser muy severas en lo que respecta al daño producido en el punto de falla, por lo tanto, la utilización de una protección --

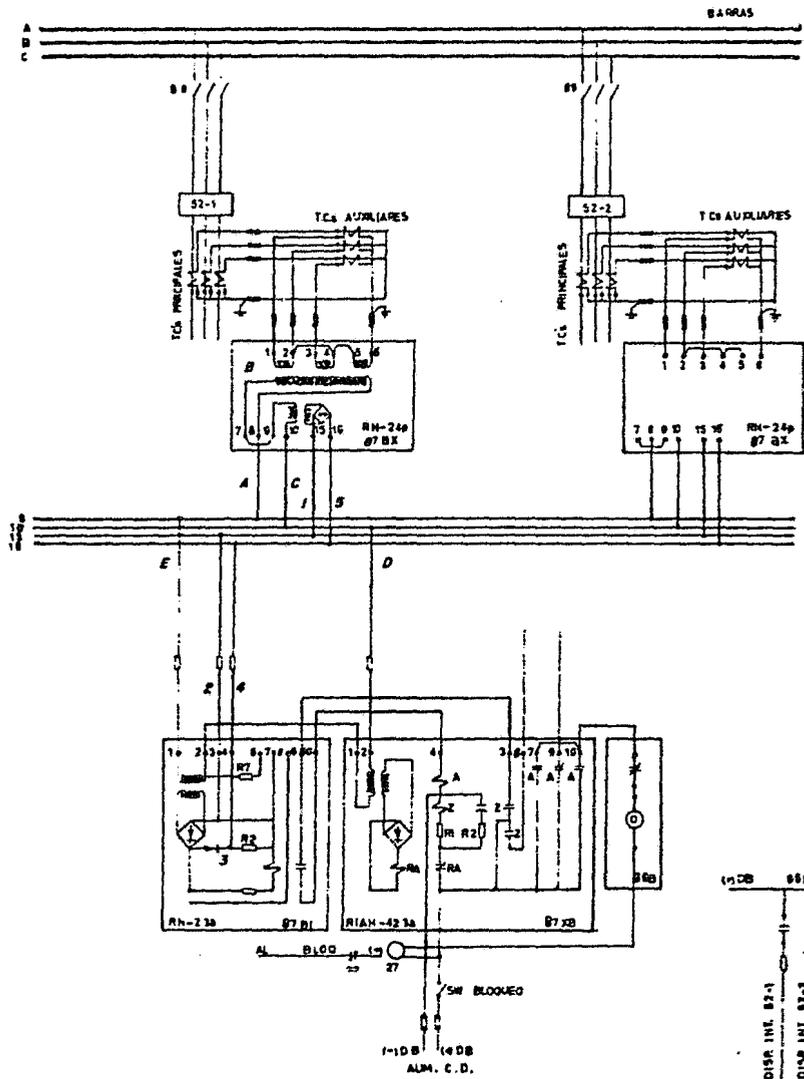
inadecuada para la sección de barras puede causar daños graves o falsas operaciones de otras protecciones.

En la actualidad la Cía. de Luz y Fuerza utiliza un esquema de protección diferencial de barras tipo SIEMENS para la protección de barras de 400 KV, 230 KV y en la mayoría de las barras de 85 KV. (Ver fig. I-4).

Este método de protección diferencial no tiene ninguna restricción para aceptar transformadores de corriente de diferente tipo y relación de transformación, dado que acepta la aplicación de transformadores de corriente auxiliares.

Este esquema de protección, tiene la particularidad de que, las terminales de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente principales de cada circuito se conectan en estrella a un transformador conversor de corriente de tres devanados primarios con diferentes relaciones de transformación y un solo devanado secundario. Por lo que la corriente trifásica del transformador auxiliar se convierte en corriente monofásica de aproximadamente 100 miliamperes por cada 5 amperes de salida de los transformadores de corriente principales, (relevador RN-24).

Por lo tanto la protección diferencial no se realiza polifásicamente, sino que se efectúa monofásicamente, con las corrientes auxiliares monofásicas proporcionadas por cada uno de los transformadores de conversión. A la salida de éste transformador de conversión se encuentra un pequeño transformador de corriente auxiliar, el cual con su corriente auxiliar alimenta un puente rectificador proporcionándonos corriente directa, (relevador RN-24). Estos puentes rectificadores se conectan en paralelo, (según el número de circuitos que se vayan a proteger) con el objeto de sumar las corrientes directas, y se



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS EN UN ARREGLO DE BARRA SENCILLA.		
GUZMAN MOEZ. A. I. ROJANO ROCHA L. ROJANO MORALES PA.	FIGURA 1 - 4	FECHA MAYO 83

le suministran al relevador diferencial.

La salida de los transformadores de conversión se conectan en paralelo, con objeto de sumar las corrientes auxiliares monofásicas, cerrándose el circuito con un pequeño transformador de corriente, el cual alimenta a un puente rectificador -- (relevador RN-23a), que proporcionara también corriente directa que alimentará al relevador diferencial.

Estas señales de corriente alterna y directa se conectan o desconectan a través de contactos de relevadores auxiliares, de acuerdo a la barra a la que se encuentra conectado el circuito.

#### Principio de Operación:

Si la barra a proteger está en condiciones normales de -- operación, la suma algebraica de las corrientes secundarias de entrada y salida deberán ser cero, y por lo tanto la corriente diferencial que pasa por el relevador será nula.

Sin embargo, cuando se presenta una falla dentro de la -- sección de barras, la corriente diferencial "Id" es diferente de cero, por efecto del cambio de dirección de algunas corrientes hacia la falla.

En estas circunstancias circula una corriente de falla -- por las trayectoria (A, B, C, C, D, E, F) del circuito del relevador (ver fig. I-4), una corriente pasará a través del - - transformador de rectificador, el cual mandará al relevador diferencial una corriente rectificada diferente a la suma de las corrientes rectificadas de los circuitos conectados a la ba - rra, por lo tanto el relevador diferencial mandará una orden - de disparo por sus terminales (6 y 7) a un relevador de reposii

ción manual y contactos múltiples (suponiéndose que ese sea el caso) que disparará todos los interruptores asociados a la barra protegida.

El ajuste del relevador diferencial debe estar entre 1 y 2.5 de "Id" (valor de la corriente de corto circuito trifásico) y su tiempo de operación es de 100 ms. aproximadamente, (entre 6 y 7 ciclos).

En las figuras I-5 y I-6 aparecen dos esquemas de protección diferencial de barras.

#### PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION

El elemento más susceptible de fallas en una red eléctrica, es la línea de transmisión, ya que está expuesta por su longitud a las condiciones climatológicas y ambientales.

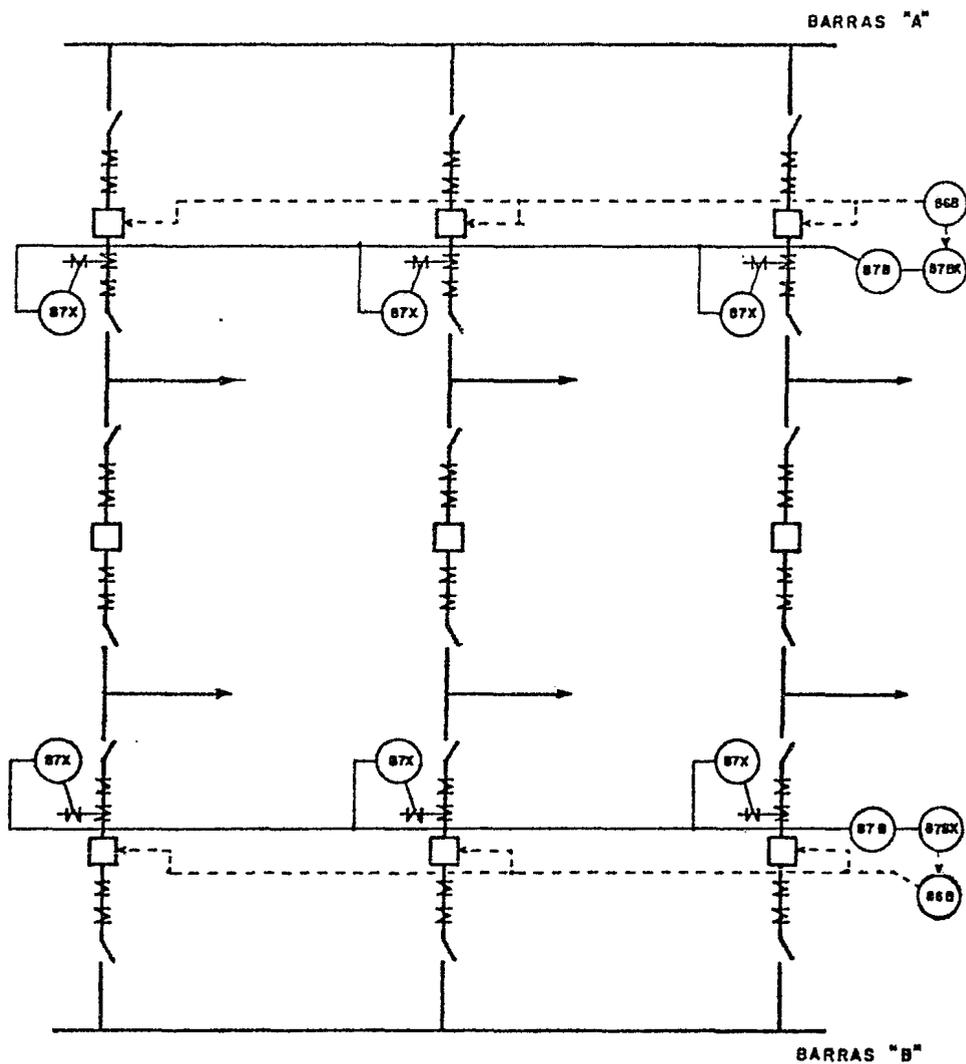
En 95% de las fallas ocurren de una de las fases a tierra, por descargas atmosféricas, o bien por problemas de aislamiento, como contaminación, fallas francas por problemas de hilos de guarda caídos, etc.

#### PROTECCION PRIMARIA:

Se utilizan en la actualidad "protecciones piloto" adaptadas a los principios de protección diferencial, o en su defecto los esquemas de protección convencionales coordinados sin uso de canales pilotos (protección de sobrecorriente, distancia y/o direccionales).

El término "piloto" hace referencia a la existencia de un canal de comunicación en el cual se transmite información requerida para detectar las condiciones de falla.

ARREGLO INTERRUPTOR Y MEDIO

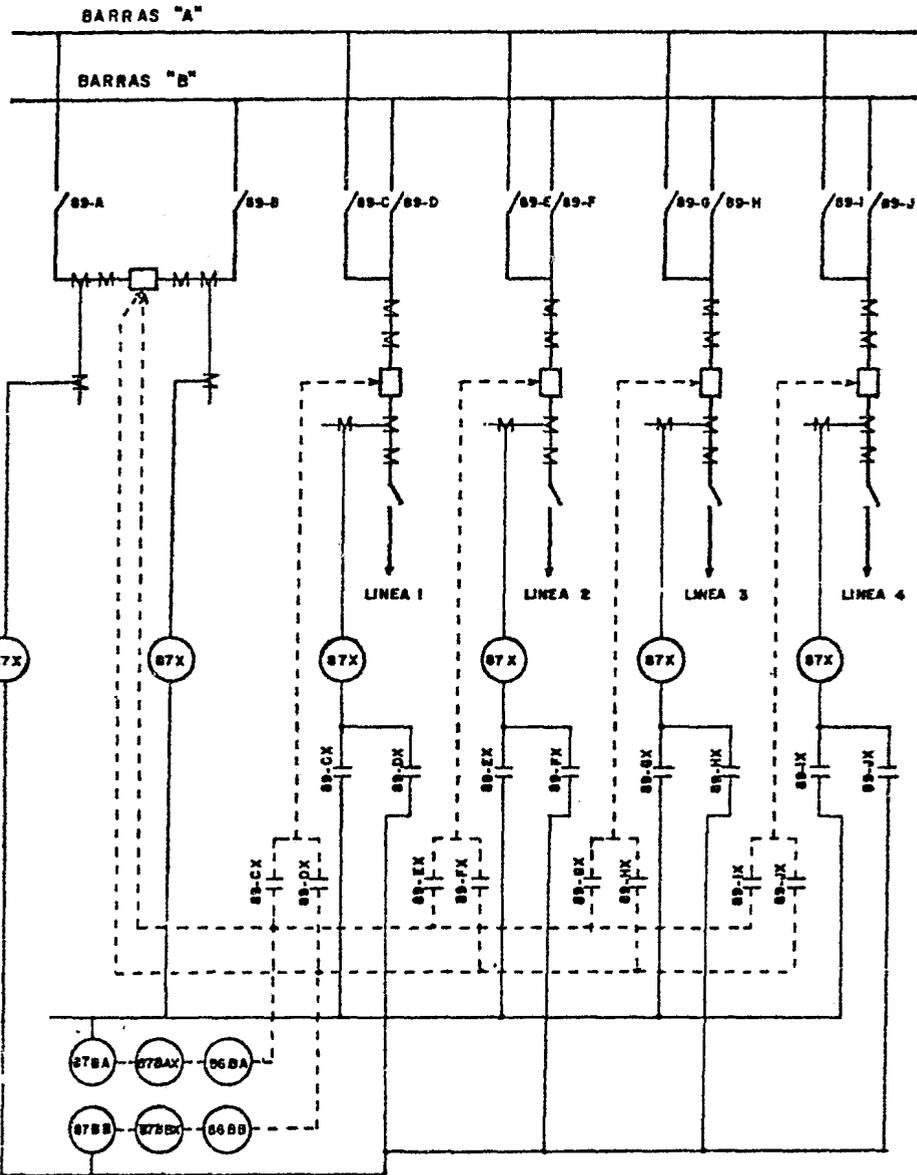


SIMBOLOGIA

- CIRCUITO DE POTENCIA
- CIRCUITO DE T. C.
- - - CIRCUITO DE DISPARO

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS		
GUZMAN HDEZ. A.I. ROQUEZ ROCHA L. ROJAYO MORALES PA.	FIGURA 1 - 5	FECHA MAYO 83

ARREGLO DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE AMARRE



SIMBOLOGIA

- CIRCUITO DE POTENCIA
- CIRCUITO DE T. C.
- - - CIRCUITO DE DISPARO

UN.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION  
DIFERENCIAL DE BARRAS

GUZMAN HDEZ. A. I.  
ROJAYO MORALES PA.

FIGURA  
1-6

FECHA  
MAYO 83

Para longitudes pequeñas, lo más adecuado es el Hilo Piloto. Para longitudes mayores se emplea la protección piloto -- por onda portadora de altas frecuencias, actualmente se tiene una gama de frecuencias de hasta 540 Khz., con equipo de banda lateral única.

#### Protección por Hilo Piloto.

Es una protección diferencial en la cual se mide la corriente en ambas terminales de la línea.

Se compara la corriente que entra con la que sale de la línea, si existe una diferencia apreciable, la lógica del esquema envía la apertura de los interruptores en ambas terminales de la línea.

Para fallas externas, las corrientes secundarias  $I_a$  e  $I_b$  circulan como se observa en la figura I-11, la salida de los filtros es proporcional al contenido de  $I_1$ ,  $I_2$ ,  $I_0$  y se representa por las tensiones  $V_s$  las cuales al sumarse hacen circular una corriente por el "hilo piloto" y en las bobinas de retención de los relevadores.

Al ocurrir una falla interna, una de las tensiones  $V_s$  cambia su fase  $180^\circ$ , obligando a la corriente a circular por las bobinas de operación. El esquema mandará la apertura de los interruptores en ambos lados de la línea. Esta protección es utilizada para líneas cortas (menores a 5 Km).

#### Protección por Comparación de Fase.

La comparación de fase, se hace entre dos señales que representan las corrientes de la fase fallada durante el medio ciclo positivo.

La información de una estación "B" se transmite a una estación "A" y viceversa. Esta información no consiste en los medios ciclos positivos de la senoide de corriente, sino de bloques u ondas rectangulares que son proporcionales a la corriente de la línea. Para una falla interna los bloques están en coincidencia (en fase), y para fallas externas no estarán en coincidencia ( $180^\circ$  fuera de fase).

Este esquema posee varias ventajas:

- Sensibilidad. Ya que sus elementos son de "estado sólido", la limitación de sensibilidad está dada por los detectores de falla, cuyo valor es del orden de 0.2 amperes de secuencia negativa.

- Confiabilidad. El esquema utiliza los componentes de corriente de secuencia negativa para su operación, y no requiere de los potenciales de línea para su correcta operación.

#### Protección de Comparación Direccional.

Para éste caso, se comparan las direcciones del paso de la corriente en los extremos de la línea protegida, por medio de relevadores direccionales.

Los relevadores instalados en ambos extremos de la línea, responden por decirlo así a la potencia de la falla que fluye alejándose de la subestación (dirección de disparo). Para las fallas que ocurren en la sección de la línea, la potencia pasa, en ambos extremos, en la dirección de disparo. Para las fallas externas a la línea los relevadores detectarán que la potencia fluye en direcciones contrarias, (entrando por un lado y saliendo por el otro lado).

Durante las fallas, mediante un medio de comunicación piloto se transmite una señal simple de un extremo a otro, el -- cuál puede usarse para transmitir tanto señales de bloqueo como señales permisivas. Por lo tanto es posible tener dos tipos de protección:

- Esquema de señales portadoras de bloqueo, en el cual la presencia de la portadora previene o bloquea la operación de la protección. Por lo tanto, la portadora se transmite sólo -- al ocurrir una falla, y en el caso de una falla externa, se usa para impedir el disparo.

- Esquema de señales portadoras permisivas, en el cual la presencia de la portadora permite la operación de la protección.

#### PROTECCION DE RESPALDO

La protección de respaldo en las líneas de transmisión se efectúa por medio de relevadores de distancia (21) o de sobrecorriente direccional (67-1, 67-2, 67-3) para detectar las fallas entre fases, y en ambos casos ya sea que se emplee un tipo de protección u otro, generalmente se tiene un relevador de sobrecorriente direccional de tierra (67-N) para detectar las fallas a tierra.

Se prefiere la instalación de relevadores de distancia -- (21) para la protección de respaldo en líneas largas en combinación con la protección primaria de onda portadora, esto es -- para disminuir el tiempo de operación de la protección de respaldo cuando se tenga disparo transferido. Con esta protección que es más selectiva, se tiende a evitar operaciones falsas cuando hay variaciones de los flujos de carga debidas a fallas externas.

La protección de respaldo en el caso de protección primaria por hilo piloto se puede proporcionar por medio de relevadores de sobrecorriente direccional (67) o de distancia, aunque generalmente se prefiere la protección de sobrecorriente debido a que las longitudes de las líneas no son muy grandes, y en consecuencia se tiene buena selectividad para cuando se presentan fallas entre fases o a tierra.

La protección de sobrecorriente se hace direccional para simplificar el problema de obtener selectividad cuando puede fluir casi la misma magnitud de la corriente de falla en cualquier dirección en la localidad del relevador.

En las figuras I-7, I-8 y I-9 aparecen algunos de los esquemas de protección de líneas utilizados por la Cia. de Luz y Fuerza.

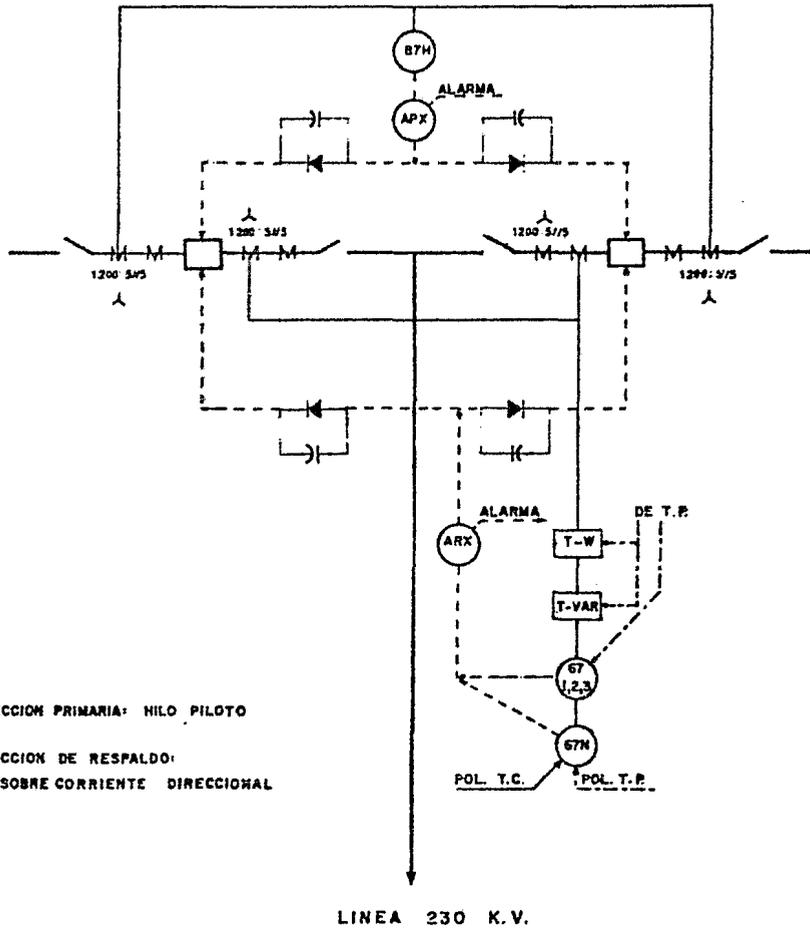
#### PROTECCION DE ALIMENTADORES DE 23 KV

La protección consiste básicamente en un esquema de sobrecorriente de fase (51-1 y 51-2) y tierra (51-N), en ambos casos, los relevadores poseen características de tiempo definido y de tiempo inverso, coordinados con los fusibles de los transformadores de distribución.

De esta manera se proporciona protección contra fallas entre fases y tierra en dichos circuitos.

Con la finalidad de mantener una mayor continuidad en el servicio en los esquemas de protección de los alimentadores se integran los relevadores de recierre (79), mediante los cuales se ordena la restauración del servicio con intervalos de tiempo definidos, con sus respectivas restricciones, los cuales generalmente son instantaneo, 15 y 45 segundos respectivamente.

ARREGLO INTERRUPTOR Y MEDIO



PROTECCION PRIMARIA: HILO PILOTO  
 PROTECCION DE RESPALDO:  
 SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL

SIMBOLOGIA

- CIRCUITO DE POTENCIA
- - - CIRCUITO DE T.C.
- · - · CIRCUITO DE DISPARO
- · - · - · CIRCUITO DE T.P.

UN.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
 TESIS PROFESIONAL

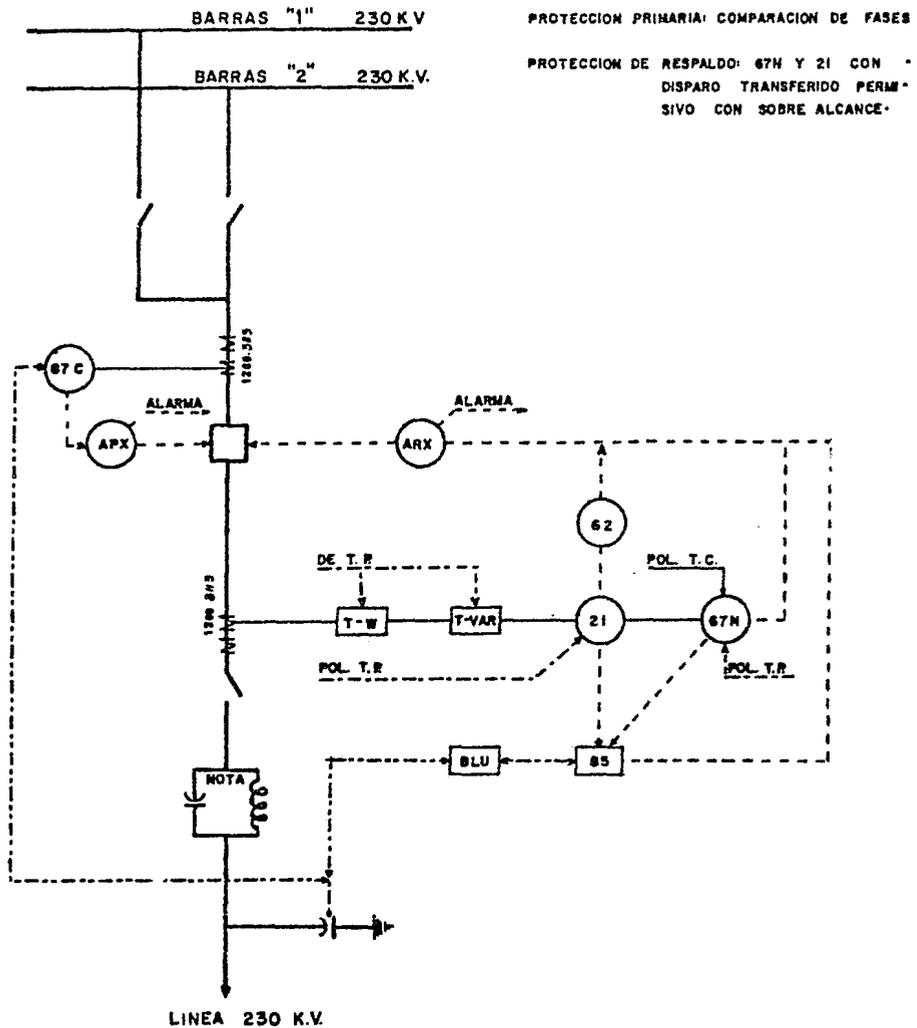
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y  
 DE LINEAS O CABLES DE 230 KV Y  
 85 KV.

GUZMAN HDEZ A I.  
 ROQUEZ ROCHA L.  
 ROJANO MORALES PA

FIGURA  
 1-7

FECHA  
 MAYO 83

ARREGLO: DOBLE BARRA



SIMBOLOGIA

- CIRCUITO DE POTENCIA
- CIRCUITO DE T.C.
- - - CIRCUITO DE DISPARO
- · - · CIRCUITO DE T.R.
- · - · - · CIRCUITO DE ONDA PORTADORA

NOTA: SE TENDRA TRAMPA DE ONDA EN LA FASE "B"

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

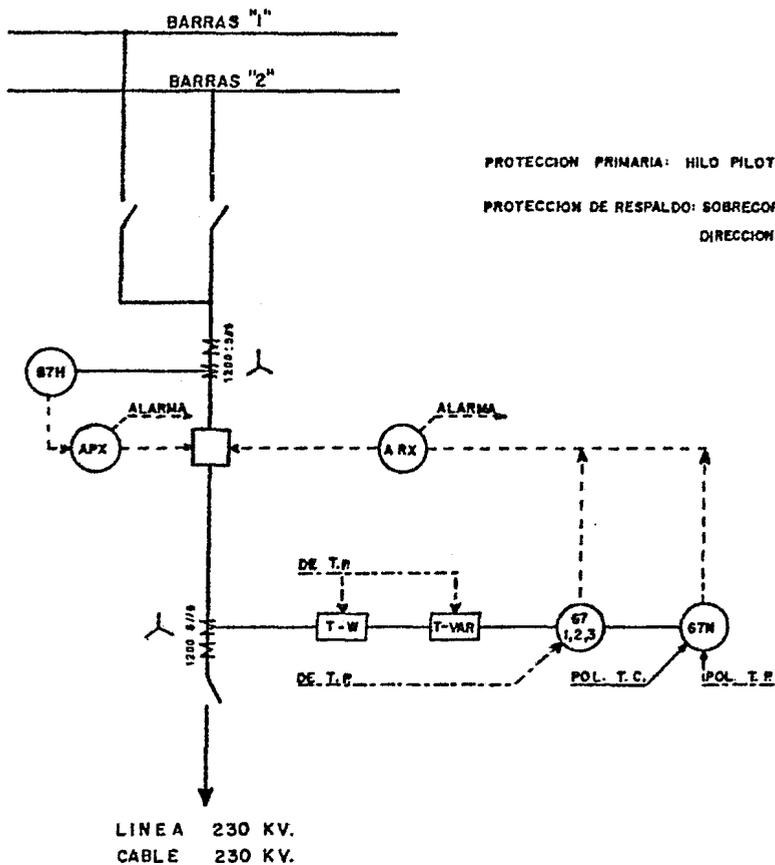
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y  
MEDICION DE LINEAS DE 230 KV.

GUZMAN HOEZ A.I.  
RUIZ ROCHA L.  
ROJANO MORALES PA.

FIGURA  
1-8

FECHA  
MAYO 83

ARREGLO DOBLE BARRA



SIMBOLOGIA

- CIRCUITO DE POTENCIA
- CIRCUITO DE T.C.
- - - CIRCUITO DE RESPALDO
- - - CIRCUITO DE T.P.

UNAM FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION PARA LINEAS Y CABLES DE 230 K.V.	
GUZMAN HDEZ A L ROQUEZ. ROCHA L ROJANO MORALES PA.	FIGURA 1-9
FECHA MAYO 83	

Para que el relevador 79 entre en operación, es necesario que la falla detectada sea de tiempo inverso, es decir, por su magnitud no se ha presentado en forma franca y por lo tanto -- puede considerarse transitoria.

De manera contraria, cuando se detecta una falla franca, -- su magnitud es apreciablemente grande, permitiendo operar al -- elemento instantáneo que ordenará la desconexión del alimentador por medio de los interruptores, también se manda operar al relevador de bloqueo de recierre para no contribuir a la falla con más corriente.

De igual forma se procede a bloquear la operación del recierre cuando han operado cualesquiera de las protecciones -- (primarias o de respaldo) de los transformadores de potencia, -- o cuando se detecta una baja frecuencia en el sistema.

#### PROTECCION DE BAJA FRECUENCIA

La protección de baja frecuencia de los alimentadores de 23 KV., se efectúa con los relevadores de baja frecuencia (81), éstos operan en tres pasos diferentes, tomado información a -- través de los secundarios de los transformadores de potencia -- en las barras de mayor voltaje que existen en la subestación.

Cada uno de estos relevadores opera un relevador auxiliar de disparo, de tal manera que será responsabilidad del operador del sistema, de acuerdo con la importancia del alimentador, asignar a cada uno de ellos con que rango de valor de baja -- frecuencia se ordenará la desconexión.

Los pasos de frecuencia definidos actualmente son: para -- el primer paso 59.6 Hz; para el segundo paso 59.4 Hz; para el -- tercer paso 59.0 Hz; operando los relevadores 81-1, 81-2, --

81-3 respectivamente a cada paso.

Cuando se presenta una baja frecuencia en el sistema y -- opera alguno o más de estos relevadores, en cada uno de los pa-- sos que se detecten, cada relevador proporcionará además de la señal de disparo, una señal de alarma local y otra señal de -- alarma remota, para así tomar las medidas necesarias al resta-- blecer el servicio.

#### MEDICION.

Los sistemas de medición que se tienen en una subestación de la Cía. de Luz y Fuerza, son un conjunto de aparatos de medición conectados en una red de baja tensión formada por los -- secundarios de los transformadores de instrumento, (transforma-- dores de corriente y transformadores de potencial) que nos in-- dican las condiciones de carga de las instalaciones de alta -- tensión.

Los aparatos de medición se encuentran alojados dentro de los límites de la subestación y concentrados en un salón de ta-- bleros, además en las subestaciones con control supervisorio -- y/o adquisición de datos se tiene la opción de transmitir los-- valores de las mediciones.

Las mediciones que se realizan en las subestaciones de -- 230 Kv., 85Kv., y 23 Kv., son las siguientes:

- Para Bancos de Transformación: Ya sea en transformado-- res trifásicos y Bancos Trifásicos formados por transformado-- res monofásicos. Medición de Potencia Real y Potencia Reacti-- va. Para los bancos que transforman a 23 Kv o 6 Kv además se-- instalan medidores de energía real (KWH).

- Para Líneas y Cables de 85 Kv y 230 Kv, y Líneas de - - 400 Kv. Se tiene medición de potencia real y potencia reactiva. Para los puntos de recepción de generación procedente de plantas de la Comisión Federal de Electricidad, además se posee medición de energía real recibida y entregada.

- En los puntos de suministro en 85 Kv. a consumidores industriales. Se tiene medición de energía entregada, medición de la potencia reactiva entregada y medición de demanda máxima.

- Para los alimentadores de 23 Kv. Se tiene medición de la intensidad de corriente en una sola fase.

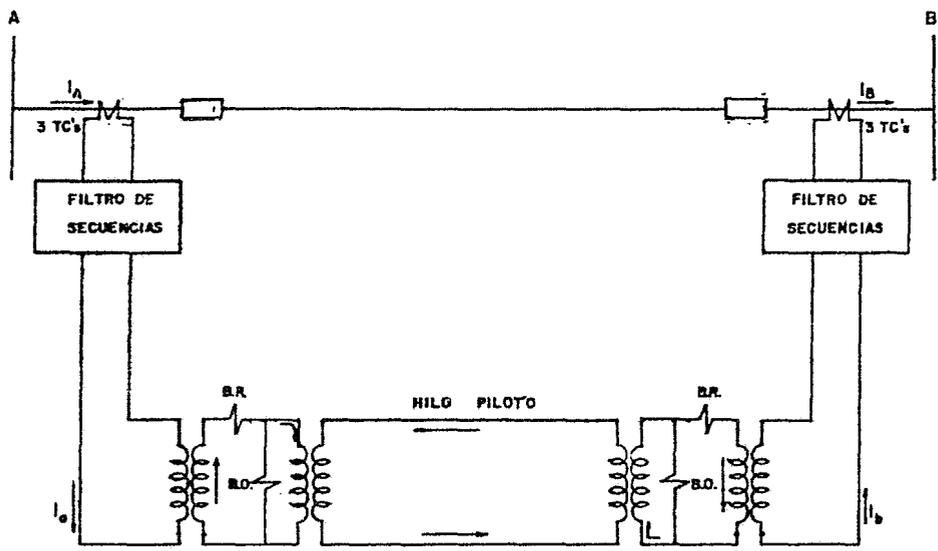
- Para bancos de Capacitores. En estos se tiene medición de potencia reactiva.

- Para las barras colectoras, de 400 Kv., 230 Kv, 85 Kv.- y 23 Kv. Se tendrá medición de tensión en una sola fase, además se instalará un frecuencímetro por cada subestación en las barras de mayor tensión. Para las barras de 400 Kv. no se instalará frecuencímetro.

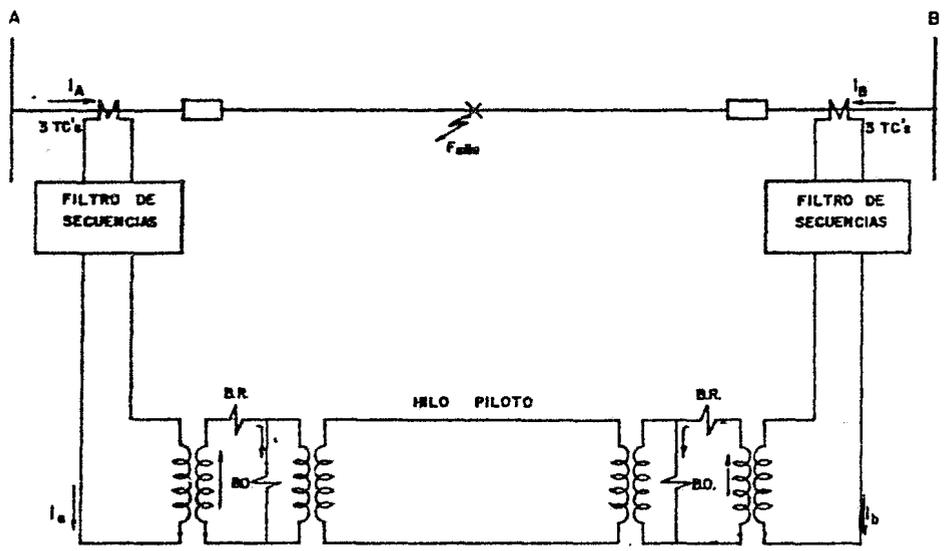
NUMEROS Y FUNCIONES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION  
QUE APARECEN EN LOS DIAGRAMAS

- 21 RELEVADOR DE DISTANCIA
- 30 RELEVADOR AUXILIAR ANUNCIADOR DE OPERACION
- 50 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO
- 51 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO
- 52 INTERRUPTOR
- 62 RELEVADOR RETARDADOR
- 63 RELEVADOR ACTUADO POR GASES O SOBREPRESION (BUCHHOLZ)
- 67 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL
- 85 RELEVADOR RECEPTOR DE PORTADORA O HILO PILOTO
- 86 RELEVADOR AUXILIAR PARA APERTURA DE INTERRUPTORES
- 87 RELEVADOR DE PROTECCION DIFERENCIAL
- 89 CUCHILLA DESCONECTADORA

<b>UN.AM. FACULTAD DE INGENIERIA</b>		
<b>TESIS PROFESIONAL</b>		
NUMEROS Y FUNCIONES DE LOS DIS- POSITIVOS DE PROTECCION QUE APA- RECEN EN LOS DIAGRAMAS		
GUZMAN MDEZ A I RQUEZ ROCCHA L ROJANO MORALES PA	FIGURA 1-10	FECHA MAYO 83



CONDICIONES NORMAL O FALLA EXTERNA A LA ZONA PROTEGIDA



CONDICION DE FALLA DENTRO DE LA ZONA PROTEGIDA

B.O. BOBINA DE OPERACION  
 B.R. BOBINA DE RESTRICCION

UNAM. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL PRINCIPIO DE LA PROTECCION DIFERENCIAL POR HILO PILOTO.		
GUZMAN HDEZ, A.I. RSUEZ, ROCHA L. ROJANO MORALES PA	FIGURA 1-11	FECHA MAYO 83

## CAPITULO II

### ESQUEMAS DE CONTROL

#### - GENERALIDADES

En este capítulo mencionaremos las principales funciones que se desarrollan en una subestación para poder analizar sus sistemas de control, ya sea local o remoto, con la ayuda de algunos diagramas correspondientes a cada función determinada.

También mencionaremos la importancia que tiene la alimentación de la subestación en corriente alterna (C.A.), y corriente directa (C.D.) para hacer posible la operación de los diferentes equipos y tener el control adecuado de la subestación.

El conjunto de instalaciones en baja tensión necesarias para controlar las instalaciones en alta tensión se le denomina "sistema de control".

El sistema de control local se utiliza en las subestaciones con turnos permanentes de operadores, que vigilan y operan esas instalaciones. El sistema de control remoto se utiliza en las subestaciones sin vigilancia permanente, controladas desde el Centro de Operación de Sistemas y que solo en ocasiones especiales se opera localmente.

El uso de sistemas de control automáticos tiene las siguientes finalidades:

a) Mejorar la calidad del servicio al restablecer el suministro de energía eléctrica lo más rápido posible cuando se-

ha presentado una falla que ha interrumpido el servicio.

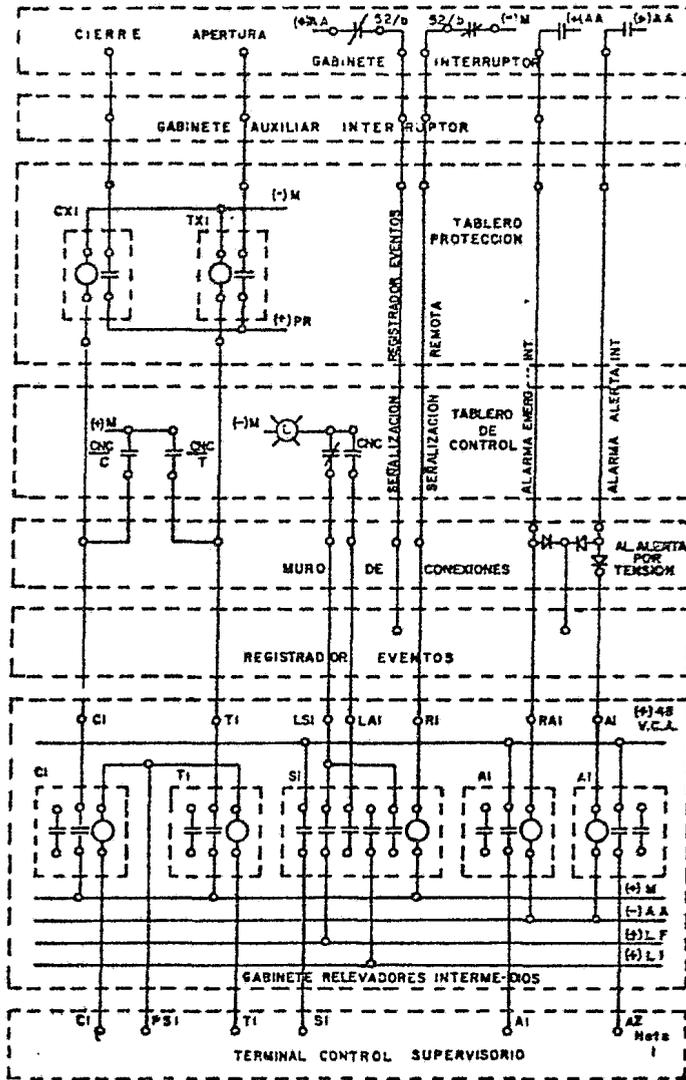
b) Evitar posibles errores humanos cuando el éxito de cierta operación dependa de la secuencia correcta de las maniobras por efectuar, si éstas pueden realizarse automáticamente.

Las funciones principales que se desarrollan en una subestación tradicional son prácticamente las mismas que las de una subestación telecontrolada, desde el punto de vista eléctrico y entre ellas podemos mencionar las siguientes:

- 1) Apertura y cierre de interruptores y cuchillas motorizadas.
- 2) Señalización de interruptores y cuchillas.
- 3) Alarmas generales.
- 4) Medición.
- 5) Alimentación en C.A. y C.D.

1) Apertura y cierre de interruptores y cuchillas. Para realizar estas funciones se utilizan los dispositivos de mando que se localizan en el tablero de control miniaturizado. Estos dispositivos utilizan los contactos de los conmutadores de control, los cuales a su vez requieren la ayuda de los relevadores auxiliares de cierre y disparo (CX y TX respectivamente), que se encuentran en los tableros de protección (Ver Fig, II-1) ya que los contactos por sí mismos no son capaces de soportar la corriente de operación que necesitan los equipos de cierre o apertura.

Cuando éstas funciones son telecontroladas las señales de mando se reciben en la subestación a través de la terminal de control supervisorio de la U.T.R., esta envía la señal a los relevadores intermedios de los interruptores o cuchillas (CI y



Nota 1.- Se tendrá una alarma de alerta (AZ) a sistema por cada lesión.

UNAM. FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
DIAGRAMA DE CONTROL, SEÑALIZACION Y ALARMAS DE INTERRUPTOR.	
GUTZMAN HDEZ. A I RIGUEZ ROCHA L ROJANO MORALES A	FIGURA II -
FECHA MAYO 83	

TI 6 CD y TD respectivamente) que operan a 48 V.C.D. A su vez dichos relevadores envían una señal de 125 V.C.D. a través de uno de sus contactos hacia los contactos del conmutador de control (ya descrito con anterioridad), el cual continúa desarrollando las secuencias posteriores hasta abrir o cerrar las cuchillas o interruptores que se requiera.

De aquí podemos observar que ambos controles (local y remoto), necesitan a los relevadores auxiliares CX y TX para enviar las señales de operación de las bobinas de los equipos de cierre o apertura.

Mencionaremos al respecto dos de los sistemas automáticos de control mas utilizados en este tipo de subestaciones. Estos son los recierres y los enclavamientos que se describen a continuación.

- Recierres:

Cuando se presenta una falla en la instalación, opera el equipo de protección correspondiente y se abre el interruptor. Inmediatamente se ordena cerrar el mismo a través del relevador de recierre, dicha orden puede o no repetirse hasta tres veces más, si la falla persiste dependiendo de la intensidad de la misma.

- Enclavamientos:

Cuando en la subestación existe algún equipo que por razones especiales no deba de operarse con carga, se puede proteger con los enclavamientos que se encuentran principalmente entre los interruptores y las cuchillas motorizadas, las cuales no podrán operarse mientras el interruptor principal permanezca cerrado.

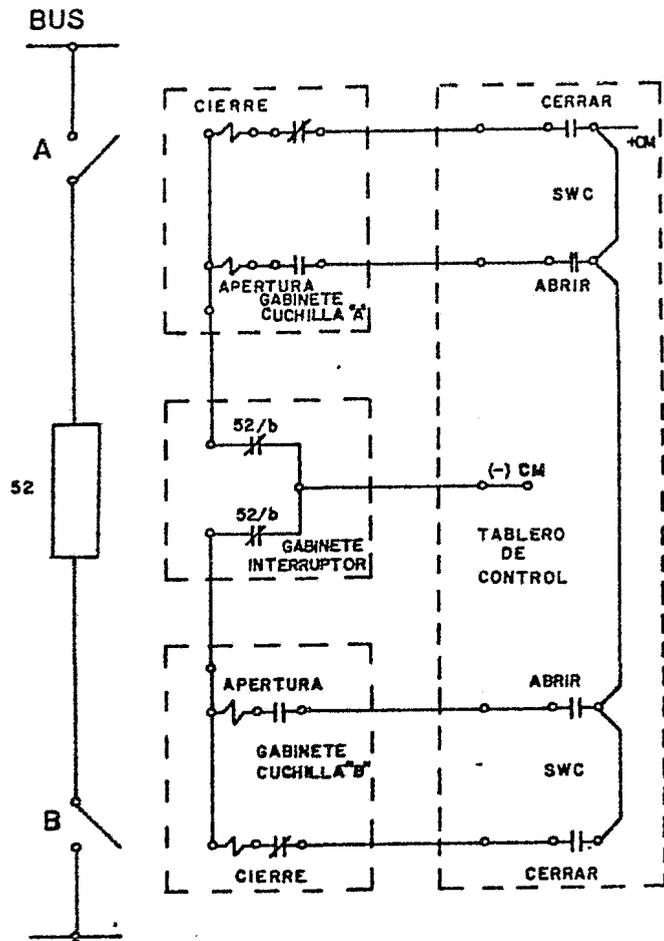
El esquema de control que corresponde a los recierres y - enclavamientos se muestra en los diagramas Fig. II-2 y Fig - - II-3 respectivamente.

2) Señalización de interruptores y cuchillas. Una vez - que la subestación se encuentra en servicio se debe de indicar tanto en el tablero de control local como en el Centro de Operación, la posición que tienen los interruptores y las cuchillas, ó sea si están abiertas o cerradas. Cuando se trata de una señalización se efectúa el método que se llama de "lámpara normalmente apagada".

Este método se llama así porque en condiciones normales - de operación todas las lámparas que están en el tablero de control miniaturizado permanecen apagadas y cuando ocurre un cambio de estado de un circuito, automáticamente se encienden las lámparas con luz intermitente indicando condiciones anormales - en ese circuito. Esto es que si la posición que se tiene en - el tablero de control coincide con la posición real que tiene el equipo (cuchillas ó interruptores) entonces las lámparas -- permanecen apagadas, pero si existe discordancia entre las posiciones mencionadas, entonces las lámparas se encienden con - luz intermitente hasta que sea restablecido el circuito por el operador local.

Es suficiente con mencionar como operan las señales de - los interruptores, ya que las cuchillas operan casi de la misma forma sólo que con una pequeña diferencia, la cuál mencionaremos al finalizar la siguiente descripción.

Cada interruptor tiene asociado un contacto tipo "b" el - cual envía una señal (-) M hacia el relevador intermedio "SI", de aquí se envía una señal de luz fija (LF) y otra de luz in--termitente (LI) para la señalización local, que en conjunto --



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA

TESIS PROFESIONAL

ENCLAVAMIENTO DE INTERRUPTOR

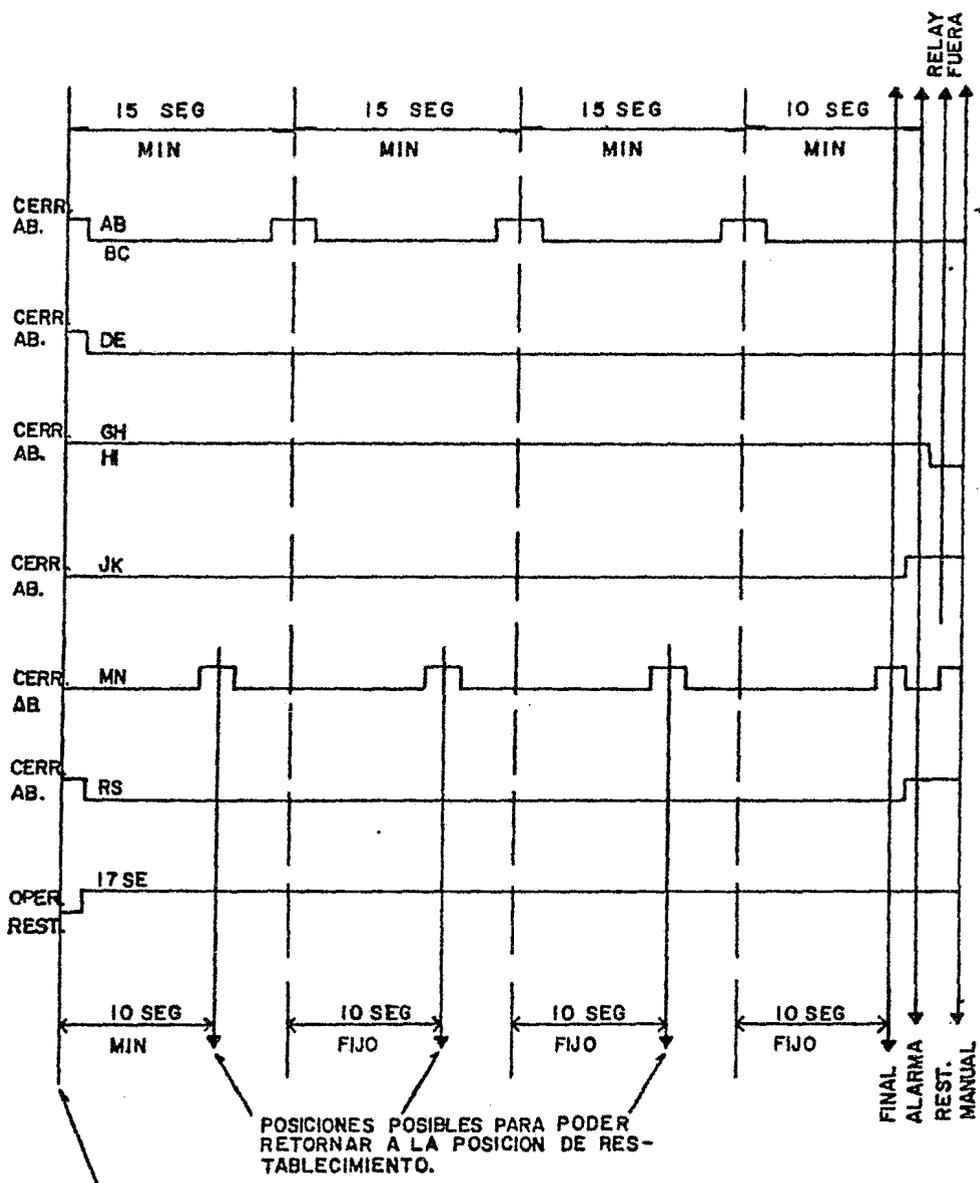
A CUCHILLAS

ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO

GUZMAN HDEZ A I  
ROJUEZ ROCHA L  
ROJANO MORALES A

FIGURA  
II- 2

FECHA  
MAYO 83



UNAM. FACULTAD DE INGENIERIA  
 TESIS PROFESIONAL

DIAGRAMA DE RECIERRE  
 CON REL. ACR II G.E.

GUZMAN HDEZ A I RQUEZ ROCHA L ROJANO MORALES A	FIGURA II-3	FECHA MAYO 83
------------------------------------------------------	----------------	------------------

con los contactos del conmutador de control y las lámparas -- mencionadas, emplean el sistema de "lámpara apagada".

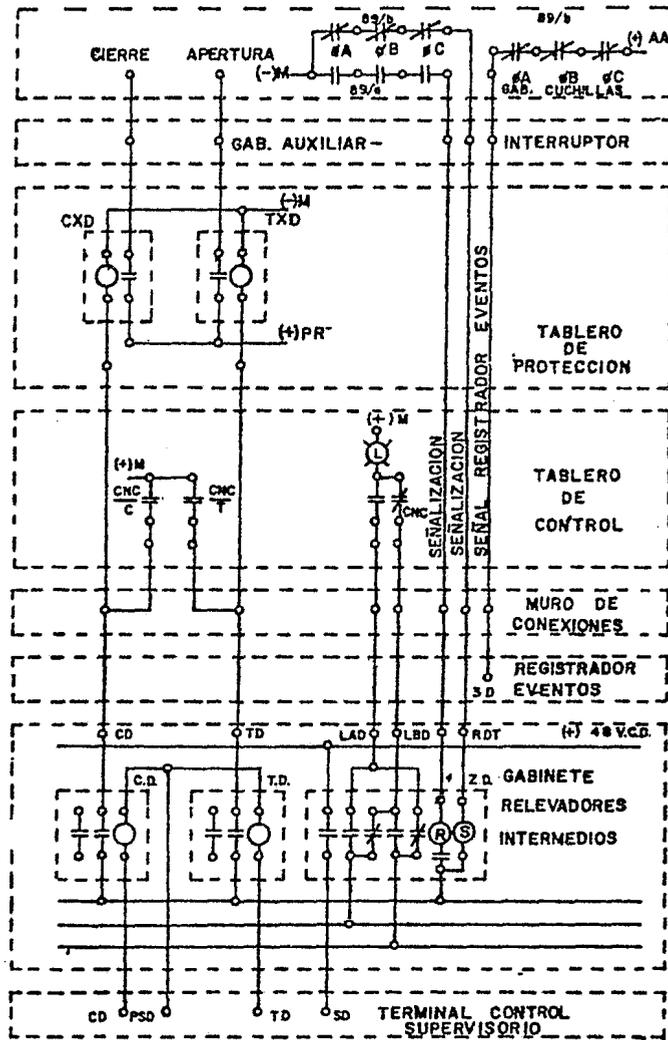
Para la señalización remota se requiere que otro contacto del relevador intermedio envíe una señal de 48 V.C.D. a la terminal del control supervisorio de la U.T.R.

Como hemos mencionado anteriormente es importante que el Registrador de eventos también deba de recibir la señal del interruptor (o cuchilla) para poder registrar los cambios de estado que ocurran. Esto se lleva a cabo por medio de otro contacto tipo "b" del interruptor correspondiente, que envía una señal (+) AA hacia las tarjetas de entrada del Registrador de Eventos. Todos estos detalles se muestran en la Fig. II-1 y II-4.

La señalización de las cuchillas se realiza de manera similar a la descrita para los relevadores, la única diferencia consiste en que el relevador intermedio (ZD) es un relevador de doble bobina con bloqueo mecánico, el cual necesita dos contactos, uno tipo "a" y otro tipo "b" para detectar los cambios de estado de la cuchilla. La razón de utilizar este arreglo es que las cuchillas son más lentas al operar (de 7 a 12 segundos), ya que los relevadores operan casi instantáneamente (de 35 a 70 mili-segundos).

Es por ésto que las cuchillas proporcionan señales falsas, pero debido a que se tienen dos contactos entonces la señal que indica su posición se enviará hasta que la operación finalice.

3) Alarmas Generales. El equipo de control de todas las subestaciones cuenta con los dispositivos de alarma necesarios para indicar al operador cualquier anomalía en el equipo.



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAG. CONTROL, SENALIZACION DE CUCHILLAS TELECONTROLADAS		
GUZMAN HDEZ. A.L RQUEZ ROCHA LUIS ROJANO MORALES PA	FIGURA II-4	FECHA MAYO 83

Hemos clasificado en tres grupos a las alarmas según el equipo que protegen y son:

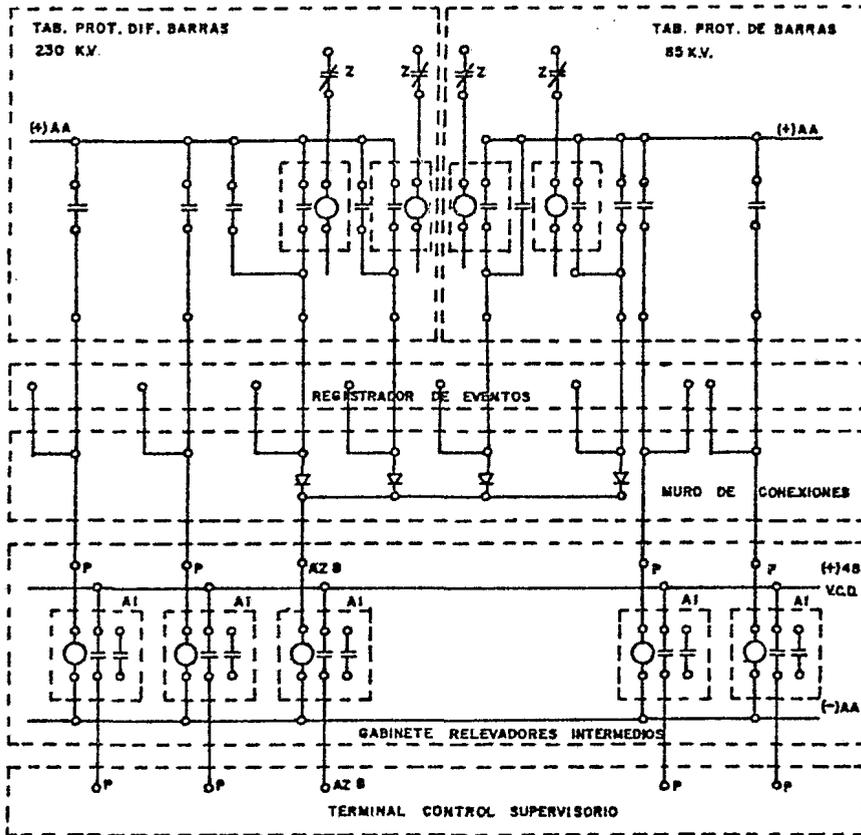
A) Alarmas del equipo en general. Cuando existe alguna condición anormal en los transformadores, interruptores y reguladores de tensión, estos equipos envían una señal hasta el salón de tableros, donde se encuentran las alarmas sonoras y el tablero correspondiente, el cual tiene las indicaciones luminosas adecuadas para informar al operador del equipo que presenta la falla.

B) Alarmas en los circuitos de control ó dispositivos auxiliares. Estos circuitos son los de corriente directa y los que controlan el mando remoto, los cuales están protegidos por un cabezal que contiene dos interruptores termomagnéticos de 3 amperes cada uno. Si algún termomagnético opera, suena una alarma general y se enciende una señal luminosa en el cabezal.

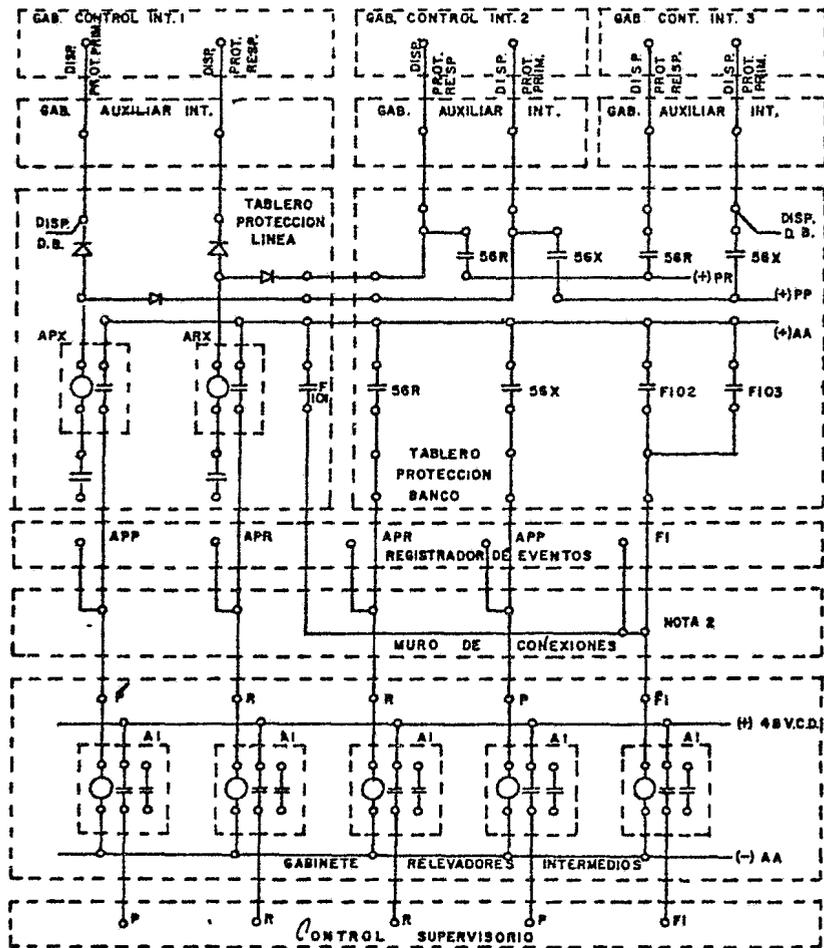
C) Alarmas en las protecciones automáticas. Cuando existe una falla en los circuitos de potencia de la subestación opera automáticamente su protección, y esta cierra unos contactos del circuito de disparo del interruptor que libra la falla; en serie con estos contactos se encuentra un relevador de alarma que se energiza cuando circula la corriente de disparo del interruptor y cierra sus contactos haciendo sonar una campana hasta que se restablece manualmente. Estas indicaciones de alarmas se pueden observar en la Fig. II-5, II-6 y II-7.

Según la importancia de la falla en los equipos también podemos hacer la clasificación de alarmas siguientes:

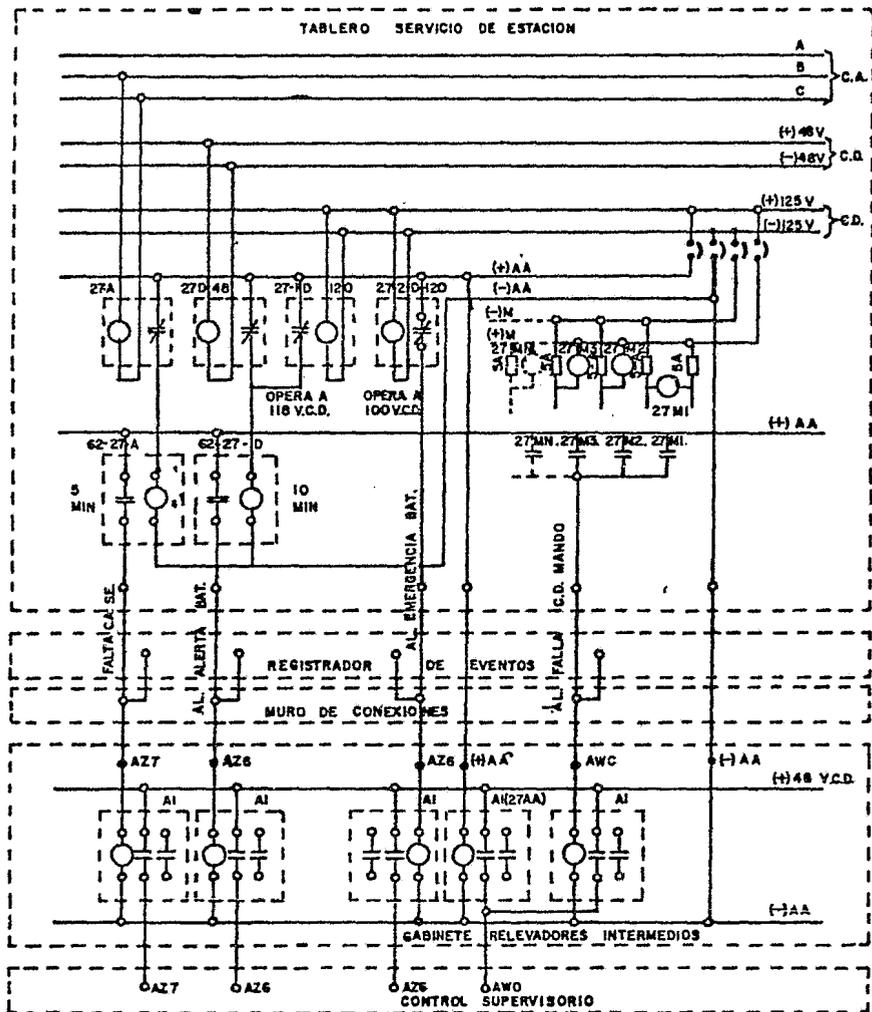
- Alarmas de Emergencia. Son aquellas señales que indican condiciones anormales ó averías que ponen en peligro al equipo supervisado y que deben ser atendidas lo más rápido po-



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAG. ALARMA FALLA U OPERACION DE LA PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS.		
GUZMAN NDEZ. A.I. RIGUEZ ROCHA L. ROJANO MORALES A.	FIGURA II-5	FECHA MAYO 83



UNAM FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAG. DE OPERACION DE ALARMAS DE PROTECCION DE BANCOS O LINEAS.		
GUZMAN MCELZ A I ROJUEZ ROSA L. ROJANO MOHALES A	FIGURA II - 6	FECHA MAYO 83



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAG. DE ALARMAS SERVICIO ESTACION Y BATERIAS.		
GUZMAN HOEZ A.I. ROQUEZ, ROCHA L. ROJANO MORALES A.	FIGURA II-7	FECHA MAYO 83

sible. En este tipo de alarmas se encuentran aquellas que bloquean las señales de disparo o apertura de interruptores o cuchillas principalmente.

- Alarmas de Alerta. Es cuando el equipo supervidado sufre anomalías pero que éstas no lo ponen en peligro, ni tampoco bloquean señales de disparo ya que se dispone del tiempo necesario para corregir la falla.

Para cualquiera de estos casos las señales de alarma son enviadas al "Registrador de Eventos" para llevar un control local del comportamiento del equipo, ya que esta información - - equivale a las funciones de los relatorios que llevan los operadores en las subestaciones convencionales. También es necesario enviar la información al Centro de Control a través de - la U.T.R., para lo cual se agrupan las señales en los módulos de alarmas y de aquí se obtiene solamente una señal de alarma de emergencia y otra de alerta, las cuales son transmitidas a los relevadores intermedios (AI), y al Registrador de Eventos.

La razón de no enviar todas las señales de alarma es porque se saturaría la capacidad de información de la U.T.R., y - el Centro de Control. Además se tiene la ventaja de que los - módulos de alarma pueden identificar con exactitud cual de - - ellas fue la que se presentó.

4) Medición. Las variables que se manejan en una subestación son de mucha importancia para poder controlarla a nivel local o remoto. Estas variables se miden con voltmetros, amperímetros, frecuencímetros, wáttmetros, wathhorímetros y vármetros, los cuales se encuentran en el tablero de control de la subestación. Para que estos medidores puedan funcionar es necesario conectarlos al equipo correspondiente por medio de los transformadores de corriente (TC's) y de potencial (TP's), -

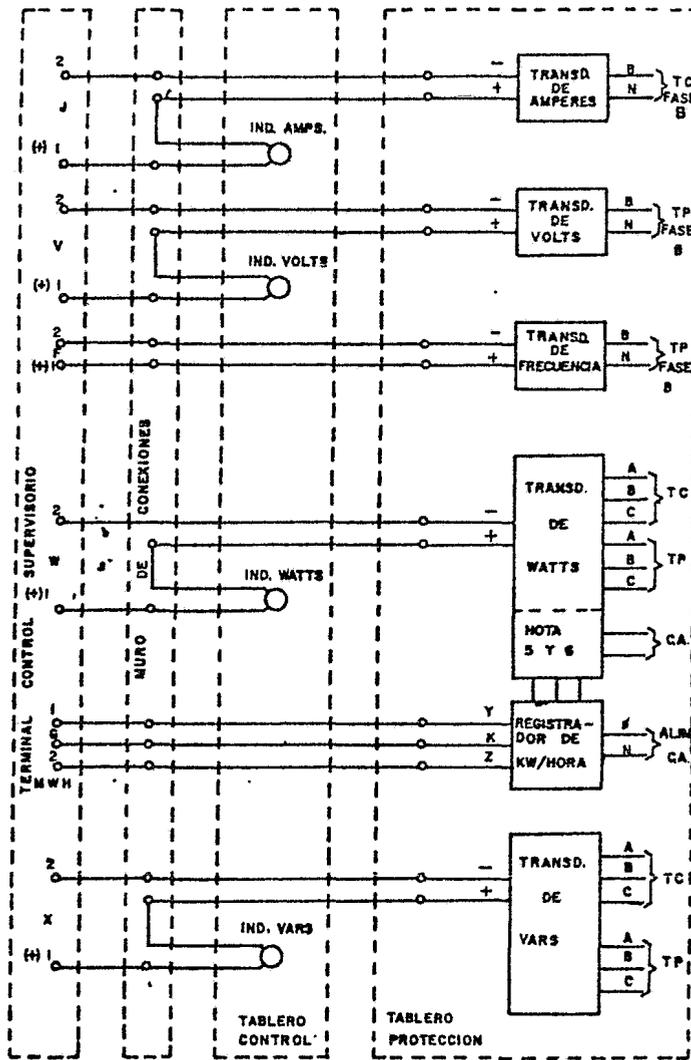
los cuales son de 5 amperes y 120 volts respectivamente.

Debido a que el equipo de telecontrol no está diseñado para operar con señales del orden de volts o amperes, se conectan los transductores a los TC's y TP's.

Estos transductores convierten las señales alternas de los TC's y TP's en señales de corriente directa (máxima de 1 miliampere), las cuales sí pueden ser registradas por el equipo de telecontrol. Dichas señales de C.D. son enviadas a la terminal de Control Supervisorio de la U.T.R., y también a los indicadores correspondientes de la misma subestación.

La U.T.R. se encarga de enviar hasta el Centro de Control las señales de C.D. antes mencionadas, de tal forma que las lecturas sean más precisas para el Centro de Control, ya que en la subestación no es necesario tener exactitud en las lecturas. El diagrama de la fig. II-8 muestra la conexión de los equipos mencionados con las siguientes notas:

1. Se tendrá indicación de amperes en alimentadores de 23 KV.
2. Se tendrá indicación de tensión en barras de 400 KV, 230 KV, 85 KV y 23 KV de la fase "B" al neutro.
3. Se tendrá medición remota de frecuencia de los buses de 230 KV.
4. Se tendrá indicación de Watts y Vars, en las líneas y bancos 2 B.
5. Se usará transductor de Watts/ watthr, y registrador de KWH de un solo sentido en bancos de 220 KV y 82 KV.



- NOTAS.
- 1.- SE TENDRA INDICACION DE AMPERES EN ALIMENTADORES DE 23 KV.
  - 2.- SE TENDRA INDICACION DE TENSION EN BARRAS DE 400 KV, 230 KV, 23 KV, 85 KV, DE LA FASE "B" AL NEUTRO.
  - 3.- SE TENDRA MEDICION REMOTA DE FRECUENCIA DE LOS BUSES DE 230 KV.
  - 4.- SE TENDRA INDICACION DE WATTS Y VARS, EN LAS LINEAS Y BANCOS.
  - 5.- SE USARA TRANSDUCTOR DE WATTS WATTHR Y REGISTRADOR DE KWH DE UN SOLO SENTIDO EN BANCOS 220 Y 82.
  - 6.- SE USARA TRANSDUCTOR DE WATTS WATTHR Y REGISTRADOR DE KWH EN AMBOS SENTIDOS, EN LOS PUNTOS DE ENTRADA DE C.F.E.

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAG. DE MEDICION Y TELEMEDICION		
GUZMAN GUEZ AJ ROQUEZ HOCHA L ROJANO MORALES A	FIGURA II-8	FECHA MAYO 83

6. Se usará transductor de watts/watthr, y registrador de -- KWH en ambos sentidos, en los puntos de entrega de C.F.E.

5. Alimentación en C.D. y C.A. Hemos mencionado que la mayor parte del equipo en una subestación telecontrolada opera con corriente directa (C.D.), así que describiremos un diagrama general según las normas de Cía. de Luz y Fuerza del Centro, para subestaciones de 400 KV, 230 KV, 85 KV y 23 KV.

En este tipo de subestaciones se tienen dos niveles de -- voltajes en C.D., debido a que las necesidades del equipo son diferentes. Estas tensiones son de 48 V.C.D. y 120 V.C.D.

La razón de tener dos fuentes diferentes de energía se debe a que al operar los relevadores intermedios de los equipos-motorizados (cuchillas principalmente), estos necesitan un flujo de corriente mayor que cualquier otro equipo y en menor -- tiempo. Así que el banco de baterías de 120 V.C.D. tiene una resistencia interna mayor y sufre un desgaste mayor que las baterías de 48 V.C.D., las cuales por tener más baja su resistencia interna proporcionan un flujo de corriente mayor y su vida útil aumenta.

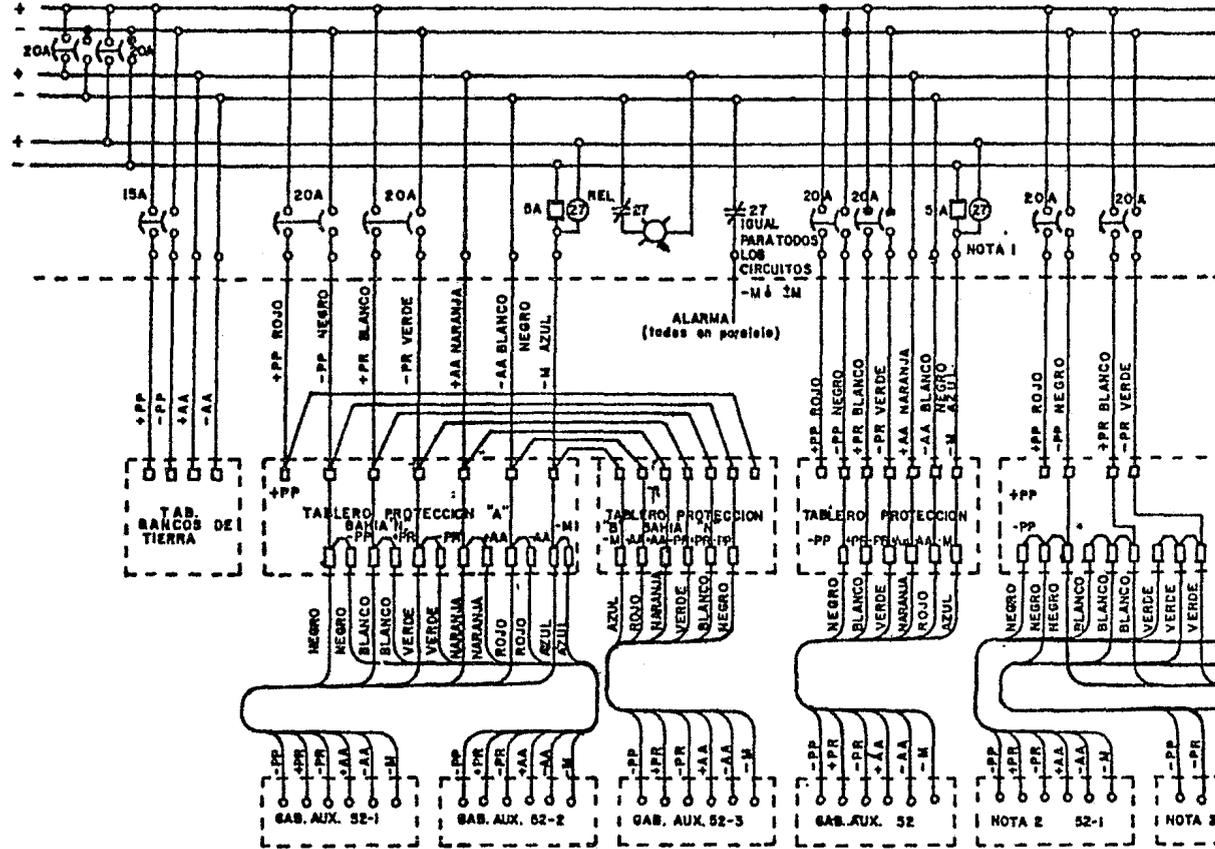
Este sistema requiere unas barras principales donde se conecta la salida de las baterías y el cargador rectificador. -- De aquí se alimenta el gabinete de relevadores intermedios, y también se alimenta el termomagnético de protección de la alimentación de la U.T.R.

Para la alimentación de 120 V.C.D., vamos a describir las siguientes nomenclaturas de la fig. II-9.

(†) General. Corresponden a las barras principales de -- 120 VCD, las cuales están alimentadas por las baterías y el --

TABLERO

SERVICIO

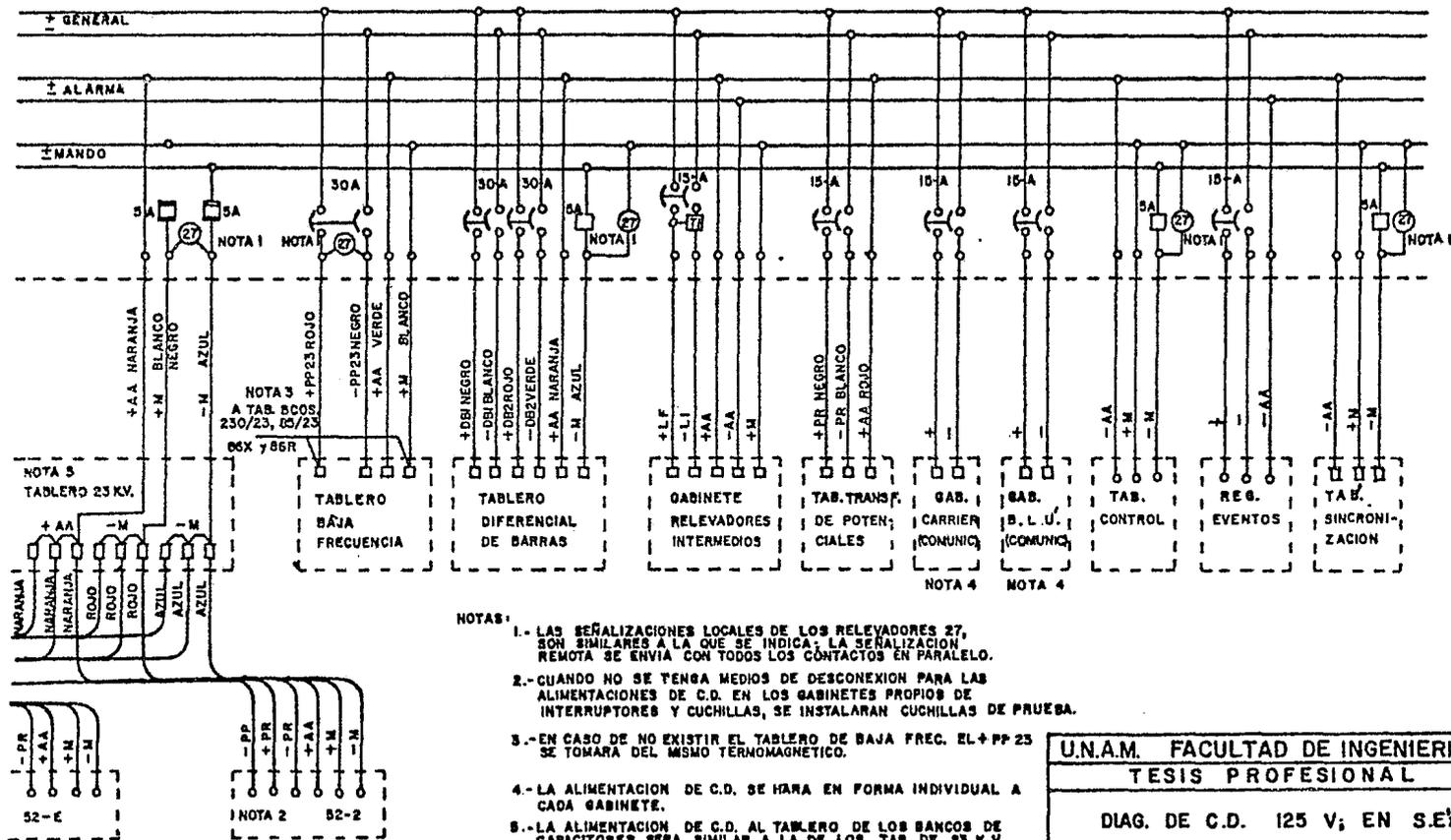


INTERRUPTOR Y MEDIO  
400, 230 Y 85 K.V.

DOBLE BARRA  
230 Y 85 K.V.

SECCION 23 K.V.  
ARREGLO EN  
ANILLO

# DE ESTACION



**NOTAS:**

- 1.- LAS SEÑALIZACIONES LOCALES DE LOS RELEVADORES 27, SON SIMILARES A LA QUE SE INDICA; LA SEÑALIZACION REMOTA SE ENVIA CON TODOS LOS CONTACTOS EN PARALELO.
  - 2.- CUANDO NO SE TENGA MEDIOS DE DESCONEXION PARA LAS ALIMENTACIONES DE C.D. EN LOS GABINETES PROPIOS DE INTERRUPTORES Y CUCHILLAS, SE INSTALARAN CUCHILLAS DE PRUEBA.
  - 3.- EN CASO DE NO EXISTIR EL TABLERO DE BAJA FREQ. EL +PP 23 SE TOMARA DEL MISMO TERMOMAGNETICO.
  - 4.- LA ALIMENTACION DE C.D. SE HARA EN FORMA INDIVIDUAL A CADA GABINETE.
  - 5.- LA ALIMENTACION DE C.D. AL TABLERO DE LOS BANCOS DE CAPACITORES SERA SIMILAR A LA DE LOS TAB. DE 23 K.V.
- CUCHILLAS DE PRUEBA SIN ELEMENTO DE DESCONEXION.

**U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL**

DIAG. DE C.D. 125 V; EN S.E.  
DE 440, 230, 85 Y 23 K.V.

GUZMAN RDEZ. A.I.  
ROQUEZ. ROCHA L.  
ROJANO MORALES A.

FIGURA  
II-9

FECHA  
MAYO 83

rectificador cargador. De estas barras se alimentan a los ter momagnéticos necesarios para proporcionar los demas servicios.

( $\pm$ ) PP. Esta nomenclatura corresponde a la alimentación de corriente directa a los circuitos de protección primaria, - mediante los cuales se envían las señales de disparo a los interruptores.

( $\pm$ ) PR. En este caso, la corriente directa corresponde a la alimentación de las protecciones de respaldo que envían - las señales de disparo a los interruptores, además se utiliza para los circuitos de cierre y apertura por conmutados de control de interruptores o cuchillas.

( $\pm$ ) M. La función de esta corriente directa se representa en los circuitos de mando para el control y telecontrol de interruptores y cuchillas hasta la operación de los relevadores auxiliares de cierre y apertura CX y TX. Esta alimentación es general para la subestación.

( $\pm$ ) AA. Al igual que el ( $\pm$ ) M, también esta corriente directa se tiene en forma general por subestación y corresponde a la alimentación de corriente directa para todas las alarmas en general, tanto en nivel local en los equipos; como hasta el Registrador, de Eventos y relevadores intermedios (AI).

( $\pm$ ) DB1. Proporciona alimentación de corriente directa al equipo perteneciente a la protección diferencial de Barras-1. Se tiene una alimentación similar por cada sistema de protección perteneciente al voltaje de operación en cada barra, - excepto en 23 KV, en donde se tiene sólo para los arreglos de doble barra, doble interruptor.

( $\pm$ ) DB2. Al igual que para el caso de alimentación de -

corriente directa para las barras 1, se tiene una alimentación igual para la protección diferencial de barras 2.

(+) LF y (+) LI. Corresponde a la alimentación de corriente directa a los circuitos de señalización de interruptores o cuchillas motorizadas en el tablero de control miniaturizado utilizando un positivo de luz fija (+) LF y un positivo de luz intermitente (+) LI para el método de señalización de "lámpara apagada".

Esta alimentación también es general por subestación.

Ambos circuitos de voltajes de C.D., requieren que sus baterías se estén cargando continuamente, así que los cargadores respectivos son alimentados por los circuitos de corriente alterna de 220/127 V.C.A. Estos circuitos se conectan a 23 KV por medio de dos transformadores de servicio de estación de 220 K.V.A. y cuentan con un sistema automático de transferencia de carga en el caso de que se presente alguna falla en los circuitos de C.A.

CAPITULO III  
PRUEBAS DE RECEPCION AL EQUIPO

GENERALIDADES.

Dentro del proceso de la construcción de subestaciones, - la etapa relacionada con las pruebas de recepción al equipo - resulta ser de fundamental importancia, ya que de ésta manera se realiza la comprobación de las condiciones que guarda el - equipo al término de su instalación desde el punto de vista - - eléctrico y mecánico.

Es aquí donde debe tenerse en cuenta el establecer una - secuencia de pruebas adecuadas, en donde se involucren todas - las pruebas necesarias para determinar las condiciones fina - - les que guardan los aislamientos, los circuitos de control, - protección, señalización, alarmas y el funcionamiento en gene - - ral de la subestación en conjunto.

El objetivo de realizar dichas pruebas también se aprove - cha para dejar un antecedente de las condiciones bajo las cua - les el equipo iniciará su operación, para que durante los tra - bajos de mantenimiento preventivo y correctivo se tenga una - base para comparar el grado de deterioro que sufren los equi - - pos, así como para formar un archivo que nos permita acumu - - lar los resultados obtenidos para formar los estudios estadís - - ticos de los valores adecuados para cada caso y aplicarlos en trabajos futuros.

En este trabajo se presenta la secuencia de pruebas que - se consideran más adecuadas de acuerdo a las experiencias en - campo para lo cual éstas se deben desarrollar en dos etapas.

La primera consiste en verificar las condiciones de todos los equipos de alta tensión, con lo cual se puede definir si el equipo instalado no sufrirá fallas por sí mismos.

Y la segunda etapa se refiere a las pruebas de los equipos de control, protección, medición y alarmas, los cuales podrán realizarse hasta tener todo el equipo instalado, lo cual se describe en el capítulo IV.

#### PRUEBAS A LOS EQUIPOS DE ALTA TENSION.

La realización de estas pruebas nos reportan el grado que guardan los aislamientos y condiciones en general de los equipos de alta tensión.

Dentro de las pruebas que deben realizarse, éstas dependerán del equipo que se trate; es decir, a cada equipo en especial le corresponde una serie de pruebas que siempre están especificadas por los fabricantes, los cuales además proporcionan un reporte con los resultados obtenidos. Enseguida se proporciona en la figura III-1 una relación de las pruebas necesarias a los equipos de alta tensión.

Como podrá verse, todas las pruebas que se realizan en campo están encaminadas a verificar las condiciones óptimas que deben prevalecer en los equipos, así mismo es necesario que dichas pruebas se efectúen en una secuencia tal que no se tengan que repetir o sean innecesarias dado que algún equipo pueda resultar en malas condiciones para otras pruebas; la secuencia adecuada de las pruebas de acuerdo a la experiencia en campo debe ser la siguiente:

- a)- Resistencia de aislamiento.
- b)- Factor de potencia.

	DESCRIPCION	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	FACTOR DE POTENCIA	REGIDEZ DIELECTRICA	RESISTENCIA DE CONTACTOS	TIEMPOS DE OPERACION	PERDIDAS DIELECTRICAS	CONTINUIDAD	RELACION DE TRANSF. DE TRANSF.	VOLTAJES MINIMOS	POLARIDAD
6	INTERRUPTOR DE 400, 230 Y 85 KV.	*	*	VER * NOTA2	*	*	*	—	VER * NOTA1	*	VER * NOTA1
12	CUCHILLAS DE 400, 230 Y 85 KV.	*	—	—	*	—	—	—	—	—	—
36	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 400, 230, 85 Y 23 KV.	*	*	—	—	—	—	*	*	—	*
16	TRANSF. DE POTENCIAL DE 400, 230, 85 Y 23 KV.	*	*	—	—	—	—	*	*	—	*
2	CONDENSADOR DE ACOPLAMIENTO DE 400 Y 230 KV.	*	*	—	—	—	—	—	—	—	—
2	TRAMPAS DE ONDA	*	—	—	—	—	—	*	—	—	—
12	APARTARRALLOS DE 400, 230, 85 Y 23 KV.	*	—	—	—	—	*	—	—	—	—
6	BUSHINGS DE 400, 230, 85 Y 23 KV.	*	—	—	—	—	*	—	—	—	—
2	TRANSF. DE POTENCIA	*	*	*	—	—	—	—	*	—	*
14	INTERRUPTORES DE 23 KV.	*	*	*	*	*	*	VER * NOTA1	VER * NOTA1	*	VER * NOTA1
4	CUCHILLAS FUSIBLE DE 23 KV.	*	—	—	*	—	—	—	—	—	—
2	TRANSF. DE DISTRIBUCION	*	*	*	—	—	—	—	*	—	*
2	REACTORES	*	—	—	—	—	—	*	—	—	—
*	PRUEBAS EFECTUADAS										

NOTA -

1.- ESTAS PRUEBAS SE REALIZAN CUANDO SE TENGAN TC's. TIPO BUSHINGS EN INTERRUPTORES.

2.- SOLO PARA INTERRUPTORES EN ACEITE.

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

RELACION DE PRUEBAS A EQUIPO ELECTRICO EN S.E's. DE ALTA TENSION.

BUZMAN NDEZ A. I.  
RIGUEZ, ROCHA L.  
ROJANO MORALES P.A.

FIGURA  
III-1

FECHA  
MAYO 83

- c)- Relación de transformación
- d)- Rigidez dieléctrica del aceite
- e)- Resistencia de contacto
- f)- Tiempos de apertura y cierre en interruptores
- g)- Continuidad y polaridad
- h)- Voltajes mínimos de operación

En seguida se presenta una descripción de cada una de estas pruebas, así como la interpretación que debe darse a los resultados obtenidos.

a)- Prueba de resistencia de aislamiento

Esta es una prueba indicativa que nos permite determinar en forma aproximada el estado en que se encuentran los aislamientos, y con base en estos resultados decidir si dichos - - aislamientos están en condiciones de soportar los esfuerzos - dieléctricos que se originan al aplicar tensiones de prueba - de trabajo.

La resistencia de aislamiento puede definirse como la - resistencia en Megohms que presenta un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo determinado. La corriente que resulta se conoce como "corriente de aislamiento", y consta de dos componentes principales:

1. La corriente que fluye dentro del aislamiento está formada por:

a) Corriente capacitiva; la cual tiene inicialmente un valor elevado y disminuye con el tiempo hasta estabilizarse - a un valor despreciable (generalmente en un tiempo máximo de 15 segundos), originando con ésto valores bajos de la resistencia de aislamiento al iniciar la prueba.

b) Corriente de absorción dieléctrica; es originada por este valor bajo de resistencia de aislamiento inicial y también disminuye con el tiempo, requiriendo de 10 minutos a algunas horas para alcanzar un valor despreciable.

c) Corriente de conducción; es la que fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante y predomina después de que la corriente de absorción se hace insignificante.

2. La corriente que fluye sobre la superficie del aislamiento y que se conoce como corriente de fuga. Esta al igual que la de conducción, permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones del aislamiento.

La resistencia de aislamiento varía directamente con el espesor del aislamiento e inversamente con el área del aislamiento bajo prueba. En general, cuando se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, la resistencia medida se inicia con un valor bajo y aumenta gradualmente hasta estabilizarse en un tiempo determinado.

A la curva obtenida cuando se grafican valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se le denomina curva de absorción dieléctrica y su pendiente indica el grado relativo de secado o contenido de humedad o contaminantes en el aislamiento.

Si el aislamiento no está en buenas condiciones se alcanzará un valor estable de resistencia de aislamiento en uno o dos minutos después de haberse iniciado la prueba, y en consecuencia se tendrá una curva con baja pendiente.

Durante la prueba de absorción dieléctrica se toman las-

lecturas en megohms cada 15 segundos durante el primer minuto, y después cada minuto hasta que se estabiliza la lectura en el aparato de prueba, para con ellas trazar la curva respectiva.

Dado que la pendiente de la curva de absorción dieléctrica nos indica las condiciones del aislamiento, ésta pendiente puede ser expresada por el índice de absorción y de polarización, el primero está dado por la relación de los valores tomados a 60 y 30 segundos de iniciada la prueba; y el segundo corresponde a la relación de los valores tomados a 10 y 1 minuto, es decir:

$$I_{AB} = \frac{\text{Resistencia a 60 seg.}}{\text{Resistencia a 30 seg.}}$$

$$I_P = \frac{\text{Resistencia a 10 min.}}{\text{Resistencia a 1 min.}}$$

Este es uno de los criterios más utilizados para determinar si los resultados obtenidos durante las pruebas a transformadores de potencia son adecuados, para lo cual es conveniente agregar una relación de los valores de los índices de polarización y de absorción, que de acuerdo a su clasificación se utiliza tomando en cuenta la experiencia en campo. - - Ver tabla 1.

Condiciones del aislamiento	Indice de absorción $I_{AB}$	Indice de polarización $I_P$
Peligroso	-----	
malo	menor de 1.10	menor de 1.0
dudoso	de 1.1 a 1.25	menor de 1.5
regular	de 1.25 a 1.4	de 1.5 a 2.0
bueno	de 1.4 a 1.60	de 2.0 a 3.0
excelente	mayor de 1.60	de 3.0 a 4.0

Tabla 1 Indices de absorción y de polarización empleados para clasificar aislamientos en -- transformadores de potencia.

Los factores que influyen en la medición de la resistencia de aislamiento son muchos, tales como: polvo, grasa, aceite, humedad, etc., sobre la superficie a probar, ó el envejecimiento del aislamiento mismo; sin embargo los factores más importantes son la temperatura ambiente y el voltaje de prueba.

#### Efecto de la temperatura.

Cuando se realiza la medición de resistencia de aislamiento es conveniente hacerlas a la misma temperatura o referirlas a una temperatura base, ya que en la mayoría de los -- aislamientos la resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura, es decir, a menor temperatura mayor resistencia de aislamiento.

La conversión de los aislamientos a una misma temperatu-

ra base se realiza aplicando la siguiente fórmula:

$$R = K \times R_t$$

en donde:

R = resistencia de aislamiento en megohms corregida a la temperatura base.

K = factor de corrección por temperatura.

$R_t$  = resistencia de aislamiento en megohms a la temperatura de prueba.

Las bases de temperatura recomendada para los equipos -- tales como interruptores, pararrayos, boquillas, transformadores, etc., es de 20°C, aún cuando los comités de normas no -- especifican la temperatura base.

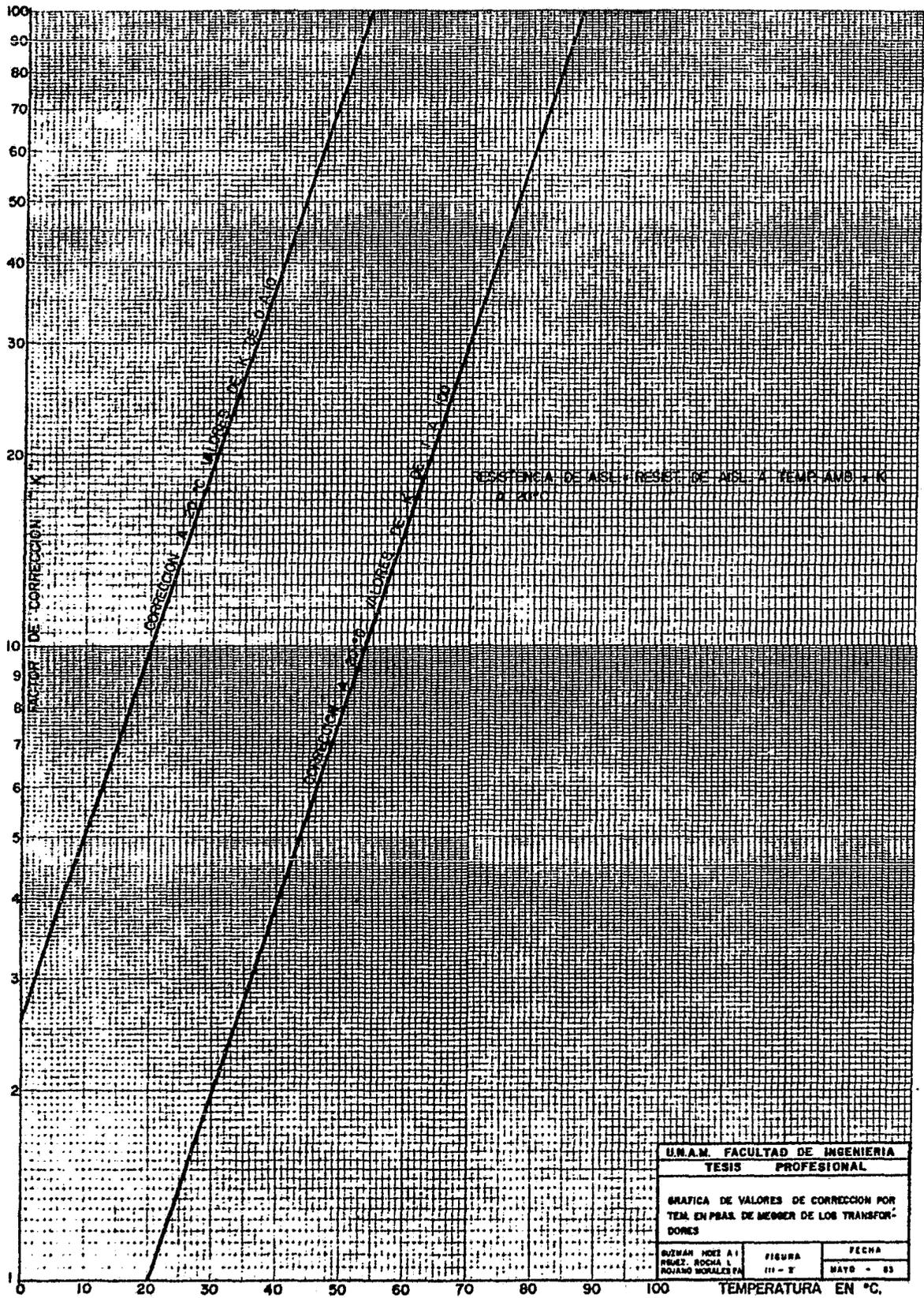
En la figura III-2, se muestra la gráfica de corrección -- por temperatura empleada para pruebas en transformadores de -- potencia.

En general, es posible aplicar un criterio para determinar si un aislamiento está en buenas condiciones, este criterio obedece a una regla práctica, la cual consiste en que se puede admitir un valor de resistencia de aislamiento mínima -- de un megohm por cada Kv de la clase de aislamiento del devanado a 75°C y duplicar este valor por cada 10°C de disminu- -- ción de temperatura.

Esta regla debe de aplicarse cuando se desconocen los -- valores especificados por el fabricante.

Efecto del voltaje.

La medición de la resistencia de aislamiento es en sí --



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
 TESIS PROFESIONAL

GRAFICA DE VALORES DE CORRECCION POR TEM. EN PRBS. DE MENOR DE LOS TRANSFORMADORES

BUZMAN NOE A I RUIZ, ROCHA I ROJANO MORALES FA	FIGURA III - 2	FECHA MAYO - 83
------------------------------------------------------	-------------------	--------------------

una prueba de potencial, y debe por lo tanto restringirse a -- valores apropiados que dependen de la tensión nominal de operación del equipo que se va a someter a la prueba y de las -- condiciones en que se encuentra su aislamiento.

Si la tensión de prueba es alta, se puede provocar fatiga en el aislamiento, y en general, la prueba de resistencia de aislamiento no es una prueba destructiva.

En la siguiente tabla (No. 2) aparecen los valores de -- voltaje de prueba recomendados de acuerdo a la tensión nominal del equipo:

Tabla No. 2

Voltaje de c. d. de prueba	Voltaje nominal de c.a. del equipo a probar
100 y 250 V.	Hasta 100 V.
500 V.	de 100 V. en adelante
1000 V.	de 400 V. en adelante
2500 V.	1000 V. en adelante

Las lecturas de resistencia de aislamiento disminuyen -- normalmente al utilizar voltajes de prueba más altos sin embargo para aislamientos en buenas condiciones y secos, se -- obtendrán valores muy similares para diferentes tensiones de prueba.

Si al aumentar el potencial de prueba se reducen significativamente los valores de resistencia de aislamiento, esto -- nos puede indicar que existen imperfecciones o fracturas en --

el aislamiento, aún cuando la sola presencia de humedad con -  
suciedad puede ocasionar éste fenómeno.

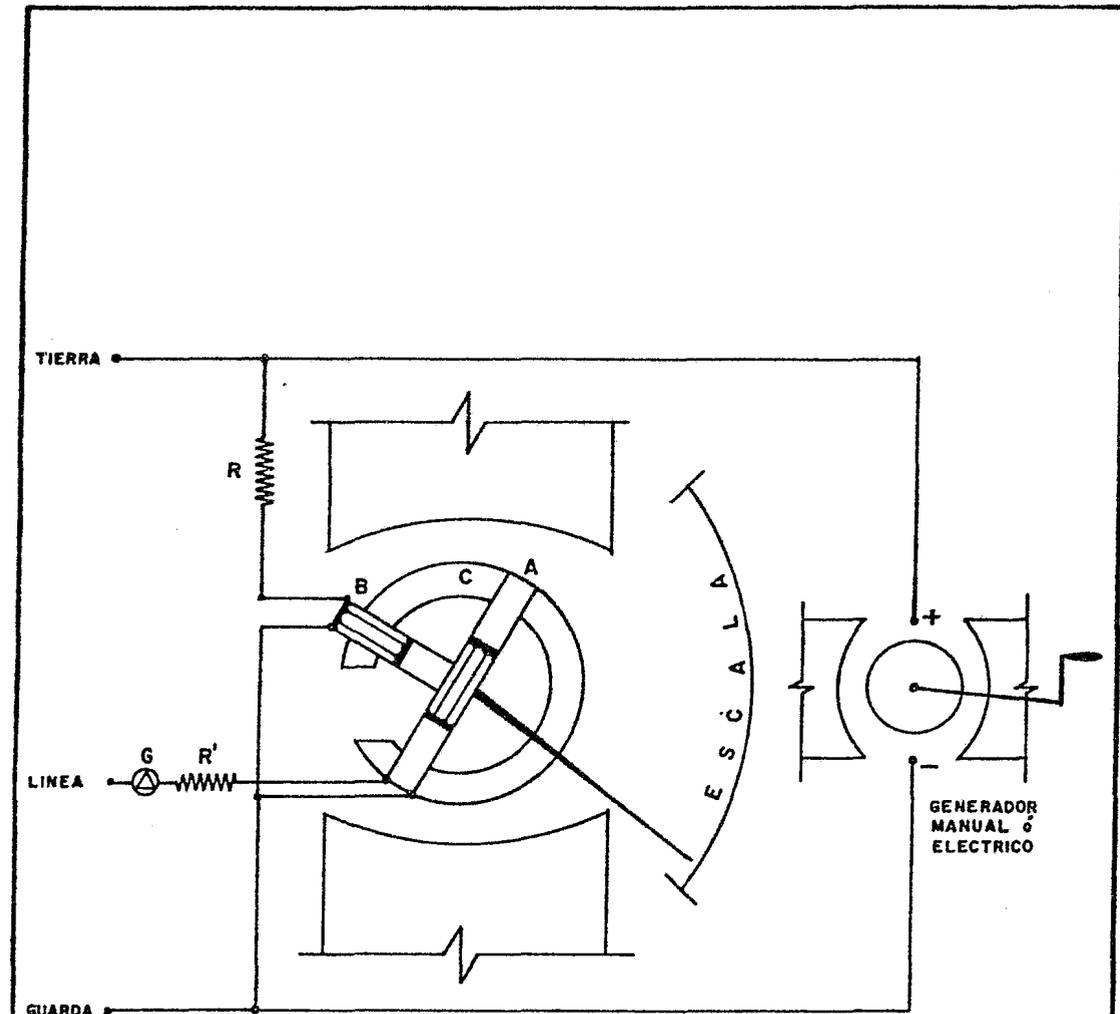
#### Equipo de Prueba.

El método más usual para medir la resistencia de aisla--  
miento en los equipos de alta tensión se realiza utilizando -  
el aparato de prueba llamado MEGGER, que es un aparato indicador  
de lectura directa y cuya escala está graduada en megohms.  
Su principio de operación se basa en aplicar un determinado -  
voltaje de prueba de corriente directa al aislamiento y medir  
la corriente que proporciona indicando la lectura en la esca-  
la del instrumento, la potencia para la medición la suminis--  
tra un pequeño generador operado a mano o motorizado, siendo  
éste último el tipo de más aceptación debido a la uniformidad  
de tensión que se aplica durante la prueba.

Principio de funcionamiento. Aún cuando existe una gran  
variedad de instrumentos para la medición de resistencia de -  
aislamiento, puede decirse que la mayoría utiliza el elemento  
de medición de bobinas cruzadas, cuya principal característi-  
ca es que su exactitud es independiente del voltaje aplicado-  
en la prueba.

El MEGGER consiste fundamentalmente en dos bobinas de -  
signadas como A y B (figura III-3) montadas en un sistema mó-  
vil común con una aguja indicadora unida a los mismos y con -  
libertad para girar en un campo producido por un imán perma--  
nente; el sistema móvil está sustentado en joyas soportadas -  
por resortes y está exento de los espirales de control que --  
llevan otros aparatos como los ampérmetros y vóltmetros.

La bobina deflectora "A" está conectada en serie con una  
resistencia fija  $R'$  cuya función es la de limitar la corrient



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAGRAMA ELEMENAL DEL MEGGER		
GUZMAN HDEZ A. I. RQUEZ. ROCHA L. ROJANO MORALES P.A.	FIGURA III - 3	FECHA MAYO 63

te en la bobina "A" y evitar que se dañe el aparato cuando se ponen en corto circuito las terminales de prueba; la bobina de control "B", está conectada en serie con una resistencia R, quedando la resistencia bajo prueba entre las terminales línea "L" y tierra "T" del aparato.

Las bobinas "A" y "B" están montadas en el sistema móvil con el ángulo fijo entre ellas, y están conectadas en tal forma que cuando se les alimenta una corriente, desarrollan pares opuestos y tienden a girar el sistema móvil en direcciones contrarias, por lo tanto la aguja indicadora se estabilizará en el punto en donde los dos pares se balancean.

Cuando el aislamiento es casi perfecto, o cuando no se conecta nada entre las terminales de prueba no habrá flujo de corriente en la bobina "A", sin embargo en la bobina "B" circulará un flujo de corriente y por tal razón la aguja girará en contra del sentido de las manecillas del reloj hasta quedar colocado el entrehierro en el núcleo del hierro "C", en esta posición la aguja indicadora estará sobre la marca del infinito.

Con las terminales de prueba en corto circuito fluirá una corriente mayor en la bobina "A" que en la bobina "B", -- por tal motivo un par mayor en la bobina "A" desplazará el sistema móvil en el sentido de las manecillas del reloj, hasta colocar la aguja indicadora en el cero de la escala cuando se conecta una resistencia en las terminales L y T del aparato, fluirá una corriente que desplazará el sistema hasta que se alcance un balance entre los pares de las dos bobinas debido a que los cambios en el voltaje afectan las dos bobinas en la misma proporción, la posición del sistema móvil es independiente del voltaje.

### Realización de las Pruebas.

Para la realización de éstas pruebas es conveniente tener en consideración los siguientes puntos: antes de iniciar la -- prueba se debe verificar que el aparato de prueba esté en buenas condiciones, ésto se logra mediante la prueba de ajuste de cero y de infinito respectivamente, lo cuál se logrará con las puntas de prueba en corto circuito y aplicación de voltaje de c.d. para obtener la lectura de cero, y con las puntas abiertas para la lectura de infinito como se mencionó en la descripción del funcionamiento del aparato de prueba.

En seguida se procede a nivelar el instrumento en el lugar asignado para realizar la prueba. Después se deben de --- verificar las lecturas de cero e infinito, quedando de ésta manera en condiciones de trabajo.

Con relación al equipo a probar es necesario tomar las -- siguientes precauciones: el equipo debe de encontrarse a una temperatura cercana a la temperatura ambiente, debe además estar totalmente desenergizado y desconectado de cualquier circuito exterior, para que de esta manera se efectúe la limpieza en las partes aislantes exteriores como la porcelana, las -- cuáles deberán estar libres de sal, ácidos, grasas, humedad, -- aceites, polvo, etc.

### Pruebas a transformadores de potencia.

En general todas las lecturas de resistencia de aislamiento se refieren a la existente entre devanados y de éstos con -- respecto a tierra. Por tal motivo debe observarse que el tanque de los transformadores de potencia, y en general de cualquier equipo que se desea probar, esté siempre aterrizado. Se debe poner en corto circuito cada devanado del transformador -- en las boquillas terminales.

Las mediciones se hacen entre cada devanado y todos los otros devanados a tierra, cuidando de no dejar nunca los -- otros devanados que no se incluyen en la medición. Esto quiere decir que deben referirse a tierra los devanados a los que no se les está efectuando la prueba.

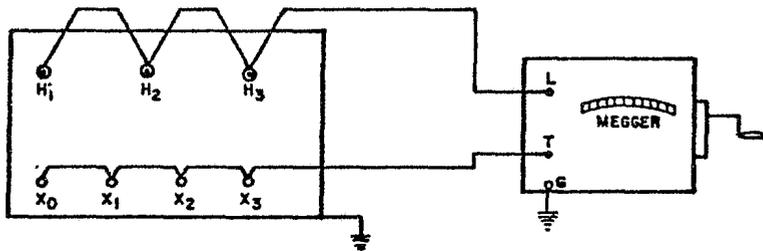
En la figura III-4 se muestran las conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento de un transformador de potencia de dos devanados.

Es importante además que cuando se tengan devanados solidamente aterrizados (como en el caso de devanados en estrella con neutro a tierra), estos deberán de desconectarse para poder medir su resistencia de aislamiento.

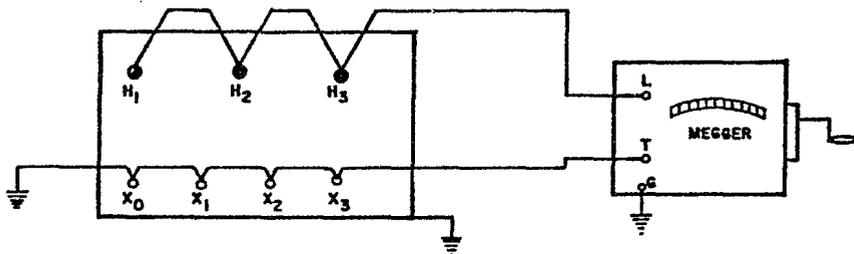
La prueba con el MEGGER nunca debe hacerse con el transformador con bajo nivel de aceite, porque a medida que esté más vacío disminuyen los niveles de flameo, y con la tensión aplicada de c.d. se pueden tener chispas o un arco directo a tierra.

Esta prueba se deberá de efectuar teniendo el tanque del transformador a su nivel, ya que si las pruebas se realizan con los devanados en aire los valores de resistencia de aislamiento resultarán mayores que los obtenidos en aceite por lo que ésto conduciría a conclusiones erróneas.

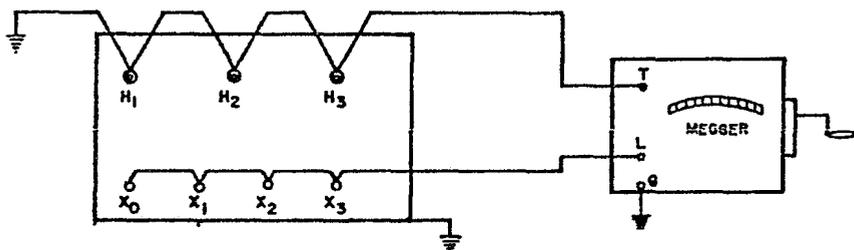
Con relación a las pruebas de los demás equipos, éstas se realizan tomando en consideración los fundamentos expresados antes y tomando la precaución de no exceder los voltajes de prueba aplicados de acuerdo a los niveles de aislamiento correspondientes.



a).- DEVANADO DE ALTO VOLTAJE CONTRA DEVANADO DE BAJO VOLTAJE (H-X)



b).- DEVANADO DE ALTO VOLTAJE CONTRA DEVANADO DE BAJO VOLTAJE + TIERRA (X-H+T)



c).- DEVANADO DE BAJO VOLTAJE CONTRA DEVANADO DE ALTO VOLTAJE + TIERRA (X-H+T)

L = LINEA  
T = TIERRA  
G = GUARDA

**U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA**  
**TESIS PROFESIONAL**

DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA PRUEBA  
DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A UN  
TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS.

ALZAMAN HDEZ. A.I.  
REVEZ. ROCHA L.  
ROJANO MORALES P.A

FIGURA  
III-4

FECHA  
MAYO 83

b)- Pruebas de factor de potencia.

Dentro de los tipos más comunes de pruebas eléctricas - que se practican a los aislamientos está la de factor de potencia, que se encuentra clasificada como una de las pruebas no destructivas.

El principio básico de las pruebas no destructivas es la detección de un cambio de las mediciones características de un aislamiento, las cuales pueden estar asociadas por el efecto de la humedad, calor, ionización (efecto corona), descargas y otros agentes destructivos, los cuales producen la caída de la resistencia de aislamiento.

Las mediciones características de un aislamiento son afectadas por la temperatura, y en el caso de las pruebas con c.d. por la duración de la prueba.

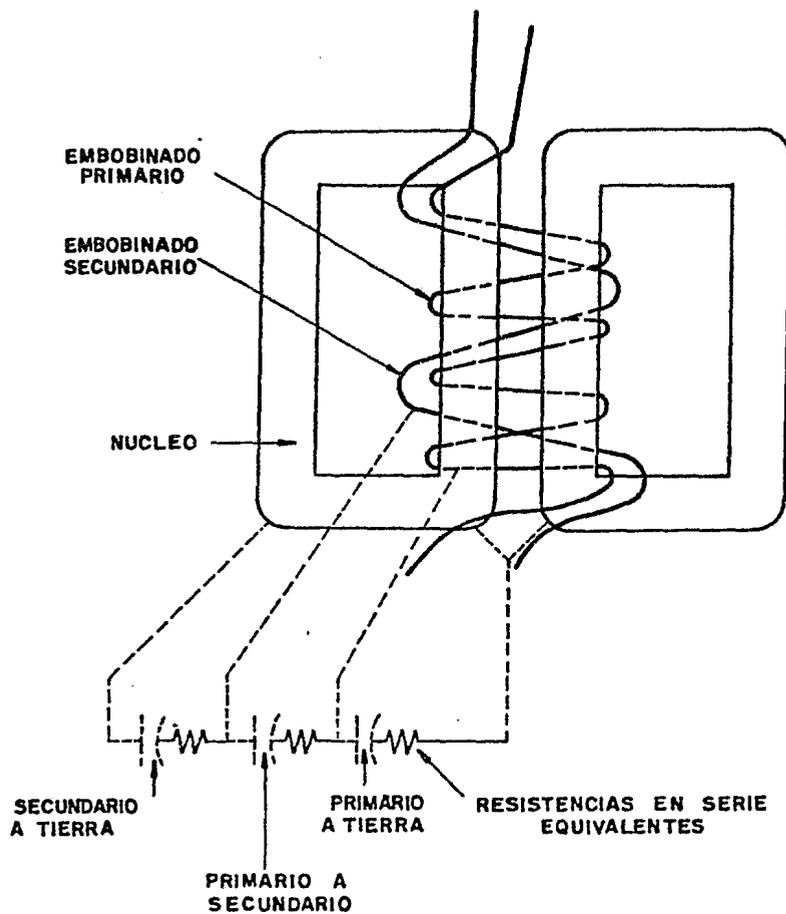
De aquí que es esencial que todos los reportes de las pruebas sean compensados por esas variaciones normales.

Para la prueba de factor de potencia el aislamiento se somete a una tensión alterna, por lo que resultan tres corrientes que determinan el valor total de la corriente.

#### Prueba de Factor de Potencia en Aislamientos.

El factor de potencia en aislamientos no debe ser confundido con el factor de potencia de los sistemas de corriente alterna. El factor de potencia en aislamientos proporciona una indicación de la calidad del aislamiento.

Esto puede entenderse de la siguiente manera. Cualquier embobinado en un transformador es separado de todos los otros



CAPACITANCIAS EQUIVALENTES

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
 TESIS PROFESIONAL

CAPACITANCIAS EQUIVALENTE DE UN -  
 TRANSFORMADOR

SUZMAN ROEZ, A. L.  
 RUIZ ROCHA L.  
 ROJANO MORALES R.

FIGURA  
 XII - 5

FECHA  
 MAYO 83

embobinados y de el potencial de tierra por un aislamiento sólido. Por ejemplo, el aislamiento de celulosa forma un efectivo sistema de capacitancias como se muestra en la figura -- (III-5).

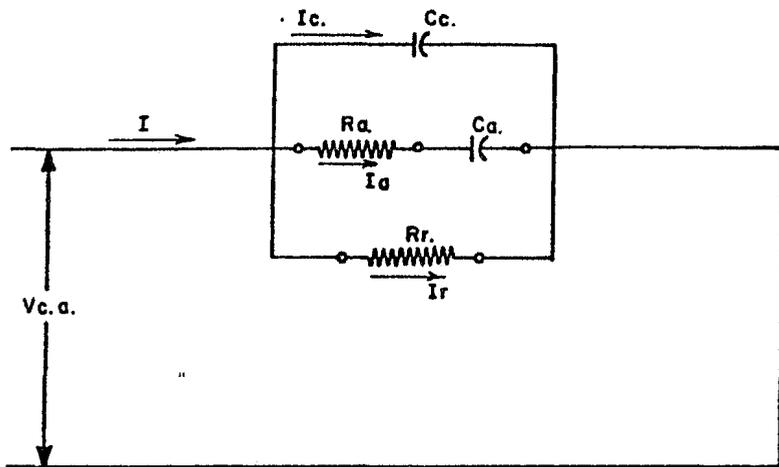
En cada capacitancia hay pérdidas dieléctricas que pueden ser convenientemente representadas por una resistencia en serie con un capacitor. El factor de potencia en un aislamiento es comúnmente definido como la relación de la resistencia a la impedancia de esta combinación y puede ser medido por la aplicación de un voltaje a través de esta capacitancia y midiendo los amperes y los watts de pérdidas podemos calcular el factor de potencia.

Las pérdidas dieléctricas provocan un calentamiento en el aislamiento cuando el transformador esta en operación (en la resistencia equivalente) y este calentamiento además de la humedad pueden provocar un deterioro en el aislamiento. Por esta razón es importante conocer el factor de potencia en los aislamientos.

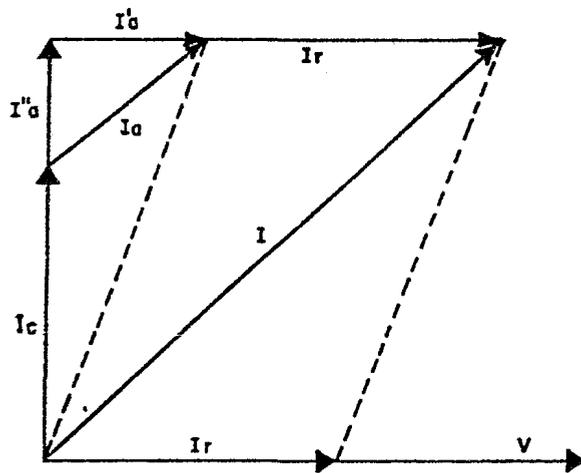
Para la prueba de factor de potencia, el aislamiento se somete a una tensión alterna, por lo que, como se menciona en la prueba de resistencia de aislamiento, resultan tres corrientes, las cuales forman la corriente total a través del aislamiento.

Las tres corrientes están presentes durante todo el tiempo que el dielectrico está bajo prueba, de donde resulta:

$$I = I_c + I_a + I_r$$



(a)



(b)

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
 TESIS PROFESIONAL

REPRESENTACION DE UN DIELECTRICO

GUZMAN HDEZ A. I.  
 RIBUEZ, ROCHA L.  
 ROJANO MORALES PA

FIGURA  
 III-6

FECHA  
 MAYO 83

en donde:

$I$  = Corriente resultante

$I_c$  = Corriente capacitiva

$I_a$  = Corriente de absorción dieléctrica

$I_r$  = Corriente de conducción.

De acuerdo con lo anterior un dieléctrico se puede representar por medio del circuito de la fig. III-6(a)

La corriente de absorción ( $I_a$ ) tiene dos componentes, -- una activa ( $I'_a$ ) y otra capacitiva ( $I''_a$ ); y el diagrama vectorial resultante es el de la fig. III-6(b).

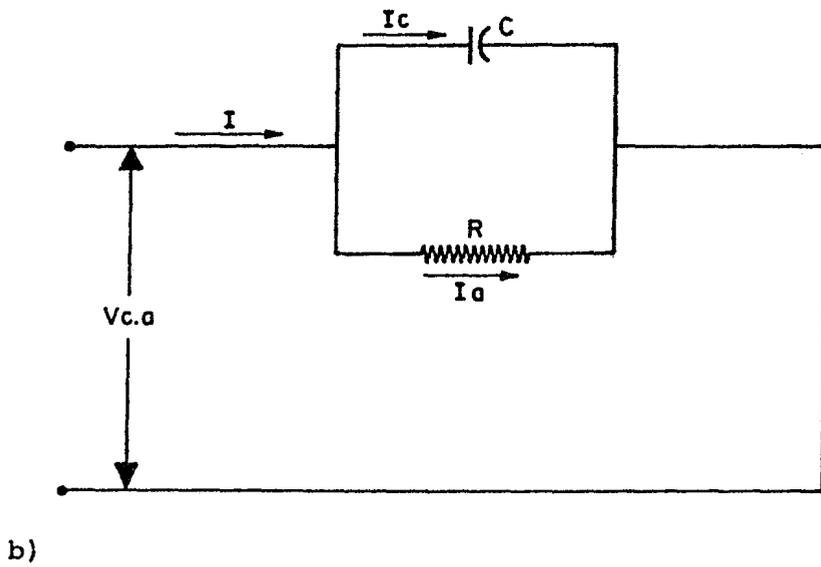
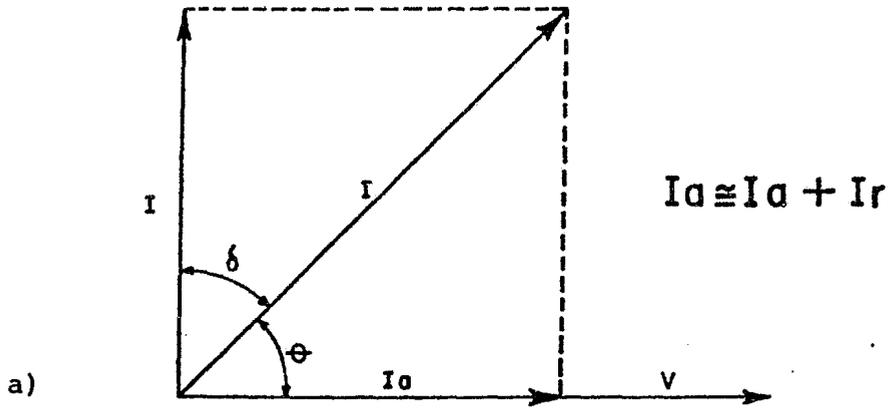
Al diagrama vectorial anterior también se le conoce como diagrama vectorial de pérdidas en los dieléctricos bajo la acción de la corriente alterna y es la representación más exacta. Pero su aplicación resulta más laboriosa, por lo que para fines prácticos, se emplea el diagrama vectorial de pérdidas simplificado, el cual se muestra en la fig. III-7

La fig. III-7 corresponde al circuito eléctrico simplificado de la fig. III-8.

Del diagrama vectorial de pérdidas simplificado se puede determinar el factor de potencia y el factor de disipación; -- el primero se obtiene a partir del coseno del ángulo  $\theta$ , y el segundo se obtiene a través de la tangente del ángulo  $\delta$ . En estas condiciones, de la fig III-7 tenemos que:

$$I = \sqrt{I_a^2 + I_c^2} \quad - - - \quad (1)$$

$$\cos \theta = \frac{I_a}{I} ; \quad - - - \quad (2)$$



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERÍA		
TESIS PROFESIONAL		
DIAGRAMA DE PERDIDAS SIMPLIFICADO		
GUZMAN HDEZ A. I.	FIGURA III-7	FECHA
RSUEZ, ROCHA L.		MAYO 83
ROJANO MORALES P.A.		

$$\tan \delta = \frac{I_a}{I_c} \dots (3)$$

despejando  $I_a$  de ec. (3)

$$I_a = I_c \tan \delta \dots (4)$$

sustituyendo ec. (4) en ec. (1) tenemos:

$$I = \sqrt{\tan^2 \delta I_c^2 + I_c^2}$$

$$I = I_c \sqrt{\tan^2 \delta + 1} \dots (5)$$

sustituyendo ec. (4) y ec. (5) en ec. (2) tenemos:

$$\cos \theta = \frac{\tan \delta I_c}{I_c \sqrt{\tan^2 \delta + 1}}$$

$$\therefore \cos \theta = \frac{\tan \delta}{\sqrt{\tan^2 \delta + 1}} \dots (6)$$

Cuando en el dieléctrico se tienen corrientes de fuga - muy pequeñas el ángulo  $\delta$  es muy pequeño, y por consiguiente - el ángulo  $\theta$  tiende a  $90^\circ$ ; en estas condiciones:

$$I = I_c$$

de las ecuaciones (2) y (3) podemos ver que:

$$\tan \delta = \cos \theta = \text{f.p.}$$

Esto es cierto para ángulos  $\delta$  menores de  $10^\circ$  puesto que:

$$\cos 80^\circ = 0.1736 \text{ y } \tan 10^\circ = 0.1763$$

Sin embargo se puede incurrir en graves errores si la  $\tan \hat{\phi}$  (algunas veces llamado factor de disipación D) se considera igual al factor de potencia con valores mayores a 10°.

En ocasiones el factor de potencia se calcula en función del factor de disipación (D) que se obtiene mediante un puente de capacitancias que es básicamente un puente de Schering, ya que permite con suficiente exactitud la medición de pequeñas y grandes capacidades para tensiones bajas y altas, con frecuencias industriales de 50 y de 60 Hz. En la figura 7-c), se muestra el diagrama de conexiones de un puente de Schering:

$$Z_A = C_n, \quad Z_B = C_x, R_x, X; \quad Z_C = R_2; \quad Z_D = R_1, C_1$$

Las condiciones de equilibrio son:

$$Z_A Z_C = Z_B Z_D; \quad \theta_{ZD} + \theta_{ZB} = \theta_{ZA} + \theta_{ZC}$$

Para este caso

$$R_1 X_{cx} = R_2 X_{cn} \quad X_{cx} = \frac{L}{\omega C_x}$$

$$X_{cn} = \frac{1}{\omega C_n} \quad C_x = \frac{R_1}{R_2} C_n$$

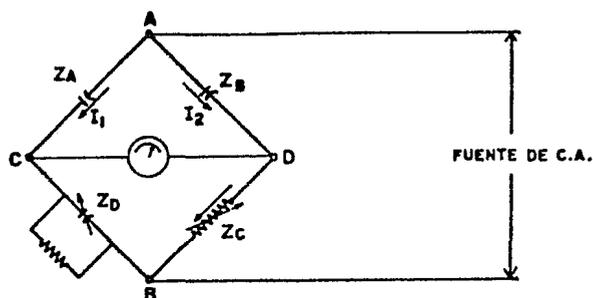


Fig. 7-c) PUENTE DE SCHERING

en donde:

- $C_1$  = condensador variable que se utiliza para el -- equilibrio de fases, en paralelo con una re--- sistencia variable  $R_1$  y un ángulo  $\theta_1$  en ésta - rama.
- $C_n$  = Condensador patrón fijo, por lo general de --- aire comprimido sin pérdidas y de valor conoci do.
- $R_2$  = Resistencia variable que permite equilibrar el puente en magnitud.
- $C_x$  = Condensador sujeto a prueba con resistencia de pérdidas  $R_x$  y un ángulo de pérdidas
- $R_1$  = Resistencia de valor conocido.

Bajo éste punto de funcionamiento se realizan las pruebas de factor de potencia, en donde para pruebas de campo se em- - plea el puente de pérdidas fabricado por la Doble Engineering- Co., en sus modelos tipo MEU para un voltaje de operación de - 2500 volts y los tipos MH y M2H para pruebas con 10Kv máximos.

En éstas condiciones, el factor de potencia de una aisla- miento es el coseno del ángulo entre el vector de la corriente de carga y el vector del voltaje aplicado. En otras palabras es un componente de la energía de la corriente de carga. La - cantidad de carga en volt-amperes y las pérdidas dieléctricas- en watts a un voltaje determinado, y éstas aumentan con la can- tidad de aislamiento que está siendo probado. Sin embargo la- relación entre los VOLT-AMPERES de carga y las pérdidas en - - watts remanentes disminuye equitativamente con la cantidad de- aislamiento probado, considerando que el aislamiento es de una calidad uniforme. Esta relación básica elimina el efecto de - la uniformidad de los aparatos eléctricos estableciendo valo-- res de aislamiento "normales", lo cual simplifica los proble--

mas al realizar las pruebas.

El equipo de prueba de factor de potencia de la Doble - Engineering mide la corriente de carga y los WATTS de pérdidas de donde se determina el factor de potencia, la capacitancia y la resistencia de corriente alterna puede ser fácilmente determinada a un voltaje de prueba determinado de ésta forma:

$$\text{Factor de potencia} = \frac{\text{miliwatts}}{\text{milivots-amperes}} \times 100$$

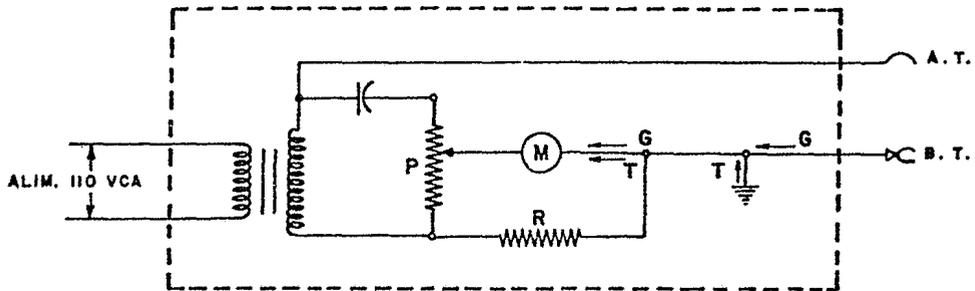
Con éste incremento de prueba se pueden realizar las mediciones en tres formas diferentes para determinar las características de un aislamiento, y de ésta manera analizar con exactitud la localización de algún punto de falla. Las mediciones que pueden ser seleccionadas son: GROUND, GUARD, UST.

Para hacer un análisis de cada una de estas mediciones - nos referiremos a la figura III-8 en donde se representan los diferentes circuitos simplificados para cada caso.

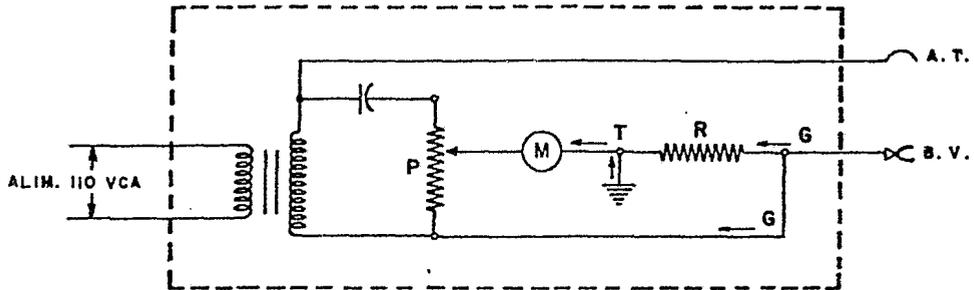
En la posición GROUND (tierra) se mide la suma del total de las corrientes que se derivan por el cable de guarda y por tierra es decir, G + T. La resistencia de rango R limita a un valor despreciable, la corriente que no pasa por el circuito de medición.

En la posición GUARD (guarda), la corriente del cable de guarda es discriminada al derivarse sin pasar por el circuito de medición, y sólomente es medida la corriente que regresa - al aparato por su conexión a tierra. (Solo mide T)

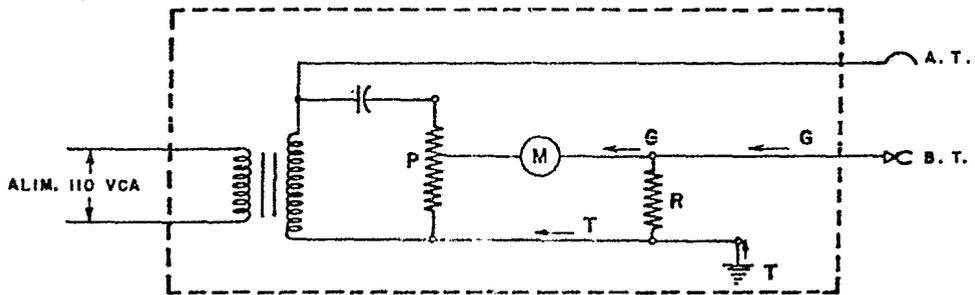
En la posición UST (Ungrounded-Speciment-Test), que significa "prueba de la muestra sin conexión a tierra", se mide-



a).- MEDICION EN GROUND.



b).- MEDICION EN GUARD



c).- MEDICION EN U.S.T.

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

CIRCUITOS SIMPLIFICADOS PARA LAS MEDICIONES DEL MEU

GUZMAN HDEZ A. I.  
ROJAS, ROCHA L.  
ROJANO MORALES P.A.

FIGURA  
III - 6

FECHA  
MAYO 83

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).

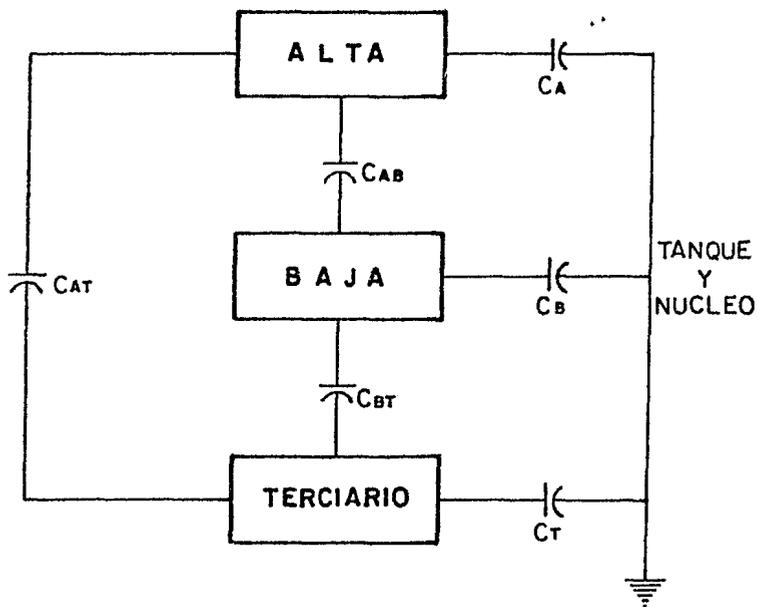
Con el objeto de comprobar las lecturas, el aparato tiene un conmutador de tres posiciones para tomar las lecturas en Directo, Fuera e Inverso; cada lectura de mVA se toma dos veces (una en cada posición) y la lectura de mW. Además se le determina la polaridad en cada posición de la perilla de polaridad, la cuál se obtiene al girar lentamente la perilla y observando el sentido de la deflexión de la aguja indicadora sobre la escala para determinar si la lectura es positiva o negativa. Esta operación nos permite eliminar los errores que pueden tenerse por la presencia de campos electrostáticos, los cuales afectan principalmente las lecturas de los mW. Una vez hecho lo anterior, se pueden calcular los mVA y mW promedio como sigue:

$$mVA_{\text{ prom }} = \frac{\text{Suma aritmética}}{2}$$

$$mW_{\text{ prom }} = \frac{\text{Suma algebraica}}{2}$$

El método de factor de potencia es muy recomendable para detectar la humedad y otros contaminantes que producen pérdidas en los aislamientos de los equipos eléctricos. Como es una relación de pérdidas lo que se mide, el 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.

Para el caso de transformadores de potencia si se quiere probar íntegramente cada uno de los aislamientos que intervienen, es necesario tomar en cuenta que tipo de transformador es; de dos devanados, tres devanados o autotransformado--



**TABLA DE CONEXIONES DE PRUEBA**

PRUEBA	DEVANADO ENERGIZADO	DEVANADO A TIERRA	DEVANADO GUARDADO	PRUEBA	MEDICION
1	ALTA	BAJA	TERCIARIO	GROUND	$C_A + C_{AB}$
2	ALTA	—	BAJA Y TERCARIO	GUARD	$C_A$
3	BAJA	TERCIARIO	ALTA	GROUND	$C_B + C_{BT}$
4	BAJA	—	ALTA Y TERCARIO	GUARD	$C_B$
5	TERCIARIO	ALTA	BAJA	GROUND	$C_T + C_{BT}$
6	TERCIARIO	—	ALTA Y BAJA	GUARD	$C_T$
7	TODOS	—	—	GROUND	$C_A + C_B + C_T$

**LECTURA DE COMPROBACION**

$C_{AB}$  = PRUEBA 1 - PRUEBA 2 - ENERGISE ALTA Y BAJA EN UST.

$C_{BT}$  = PRUEBA 3 - PRUEBA 4 - ENERGISE BAJA Y TERCARIO EN UST.

$C_{AT}$  = PRUEBA 5 - PRUEBA 6 - ENERGISE ALTA Y TERCARIO EN UST.

PRUEBA 7 = PRUEBA 2 + PRUEBA 4 + PRUEBA 6

**U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL**

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A  
UN TRAF. DE POTENCIA DE TRES DEVANADOS

GUZMAN HDEZ A. I.  
ROQUEZ. ROCHA L.  
ROJANO MORALES PA.

FIGURA  
III - 9

FECHA  
MAYO 83

res. Si el transformador es de tres devanados y su terciario no tiene terminales exteriores se trata como un transformador de dos devanados. En un autotransformador o regulador de - - voltaje los devanados de entrada y salida se consideran como uno solo.

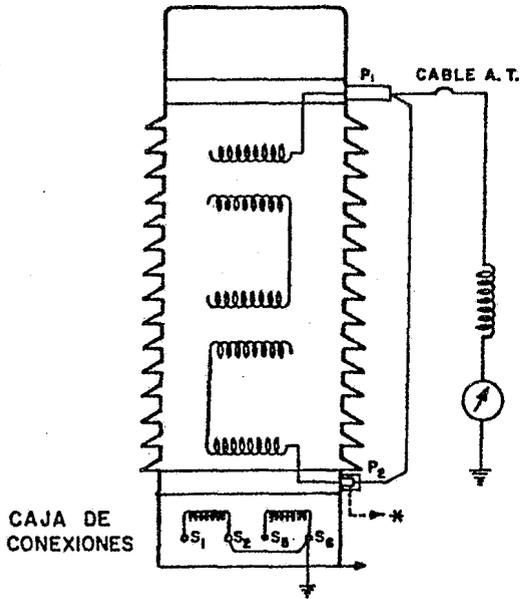
Los aislamientos que intervienen en un transformador de tres devanados se muestra en la figura III-9, en donde se representa el aislamiento de alto voltaje y tierra por  $C_A$ , entre bajo voltaje y tierra por  $C_B$ ; entre el terciario y tierra  $C_T$ , entre alto y bajo voltaje por  $C_{AB}$ , entre bajo voltaje y terciario por  $C_{BT}$ , y entre alto voltaje y terciario por  $C_{AT}$ .

De acuerdo con esta información en la misma figura III-9 se muestra la forma en que deben realizarse las conexiones -- del equipo de prueba para determinar cada uno de los aislamientos que intervienen en dicho transformador. Como podrá -- observarse algunos valores de los aislamientos pueden obtenerse a través de los resultados de prueba, tales como son los -- aislamientos entre devanados  $C_{AB}$ ,  $C_{BT}$  y  $C_{AT}$ ; pero así mismo, -- éstos valores pueden obtenerse a través de las pruebas de los aislamientos en la posición UST del equipo de prueba, con lo -- cual, al obtenerse los mismos resultados de prueba por los -- dos métodos, éstos nos dan la seguridad de que las pruebas -- fueron realizadas correctamente.

De igual forma el método descrito anteriormente es em- -- pleado para realizar las pruebas en los demás equipos. En -- las figuras III-10, III-11, y III-12 se muestran las conexiones y pruebas que son realizadas en los transformadores de -- potencia y de corriente, apartarrayos e interruptores respectivamente.

Para el caso de pruebas a interruptores, se realizan con

### TRANSFORMADOR DE POTENCIA (TP)



### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)

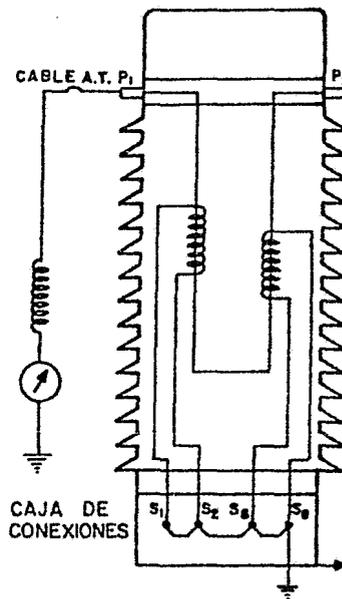


TABLA DE CONEXIONES DE PRUEBA					
EQUIPO	ENERGIZAR	ATERRIZAR	GUARDAR	POSICION	MEDICION
TP's	P1-P2	S2-S3	—	GROUND	TOTAL
TP's	P1 ó P2	S1-S2 S3-S4	—	GROUND	TOTAL

\* EN EL CASO DE LOS TP'S, EL BORNE P<sub>2</sub> DEBE DESCONECTARSE DE TIERRA PARA REALIZAR LA PRUEBA.

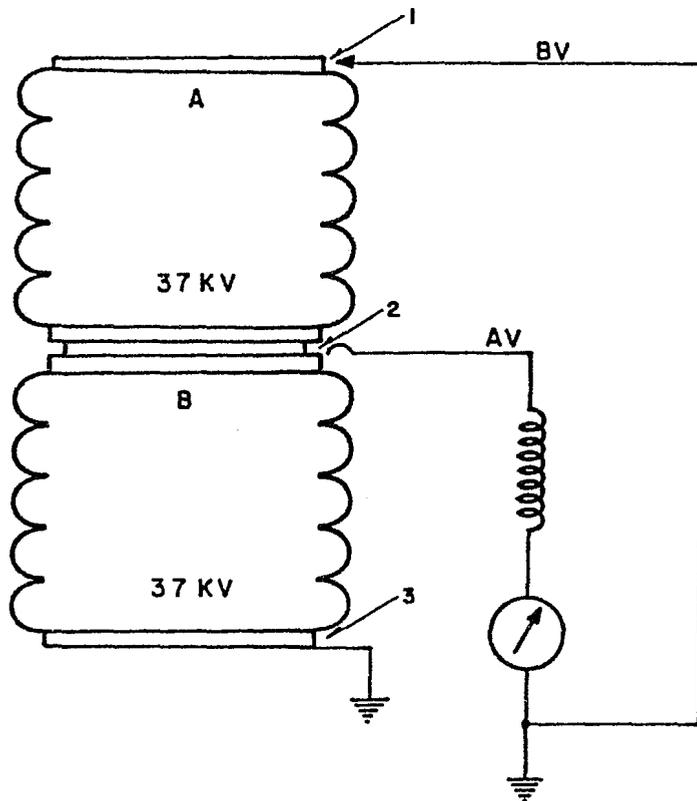
U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A TP'S. Y TC'S.

GUZMAN HDEZ A. I.  
ROQUEZ, ROCHA L.  
ROJANO MORALES PA.

FIGURA  
III-10

FECHA  
MAYO 83



**TABLA DE  
CONEXIONES DE PRUEBA**

KV PRUEBA	ENERGIZAR	CONEXION A TIERRA	CONEXION DE GUARDA	CONEXION CABLE BV	PRUEBA	MEDICION
2.5	2	3		1	UST	A
2.5	2	3	1		GROUND	B

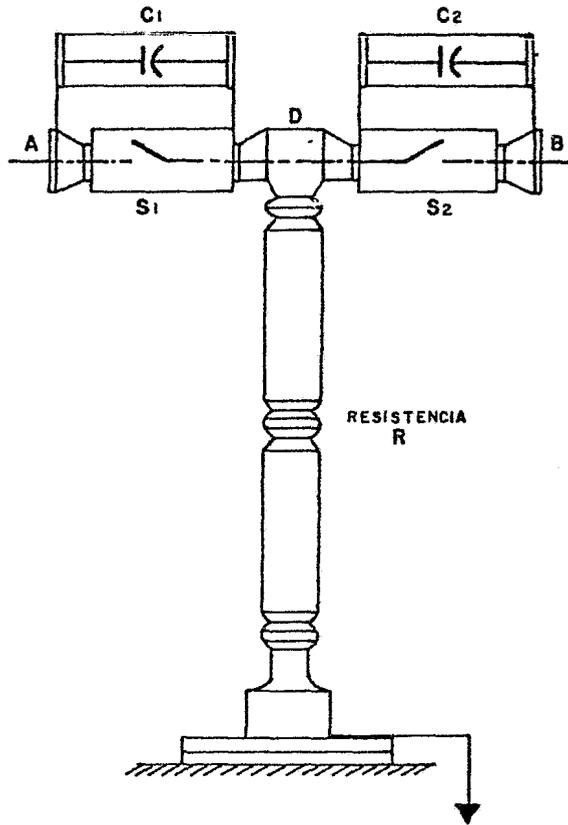
**U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL**

DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA PRUEBA DE  
FACTOR DE POTENCIA EN APARTARRAYO.

BUZMAN HDEZ A. I.  
ROVEZ. ROCHA L.  
ROJANO MORALES PA.

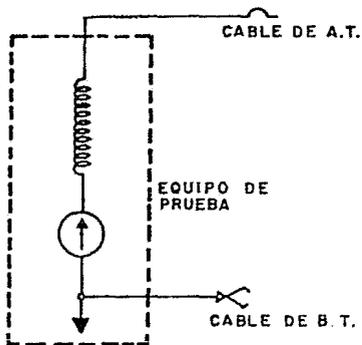
FIGURA  
III-11

FECHA  
MAYO 83



**TABLA DE CONEXIONES DE PRUEBA**

PRUEBA	ENERGIZAR	ATERRIZAR	GUARDAR	CA-BLES B. T.	POSICION	MEDICION
1	D	B	—	A	U. S. T.	S <sub>1</sub> + C <sub>1</sub>
2	D	A	—	B	U. S. T.	S <sub>2</sub> + C <sub>2</sub>
3	D	—	A, B	—	GUARD	R



**U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL**

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A UN INT.  
DE POTENCIA EN SF<sub>6</sub> DE 230 KVA MCA. SIEMENS.

GUZMAN RDEZ A. I.  
RIGUEZ. ROCHA L.  
ROJANG MORALES E.A.

FIGURA  
III - 12

FECHA  
MAYO 83

el interruptor tanto en la posición de abierto como en posición de cerrado. La prueba de interruptor abierto se determina en cada boquilla del interruptor.

Los resultados obtenidos en cada una de las pruebas se analizan de la siguiente manera: una comparación de las pérdidas con el interruptor cerrado y la suma de las pérdidas de las dos pruebas con el interruptor abierto nos indicarán las condiciones generales de los medios aislantes del interruptor. Si la suma de las dos pruebas con interruptor abierto no exceden en mW del valor obtenido con el interruptor cerrado, consideramos que el equipo está en buenas condiciones.

En todos los casos antes de realizar las pruebas deben de tomarse las siguientes precauciones:

a).- La prueba debe realizarse con el equipo desenergizado.

b).- Las terminales de las boquillas y porcelanas deben estar libres de polvo, grasa, sales, y otras impurezas, así como totalmente secas.

c).- Los dos anillos exteriores colocados en el gancho de prueba de alta tensión no deben tocar las terminales de las boquillas, ya que ésto provocaría un corto circuito en el aparato de prueba.

d).- Desconectar los neutros de tierra en cada devanado, y en el caso de prueba a transformadores de potencial desconectar el conector de tierra del devanado primario ( $p_2$ ).

e).- Poner en corto circuito cada devanado en sus boquillas terminales.

f).- Dejar o conectar a tierra el tanque del equipo.

g).- Verificar el funcionamiento en general del equipo.

h).- Realizar las conexiones para efectuar las pruebas de acuerdo con el equipo que será probado, no sin antes de limitar el área de trabajo para evitar algún accidente.

Como el factor de potencia se afecta por la temperatura es conveniente referir los valores de las pruebas a una temperatura base, la cual es de 20°C. De ésta manera es más sencillo efectuar estadísticas de los resultados obtenidos en las diferentes pruebas de factor de potencia. En la figura - - - III-13 se muestran los factores de corrección de factor de -- potencia por temperatura.

Debido a que en una gran parte de equipos eléctricos el aceite aislante es el dieléctrico que se emplea, es de gran - importancia determinar cuáles son las condiciones en que se - encuentra antes de ser introducido a los equipos y después de terminados los trabajos de montaje.

Al igual que la prueba de rigidez dieléctrica del acei--te, la prueba del factor de potencia debe realizarse para detectar (en caso de obtener resultados elevados de factor de - potencia) la presencia de contaminación por humedad, carbón y otras materias conductoras.

La prueba se realiza en una celda que proporciona el - - equipo de la Doble Engineering Co., la cual consiste en un capacitor cilíndrico en el cual el dieléctrico empleado es el - aceite que será probado. En la figura III-14 se muestran las conexiones de la celda para efectuar la prueba.

En cuanto a los resultados de prueba obtenidos nosotros-

TEMPERATURA DE PRUEBA		TRANSFORMADORES CON ASKAREL	TRANSFORMADORES CON ACEITE Y CONSERVADOR DE AIRE.	TRANSFORMADORES CON ACEITE, SELLADOS Y GAS A PRESION.	TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTO CON ACEITE.
°C	°F				
0	32.0		1.56	1.57	1.67
1	33.8		1.54	1.54	1.64
2	35.6		1.52	1.50	1.61
3	37.4		1.50	1.47	1.58
4	39.2		1.48	1.44	1.55
5	41.0		1.46	1.41	1.52
6	42.8		1.45	1.37	1.49
7	44.6		1.44	1.34	1.46
8	46.4		1.43	1.31	1.43
9	48.2		1.41	1.28	1.40
10	50.0		1.38	1.25	1.36
11	51.8		1.35	1.22	1.33
12	53.6		1.31	1.19	1.30
13	55.4		1.27	1.16	1.27
14	57.2		1.24	1.14	1.23
15	59.0		1.20	1.11	1.20
16	60.8		1.16	1.09	1.16
17	62.6		1.12	1.07	1.12
18	64.4		1.08	1.05	1.08
19	66.2		1.04	1.02	1.04
20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00
21	69.8	.95	.96	.98	.97
22	71.6	.90	.91	.96	.93
23	73.4	.85	.87	.94	.90
24	75.2	.81	.83	.92	.86
25	77.0	.76	.79	.90	.83
26	76.8	.72	.76	.88	.80
27	80.6	.68	.73	.86	.77
28	82.4	.64	.70	.84	.74
29	84.2	.60	.67	.82	.71
30	86.0	.56	.63	.80	.69
31	87.8	.53	.60	.78	.67
32	89.6	.51	.58	.76	.65
33	91.4	.48	.56	.75	.62
34	93.2	.46	.53	.73	.60
35	95.0	.44	.51	.71	.58
36	96.8	.42	.49	.70	.56
37	98.6	.40	.47	.69	.54
38	100.4	.39	.45	.67	.52
39	102.2	.37	.44	.66	.50
40	104.0	.35	.42	.65	.48
41	105.8	.34	.40	.63	.47
42	107.6	.33	.38	.62	.45
43	109.4	.31	.37	.60	.44
44	111.2	.30	.36	.59	.42
45	113.0	.29	.34	.57	.41
46	114.8	.28	.33	.56	
47	116.6	.27	.31	.55	
48	118.4	.26	.30	.54	
49	120.2	.25	.29	.52	
50	122.0	.24	.28	.51	
52	125.6	.22	.26	.49	
54	129.2	.21	.23	.47	
56	132.8	.19	.21	.45	
58	136.4	.18	.19	.43	
60	140.0	.16	.17	.41	
62	143.6	.15	.16	.40	
64	147.2	.14	.15	.38	
66	150.8	.14	.14	.36	
68	154.4	.13	.13	.35	
70	158.0	.12	.12	.33	
72	161.6	.11	.12	.32	
74	165.2	.11	.11	.31	
76	168.8	.10	.10	.30	
78	172.4	.09	.09	.28	
80	176.0	.09	.09	.27	

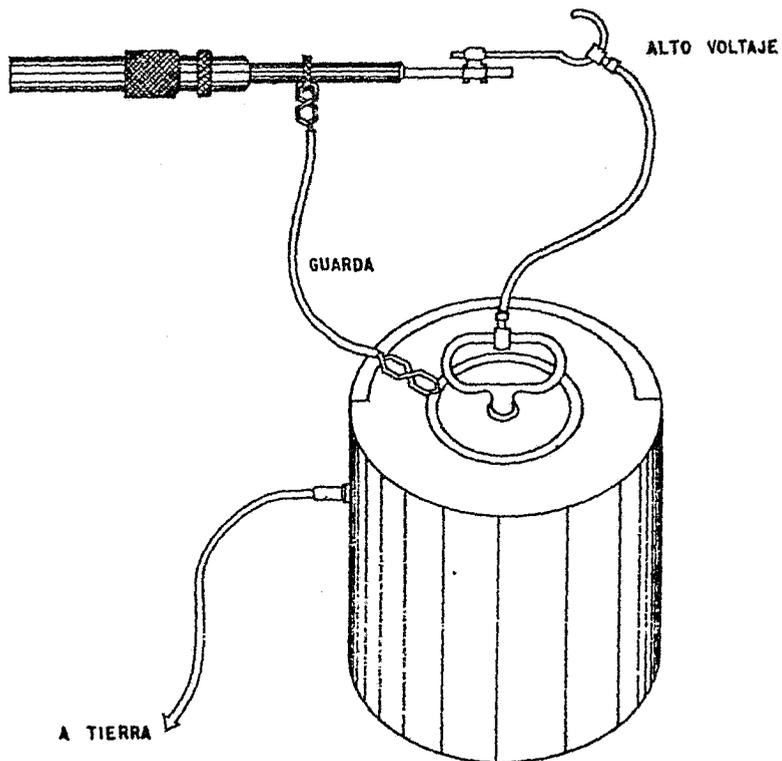
U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

FACTORES DE CORRECCION DE  
FACTOR DE POTENCIA POR TEM-  
PERATURA A 20° C.

SUZMAN HDEZ A.I.  
RBUENZ, ROCHA L.  
ROJANO MORALES PA

FIGURA  
III-13

FECHA  
MAYO 83



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
**TESIS PROFESIONAL**

DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA LA  
 PRUEBA DE F.P. A LIQUIDOS AISLANTES

DUZMAN HOEZ A. I.  
 REVEZ ROCHA L.  
 ROJANO MORALES P. A.

FIGURA  
 14

FECHA  
 MAYO 83

consideramos que cualquier aceite aislante nuevo en óptimas condiciones es proporcionado por los fabricantes con un factor de potencia de 0.051% o menos a 20°C, sin embargo en pruebas de campo se ha demostrado que cualquier aceite con un factor de potencia 0.51% a 20°C debe considerarse en buenas condiciones.

Cuando el factor de potencia es mayor que 0.51% éste debe ser analizado en pruebas más rigurosas en el laboratorio para determinar cuál es la causa del alto factor de potencia.

A causa de los muchos factores de los que depende el factor de potencia y a la falta de normas para instrumentos, mediciones y valores de corrección por temperatura, los valores límites para considerar aceptable el factor de potencia de los aislamientos en un transformador de potencia, interruptores, apartarrayos, etc. varía de acuerdo con el fabricante; por esta razón es necesario siempre que se realicen pruebas, tener a la mano los reportes de prueba específicos de cada fabricante para comparar los resultados obtenidos y determinar si éstos son adecuados.

Como ejemplo de esto tenemos que, los transformadores contenidos en aceite pueden tener valores de factor de potencia, del orden de 2% o menos a 20°C. Sin embargo, la Cía. de Luz y Fuerza del Centro acepta como valor máximo permisible el 1% de factor de potencia para transformadores nuevos, en tanto que la CFE acepta hasta un 3% en los mismos transformadores nuevos; IEM por norma interna de fabricación entrega los transformadores con un factor de potencia menor al 1%.

En general, la interpretación de los resultados de prueba incluye el uso de los reportes de prueba de cada fabricante como se dijo antes, y de los estudios estadísticos obteni-

dos de la relación de pruebas en equipos similares mediante los cuáles se pueden analizar si los aislamientos están en buenas condiciones.

c). Prueba de relación de transformación.

Todas las mediciones eléctricas de relación de espiras de un transformador depende de la suposición de que la relación de tensión sin carga del transformador bajo prueba, es igual a la relación numérica de las espiras; o bién, que la relación entre las espiras se puede calcular a partir de la relación de tensión sin carga.

$$a = \text{Relación de transformación} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_H}{N_X}$$

en donde:

- a = Relación de transformación.
- $V_1$  = Voltaje en vacío de alta tensión.
- $V_2$  = Voltaje en vacío de baja tensión.
- $N_H$  = Número de espiras bobina de alta tensión.
- $N_X$  = Número de espiras bobina de baja tensión.

La forma más satisfactoria de medir la relación de un transformador de potencia, es ponerlo en paralelo con un transformador patrón de relación y polaridad conocida.

Este método es el que se utiliza con el TTR (Transformer Tur Ratio).

El TTR está diseñado para medir con precisión la relación de espiras de transformadores cuya relación de transformación sea inferior a 130, y también para dar una lectura directa a la relación de espiras cuando el devanado de baja ten

si3n es el primario durante la prueba. El aparato est1 dis -  
puesto de manera que durante las pruebas de relaci3n la pola-  
ridad est1 determinada, lo que facilita la detecci3n de espi-  
ras abiertas o en corto circuito. Cuando el devanado es acce-  
sible, ofrece un medio para obtener el conteo num3rico de las  
espiras. Los transformadores con relaciones de transforma- -  
ci3n hasta de 330, se pueden medir empleando equipo auxiliar.

El aparato se usa para pruebas en campo y laboratorio de  
transformadores monof1sicos y polif1sicos de distribuci3n y -  
de potencia, dise1ado para operaci3n de 25 a 60 ciclos, y con  
un devanado de baja tensi3n de 8 V. Estas caracterf1sticas -  
permiten pruebas de todos los tipos y clasificaciones de - --  
transformadores de potencia y de distribuci3n en uso general.

Cuando no se puede usar el devanado de baja tensi3n como  
primario durante la prueba, debido a una corriente magnetizan-  
te excesiva, se puede conectar el devanado de alta tensi3n al  
primario. En 3sta aplicaci3n el TTR lee relaci3n inversa de-  
espiras hasta tres decimales, y la cuarta cifra por interpola-  
ci3n.

El aparato se usa tambi3n para ciertas pruebas de trans-  
formadores especiales, por ejemplo; transformadores de poten-  
cial y de corriente, asf como transformadores para tubos lumi-  
nosos.

La relaci3n de transformaci3n sin carga del transforma--  
dor de referencia del TTR, es aproximadamente 0.9995 de la --  
relaci3n indicada en los cuadrantes cuando la relaci3n indica-  
da es mayor que uno. Para relaciones inversas (inferiores a-  
uno) la relaci3n de tensi3n sin carga es igual a la lectura -  
de la caratula m1s o menos 0.0005.

### Principio de operación.

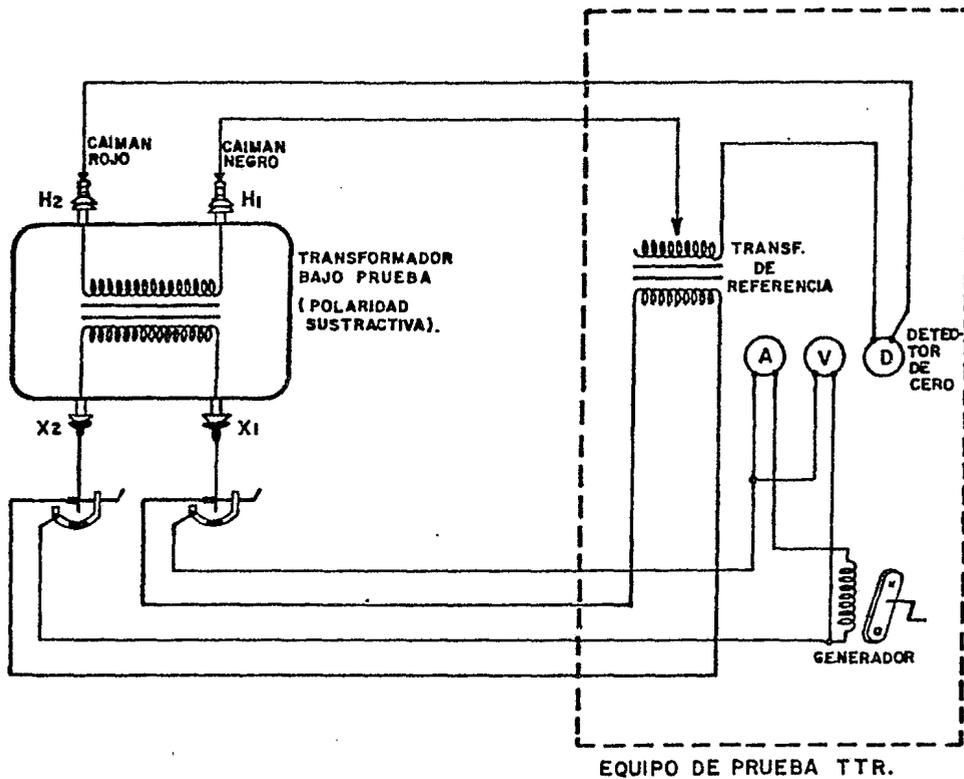
Cuando un transformador está excitado por su devanado de baja tensión, la relación de tensión sin carga casi es exactamente igual a la relación de espiras. La diferencia entre -- las dos relaciones se debe a la caída de tensión en el primario, que resulta del paso de la corriente magnetizante a través del mismo, y frecuentemente es inferior al 0.1%. Todos -- los métodos eléctricos para medir la relación de espiras se -- basan en el principio anterior. El problema básico es el de -- medición de la relación de tensión sin carga.

El TTR está dispuesto de manera que el transformador que se va a probar y el transformador de referencia de relación -- ajustable en el TTR estén excitados de la misma fuente de -- tensión. 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 (cero), se cumplen simultáneamente dos condiciones: la -- relación de las tensiones de los dos transformadores son -- iguales y no hay carga en ninguno de los secundarios. La -- relación de tensiones sin carga del transformador de -- referencia se conoce. Por lo que también se conoce en consecuencia, la -- relación de tensiones del transformador que se prueba y la -- relación del número de espiras se conoce también, sujeta -- solamente a los errores mencionados antes.

El TTR consta de las siguientes partes fundamentales para efectuar las pruebas en campo; ver figura III-15.

a).- Generador.- La fuente de potencia de prueba es un generador de c.a. de imán permanente, impulsado por manivela que da una excitación de 8 V. aproximadamente a 60 Hz., bajo-



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
 TESIS PROFESIONAL

DIAGRAMA ESQUEMATICO SIMPLIFICADO DE OPERACION PARA EL TTR.

SUZMAN HDEZ A. I.  
 RUIZ. ROCHA L.  
 ROJANO MORALES RA.

FIGURA  
 III-15

FECHA  
 MAYO 83

condiciones normales de operación. El generador alimenta también una fuente de 8V. que se usa como referencia para el detector síncrono.

b).- Décadas.- Tres conmutadores de derivación están conectados a derivaciones secundarias del transformador de referencia además del potenciómetro que está conectado a un devanado auxiliar del mismo transformador de referencia. La lectura de izquierda a derecha observando el aparato de frente es tal que el primer conmutador " $S_1$ " cambia la relación en pasos de 10 (desde 0 hasta 120) con su cuadrante marcado en graduaciones de 0, 1, 2, ..., 11 y 12. El segundo conmutador " $S_2$ " cambia la relación en pasos de uno en uno (desde 0 hasta 9) con su cuadrante marcado en graduaciones de 0, 1, 2, ..., 8 y 9. El tercer conmutador " $S_3$ " cambia la relación en pasos de 0.1 (desde 0 hasta 9) teniendo su cuadrante en graduaciones de 0, 1, 2, ..., 8 y 9; y por último el potenciómetro " $S_4$ " que da continuamente una tensión variable que equivale eléctricamente a una relación de espiras variables. Su escala está graduada con 100 divisiones que corresponden a una variación de 0.001 cada una y está marcada con 0, 5, 10, 15, ..., 95 y 0.

c).- Punto decimal.- Es un remache localizado entre los cuadrantes segundo y tercero para facilitar la lectura de la relación. Para leer la relación después del balance, se anota la lectura del primer cuadrante, luego la del segundo, punto decimal, lectura del tercer cuadrante y finalmente la lectura del cuarto cuadrante.

d).- Detector "D".- El aparato usa un detector de cero con sensibilidad de fase. Consiste en un rectificador síncrono y un microampérmetro de c.d. con cero central, que se usa como detector para indicar la magnitud y polaridad de la corriente que fluye en el secundario del transformador de refe-

rencia. El instrumento está conectado de manera que cuando la relación del transformador en prueba es mayor que la relación indicada por el aparato, el galvanómetro se mueve hacia la izquierda. El detector está localizado en la esquina superior derecha del tablero del instrumento.

e).- Instrumentos.- Cuenta con un voltmetro de c.a. (V) del tipo de hierro móvil, conectada de manera que indica la tensión de excitación a la salida del generador. Está marcado con una graduación de 8 volts y otra graduación a cada lado de ésta para definir el rango apropiado de tensión de operación.

También cuenta con un ampermetro (A) de c.a. del tipo de hierro móvil para leer la corriente de salida del generador.- En vista de que la frecuencia y forma de onda pueden variar durante las pruebas, el ampermetro no está calculado o calibrado en amperes, sino que la escala está dividida arbitrariamente en 10 divisiones iguales. Ambos instrumentos están montados en la parte superior del tablero adyacente al detector.

f).- Puntas de conexión.- Cuenta con cuatro puntas que están conectadas permanentemente al aparato para conectar el transformador que se desea probar, dos de estas están provistas de prensas para conectarse al devanado que se usará como primario (generalmente éste es el devanado de baja tensión) - las otras puntas están provistas con caimanes para conectarse al secundario de la prueba (generalmente al devanado de alta tensión).

g).- Puntas de excitación "X1" y "X2" (prensas negra y roja).- Son cables de dos conductores, uno grueso y otro delgado. El conductor grueso se usa para conectar el transformador

dor bajo prueba al primario del transformador de referencia - en el aparato, el conductor delgado lleva la corriente de excitación a la junta y está eléctricamente conectado al tornillo de la misma. El conductor grueso se lleva al cuerpo de la mordaza que está aislada del marco.

h).- Juntas secundarias "H1" y "H2" (caimanes negro y rojo).- Son de alambre flexible de un solo conductor cuyo diámetro es más pequeño que el de las puntas de excitación X1 y X2. Está terminado en una pinza de resorte (caimán) que conecta el secundario del transformador de referencia en el aparato al transformador bajo prueba.

#### Instrucciones de operación.

Se debe comprobar que el generador gira con facilidad y que no se aprecian señales de ruido excesivo en la transmisión de engranes; que los instrumentos, perillas de control y carátulas no estén dañadas y al inspeccionar las mordazas y puntas de conexión, se debe asegurar que ninguna de éstas estén abiertas.

Cuando el instrumento es usado en un lugar donde existe demasiada inducción, deberá conectarse a tierra por medio del poste correspondiente en el tablero de instrumentos.

Comprobación preliminar.- Se requieren tres pasos para comprobar la operación del aparato, éste procedimiento nos da rápidamente posibles fallas en las porciones vulnerables del aparato (puntas y conectores, circuitos detector, instrumentos y cuarto cuadrante).

Comprobación de cero.- Ajustese los cuadrantes a cero (0.000), conectar H1 con H2. Asegúrese que los tornillos de las prensas X no toquen los cuerpos correspondientes, así co-

mo las propias prensas no se toquen entre sí, después se debe operar el generador de manera que aparezca en el voltmetro la lectura de 8 volts, y la aguja del detector (D) deberá aparecer exactamente sobre la marca de cero en el centro de la escala. Si es necesario ajuste el cero del instrumento empleando un desarmador mientras se opera el generador de 8 volts, - al suspender la operación del generador la aguja debe reposar ligeramente fuera de cero (dentro de 1.5 mm.)

Comprobación de relación cero.- Apretar los tornillos de las prensas en las puntas de excitación fuertemente contra -- los cuerpos, asegurándose que los tornillos y los cuerpos hagan buen contacto, (puede ser necesario colocar arandelas de cobre en las prensas) teniendo especial cuidado de que las - - prensas "X1" y "X2" no se toquen entre sí durante la comprobación. Conectar entre sí las puntas necesarias "H1" y "H2", y dejar los cuadrantes en lectura cero (0.000). Operar el generador de manera que el voltmetro indique 8 volts; si el galvanómetro "D" no indica lectura cero, ajustar el cuarto cuadrante hasta que el instrumento muestre una lectura de cero dentro de la mitad de la división. Un error en la comprobación de cero afecta la lectura del cuarto cuadrante, por la magnitud del propio error.

Comprobación de relación unitaria.- Atornillar fuertemente las prensas X de las puntas de excitación contra sus -- propios cuerpos, conectar la punta secundaria negra "H1" a la punta de excitación negra "X1", así como la punta secundaria roja "H2" a la punta de excitación roja "X2" y ajustar los -- cuadrantes para leer 1.000. Operar la manivela del generador de manera que el voltmetro indique 8 volts, si el detector -- "D" no indica lectura cero se debe ajustar el cuarto cuadrante hasta obtener dicha lectura. Si el cuarto cuadrante lee - menos de cero, ajustar los demás cuadrantes para leer 0.9999, ajustando nuevamente el cuarto cuadrante para la indicación -

"cero" del detector, el aparato debe leer la unidad, dentro -- de media división de exactitud en el cuarto cuadrante. Un -- error en la lectura de unidad afecta la lectura del cuarto -- cuadrante por la magnitud del propio error.

Las siguientes precauciones deben ser consideradas al -- realizar las pruebas con el TTR:

a).- Asegúrese que el transformador que se va a probar -- esté desenergizado.

b).- Asegúrese de que todas las terminales del transfor -- mador esten desconectadas de la línea y de la carga. Las co -- nexiones a tierra se pueden quedar si se desea.

c).- Si hay equipo energizado de alta tensión en la ve -- cindad inmediata, conectar a tierra un lado de cada devanado -- y la tierra del aparato TTR, usando el poste correspondiente -- del tablero de instrumentos.

d).- Conectar las puntas de excitación XI y X2 al deva -- nado de baja tensión de los dos devanados que han de comparar -- se, la punta secundaria H1 a la terminal de alta tensión que -- corresponde a la conexión de X1, y la punta H2 a la otra ter -- minal de alta tensión como se indica en la figura III-15. -- Cuando ambos devanados están conectados a tierra en un lado, -- conectar las puntas X1 y H1 (negras) a los lados conectados a -- tierra. Excitar siempre todo el devanado de baja tensión.

c).- Ajustar los cuadrantes del TTR, en cero y dar un -- cuarto de vuelta al generador, si la aguja del detector se -- mueve hacia la izquierda la conexión del transformador es sus -- tractiva, y si se mueve a la derecha es aditiva. Las puntas -- H1 y X1 (negras), se conectan entonces a las terminales de la -- misma polaridad, efectuandose la misma operación con las pun --

tas H2 y X2 (rojas).

f).- Tan pronto como se ha conectado apropiadamente el transformador, ajustar los cuadrantes de relación a 1.000 y girar lentamente la manivela. Observar el detector, debe moverse la aguja hacia la izquierda. Observar también el ampérmetro y el voltmetro cuando se impulsa la manivela, si el ampérmetro se mueve a plena escala en tanto que el voltmetro no demuestra movimiento detectable, ésta es una indicación de -- que el transformador está tomando demasiada corriente de excitación. Si además la manivela presenta excesiva resistencia al girar, es probable que exista un corto en las terminales de excitación, o un corto circuito que afecta una gran parte del flujo. Comprobar las conexiones para asegurarse que las mordazas de excitación no están haciendo contacto en corto -- circuito.

#### Pruebas e interpretación de resultados.

Transformadores monofásicos.- Las conexiones para efectuar la prueba en estos transformadores se ilustran en la figura III-16, y la secuencia de pruebas después de observar -- las precauciones anteriores es la siguiente:

Teniéndose una lectura de cero en el cuadrante y comenzando el movimiento de las perillas de izquierda a derecha, se -- gira la primera perilla un paso en sentido de las manecillas -- del reloj, operando la manivela del generador hasta obtener 8-V. en el voltmetro y observando el detector. Si la aguja se -- mueve hacia la izquierda se continúa girando la perilla en el mismo sentido mencionado sin dejar de operar la manivela hasta que la aguja del detector invierta su movimiento hacia la derecha, en este momento la perilla mencionada deberá regresarse -- un paso girándola en sentido contrario de las manecillas del --

reloj, con lo cual la aguja del detector retornará a su movimiento anterior (izquierda). Al operar la manivela se continúa el mismo procedimiento con el resto de las perillas de los conmutadores hasta concluir con la perilla de ajuste fino. Esta última perilla se opera lentamente buscando la deflexión nula del detector con respecto a la marca del cero en el centro. Una vez logrado ésto se toma directamente la lectura, considerando el punto decimal que esta colocado entre el segundo y tercer cuadrante.

Los equipos TTR hasta ahora diseñados tiene un rango de lecturas de 130. Para transformadores que tienen una relación superior es necesario utilizar un transformador auxiliar conectándolo de la siguiente manera: El primario de este transformador con el primario del transformador que se prueba deberán de estar en paralelo, el secundario de dicho transformador auxiliar se conecta en serie con el secundario del mismo transformador mencionado.

El rango de medición aumenta de acuerdo con la relación del transformador auxiliar, por ejemplo: Si este transformador tiene una relación de 200, la relación correcta se obtiene sumando dicho valor a la lectura ajustada en los cuadrantes del TTR en el punto de balanceo; de manera que con este tipo de transformador auxiliar se puede obtener una medición de relación hasta de 330.

Transformadores trifásicos.- El número de mediciones en estos transformadores aumenta consecuentemente y pueden ser tan precisas como en la medición monofásica, el cuidado que hay que tener es conectar apropiadamente las bobinas que han de medirse de tal manera que la relación de tensiones sin carga se aproxime mucho a la relación de espiras; para esto, las bobinas que han de compararse deben tener un circuito de hierro común.

Cuando se prueban transformadores trifásicos, se debe tener en cuenta su diagrama vectorial, el cual indica la conexión interna del transformador, por lo tanto, para cada conexión del TTR se conecta de manera distinta.

Las conexiones más usuales y sus desplazamientos angulares para transformadores de potencia, son los que se muestran en la figura III-16 en donde las terminales de alta tensión se marcan como H1, H2, H3, y las de baja tensión como X1, X2 y X3, dichas marcas siguen un orden de secuencia de tensiones en tal forma que, si por la alta tensión la secuencia en un momento dado fuese H1, H2, H3, deberá coincidir en cada instante con el orden X1, X2 y X3 en el lado de baja tensión. Cuando existan terminales correspondientes al neutro, estas se designarán con las letras Xo y Ho por alta y baja tensión respectivamente.

El defasamiento que existe entre las tensiones del lado de alta tensión H1, y del lado de baja tensión X1, es el ángulo formado por las líneas trazadas desde el neutro en ambos diagramas hacia las terminales H1 y X1 correspondientes y así sucesivamente para H2, X2, y H3, X3 (ver figura III-16).

De acuerdo con las normas industriales, la terminal de alta tensión H1 es la de la derecha, visto el transformador por el lado de alta tensión; las demás terminales de alta tensión siguen un orden numérico de derecha a izquierda. La terminal X1 visto el transformador del lado de baja tensión queda hacia la izquierda y el orden de las demás terminales será de izquierda a derecha.

En los transformadores monofásicos, las terminales H1 y X1 quedan adyacentes, visto el transformador por el lado de baja tensión, hacia la izquierda, lo cual significa que la polaridad es substractiva; si H1 y X1 quedan diagonalmente

CONEXION	DIAGRAMA VECTORIAL A. T.      B. T.	FASE	RELACION MEDIDA	CONEXION DEL T.T.R.				CORTO CIRCUITO	DEFA-SAMIEN-TO AN-GULAR
				Cr	CR	Pr	PR		
ESTRELLA ESTRELLA		A	$H_1 H_0 / X_1 X_0$	$H_1$	$H_0$	$X_1$	$X_0$	$0^\circ$	
		B	$H_2 H_0 / X_2 X_0$	$H_2$	$H_0$	$X_2$	$X_0$		
		C	$H_3 H_0 / X_3 X_0$	$H_3$	$H_0$	$X_3$	$X_0$		
DELTA DELTA		A	$H_1 H_2 / X_1 X_2$	$H_1$	$H_2$	$X_1$	$X_2$	$0^\circ$	
		B	$H_2 H_3 / X_2 X_3$	$H_2$	$H_3$	$X_2$	$X_3$		
		C	$H_3 H_1 / X_3 X_1$	$H_3$	$H_1$	$X_3$	$X_1$		
DELTA ESTRELLA		A	$H_1 H_2 / X_1 X_0$	$H_1$	$H_2$	$X_1$	$X_0$	$30^\circ$	
		B	$H_2 H_3 / X_2 X_0$	$H_2$	$H_3$	$X_2$	$X_0$		
		C	$H_3 H_1 / X_3 X_0$	$H_3$	$H_1$	$X_3$	$X_0$		
DELTA ESTRELLA		N1A	$H_1 H_2 / X_1 X_2$	$H_1$	$H_2$	$X_1$	$X_2$	$H_1 H_3$	
		N2A	$H_2 H_3 / X_2 X_3$	$H_2$	$H_3$	$X_2$	$X_3$	$H_1 H_2$	
		N3A	$H_1 H_3 / X_1 X_3$	$H_1$	$H_3$	$X_1$	$X_3$	$H_2 H_3$	
		N1B	$H_1 H_2 / X_1 X_3$	$H_1$	$H_3$	$X_1$	$X_3$	$H_2 H_3$	
		N2B	$H_2 H_3 / X_1 X_2$	$H_1$	$H_3$	$X_1$	$X_2$	$H_1 H_3$	
		N3B	$H_1 H_3 / X_2 X_3$	$H_2$	$H_3$	$X_2$	$X_3$	$H_1 H_2$	

\* NOTA : LA ESTRELLA CON NEUTRO INACCESIBLE.

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

CONEXIONES DEL T.T.R. PARA TRANS-FORMADORES TRIFASICOS.

SUZMAN HDEZ A.L.  
RUEZ. ROCHA L.  
ROJANO MORALES P.A.

FIGURA  
III-18

FECHA  
MAYO 85

opuestas, la polaridad es aditiva. Dicha polaridad depende de la forma como se encuentren devanadas las bobinas en el núcleo del transformador.

En la figura III-16 se muestran las conexiones de las puntas de prueba del TTR para la prueba de relación de transformación en unidades trifásicas, en donde:

- Pr = Punta de excitación roja (prensa de polaridad)
- Pn = Punta de excitación negra (prensa de no polaridad)
- Cr = Punta secundaria roja (caimán de polaridad)
- Cn = Punta secundaria negra (caimán de no polaridad)

#### NOTAS:

En la medición de transformadores delta-estrella o estrella-delta, cuando el lado de la estrella debe ser excitada al hacer la prueba de TTR, debe tenerse presente lo siguiente:

- a).- La relación de placa no es la relación de espiras, sino la relación de tensiones fase a fase sin carga.
- b).- La medición en la relación de espiras, debe dividirse entre  $\sqrt{3}$  para obtener la relación de placa.

Interpretación de resultados.- Si durante la medición no es posible el balanceo del detector, tampoco será posible registrar la lectura correspondiente a la relación de espiras del transformador bajo prueba, ello puede deberse a un cortocircuito en los devanados o bien a algún devanado abierto.

Si durante la medición la corriente de excitación se manifiesta normal, así como el voltaje de prueba pero la aguja del detector de ajuste de cero no manifiesta deflexión, entonces se trata de un circuito abierto en los devanados del transformador bajo prueba.

Por otra parte cuando se trate de corto circuito, se observará que el transformador en cuestión toma mucha corriente de excitación, lo cual se manifiesta en el ampérmetro del aparato cuya aguja se moverá a plena escala; debido a esto, el voltaje de prueba baja considerablemente e incluso llega a alcanzar el valor de cero, además, la manivela del generador de voltaje de prueba presenta excesiva resistencia al girar. Sin embargo, en ocasiones aun teniendo un devanado en corto circuito si se logra el balanceo y se obtiene lectura.

En general, los valores de relación de espiras medidas con el TTR deben encontrarse dentro de un rango de  $\pm 0.5\%$  respecto a la relación de placa del transformador para considerar que éste se encuentra en buenas condiciones, sin embargo en algunos casos se han encontrado valores dentro del 1%, sin que esto sea indicación de que la unidad está dañada.

Una vez que se obtuvieron los resultados de prueba y se observa que éstos se exceden al 0.5% de error permitido para considerarlo en buen estado, tenemos que dictaminar cuál de las dos bobinas es la que se encuentra en corto circuito; para lo cual seguimos la siguiente regla que es muy sencilla:

- Si la relación medida es menor a la de placa, el corto circuito lo tenemos localizado en la bobina de alta tensión.
- Si la relación medida es mayor a la de placa, el corto circuito lo tenemos localizado en la bobina de baja tensión.

Esto se debe a que al presentarse un corto circuito entre espiras estas se ven anuladas, lo cual representa una disminución de espiras trabajando, lo que ocasiona la alteración del resultado; todo lo anterior lo podemos comprobar matemáticamente al utilizar la fórmula de la relación de transforma--

ción. Por lo tanto:

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_H}{N_X}$$

Si " $N_H$ " disminuye por tener espiras en corto circuito, el resultado de la relación disminuirá, lo que demuestra que el devanado de alta tensión es el dañado.

Si " $N_X$ " disminuye por tener espiras en corto circuito, - el resultado de la relación aumenta, lo que demuestra que el devanado de baja tensión es el dañado.

Para nuestro caso donde tenemos transformadores en estrella para alta tensión (230 KV) y baja tensión (23 KV), además de un terciario en delta (13.5 KV) sin conexiones al exterior solo es posible probar la relación de 230 a 23 KV.

Por lo tanto y de acuerdo a los datos de placa del transformador la relación de transformación debe ser:  $a = 230/23=10$ , y debido a que se acepta un error máximo de  $\pm 0.5\%$ , el margen de las lecturas con el TTR para considerar el transformador - en buen estado será: para el límite superior  $10+0.5\%= 10.050$ ; en tanto que para el límite inferior  $10-0.5\%= 9.950$ .

d). Prueba de rigidez dieléctrica al aceite.

El aceite en los transformadores desempeña un papel importante debido a que le sirve en primer término como dieléctrico y tiene además la función de conducir el calor generado en los embobinados hacia el exterior; y en los interruptores de potencia es de gran ayuda de la extinción del arco eléctrico. Los aceites utilizados en los transformadores e interruptores son del tipo mineral altamente refinados. Debido a que

este líquido dieléctrico está en contacto directo con los elementos internos de los equipos, su calidad debe ser inspeccionada antes de poner en servicio la unidad y aún después de haberla puesto en operación, deberá probarse periódicamente.

La vida del aceite aislante disminuye a causa de la descomposición que sufre durante su trabajo, y que puede ser debido a la absorción de humedad, oxidación, acidéz motivada -- por la acumulación de lodos, etc. ...

Rigidéz Dieléctrica.- La rigidéz dieléctrica es una de las características principales del aceite aislante. Se define como el máximo gradiente de potencial que puede soportar el aceite aislante, sin que se produzca la descarga disruptiva.

Existe una intensidad de campo eléctrico crítica, la -- cuál no debe de excederse para conocer la rigidéz dieléctrica, pudiéndose determinar a partir de la condición de que será el valor inmediatamente inferior al valor de ruptura. La intensidad de campo eléctrico dentro de cuyos límites puede trabajar normalmente el aceite aislante, no debe superar un valor bien determinado. A cierto valor de 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, decayendo bruscamente su resistencia dieléctrica.

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

- Efecto del material, forma, tamaño y distancia de separación de los electrodos.
- Efecto de contenido de humedad y otras impurezas.

- Efecto del contenido de gases.
- Influencia de la temperatura.
- Efecto del ritmo de la elevación de tensión.

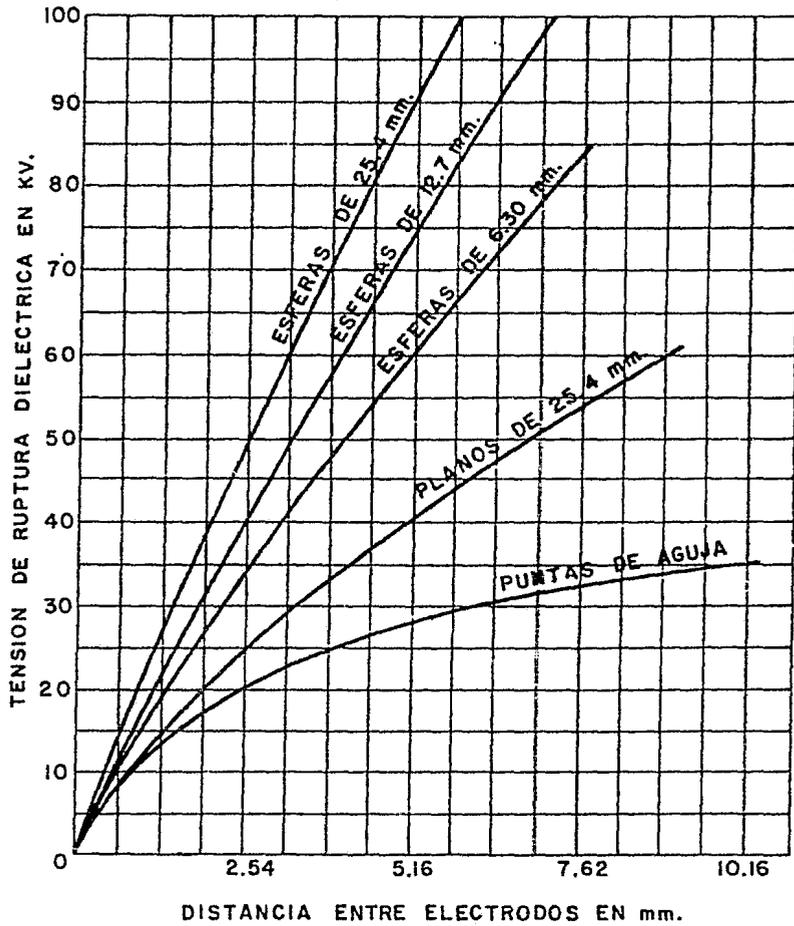
En la figura III-17 podemos observar la variación de la tensión de ruptura dieléctrica con respecto a la forma, tamaño y separación de los electrodos. Los fenómenos de ruptura dieléctrica en el aceite aislante son similares a los fenómenos de descarga en el aire, debido a la dependencia que existe entre la tensión de ruptura y forma de los electrodos o -- distancia entre ellos.

Existen varias teorías sobre la ruptura dieléctrica del aceite aislante, las cuales pueden dividirse en tres grupos:

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 cuál 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 el resultado de la ebullición del aceite en los puntos en que el - campo eléctrico no es homogéneo o por el calor desprendido -- por la fricción de iones que se mueven 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 le ocurren - al aceite bajo la influencia de una descarga eléctrica sobre una burbuja de gas.



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
 TESIS PROFESIONAL

TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA DEL  
 ACEITE AISLANTE A 20°C CON DIFERENTES  
 ELECTRODOS.

SUZMAN HDEZ A. I.  
 ROUEZ. ROCHA L.  
 ROJANO MORALES RA

FIGURA  
 III-17

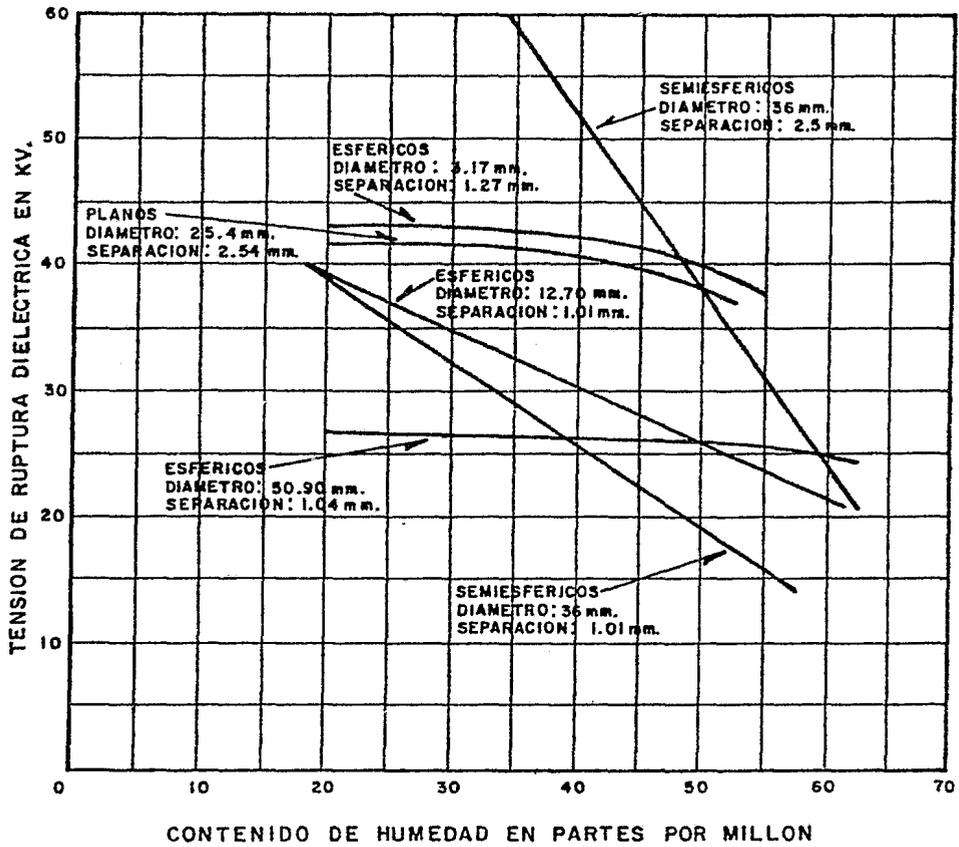
FECHA  
 MAYO 83

La prueba de rigidez dieléctrica es una medición de la habilidad que tiene el aceite aislante para soportar esfuerzo eléctrico sin que suceda una falla, siendo su valor la tensión a la cuál ocurre un arqueo entre dos electrodos bajo condiciones de prueba. Este valor es función de agentes contaminantes, tales como agua, suciedad o partículas conductoras; de las cuales, una o más pueden estar presentes cuando la tensión de ruptura dieléctrica sea baja en el aceite aislante, un alto valor de ruptura dieléctrica no indica necesariamente que el aceite no está contaminado o degradado.

Los equipos eléctricos sumergidos en aceite aislante se encuentran sujetos a esfuerzos eléctricos de diferentes intensidades y varios grados de uniformidad, debido a la variedad de configuraciones de electrodos que se utilizan en su manufactura; por esta razón se usan dos tipos de electrodos: planos y semiesféricos para la realización de esta prueba.

Los electrodos planos se usan frecuentemente para evaluar aceites nuevos no procesados y aceites en servicio. Los electrodos semiesféricos debido a su mayor uniformidad de campo eléctrico, son sensibles a pequeñas cantidades de contaminantes, por tal motivo tienen gran aplicación para evaluar a los aceites deshidratados y desgasificados. En la figura III-18 se observa la sensibilidad que tienen los electrodos planos, esféricos y semiesféricos, a la presencia de humedad en el aceite aislante.

El aparato para efectuar la prueba de rigidez dieléctrica del aceite es el llamado probador de aceite cuya función primordial es transformar la tensión de entrada (110 v.c.a.) a través de un transformador elevador a una tensión de 40 kv o más dependiendo del rango del aparato; está provisto de un recipiente conocido como "copa" en cuyo interior lleva dos --



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
**TESIS PROFESIONAL**

EFFECTOS DEL CONTENIDO DE AGUA SOBRE LA FORMA Y SEPARACION DE LOS ELECTRODOS.

GUZMAN HDEZ A. I.  
 RUEZ. ROCHA L.  
 ROJANO MORALES P.A.

FIGURA  
 III-18

FECHA  
 MAYO 83

electrodos de separación ajustable en los cuales se aplica la tensión de prueba. Dicha tensión se aplica desde cero y se incrementa por medio de un reóstato autocontenido en el mismo aparato a una velocidad de 3000 volt/segundo.

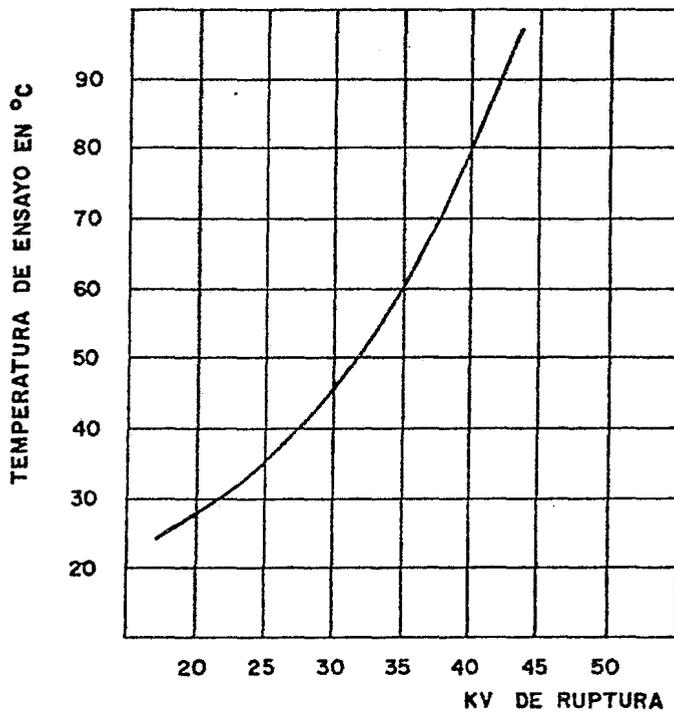
Las siguientes precauciones deben ser consideradas al realizar las pruebas:

- a).- La válvula de muestreo debe de estar limpia y seca al sacar la muestra de aceite; dejar que salga un poco de aceite antes de tomar la muestra, con el fin de desalojar algunos residuos que puedan estar en el tubo drenador.
- b).- No efectuar la prueba en ambiente húmedo o lluvioso debido a que el aceite absorbe fácilmente humedad.
- c).- No secar la copa con estopa debido a que quedan partículas que ayudan a que el arco ocurra con facilidad durante la prueba.
- d).- Es muy importante que una vez tomada la muestra en la probeta, no se toque el aceite con los dedos ni se hable teniendo ésta destapada y enfrente, ya que es probable que el aceite se humedezca.

#### 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 aceite nuevo.

Para la norma ASTM - D1816 (electrodos semiesféricos), el arco de ruptura del aceite no debe de aparecer a una ten--



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERÍA  
**TESIS PROFESIONAL**

VARIACION DE LA TENSION DE RUPTURA CON LA TEMPERATURA. PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.

SUZMAN HDEZ. A I.  
 RUEZ ROCHA L.  
 ROJANO MORALES P.A.

FIGURA  
 XII - 19

FECHA  
 MAYO 83

si6n menor de 20 kv.

Para obtener resultados sensiblemente iguales es necesario que todas las pruebas se hagan a una misma temperatura debido a que 6sta influye marcadamente sobre la rigid6z diel6ctrica como lo muestra la figura III-19.

Otro aspecto importante que se debe tomar en cuenta es la altura del aceite sobre los electrodos, ya que a mayor altura mayor es la tensi6n de ruptura.

Como complemento a lo anterior, en la figura III-20 se muestra la gr6fica con las diferentes pruebas y normas respectivas, as6 como su relaci6n entre s6.

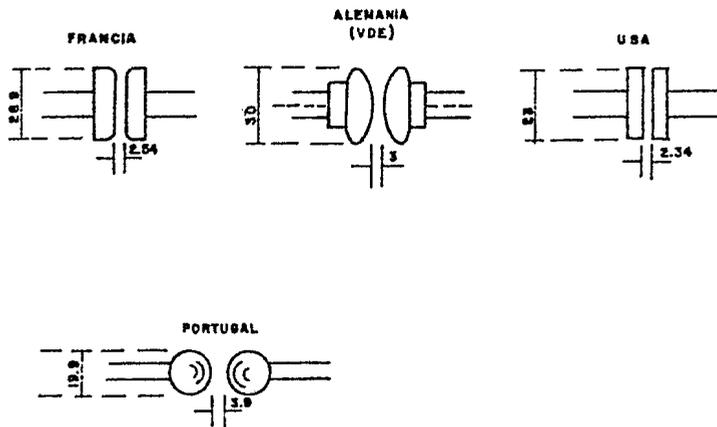
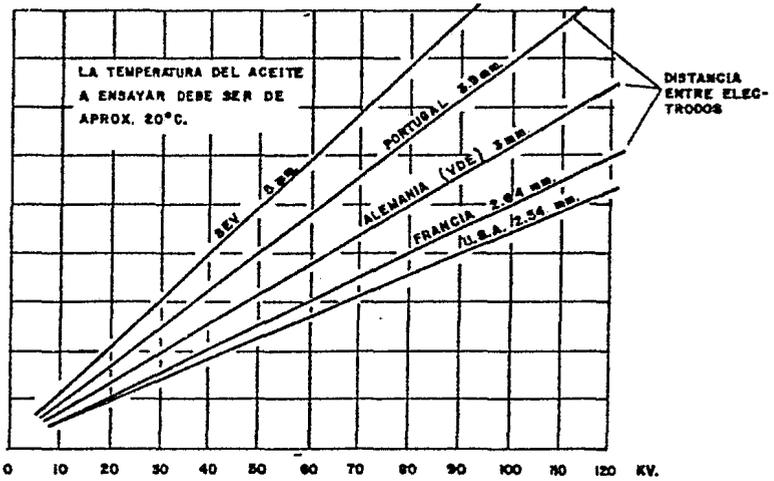
e). Prueba de Resistencia Ohmica de contactos.

La medici6n de la resistencia 6hmica de contacto est6 basada en la ley de Ohm, que nos dice que la corriente que fluye entre dos puntos a los que se aplica una diferencia de potencial es directamente proporcional a dicha diferencia de potencial e inversamente proporcional a la resistencia, por lo tanto:

$$R = \frac{E}{I} = \frac{\text{Volts}}{\text{Amperes}} = \text{Ohms.}$$

En general, la resistencia 6hmica de cualquier circuito-el6ctrico es la oposici6n que presenta 6ste al paso de la corriente el6ctrica cuando se le aplica una diferencia de potencial.

Para efectuar la medici6n de resistencia 6hmica de cualquier circuito se pueden aplicar varios m6todos: Por ejemplo; con un v6ltmetro y un amp6rmetro se pueden medir la tensi6n -



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
 TESIS PROFESIONAL

NORMAS PARA PRUEBAS EN ACEITE

RIZMAN HDEZ A. I.  
 RUEZ, ROCHA L.  
 ROJANO MORALES P.A.

FIGURA  
 III - 20

FECHA  
 MAYO 83

aplicada y la corriente que circula por el circuito, con estos datos se puede calcular la resistencia de cualquier parte de un circuito eléctrico. Bajo el principio anterior se tienen diferentes aparatos para medir la resistencia óhmica, en los cuales se tiene una fuente de alimentación de c.d. constante-- con lo que la lectura del ampérmetro es entonces inversamente-- proporcional a la resistencia total del circuito y puede establecerse su escala en unidades de resistencia en vez de unidades de intensidad de corriente.

Esta medición como prueba de campo en la recepción de -- equipo nuevo se utiliza para medir la resistencia óhmica entre los contactos principales de los interruptores, así como para verificar los ajustes de los contactos de las cuchillas desconectadoras y de esta manera, detectar la existencia de conexiones holgadas, desajustes de puntos de contacto, suciedad entre partes conductoras, etc.

Las pruebas de resistencia óhmica de contacto en interruptores o cuchillas desconectadoras nos proporcionan datos para formar una estadística de los valores de la resistencia óhmica que tienen las unidades mencionadas, antes de ser puestas en servicio para que con los datos mencionados se pueda determinar en futuras pruebas de mantenimiento las necesidades de reparar o cambiar contactos.

Para este propósito, la medición de la resistencia óhmica se realiza con un medidor de baja resistencia, conocido comúnmente como micro-ohmímetro o DUCTER.

El DUCTER es un aparato portátil de prueba que opera sobre 5 rangos y mide resistencia entre cero y 20 ohms, y que cuenta con todos sus accesorios auxiliares para efectuar las pruebas con base al principio de funcionamiento del puente de Kelvin.

El DUCTER funciona a partir de una fuente de energía interna que es una batería adaptada para proporcionar la corriente requerida, y ésta puede ser recargada empleando un cargador interconstruido, el cual puede adaptarse para ponerlo inmediatamente en servicio, siguiendo períodos de utilización de rangos de alta corriente.

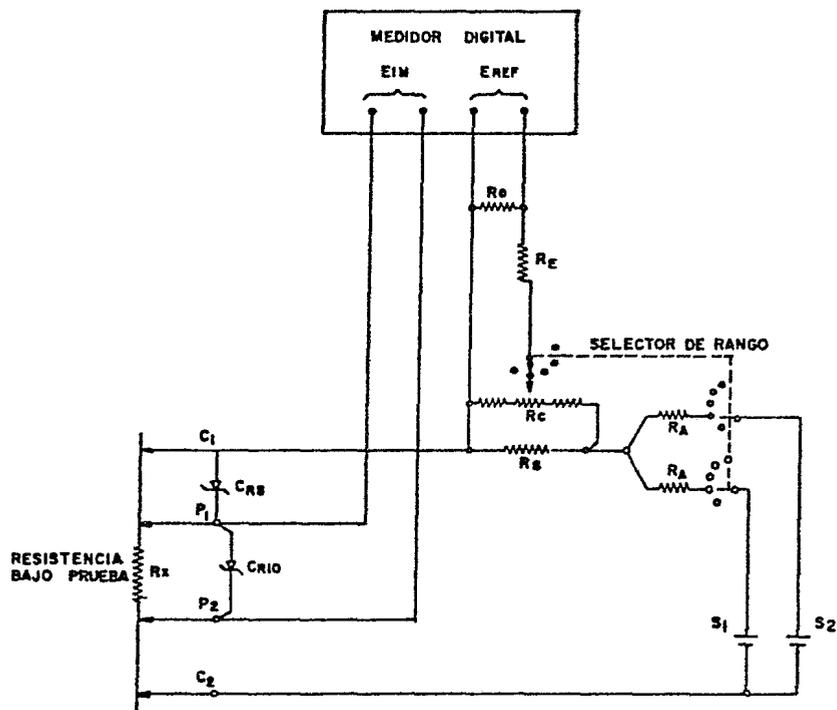
El diagrama que se muestra en la figura III-21 representa el esquema simplificado del circuito de medición del DUCTER -- de la marca BIDDLE. En dicho diagrama B1 y B2 son las baterías que suministran el voltaje para la realización de las -- pruebas RA y RA' determinan los valores de la corriente que se suministra para las pruebas en cada uno de los 5 rangos diferentes.

Es importante mencionar que la corriente de prueba será afectada en caso de que se modifique la resistencia de las -- terminales de prueba que se conectan entre las terminales -- C1 y C2. El instrumento de prueba está diseñado para operar con unos cables de corriente que tienen una resistencia total de 0.02 ohms cada uno. Por esta razón es importante que los cables de prueba no sean modificados, y si esto fuera necesario deberán realizarse los ajustes necesarios para compensar el valor de la nueva resistencia en los cables terminales de prueba.

$R_B$  es una resistencia Patrón que se utiliza para obtener un voltaje proporcional a la corriente de prueba.

$R_C$  es una resistencia de calibración, de la cual se tienen 5 valores, uno para cada rango de prueba que se emplea.

Un medidor digital, alimentado por 4 celdas de níquel - cádmio que trabajan en función de la relación siguiente:



U.M.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
**TESIS PROFESIONAL**

DIAG. DEL CIRCUITO SIMPLIFICADO  
 DEL DUCTER MARCA BIDDLE.

BUSTAMANTE A. I.  
 RUIZ. ROCHA L.  
 ROJANO MORALES R.A.

FIGURA  
 III-21

FECHA  
 MAYO 63

$$2 \times \frac{E_{IN}}{E_{Ref}}$$

En donde:

$E_{IN}$  = al voltaje a través de  $R_X$ , cuando ésta se encuentra conectada entre los cables  $P_1$  y  $P_2$ .

$E_{Ref}$  = Representa el voltaje a través del divisor formado por  $R_D - R_E$ , que es proporcional para cada rango seleccionado y representa la corriente en  $R_X$ .

Los diodos zener CR9 y CR10 cumplen la función de protección del equipo de prueba para evitar posibles daños causados por fenómenos transitorios que se presentan cuando se realizan las pruebas bajo la acción de campos electrostáticos.

De acuerdo con lo anteriormente descrito nosotros contamos con un medidor de baja resistencia, con bastante precisión y de lectura digital directa, en la cuál pueden seleccionarse los rangos de prueba de acuerdo a:

Rango seleccionado	corriente de prueba ( $\pm 20\%$ )
0.000 a 1.999 miliohms	10 amperes
00.00 a 19.99 miliohms	1 amperes
000.0 a 199.0 miliohms	0.1 amperes
0.000 a 1.999 ohms	0.01 amperes
00.00 a 19.99 ohms	0.001 amperes

En general al realizar las pruebas de la resistencia de contacto, tanto en interruptores como en cuchillas desconectadoras, no existen normas de cuales deben ser los valores máximos permisibles debido a que esto depende del diseño empleado

por cada fabricante y de los materiales usados para su construcción. Por esta razón siempre se deberá contar con el protocolo de pruebas de cada fabricante para determinar si los resultados obtenidos son los correctos. Pero, en caso de que esto no suceda de acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas en campo se puede aceptar un valor máximo permisible de 30 micro ohms de resistencia por punto de contacto en cuchillas únicamente.

Antes de iniciar las pruebas de resistencia de contacto en cualquier equipo es necesario tener en cuenta las siguientes precauciones:

1. Los circuitos deben estar desenergizados y desconectados de la fuente de alimentación o de cualquier otro aparato.
2. Colocar el ducter sobre una base nivelada, evitando que el aparato quede cerca de campos magnéticos fuertes.
3. Comprobar que las terminales duplex estén correctamente conectadas; las terminales negras o las terminales de corriente (C1 y C2) y las terminales rojas conectadas a terminales de potencial (P1 y P2).
4. Con las terminales de prueba conectadas como se explicó anteriormente, conectar el Ducter para verificar la lectura de cero y carga de batería.

Cuando el indicador muestre que la batería está en un valor bajo o la lectura comience a caer, entonces debe ser recargada antes de un uso posterior. Al concluir la prueba conectar el switch de función en posición OFF.

La secuencia de prueba debe considerar los siguientes puntos:

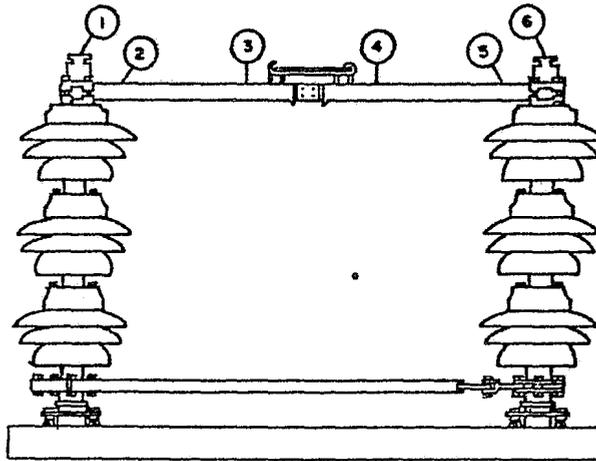
1. A menos que el valor aproximado de la resistencia bajo prueba se conozca, comenzar con la perilla selectora de rango en la posición de 20 ohms. Si la lectura es menor de 20 ohms ajustar la misma perilla para seleccionar un rango menor.

2. Colocar la perilla de función en posición de prueba y colocar las terminales de prueba a la resistencia que se va a medir, forzando con las manos las terminales hacia abajo para obtener un buen contacto, tomar las lecturas y anotarlas.

3. Cuando se haga la prueba con las terminales de corriente conectadas, asegurarse que la perilla de función se regrese inmediatamente al ajuste de cero entre las lecturas que se tomen, para así reducir la pérdida de energía en la batería.

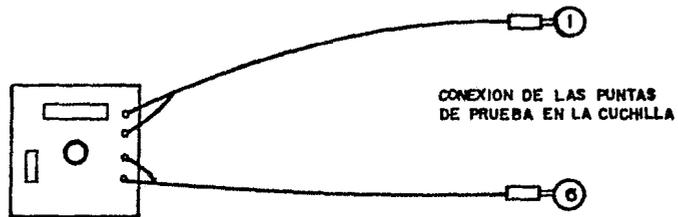
La perilla de función del instrumento debe ser colocada en OFF una vez que se termine la prueba.

Las banderillas de cada juego duplex deben empujarse para que hagan buen contacto con la resistencia que se va a medir. La corriente pasará de una banderilla de corriente a otra, y de las banderillas de potencial deberán hacer contacto en la trayectoria de esta corriente, la figura III-22 muestra la forma en que se lleva a cabo la medición de una resistencia, quedando estas entre las banderillas de potencial P1 y P2 que está marcado con una distancia X. La resistencia de estas terminales es despreciable, sin embargo este alineamiento de las banderillas es necesario para no afectar la lectura.



CUCHILLA LINEGEAR DE 85 y 230 KV DE  
1200 y 1600 AMPERES

EN DONDE 1,2,3,4,5 y 6 SON LOS DIFERENTES PUNTOS DE CONTACTO  
QUE INFLUYEN EN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS.



U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTO  
A UNA CUCHILLA.

OLIZMAN NDEZ. A.I.  
RIBUEZ ROCHA L.  
ROJANO MORALES P.A.

FIGURA  
III - 22

FECHA  
MAYO 83

f). Tiempos de Apertura y Cierre de Interruptores.

La prueba para determinar los tiempos de operación de los interruptores se realiza en todos los tipos de acuerdo a las diferentes tensiones de trabajo; éstos resultados son importantes puesto que nos permite conocer el tiempo que tardan en realizarse las operaciones de cierre y apertura, para de esta manera verificar si dichos interruptores cumplen con las especificaciones solicitadas y las cuales generalmente se indican en los reportes de prueba y montaje proporcionados por los fabricantes.

El tiempo de operación del cierre comprende el tiempo -- que transcurre desde que la bobina de cierre del interruptor es energizada hasta el momento en que se tiene el primer punto de contacto entre el contacto fijo y el contacto móvil. -- Con relación al tiempo de apertura en los interruptores, este se considera tomando el tiempo que transcurre desde que se -- energiza la bobina correspondiente hasta que los contactos se separan.

Estas pruebas son de primordial importancia, fundamentalmente en lo que se refiere a los tiempos de apertura, ya que es necesario que esta operación se realice en el menor tiempo posible, para que en condiciones de falla el circuito en cuestión sea aislado del sistema lo más rápido, de acuerdo con la operación de las protecciones.

En general, en todos los interruptores de potencia al aumentar la tensión nominal de trabajo se incrementa la capacidad interruptiva, y en consecuencia, se procura que se tengan tiempos de apertura y cierre mucho menores con relación a los tiempos que utilizan los interruptores de menor capacidad.

También es importante analizar el tiempo empleado al - efectuar el cierre de los interruptores debido a que en algunos casos estos interruptores tienen que formar parte de los sistemas de sincronización manual o automática y, en tales -- casos, también se requieren de tiempos de cierre no muy grandes para la coordinación entre la orden de cierre y el cierre mismo de el interruptor.

Así mismo, en coordinación con las pruebas de los tiem-- pos de cierre y apertura, es necesario analizar si dichas fun-- ciones se realizan sin asincronismo entre las fases. Una con-- dición de asincronismo fuera de los límites establecidos por-- cada fabricante originará daños en los interruptores, tanto - en la apertura bajo condiciones de falla, como para el cierre en donde si existe asincronismo de operación entre las fases, esto originará que las protecciones propias del interruptor - ordenen la desconexión inmediata del mismo. Dicha operación-- se denomina "disparo por asincronismo de fases", la cuál ade-- más de ordenar la apertura del interruptor también manda una-- señal de alarma de emergencia para que de esta manera se orde-- ne la revisión y corrección de dicha falla.

Para efectuar estas pruebas en la Gerencia de Construc-- ción se emplea el registrador de operaciones llamado "FAVAG", el cual es de operación electromecánica y está diseñado para-- registrar los tiempos de operación de las tres fases y la ope-- ración de la bobina de cierre o apertura simultáneamente, así como para registrar el sincronismo existente entre los dife-- rentes contactos de un mismo interruptor de alta tensión, los cuales constan de varias cámaras interruptivas por polo opera-- das por mecanismos diferentes.

El "FAVAG" se requiere para efectuar las funciones de -- cierre o disparo, así como para la supervisión de los contac--

tos de operación de las fases de los interruptores y la bobina de control de una alimentación de 120 volts de c.d. En -- tanto que para poder efectuar la medición de tiempo empleado en dichas operaciones, este aparato consta de un motor síncro no de c.a. operado a 120 volts que genera en base a la frecuencia de operación de 60 ciclos/segundo una velocidad de -- desplazamiento del papel constante a razón de 300 mm. por segundo, en donde además se tiene una plumilla que genera pulsos que quedan registrados en el papel en donde se tienen las siguientes representaciones:

REGISTRO DE FASE A  
REGISTRO DE FASE B  
REGISTRO DE FASE C

REGISTRO BOBINA DE OPERACION  
FRECUENCIA DE TRABAJO = 60  
ciclos/seg.

. . . 1 ciclo = 16.66 miliseg.

VELOCIDAD DE DESPLAZAMIENTO -  
DEL PAPEL = 300 mm/seg.

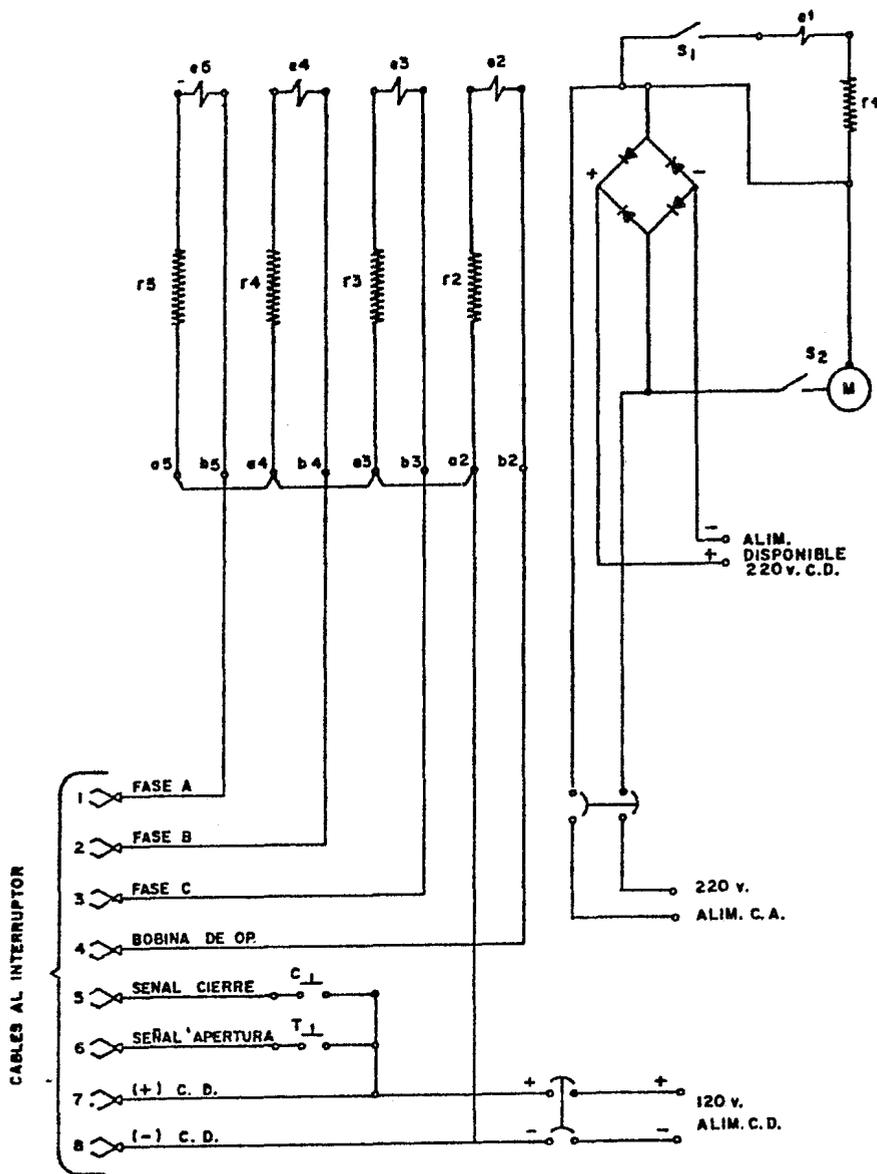
. . . 1 ciclo = 5 mm

Por lo tanto, las mediciones de los tiempos de operación se efectúan en base a:

$$1 \text{ ciclo} = 16.66 \text{ m seg.} = 5 \text{ mm.}$$

Esto puede observarse en la figura III-23, en donde se muestra el diagrama simplificado del circuito empleado por el -- "FAVAG".

En éstas condiciones, es necesario que antes de iniciar estas pruebas debe verificarse que el interruptor esté en condiciones normales de operación, es decir, que tenga los valores de voltaje de c.a. y c.d. nominales, presión de operación y ajustes mecánicos terminados, niveles de aceite, circuitos de control de equipo auxiliar en condiciones óptimas. Este --



- e1 BOBINA DE OPERACION PLUMILLA BASE PARA MEDICIONES DE TIEMPO
- e2 BOBINA DE REGISTRO DE OPERACION BOBINA
- e3 BOBINA DE REGISTRO DE OPERACION FASE C
- e4 BOBINA DE REGISTRO DE OPERACION FASE B
- e5 BOBINA DE REGISTRO DE OPERACION FASE A

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
**TESIS PROFESIONAL**

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE OPERACION DEL FAVAG

GUZMAN HDEZ. A. I.  
 RBUEZ. ROCHA L.  
 ROJANO MORALES P.A.

FIGURA  
 III - 23

FECHA  
 MAYO 83

punto es importante porque si éstas condiciones no se cumplen los valores de tiempo de apertura y cierre en interruptores - se ven afectados considerablemente.

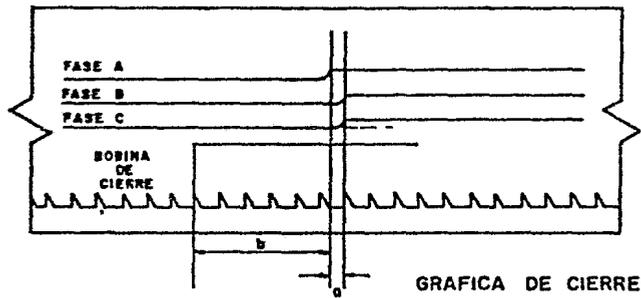
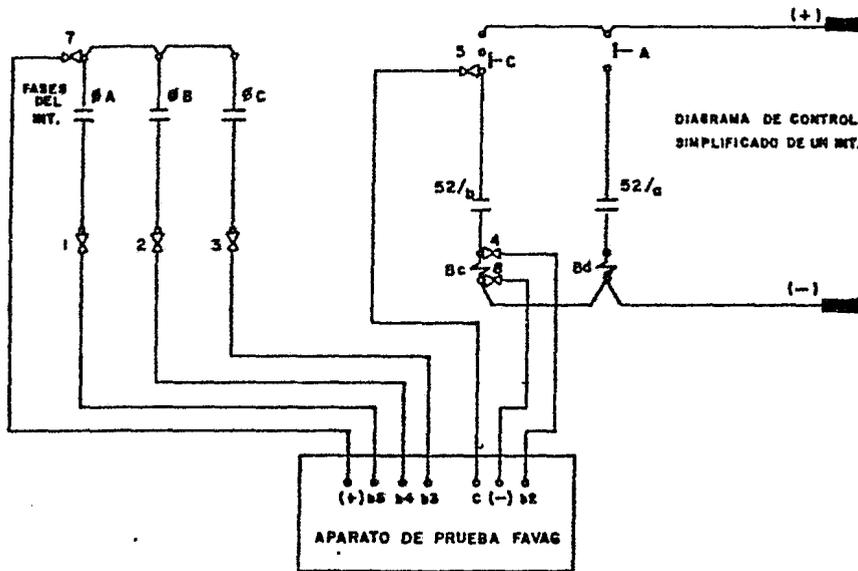
De igual forma, deben tomarse las siguientes precauciones para realizar estas pruebas.

1. El interruptor debe estar desenergizado y desconectado de cualquier circuito de alta tensión.
2. Verificar que no existan bloqueos mecánicos o eléctricos para la operación del interruptor.
3. Verificar que ninguna persona se encuentre trabajando en el equipo.
4. Que las condiciones de operación sean las nominales.
5. Verificar que el aparato de prueba está en buenas condiciones.

Para realizar las pruebas de apertura y cierre el aparato debe conectarse de acuerdo con los diagramas mostrados en las fig. III-24 y III-25 respectivamente, en donde se muestran además las gráficas resultantes.

Como complemento de estas pruebas, en los interruptores de potencia de gran volumen de aceite se emplea el analizador de operaciones mediante el cual es posible analizar los desplazamientos reales de los bastones de operación que deben ser de movimiento vertical. Esta prueba tiene la finalidad de determinar las condiciones de operación del mecanismo de los contactos de los interruptores para detectar defectos tales como; excesiva fricción en las operaciones de cierre o --

DIAGRAMA DE INTERRUPTOR EN POSICION ABIERTO



EN DONDE:

- a = ASINCRONISMO DE FASES
- b = TIEMPO DE CIERRE

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

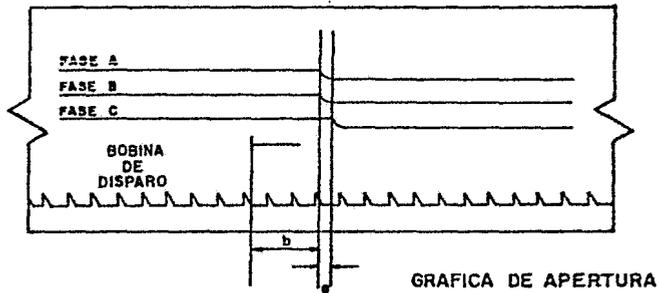
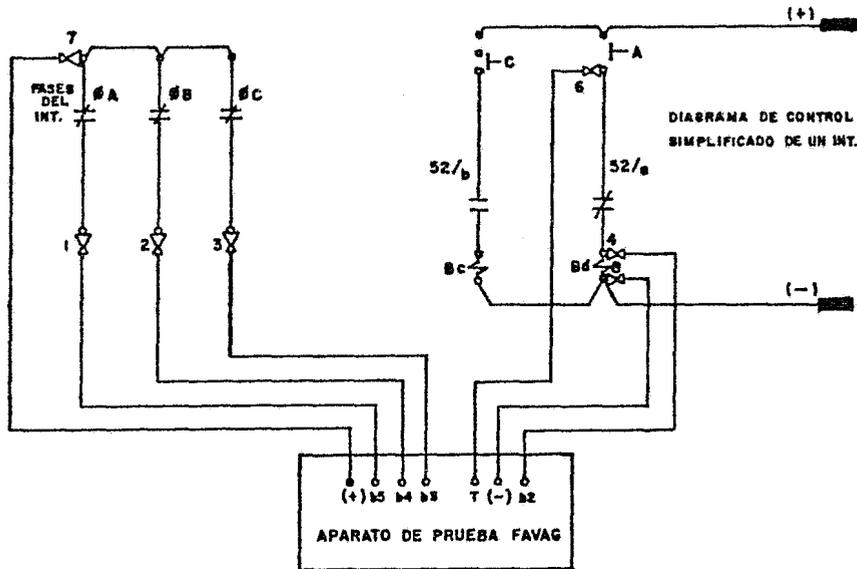
DIAGRAMA DE CONEXIONES Y RESULTADOS EN  
LA PRUEBA DE CIERRE DE INTERRUPTORES

SUZMAN MDEZ. A. I.  
RUEZ ROCHA L.  
ROJANO MORALES RA

FIGURA  
III-24

FECHA  
MAYO 83

DIAGRAMA DE INTERRUPTOR EN POSICION CERRADO



EN DONDE:

a = ASINCRONISMO DE FASES

b = TIEMPO DE CIERRE

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

DIAGRAMA DE CONEXIONES Y RESULTADOS -  
EN LA PRUEBA DE APERTURA DE INTERRUPTORES

GUZMAN HDEZ. A.L.  
RUEZ. ROCHA L.  
ROJANO MORALES P.A.

FIGURA  
III-25

FECHA  
MAYO 83

apertura, ajustes incorrectos en los resortes de aceleración, acción impropia de amortiguadores mecánicos o hidráulicos, -- efectos de rebote y desajustes en topes y velocidad de contactos.

Estas pruebas también se utilizan para elaborar las estadísticas de los resultados obtenidos durante las pruebas para que a través del tiempo se tenga una base de comparación y poder analizar el desgaste en los mecanismos y el comportamiento de éstos durante la vida operativa de los interruptores al efectuar los trabajos de mantenimiento que se efectúan periódicamente.

g). Pruebas de continuidad y polaridad.

Estas pruebas generalmente se utilizan como complemento de algunas pruebas descritas anteriormente, como son las pruebas de MEGGER y TTR.

a. Pruebas de continuidad.- La finalidad de ésta prueba es verificar la continuidad en los devanados de los secundarios de los transformadores de corrientes y de potencial, - trampas de onda y reactores en neutros de los transformadores de potencia.

En todos estos casos es de fundamental importancia determinar si dichos circuitos no tienen averías, principalmente - en los casos de las trampas de onda, que son elementos que se encuentran en serie con algunas de las fases de las líneas de transmisión a la entrada de los circuitos en algunas subestaciones; y para el caso de los reactores, éstos se instalan en serie con los neutros de los transformadores de potencia, con el objeto de limitar los efectos de las corrientes de corto - circuito a tierra. Dadas éstas características, se puede no-

tar que la prueba de continuidad es importante para detectar si no se tienen espiras abiertas en estas bobinas.

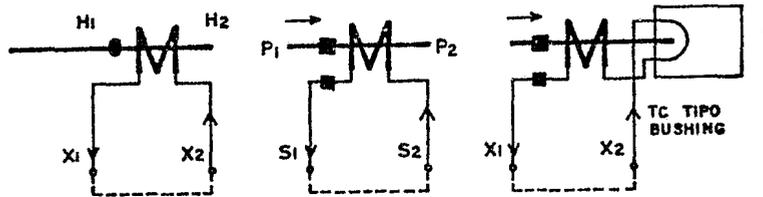
Con relación a las pruebas de continuidad en los transformadores de corriente y potencial es importante la realización de esta prueba, debido al funcionamiento que desempeñan dichos transformadores en los circuitos de protección y medición, en donde éstos no cumplirían con su objetivo en caso de encontrarse dichas fallas, además de la alta probabilidad de daño que existe en el caso de tener secundarios abiertos en los transformadores de corriente, los cuales pueden causar averías muy serias si esta condición se presenta, debido a los altos voltajes que se originarían en los secundarios.

La prueba de continuidad se realiza por medio de un multímetro, y en él deben verificarse cada uno de los secundarios para el caso de transformadores de corriente o potencial y desde luego, la continuidad en toda la bobina para las trampas de onda y los reactores de los neutros de los transformadores de potencia.

b. Prueba de polaridad.- Esta prueba consiste en determinar las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias en los transformadores de corriente, los cuales están identificados por marcas de polaridad pintadas o por los símbolos H1 y H2 ó P1 y P2 para terminales primarias y X1 y X2 ó S1 y S2 para terminales secundarias.

Esta prueba se realiza aplicando el método del golpe inductivo de corriente directa, mediante el cuál se mandan pulsos de corriente en el lado primario para verificar el sentido de ésta en las terminales del lado secundario del transformador de corriente. La conversión considerada es cuando la corriente primaria entra en la terminal H1 ó P1 la corriente sale por la terminal X1 ó S1, o bien, cuando la corriente en-

tra por la terminal H2 ó P2 y ésta sale por la terminal X2 ó S2 (para el caso de polaridad sustractiva) como se muestra en la fig. 26.



NORMA PARA MOSTRAR LA POLARIDAD DE LOS TC's. EN DIAGRAMA DE CIRCUITOS ELECTRICOS.

FIG. 26

Cuando no se tienen marcas de polaridad, entonces se acostumbra utilizar pintura mediante la cual sólo se identifican las terminales del lado de polaridad en cada devanado.

En las figuras 27 y 28 se muestra el diagrama de conexiones para la determinación de las marcas de polaridad.

La importancia de la prueba consiste en determinar si algún devanado secundario en los transformadores de corriente no se encuentra conectado con un defasamiento de  $180^\circ$  con respecto a la polaridad indicada en el dato de placa del fabricante. En caso que esto suceda es necesario corregir la conexión del secundario o cambiar la identificación de las marcas de polaridad para poder realizar las conexiones adecuadamente.

#### h). Prueba de Voltajes Mínimos de Operación.

Esta prueba es exclusiva de los interruptores de potencia, y se realiza en los diferentes tipos que se fabrican para las diferentes tensiones de operación.

DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA POLARIDAD SUSTRACTIVA

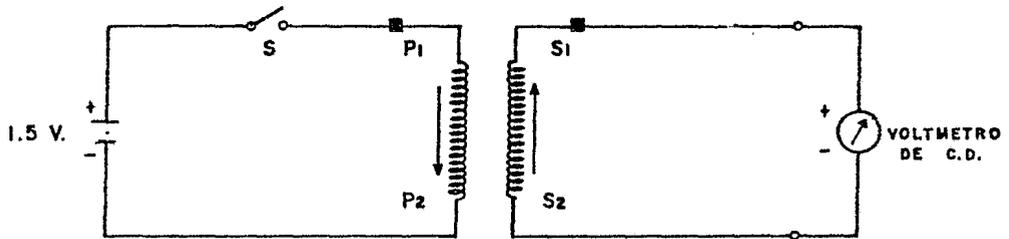


DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA POLARIDAD ADITIVA

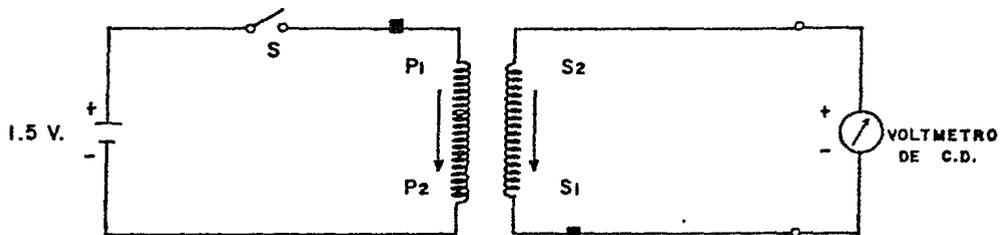


FIG. 27 DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA DETERMINAR LAS MARCAS DE POLARIDAD EN TC's y TP's

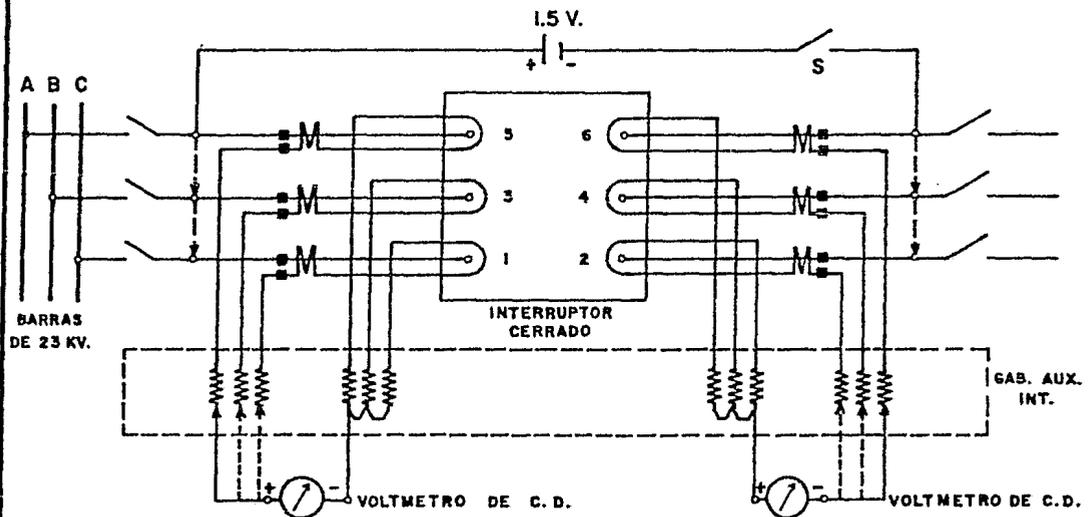


DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA DETERMINAR LAS MARCAS DE POLARIDAD EN TC's TIPO BUSHING EN INTERRUPTORES.

U.N.A.M FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

DETERMINACION DE LAS  
MARCAS DE POLARIDAD.

SUZMAN HDEZ. A.I.  
RUEZ, ROCHA L.  
ROJANO MORALES FA.

FIGURA  
27 y 28

FECHA  
MAYO 83

Como sabemos, todos los circuitos de control y protección están alimentados por circuitos de 120 volts de corriente directa para que de esta manera se tenga siempre la forma de operar los interruptores, aún cuando los servicios de c.a. llegaran a faltar en la subestación. Bajo estas condiciones, las baterías que proporcionan la c.d. tendrán una duración de terminada dependiendo de la carga que están alimentando, y en consecuencia con el tiempo el voltaje decaerá gradualmente -- hasta agotarse totalmente, en el caso que no se normalizara -- el servicio de c.a. en un tiempo muy largo.

Es por esta razón que debe verificarse el voltaje mínimo de operación de las bobinas de cierre o apertura en los interruptores, siendo de mayor importancia el correspondiente a -- la bobina de apertura.

La forma de realizar la prueba se logra mediante una fuente de alimentación de c.d. variable, con la cual se alimenta el (+) y (-) de cada una de las bobinas de cierre o apertura (en los interruptores de 85 a 400 KV se tienen dos bobinas de disparo) desde un valor cero, y se aumenta gradualmente el -- voltaje hasta que el interruptor realice su operación. En éste instante se toma el valor de el voltaje aplicado, el cual -- corresponderá al voltaje mínimo de operación para el cierre -- o disparo, según sea el caso.

Estas pruebas deben realizarse con el interruptor en óptimas condiciones de operación, tomando en cuenta los datos tomados por los fabricantes para determinar si dichos valores -- están de acuerdo con los reportes de fábrica; en caso contrario debe procederse a realizar los ajustes necesarios para -- obtener los voltajes mínimos de operación.

CAPITULO IV  
PRUEBAS EN LOS CIRCUITOS DE CONTROL,  
PROTECCION, MEDICION Y ALARMAS.

En este capítulo vamos a describir el objetivo de las revisiones que se llevan a cabo en el campo, de cada uno de los circuitos de control, protección, medición y alarmas en las subestaciones, una vez terminadas las pruebas de recepción en los equipos de alta tensión.

Para ello requerimos de los planos relacionados con el proyecto eléctrico de la subestación en el campo antes de iniciar estas revisiones, ya que la información que requerimos es propia de la subestación que entrará en servicio, como puede ser: esquema operativo tanto del lado de baja tensión como de alta tensión, así como del equipo instalado, relevadores de protección y equipo de control y medición.

A continuación daremos los lineamientos generales y objetivos de las revisiones a realizar en el campo, de acuerdo al siguiente orden:

- A) Tableros de Control y Protección.
- B) Conexiones e indentificación del cable de control.
- C) Control local y Alarmas.
- D) Control desde el salón de tableros.
- E) Operación de las protecciones.
- F) Verificación del programa de telecontrol.
- G) Pruebas de telecontrol.

#### A) Tablero de Control y Protección.

En el campo se hace una inspección visual, para verificar que todos y cada uno de los conductores, que se conectan a los bornes de los diferentes aparatos, bloques de terminales y cuchillas de pruebas estén conectados de acuerdo al plano de -- alambrado correspondiente al circuito en cuestión.

Así mismo se verifica la identificación de cada uno de -- los tableros y de los aparatos tanto para el control, proyec-- ción y medición.

Al mismo tiempo se verificará que el alambrado de los circuitos de CONTROL Y CORRIENTE DIRECTA se haya realizado con -- cable color ROJO.

Para los circuitos de Potencial se empleará cable color - NEGRO.

Para los circuitos de CORRIENTE se usará cable de color - BLANCO.

También en ésta etapa se debe revisar la identificación - de las tablillas de conexiones y cuchillas de prueba.

#### B) Conexiones e Identificación del Cable de Control.

Antes de efectuar esta revisión deberán estar instalados- y totalmente alambrados los tableros de control y medición mi- niaturizado, protección, registrador de eventos, gabinete de - relevadores intermedios y control supervisorio, así como los - tableros de servicios propios de corriente alterna y corrien- te directa.

La secuencia para realizar esta revisión será:

Primeramente verificar que los circuitos estén completamente desenergizados en previsión de algún accidente.

Revisión del alambrado, iniciándose en los gabinetes de control de los equipos de alta tensión y transformadores de corriente y potencial, verificándose que todas las conexiones y relaciones que se están empleando estén de acuerdo a los planos tanto por el lado de alta tensión como de baja tensión. Para el caso de interruptores se revisarán las tablillas donde concurren los diferentes cables para las señales de control, protección y señalización además de las cuchillas desconectadoras y grupo de transformadores de corriente, servicio de Corriente alterna y puentes a gabinetes auxiliares si los hay.

Posteriormente se verificará el alambrado en el salón de tableros, revisando el cableado entre tableros, del tablero de protección al tablero del muro de conexiones, (cable telefónico) de este último al registrador de eventos, tablero de control y medición miniaturizado y al gabinete de relevadores intermedios y control supervisorio.

Por último se debe verificar el alambrado de los tableros de servicios propios de Corriente Alterna y Corriente directa.

En todos estos lugares se debè revisar que los cables estén bien identificados en sus extremos de acuerdo a las funciones que estén desempeñando o nomenclatura que aparezca en los planos de alambrado. Al mismo tiempo se debe verificar que cada cable esté bien conectado a la tablilla de conexiones o cuchilla de prueba.

### C) Control Local y Alarmas.

En estas pruebas se verifica la operación y la secuencia de operación tanto eléctrica como manual del equipo de la subestación, tales como: Cuchillas, interruptores, así como del funcionamiento del equipo auxiliar de los transformadores de potencia y servicios propios de la subestación de corriente alterna, de acuerdo con los instructivos de operación proporcionados por los fabricantes.

Al inicio de éstas operaciones se deberá normalizar las alimentaciones de corriente alterna así como las de corriente directa.

Antes del inicio de las pruebas, se deberán comprobar las operaciones de las alarmas de los interruptores, partiendo de condiciones normales de funcionamiento, dichas alarmas deberán simularse en forma real, es decir, se deben presentar todas las condiciones de falla que nos permitan observar la operación correcta de cada una de ellas, ya sea de alerta o de emergencia, los valores a los que se presentan dichas alarmas están incluidos en la información proporcionada por los fabricantes.

La indentificación de estas alarmas se realiza en dos formas, una en el gabinete de control propio del equipo y la otra al mismo tiempo, en el registrador de eventos.

La señalización local de las alarmas en los interruptores, además de la indentificación deben indicarse en etiquetas perfectamente legibles, donde aparecerán además los rangos de operación de las mismas.

Siguiendo este procedimiento se prueban las alarmas de los transformadores de potencia y posteriormente de las cuchillas, si es que de éstas se obtienen señales de alarma.

Una vez terminada la revisión de la operación de las alarmas, se esperará un tiempo razonable para que se normalicen -- las condiciones de operación del equipo para continuar con las pruebas de apertura y cierre.

En las operaciones de apertura y cierre, en el campo se debe observar que éstas cierran o abren perfectamente, verificando la señalización (si la hay) en el equipo, así como en el tablero de control miniaturizado además de que en el registrador de eventos aparezca la operación.

Debe realizarse en interruptores y en cuchillas motorizadas. Durante la operación de cuchillas, el cambio de posición debe presentarse al término de la operación de apertura o cierre.

Si el equipo posee medios para realizar la operación manualmente, verificar si es posible realizar las maniobras con la facilidad requerida.

En las cuchillas de operación manual, al realizar las operaciones de apertura y cierre, se deberá observar que los mecanismos operen correctamente, (cierren todas juntas y hagan -- buen contacto, en caso contrario, deberán ajustarse adecuadamente). Al no tenerse señalización en el registrador de eventos, deberá aparecer una representación en el bus mímico del -- tablero de control miniaturizado.

Dentro de éstas pruebas, se debe verificar el funcionamiento adecuado de los bloqueos que existen entre el interrup-

tor y las cuchillas motorizadas o de las cuchillas motorizadas al interruptor, o sea no deberá abrir las cuchillas teniéndose el interruptor cerrado, así como no deberá cerrar el interruptor teniéndose alguna cuchilla abierta.

Si se tiene un arreglo en el cual las cuchillas al cerrar se bloquean la operación de los interruptores o de otras cuchillas, se deberán verificar las operaciones de dichos bloqueos.

Además de las pruebas antes mencionadas para interrupto--res y cuchillas, se debe verificar el funcionamiento de la --transferencia manual y automática de los servicios de esta--ción de corriente alterna, chequeando en ambos casos la señali--zación local y en el registrador de eventos la maniobra.

#### D) Control desde el Salón de Tableros.

A este grupo corresponden pruebas de apertura y cierre --de los equipos desde el tablero de control miniaturizado a tra--vés del cual se manda la señal de operación a los relevadores--auxiliares (CX y TX) para que a su vez éstos manden la señal --de cierre o apertura a los equipos.

En todas las pruebas efectuadas debe verificarse los cambios de posición del equipo exterior, en el tablero de control miniaturizado, así como en el registrador de eventos, donde deberá aparecer anotada la maniobra.

También aquí se verificarán los bloqueos que existen en--tre el interruptor y cuchillas motorizadas y viceversa.

## E) Operación de las Protecciones.

El objetivo de éstas pruebas consiste en comprobar que - todos los relevadores de protección estén conectados correctamente para asegurar que en caso de falla operen con la rapidez y selectividad necesaria evitándose daños mayores. Puesto que éste punto es de los más importantes, se realizará en dos etapas:

- Faseo de las Protecciones con C.D.
  - Operación de los relevadores con corrientes artificiales.
- Faseo de las Protecciones con C.D.

El objetivo de esta prueba consiste en detectar alguna - mala conexión tanto por alta como por baja tensión de los circuitos de los transformadores de corriente y potencial que proporcionan las señales para la operación de los relevadores.

En el caso de que se detecten errores se harán las modificaciones necesarias para eliminar dichas fallas antes de realizar las pruebas con potencial en la subestación y posteriormente la toma de carga.

La prueba se realiza con la subestación totalmente desenergizada tanto por el lado de alta tensión como por el lado de baja tensión.

El equipo utilizado será: una batería de 12 Volts C.D. - tipo automóvil, dos vóltmetros de C.D., interruptor de navaja, equipo de comunicación, guantes para alta tensión, peine de prueba propio al relevador a probar.

A continuación se enumeran los pasos a seguir para el faseo de la protección diferencial de un transformador de potencia, por el método de corriente directa o prueba de faseo en vacío. (Se hará referencia a la figura IV-1).

- Estarán conectados únicamente los interruptores y cuchillas que sean necesarios para completar el circuito por donde viajará una señal de corriente directa.

- Se debe verificar que las cuchillas de prueba en el alambrado de los secundarios de los transformadores de corriente, estén todas completamente cerradas y se encuentren conectadas según las necesidades del transformador (conexión en estrella o delta).

- Se conectará una batería de 12 volts de corriente directa en el lado de alta tensión entre las fases "A" y "C", de acuerdo a lo indicado en la figura IV-1, teniendo el interruptor de navaja abierto.

Para el lado de baja tensión se conectará a tierra la fase que se está probando, en este momento la fase "A", después de los transformadores de corriente de la protección diferencial del transformador de potencia.

- Los vóltmetros de corriente directa se deben conectar a los bornes del relevador a través de un peine de prueba tal como se muestra en la figura IV-1.

Dichos vóltmetros deben conectarse teniendo en cuenta cuál es el sentido de la corriente esperada, de acuerdo a las conexiones de los secundarios de los transformadores de corriente tanto del lado de alta tensión como por baja tensión.



- El interruptor de navaja que aparece en la figura IV-1, es para mandar pulsos de voltaje de C.D. La persona a la cual se le encomendará operar dicho interruptor deberá estar protegido con guantes de alta tensión, esto es por su seguridad, ya que en algunas ocasiones se pueden presentar al abrirlo "arcos eléctricos" de gran magnitud, debido a corrientes de magnetización inducidas en los núcleos del transformador de potencia.

- Existirá una sola persona la encargada de coordinar la realización de la prueba, ésta persona será la encargada de -- observar la deflexión de los vóltmetros. Se ha mencionado que será una sola persona, esto es con el objeto de eliminar errores o confusiones en los resultados obtenidos.

Deberá existir una comunicación entre el personal, por -- ejemplo por medio de radio portátil u otro medio adecuado.

- La prueba se inicia, con un cierre del interruptor de - navaja, con el cual se aplica potencial de corriente directa, a la fase "A" en el lado de alta tensión, esta maniobra se refleja en los secundarios de los transformadores de corriente y un pulso será detectado con una deflexión en las agujas de los vóltmetros conectados a los bornes de los relevadores a través de los peines de prueba.

En el momento de cerrarse el interruptor de navaja, las - agujas de los vóltmetros deflexionarán hacia la derecha del -- cero de la escala y al abrirse hacia la izquierda del cero, -- siempre y cuando estén bien conectados los vóltmetros a los -- bornes del relevador y estos a las terminales correspondientes de los transformadores de corriente.

Si al cerrar el interruptor de navaja llegaran a deflexionar las agujas de los vóltmetros hacia la izquierda, (o sea en el sentido contrario al esperado) entonces:

Primero, se debe verificar si se conectaron correctamente los vóltmetros.

En seguida, se deben verificar las conexiones de los secundarios de los transformadores de corriente, desde su remate en los gabinetes auxiliares de los interruptores hasta el tablero de protección en donde se encuentran instalados los relevadores, corrigiendo cualquier anomalía en el alambrado, hasta que la deflexión sea en el sentido correcto.

Se deben hacer por lo menos tres operaciones de apertura y cierre del interruptor de navaja de prueba, para tener la seguridad del sentido de deflexión de las agujas de los vóltmetros.

Posteriormente el positivo de la batería de prueba se  cambiará a la fase "B" y el negativo a la fase "A" en el lado de alta tensión, la conexión a tierra se  cambiará a la fase "B" - en el lado de baja tensión y los vóltmetros de corriente directa se conectarán en los bornes correspondientes del relevador. Se procederá como en la primera parte de este punto hasta estar seguros de que se encuentra correctamente alambrado e instalado el circuito de la fase "B" del relevador.

Finalmente el positivo de la batería se  cambiará a la fase "C" y el negativo a la fase "B" en el lado de alta tensión y la tierra se  conectará en la fase "C" en el lado de baja tensión y los vóltmetros de corriente directa se conectarán en los bornes correspondientes del relevador.

Se procederá como en la primera parte de este punto, hasta estar seguros de que se encuentra correctamente alambrado e instalado.

Toda ésta secuencia de prueba relacionada con el faseo de la protección diferencial de un transformador de potencia por el método de corriente directa se aplica en forma semejante para efectuar las pruebas en todas las conexiones a los relevadores, incluyendo los aparatos de medición tanto en sus circuitos de corriente como de potencial.

- Operación de Relevadores con Corrientes Artificiales.

Esta es una prueba previa a la prueba con potencial y puesta en servicio de la subestación y es de gran importancia, ya que concluida ésta prueba se podrá tener más confianza para efectuar las pruebas con potencial y puesta en servicio.

Con ésta prueba se verifica el orden de disparo de cada uno de los relevadores de protección a los interruptores que correspondan según el tipo de falla que se presente. Al finalizar la prueba se tendrá la seguridad de que los relevadores operarán correctamente en el caso de que se presente una falla y manden la apertura de los interruptores, además se verifica que el circuito de disparo de los relevadores hacia los interruptores no está abierto.

Antes de iniciar esta prueba se debe normalizar la corriente directa, no sin antes haber revisado previamente que las condiciones del equipo sean las adecuadas para su operación, además los circuitos de corriente deben estar perfectamente cerrados.

La subestación debe estar completamente desenergizada tanto por el lado de alta tensión como por el de baja tensión.

Para la realización de la prueba se requiere que se hayan realizado los ajustes a cada uno de los relevadores y conocer éstos valores de ajuste para verificar que las protecciones -- operen correctamente.

El equipo utilizado es generalmente una fuente variable - de corriente portátil, mediante la cual se suministran las corrientes artificiales para realizar las pruebas, las cuales de penderán del tipo de relevador y que a continuación se enumeran en forma general.

#### 50/51 Relevadores de Sobrecorriente.

Los relevadores de Sobrecorriente 50 instantáneo y 51 de tiempo inverso, son utilizados como protección de respaldo de fase en los transformadores de potencia por el lado de alta -- tensión y de respaldo en los neutros tanto por alta como por - baja tensión, además son utilizados como protección de alimentadores de 23 KV.

Para probar los relevadores 50/51 se les suministran corrientes artificiales directamente desde los bornes de los secundarios de los transformadores de corriente correspondientes a la protección bajo prueba.

Al probar un relevador 50 deben puentearse las terminales del elemento de tiempo inverso. Si éstos vienen juntos, se -- les suministrará corriente artificial hasta alcanzar el valor de ajuste del relevador.

Al probarse el elemento de tiempo inverso (51), generalmente no es necesario puentear el elemento instantáneo, ya que este último tiene un ajuste a mayor valor de corriente que el 51, por lo tanto se le suministra corriente hasta alcanzar el valor mínimo de operación. En ambos casos debe verificarse la señalización de la bandera en el relevador cuando éste opere.

Cuando éstos relevadores protegen transformadores de potencia, su señal de operación va a un relevador auxiliar de disparo 86-R, el cual ordena la apertura de los interruptores tanto por alta como por baja tensión y una alarma al registrador de eventos.

Para verificar la operación correcta del relevador auxiliar de disparo 86-R, sus contactos deberán estar cerrados, ya sea manualmente o eléctricamente, y se deben ir cerrando una por una las cuchillas del bloque de disparo. Se debe observar que cada uno de los interruptores asociados sean los que lógicamente deban operar.

Cuando éstos relevadores protegen los alimentadores en 23 KV., el disparo va directamente hacia el interruptor propio a proteger y el de enlace para el caso del arreglo en doble anillo.

Para el caso de alimentadores que poseen relevadores de recierre automáticos, debe verificarse que éstos últimos sólo operan cuando reciban señal del elemento de tiempo inverso y aparezca un bloqueo al recierre si hubo una operación del elemento instantáneo. Además es conveniente observar si opera correctamente el relevador de recierre según los intervalos de tiempo prefijados.

67-N Relevador direccional de tierra.

Este relevador consta de dos unidades, una unidad direccional y otra unidad de sobrecorriente.

El relevador 67-N es utilizado para protección de Líneas de Transmisión y Transformadores.

Para probar a éste relevador es necesario que se simulen los dos parámetros necesarios para la operación.

Respecto a la unidad direccional, ésta recibe dos señales, una proporcionada por los transformadores de corriente en los neutros de los transformadores de potencia, y otra señal de polarización que proviene de los secundarios de los transformadores de Potencial de las barras de Alta tensión.

Para la operación de la unidad direccional, las dos señales le deben indicar que la falla está en dirección hacia afuera de la barra de la subestación, cuando exista una falla de línea a tierra, por lo que la única manera de simularla es cerrando manualmente el contacto de la unidad direccional para que de esta manera podamos probar la unidad de sobrecorriente.

Para operar la unidad de sobrecorriente, se suministra corriente artificial desde los bornes de los secundarios de los transformadores de corriente de cualquier fase y neutro, hasta alcanzar el valor de operación según el ajuste que tenga el relevador. Llegada ésta, se debe verificar la apertura del interruptor, la bandera de operación del relevador y la alarma correspondiente en el registrador de eventos.

Cuando éste relevador protege a un Transformador de Potencia, la secuencia de operaciones a realizar es la antes descrita.

ta, sólomente que cuando opera el relevador manda una señal de operación a un relevador auxiliar de disparo de la protección de respaldo 86-R.

Cuando el relevador 86-R, está operado, ya sea manual o eléctricamente, se deberán tener las cuchillas del bloque de disparo abiertas, las cuales se van cerrando una a una para mandar la apertura de cada uno de los interruptores asociados, discriminando la posibilidad de algún error en los disparos.

#### 81 Relevador de Baja Frecuencia.

Para probar la operación de los relevadores de baja frecuencia (81), que se encuentran conectados a los secundarios de los Transformadores de Potencial de las barras de alta tensión se requiere de una fuente de frecuencia variable, la cuál se conecta entre los bornes de la bobina de operación de cada uno de los tres relevadores (81-1, 81-2, 81-3) los cuales operan sobre relevadores auxiliares de disparo (81-X1, 81-X2, 81-X3) respectivamente para que éstos manden la operación de los interruptores asociados a los alimentadores según estén conectados al primer paso (59.6 Hz.), segundo paso (59.4 Hz.) o al tercer paso (59.0 Hz.) de acuerdo con la importancia que se le asigne a cada alimentador.

Con la fuente variable de frecuencia conectada adecuadamente se inicia la prueba disminuyendo gradualmente la frecuencia a partir de 60 Hz. para alcanzar gradualmente poco a poco cada uno de los valores de operación. Para cada paso se debe verificar que opere el relevador y su auxiliar de disparo a la frecuencia determinada, realizándose esto para cada uno de los pasos respectivamente, además se debe verificar una alarma (la correspondiente a baja frecuencia) en el registrador de eventos.

Esta prueba se realiza con las cuchillas del bloque de disparo abiertas, las cuales se van cerrando una a una verificándose la apertura del interruptor del alimentador correspondiente.

#### 87-B Relevador Diferencial de Barras SIEMENS.

Esta prueba la dividiremos en dos partes:

- Verificación del disparo de la protección.
- Prueba de alarmas y verificación de Bloqueo.

-Verificación del Disparo de la Protección.

Esta prueba es de gran importancia para la puesta en servicio de la protección diferencial de barras. Antes de efectuarla, se requiere que la protección de barras colectoras tenga alimentación de corriente directa.

La prueba de disparo se debe hacer primero hasta el relevador auxiliar, o sea que se abran las cuchillas del bloque de disparo de la protección.

Una vez bloqueados los disparos, se coloca un miliampérmetro entre los bornes 1 y 2 del relevador diferencial RN-23 --- (Ver figura 1-4) y nos indicará el valor de la corriente de -- operación, y a medida de ejemplo, supongamos que se tiene un - ajuste de 1 x "In" o sea 100 mA. (o el valor de ajuste).

Una vez ajustado este valor en nuestra fuente, se desconecta nuestra fuente y se conecta en forma súbita haciendo -- operar con esto al relevador diferencial RN-23 y éste opera a la bobina "A" del relevador RIAH-423a, la cual al cerrar sus - contactos mandará operar al relevador auxiliar de disparo 86-B.

Una vez verificada la operación del relevador diferencial y del relevador auxiliar de disparo, las operaciones reales de los interruptores se harán de la manera siguiente:

Operado manual o eléctricamente el relevador auxiliar de disparo y teniendo abiertas las cuchillas del bloque de disparo, se cierran los interruptores de todos los circuitos asociados a la barra cuya protección se está probando y se cierran una a una las cuchillas del bloque de disparo y se observa si los interruptores asociados a la barra se abren. Debe verificarse que aparezca la operación de la protección diferencial de barras en el registrador de eventos.

- Prueba de Alarmas y Verificación de Bloqueo.

La protección diferencial tipo Siemens posee una unidad de alarma de desbalanceo de la protección (unidad RA) que se encuentra intercalada a través de un transformador auxiliar y un puente rectificador en el circuito de corriente de operación de la protección, la cual supervisa desbalances de la protección ocasionados por: Transformadores de corriente principales o auxiliares dañados, cables de control en mal estado, falsos contactos, conexiones flojas, etc.

Cuando existe algún desbalanceo de la protección, la magnitud de la corriente en el relevador alcanza un valor que es el de ajuste de la unidad RA y sin rebasar un valor prefijado, la unidad RA actuará en forma instantánea y manda bloquear al relevador diferencial (RN-23) interrumpiendo la señal positiva de corriente directa al relevador, al mismo tiempo manda una alarma indicando que existe un desbalance en la protección diferencial de barras, la cual deberá aparecer en el registrador de eventos.

Para probar la alarma y verificar este bloqueo, se debe inyectar corriente artificial en cualquiera de los circuitos, de tal manera que en el circuito de corriente de operación (C.A.) se tenga un valor de corriente igual al ajuste de la alarma, se debe aumentar en forma gradual el valor de la corriente de desbalance hasta rebasar el ajuste de operación de la protección, no debiendo operar ésta y así evitar operaciones incorrectas. Debe verificarse la aparición de ésta alarma en el registrador de eventos.

#### 87-T Protección diferencial de Transformador de Potencia.

Para probar el relevador 87-T de protección diferencial de los transformadores de potencia, se le suministra corriente artificial desde las cuchillas de prueba de remate de los secundarios de los Transformadores de Corriente en los gabinetes auxiliares de los interruptores, tanto por el lado de alta tensión como de baja tensión.

Para suministrar esta corriente se requiere de una fuente variable, la cuál se conectará a los bornes de la fase "A" y el neutro, incrementando gradualmente hasta alcanzar el valor mínimo de operación del relevador.

Al operar el relevador, cerrará su contacto y mandará operar al relevador auxiliar de disparo 86-X, al cual deberá inhibirse para que mande la operación de los interruptores tanto por el lado de alta tensión como por el lado de baja tensión. Debe verificarse únicamente a éste punto la operación del relevador auxiliar, además es importante verificar que la señalización de la bandera del relevador opere correctamente, así como la alarma correspondiente aparezca impresa en el registrador -

de eventos.

En la misma forma se procede a verificar la operación del relevador 87-T, ahora desde la fase "B" y neutro posteriormente la fase "C" y neutro.

Una vez verificada que la operación del relevador de protección 87-T sea correcta, procedemos a probar los disparos de los interruptores por medio del relevador auxiliar 86, teniéndose las cuchillas del bloque de disparo abiertas.

Cuando el relevador 86 esté operado ya sea manual o eléctricamente, se deberán ir cerrando una por una las cuchillas del bloque de disparo, y de ésta manera ir disparando cada uno de los interruptores asociados a ir discriminando la posibilidad de algún error en los disparos.

Es conveniente que se manden corrientes artificiales por ambos lados del relevador diferencial, esto es por los secundarios de los Transformadores de Corriente del lado de alta y baja tensión, con el fin de comprobar que los circuitos estén cerrados.

#### F. Verificación del Programa de Telecontrol.

En esta etapa se deben realizar primeramente las pruebas a los canales de comunicación, con el objeto de determinar si las condiciones en las que se encuentran son apropiadas para su utilización.

Dichas pruebas son realizadas por el Departamento de Automatización y en general, los resultados obtenidos deben ser --tales que nos indiquen que los canales de comunicación se encuentran en condiciones adecuadas de operación.

Una vez que se han verificado los canales de comunicación, se procede a efectuar la revisión y depuración del programa de telecontrol de la Unidad Terminal Remota (UTR), para lo cual se utiliza un equipo de pruebas fabricado por CDC (TEST SET), el cual es un simulador que puede realizar las funciones que ejerce el Centro de Control de Operación sistema sobre la subestación, como son adquisición de datos y funciones de control remoto en la subestación.

Esto puede realizarse una vez que la Unidad Terminal Remota ha sido instalada y conectada a sus actuadores y sensores en la subestación.

El Test Set es un equipo portátil en el cual se pueden adquirir datos y enviar comandos etc. (todo esto mediante los trenes de pulsos que corresponden a funciones preprogramadas en la UTR).

Teniéndose el equipo en el campo y conectado al Test Set a la Unidad Terminal Remota, se procede a probar la base de datos, o sea se accesa la información de cada uno de los puntos de los cuales se puede obtener información, realizándose ésta operación de uno por uno de estos puntos, verificándose que ésta información concuerde con la situación de la Subestación.

A continuación se realizan pruebas energizando diversos elementos como relevadores auxiliares de interruptores y cuchillas, relevadores de protección, transductores, etc. Comprobándose que ésta información pueda ser transmitida por la Unidad Terminal Remota.

Posteriormente se realizan comandos con el Test Set. Primero energizándose hasta el tablero de relevadores intermedios que funciona como interfáz de salida de la Unidad Terminal Remota verificándose el correcto direccionamiento de los puntos de salida digital, posteriormente hasta la operación del equipo. En ambos casos se debe observar que aparezcan impresas en el registrador de eventos.

#### G. Pruebas de Telecontrol.

Una vez realizadas las pruebas mencionadas anteriormente, se efectúan las pruebas finales reales de recepción desde las terminales de Operación Sistema y Operación Ciudad respectivamente, con las cuáles se verifican nuevamente todos los puntos tanto a nivel local de la subestación como a nivel de Centro - de Control en sus terminales de operación e impresores, quedando lista para entrar en operación en caso de encontrarse satisfactorios los resultados de las pruebas.

A continuación se describen con detalles cada una de las funciones que deben verificarse y las cuales deben ser presenciadas por todos los Departamentos receptores, esto es con el objeto de supervisar que dichas pruebas se realicen de acuerdo a la lógica de operación que ya fue probada en forma local.

#### 1. Funciones de control remoto.

Las funciones de control remoto que deben verificarse con el esquema de telecontrol son las siguientes:

- Interruptores de 400, 230, 85 y 23 KV.

Se deben operar desde las oficinas de Operación cualquier interruptor que forme parte del sistema de control remoto y -- adquisición de datos.

En el caso particular de interruptores con sincroniza- -- ción, el cierre se hará bajo un comando que excite al sincronizador automático para que éste actúe si se cumplen las condi-- ciones de operación. Se ha previsto además de ésto, la posibi- lidad de operar al interruptor en forma directa, es decir sin- utilizar el equipo de sincronización.

Para el caso de las subestaciones de distribución, se - - cuenta con un comando para bloquear el recierre automático de- los interruptores de los alimentadores. Se tiene también la - facilidad para dejar fuera el cierre automático de los inte- - rruptores de enlace de los alimentadores (para el caso de ar~~re~~ glo en anillo), en ambos casos, éstos bloqueos operan en forma general para dicha subestación.

- Cuchillas Desconectadoras Motorizadas de 400, 230 y - - 85 KV.

Se deben operar desde las oficinas de operación las cuchillas desconectadoras de éstas tensiones que sean motorizadas, con la excepción de las cuchillas "Y", las cuales no se opera- rán a control remoto (para el caso de arreglo en doble barra). En la operación de cuchillas deben verificarse además, el buén funcionamiento de los bloqueos que existen entre interruptor y cuchillas.

- Cambiador de derivaciones bajo carga.

Este comando se tiene únicamente en los autotrasformadores de 400/230 KV., y en ellos se puede enviar comandos para subir o bajar estos cambiadores de derivaciones.

- Reposición de relevadores auxiliares de disparo (HEA 's).

El restablecimiento de los relevadores auxiliares de disparo a control remoto debe verificarse y observar además que dicha operación sea general por subestación.

## 2. Obtención de Información.

Dentro de la realización de las pruebas finales de recepción deben verificarse que en conjunto con las funciones de control remoto las funciones relacionadas con la obtención de información se procesan y presenten adecuadamente a los operadores en el Centro de Control, dichas informaciones pueden ser:

### A.- Analógicas.

Estas se refieren a las variables que interpretamos en base a valores que se afectan por unidades de medición, por ejemplo: MW, MVAR, etc. Esta información debe aplicarse en la forma siguiente:

- Líneas de transmisión de 400, 230 y 85 KV.  
Potencia real y reactiva (MW y MVAR).
- Transformadores de potencia.  
Potencia real, reactiva y voltaje medidos en el secundario (MW, MVAR y VM).

- Barras colectoras en las subestaciones.

Voltaje, el cual se mide fase a tierra y la lectura se presenta al operador en el equivalente fase a fase (VM). En las -- barras de 230 KV se tiene además medición de frecuencia (FM).

- Alimentadores de 23 KV.

Corriente (AM).

- Bancos de capacitores.

Potencia reactiva (MVAR).

#### B.- Digitales.

Esta información se refiere a la posición que guardan los interruptores, cuchillas desconectoras, alarmas, etc., y se aplican como sigue:

- Interruptores.

a) Posición de abierto o cerrado de cada interruptor.

b) Una alarma emergente por interruptor que indica que este se encuentra bloqueado.

c) Una alarma de alerta por nivel de voltaje que indica un problema en alguno o algunos de los interruptores pertenecientes a ese nivel de voltaje de la subestación.

- Cuchillas Desconectoras.

a) Posición de abierto o cerrado de cada cuchilla.

- Transformadores de Potencia.

a) Una alarma emergente por banco que indica una situación peligrosa para éste elemento (se ponen en paralelo todas las alarmas que se consideran dentro de esta clasificación).

b) Una alarma de alerta por banco que indica una situación anormal y no tan peligrosa del elemento (se ponen en paralelo las alarmas restantes del banco no consideradas en el inciso anterior).

- Alarmas de los esquemas de protección.

a) Protección primaria. Se tendrá individual por elemento (línea, transformador, etc.) indicando la operación de la protección o protecciones primarias de ese elemento.

b) Protección de respaldo. Al igual que en el caso anterior se tendrá señalización pero para la operación de la protección de respaldo.

c) Falla de interruptor. Indica la operación del esquema de protección por falla de interruptor y se tiene una señal por nivel de voltaje.

d) Protección diferencial de barras. Una alarma por la operación de ésta protección para cada barra y en cada tensión cuando se tienen bancos de tierra en las barras, la operación de ésta protección aparece conjuntamente con la de la protección diferencial de barras.

e) Se tendrá una alarma general por subestación de falla de la protección diferencial de barras.

- Alarma Varias.

a) Hilos piloto.

Falla en alguno de los canales de hilo piloto utilizados para protección de líneas de transmisión. Se tendrá una alarma general por subestación.

b) Onda portadora.

Falla en alguno de los equipos de onda portadora -- utilizados para protección de líneas de transmisión, canal de datos y comunicación de voz, una alarma general por subestación.

c) Sistema contra Incendio.

Indica la operación de este equipo y se tendrá también una alarma general por subestación.

d) Puertas.

Indica si la puerta de acceso a la subestación o la puerta de acceso al salón de tableros o caseta principal está abierta.

Una alarma general por subestación.

e) Falta de Potencial.

Falla en algún transformador de potencial de las -- barras de la subestación. Una alarma general por subestación.

f) Falta de C.D. de control o señalización.

Falla en algún circuito de corriente directa de mando ( $\pm$ ) M o de alarma ( $\pm$ )AA.

Una alarma general por subestación.

## g) Indicación UTR remoto-local.

Indica que el control remoto está habilitado para utilizarse desde las oficinas de Operación (remoto) o deshabilitado (local). En el caso de control local, se sigue teniendo la señalización, telemedición y la indicación de alarma en la oficina de operación.

## h) Indicación comunicación primario/respaldo.

Informa si la comunicación entre el Centro de Control y la UTR de la subestación se está realizando por línea primaria o de respaldo.

## i) Alarma 1 Baterías.

Indica la pérdida de alguno de los rectificadores de 48 y/o 120 volts de C.D. en la subestación. Esta alarma opera 10 minutos después de haber perdido uno o más rectificadores.

## j) Alarma 2 Baterías.

Es una alarma de emergencia e indica que la carga remanente de la materia de 120 V.C.D. se encuentra en valores críticos. El ajuste de la alarma debe ser tal que permita realizar algunas operaciones mínimas de libramiento de emergencia, el Ajuste de dicha alarma se realiza 100 V.C.D.

## k) Falla de servicio de estación.

Indica que las barras de corriente alterna en el servicio de estación interior han perdido durante más de tres minutos su excitación.

## l) Planta de Emergencia.

Indica alguna anomalía en la planta de emergencia.

m) Alarmas de subestaciones en SF<sub>6</sub>.

- Alarma de presión SF<sub>6</sub> barras 1.

Alarma de alerta para indicar una baja presión -- del gas SF<sub>6</sub> en los compartimientos de las barras 1 de la subestación.

- Alarma presión SF<sub>6</sub> barras 2

Igual que en el caso anterior pero para las barras 2.

- Alarma de presión SF<sub>6</sub> general.

Alarma de alerta para indicar una baja presión del gas SF<sub>6</sub> en los compartimientos que no sean considerados de ba--rras.

-Alarma falla equipo en SF<sub>6</sub>.

Alarma de emergencia para indicar una baja presión-peligrosa del gas SF<sub>6</sub> en cualquiera de los compartimientos de los elementos.

n) Alarmas de equipo de aceite de cables en subestaciones con estación de bombeo.

- Alarma falla de aceite Cable 1.

Una alarma emergente para indicar una alta o baja presión de aceite, un bajo nivel de aceite, peligroso en el cable, o una imposibilidad del equipo para bombear el aceite.

- Alarma falla de aceite cable 2.

Igual que en el caso anterior pero para el cable 2.

- Alarma falla de aceite otro cable.

Se tendrá una alarma igual a los casos anteriores por cada cable adicional de la subestación.

- Alarma falla del equipo de aceite de los cables.

Alarma de alerta para indicar alta o baja presión del nitrógeno, o un alto nivel de aceite en el tanque de depósito o una operación excesiva de las bombas del equipo. Una - alarma general por subestación.

0) Alarmas de equipo de aceite de cables en subesta---  
ciones sin estación de bombeo.

- Una alarma de emergencia por cada uno de los ca--  
bles para indicar una alta o baja presión de aceite en el ca--  
ble.

p) Falla sistema de aire de interruptores.

Se tendrá una alarma general por subestación en ca--  
so de existir un equipo neumático centralizado.

q) Cambiador de Derivaciones.

Una indicación para mostrar la posición del cambia--  
dor de derivaciones bajo carga de los autotransformadores de -  
400/230 KV.

r) Bloqueo general de recierre y cierre de enlaces:

- Una indicación por subestación para mostrar si el  
recierre automático de los interruptores de los alimentadores--  
de 23 KV está bloqueado o normal.

- Una indicación por subestación para mostrar si el  
cierre automático de los interruptores de enlace de los alimen--  
tadores de 23 KV está fuera o normal.

s) Reposición de los relevadores auxiliares de disparo

Una indicación momentánea general por subestación,--  
para mostrar que se ha completado el comando de restablecimien--

to de los relevadores.

t) Supervisión general de sincronización.

Una indicación por subestación para mostrar que se está utilizando el equipo de sincronización automático correspondiente.

### C. Medidas de Energía.

- Bancos de transformadores de potencia con voltajes de distribución.

Se registran los MWH por cada banco.

- Líneas de enlace con otros sistemas.

Se registran MWH que se han recibido y los MWH que se han entregado.

- Subestaciones de clientes alimentados en alta tensión.

Se registran tanto los MWH que se han entregado como los MVARH consumidos por los clientes alimentados en alta tensión.

Una vez que éstas pruebas han concluido satisfactoriamente, estamos en condiciones de efectuar las pruebas con potencial para posteriormente realizar las pruebas de toma de carga y puesta en servicio de la subestación.

Es importante hacer notar que para llevar un mejor control en los resultados de las pruebas es conveniente utilizar formatos previamente analizados en donde se contemplen todas las verificaciones que deben llevarse a cabo, como se muestra en la figura IV-2.



## CAPITULO V

## PRUEBAS AL EQUIPO CON TENSION NOMINAL Y TOMA DE CARGA

## Generalidades:

Podemos observar que hasta el momento no se han efectuado las pruebas a tensión nominal, por tanto aún no podemos asegurar que el equipo se encuentra en condiciones normales hasta que se realicen las pruebas a todo el equipo a tensión nominal, y entonces podremos asegurar (si las pruebas son satisfactorias) que el equipo se encuentra en condiciones de tomar carga.

Debe tenerse un cuidado especial al realizar este tipo de pruebas, ya que al aplicar la tensión nominal al equipo, éste puede presentar fugas de corriente en diversos puntos (si se encuentra en mal estado), y estas fugas se manifiestan como un arco eléctrico capaz de dañar seriamente al equipo e inclusive destruirlo. Estas fallas también se pueden manifestar como una acumulación excesiva de gases, o simplemente en calentamiento anormal del equipo, por lo que se recomienda detectar lo más rápido posible esas fallas y reparar el daño.

A continuación daremos una secuencia de las pruebas por realizar a tensión nominal y las consideraciones necesarias antes de operar con carga la subestación.

## 1. Análisis de los Reportes de Pruebas:

Antes de realizar la prueba con potencial, se debe tener la máxima seguridad de que el equipo se encuentra en las condiciones normales que establece el fabricante. Para ello se tie

nen que analizar los resultados de las pruebas realizadas al equipo, tanto en baja como en alta tensión. Esto se lleva a cabo mediante la comparación del resultado de las pruebas realizadas hasta el momento contra las normas que establece el fabricante. Deberá de considerarse de gran importancia la prueba de "Rigidez dieléctrica", ya que nos dice el estado que guardan los aislamientos del equipo, el cual está sujeto a variaciones de su aislamiento por diferentes motivos, además de que el tiempo que transcurre entre las pruebas de recepción al equipo y las pruebas con tensión nominal puede ser hasta de algunos meses.

Las causas por las que puede variar un aislamiento son muy variables, pero generalmente se deben a la humedad, temperatura, ionización, y algunos otros fenómenos que modifican sus características dieléctricas; de aquí que el Ingeniero en campo debe tener a la mano los datos que proporciona el fabricante del equipo instalado. Esos datos generalmente son los manuales y normas de operación del equipo, sus condiciones básicas de operación, capacidades de trabajo, tablas y gráficas del rendimiento, etc. Y por tanto las pruebas que se han realizado son pruebas específicas, porque solamente será necesario comparar los resultados obtenidos con los datos del fabricante y normas establecidas.

Es importante que no se tengan resultados dudosos del análisis de pruebas del equipo para definir el estado correcto del mismo, y en tal caso se procederá a realizar nuevamente las pruebas hasta definir claramente su situación, ó determinar si es necesario la sustitución del equipo.

## 2. Consideraciones Previas al Aplicar la Tensión.

a) Primeramente se analizará cuál es la fuente de alimen

tación de tensión más cercana a la subestación, de preferencia por el lado de menor tensión, ya que las pruebas se inician -- por ésta zona probando el equipo y efectuando las mediciones -- correspondientes para que, una vez terminadas las pruebas en -- ésta zona se proceda a energizar los transformadores de potencia, los cuales nos proporcionarán la tensión adecuada, y se -- puedan efectuar las pruebas en el equipo de alta tensión.

b) Después de elegir el circuito de "regreso de potencial" que utilizaremos como alimentador, será necesario solicitar al departamento correspondiente la licencia oficial para utilizar esa línea, ya que para otorgar el permiso oficial el Ingeniero de sistema deberá realizar las maniobras necesarias para que se pueda utilizar esa línea sin que ocasione problemas para los demás usuarios. Además se debe fijar la fecha y hora exacta de la prueba en la licencia para que se encuentre presente el personal necesario de los diferentes departamentos receptores.

c) Se deben ajustar provisionalmente los circuitos de operación de los relevadores a su máxima sensibilidad antes de realizar las pruebas con potencial, con objeto de que los daños sean mínimos al ocurrir alguna falla. También se debe modificar la sensibilidad del circuito de protección diferencial de los transformadores a su punto más sensible, porque en condiciones normales de operación las corrientes calculadas resultan ser mucho mayores en comparación con las corrientes que se puedan tener durante las pruebas.

d) Se debe realizar también una inspección ocular a toda la subestación, verificando que:

El equipo no presente condiciones anormales; el terreno tampoco debe tener objetos que pudieran representar obstáculos

al transitar por cualquier lugar; el personal se debe encontrar en las áreas de seguridad listo a operar el equipo necesario en cualquier momento; los tableros de control y alarmas deben estar en condiciones de operación; los circuitos de operación de los relevadores no deben presentar bloqueos de ningún tipo, y sus banderas indicadoras deberán estar en su estado normal.

### 3. Pruebas Preliminares a los Circuitos de la Subestacion:

Es importante saber que hacer en caso de que se presente alguna falla durante la prueba, por lo que es necesario verificar antes de efectuar la misma los circuitos de protección, para que operen correctamente aislando de inmediato la falla y proteger el resto del equipo.

Los circuitos principales a proteger son los siguientes:

a) Circuitos de corriente. Es indispensable que cualquier circuito de corriente se encuentre perfectamente cerrado, en especial se debe verificar que éste circuito (para las mediciones) no presente ninguna falla, ya que los transformadores de corriente inducen voltajes hasta 15 KV en sus secundarios cuando el circuito está abierto, y éstas tensiones pueden ocasionar daños al equipo o al personal que estuviera demasiado cerca.

En los tableros de protección se encuentran las cuchillas de prueba de los secundarios de los TC's, donde se pueden realizar estas pruebas. Con un multímetro se realiza la prueba de continuidad entre fases abriendo los circuitos de corriente. Para los relevadores se efectúa la prueba de continuidad de la misma forma, verificando que el circuito de corriente esté cerrado.

b) Circuitos de potencial. En todos los circuitos de potencial se debe verificar que no existan fallas a tierra, pero en especial se debe asegurar que los TP's que se encuentran conectados entre fase y tierra estén firmemente aterrizados, porque de no ser así el desplazamiento del neutro provoca desbalance de voltaje en el secundario capaz de ocasionar corto circuito.

Este circuito de potencial no deberá tener corto circuito ya que esto provocaría daños al equipo que forma este circuito.

c) Tableros generales. En este caso revisaremos que los circuitos de control y protección de todos los equipos funcionen adecuadamente, para que no se tengan fallas tales como falsos contactos, bloqueos mecánicos o eléctricos, etc., asegurándonos que el equipo está bajo control, por tanto no deben de existir señales de alarmas en ese momento.

Se debe probar la operación del equipo a nivel local y -- desde el tablero de control miniaturizado, asegurándose también que el registrador de eventos desarrolle su función correctamente.

d) Condición del equipo. Las lecturas de temperatura, niveles de aceite y las presiones deben ser las adecuadas, para tener la seguridad de que el equipo se ha instalado correctamente.

e) Protecciones. Es importante que funcionen correctamente todas las protecciones de la subestación cuando se presente la falla, para que ésta sea aislada oportunamente, evitando así posibles daños al equipo. Por esta razón se deben puentear los bordes de los contactos de los relevadores, verificando que sus circuitos de disparo funcionen de acuerdo a la

lógica establecida por los esquemas de protección, revisando - también que su señal de alarma se manifieste claramente.

Es importante señalar que la apertura real de interruptores sea la mínima (de ser posible una sola vez), porque al reducir el número de operaciones alargamos la vida útil del interruptor.

#### 4. Pruebas al Equipo de Menor Tensión con Potencial:

Para iniciar este tipo de prueba es necesario que la licencia esté autorizada. Además se debe tener a la mano el - - equipo necesario para efectuar las mediciones correspondientes, y también debemos asegurarnos que las cuchillas e interruptores se encuentren abiertos.

Se procede inmediatamente a medir la tensión de alimentación que se tiene en el circuito de regreso autorizado, con objeto de verificar la existencia de potencial en el alimentador principal.

Como se mencionó anteriormente, la prueba con potencial - se inicia en la zona de menor tensión, es decir, si por ejemplo, se tiene una subestación de 230/23KV, la prueba se iniciará preferentemente por el lado de 23 KV, que será para nosotros el lado de baja tensión. Así que una vez verificada la - existencia de potencial se procede a cerrar cuidadosamente las cuchillas e interruptores por secciones bien definidas, hasta llegar a las barras donde se encuentran conectados los transformadores de potencial (TP's) para las mediciones, con objeto de observar que las lecturas en los equipos de medición sean - las establecidas con anterioridad. En caso de tener anomalías en el equipo, éstas se manifiestan como lecturas inesperadas - o también por la operación del equipo de protección con su - -

alarma correspondiente.

Para casos más extremos la falla se presenta en aquel -- equipo que tenga un aislante no adecuado, ya sea por causas exteriores que dañen al aislamiento o por mala calidad durante - su elaboración (defectos de fábrica). Por tal razón es de mucha importancia tener el máximo de seguridad durante la realización de la prueba, para que al menor indicio de alguna falla, se desconecte el equipo del potencial de prueba, ya que es posible que no operen las protecciones adecuadamente.

Durante el desarrollo de todas las pruebas con potencial, es necesaria la intercomunicación continua de la subestación - con el operador de sistema, ya que éste debe seguir paso a paso las secuencias de las pruebas que se realicen. Una vez - energizada correctamente la zona de baja tensión se debe mantener aplicado el potencial al equipo por lo menos durante una - hora, con objeto de asegurarse que los aislamientos se encuentran en buen estado. A continuación se procede a energizar el transformador de potencia de la forma como se describe en el - siguiente punto.

##### 5. Pruebas al Equipo de Mayor Tensión con Potencial:

Se debe energizar un transformador de potencia por el lado de baja con el lado de alta abierto, y se debe asegurar que el ruido al energizar dicho transformador sea normal para los demás transformadores que se energicen posteriormente, pero si el ruido que producen resulta ser extraño entonces se debe desconectar el circuito hasta que se haya corregido esa falla.

La idea de energizar solamente un transformador de potencia (cuando existan) es de seguir una sola trayectoria en el - lado de alta tensión al probar todo el equipo (de manera simi-

lar como se probó la zona de baja tensión), hasta llegar a -- otro transformador de potencia, pero ahora se energizará por -- el lado de alta y con el lado de baja abierto, para que en esta zona de menor tensión, se pueda efectuar la siguiente prueba de faseo. La trayectoria que se debe seguir al efectuar las -- pruebas con potencial se muestra en la fig. V-1.

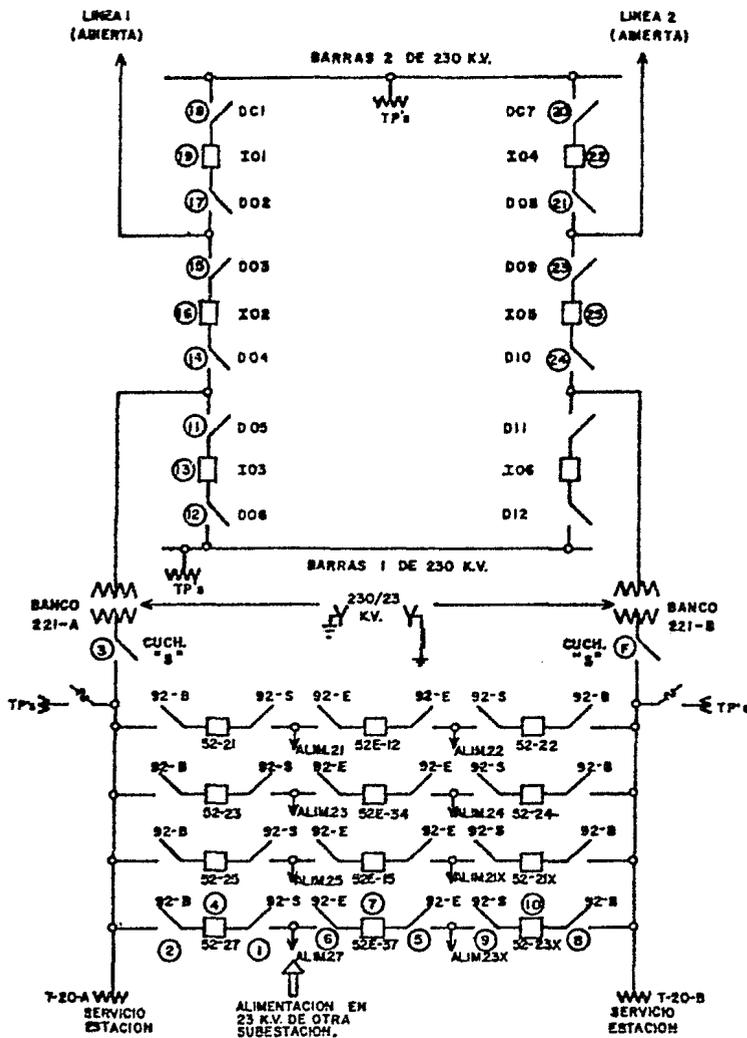
#### 6. Faseo de la Subestación:

Es conveniente separar en dos tipos al faseo de la subestación; uno de ellos es el faseo interno y el otro es el faseo externo o contra el sistema.

De acuerdo a las pruebas realizadas se debe efectuar a -- continuación la prueba de faseo interno o local. Esto se debe a que la prueba anterior facilita las condiciones para que se fasee la subestación.

La prueba de faseo interno se hace en la zona de baja tensión, recordando de la prueba anterior que se tienen dos circuitos de tensión diferentes, y esto es producto de una trayectoria que se inicia con el circuito alimentador de baja tensión que pasa por un transformador de potencia y recorre la -- zona de alta tensión (aún con sus líneas abiertas), para regresar nuevamente a la zona de baja tensión a través de otro -- transformador de potencia y efectuar el faseo en su secundario, porque de esta manera se tienen conectados los dos transformadores.

Para conectar en paralelo los transformadores se utilizan los vóltmetros de garrochas faseadoras haciendo coincidir las fases de los transformadores con lectura de cero volts. La figura V-3 ilustra la forma en que se efectúa el faseo.



NOTAS: -LOS NUMEROS ENCERRADOS EN UN CIRCULO (1 al 25) REPRESENTAN LA SECUENCIA DE CONEXIONES PARA LA PRUEBA REALIZADA A TENSION NOMINAL EN LA ZONA DE ALTA Y BAJA TENSION.

⚡ INDICA EL LUGAR DONDE SE DEBE EFECTUAR EL FASEO, Y LAS OTRAS MANIOBRAS DEBERAN REALIZARSE A CONTROL REMOTO.

UN.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

SECUENCIA DE TRABAJO PARA LA PRUEBA CON TENSION NOMINAL DE UNA SUBESTACION Y SU FASEO INTERNO CON UN ALIMENTADOR.

GUZMAN HDEZ A I  
ROQUEZ ROCHA L  
MOJANO MOHALES A

FIGURA  
X-1

FECHA  
MAYO 83

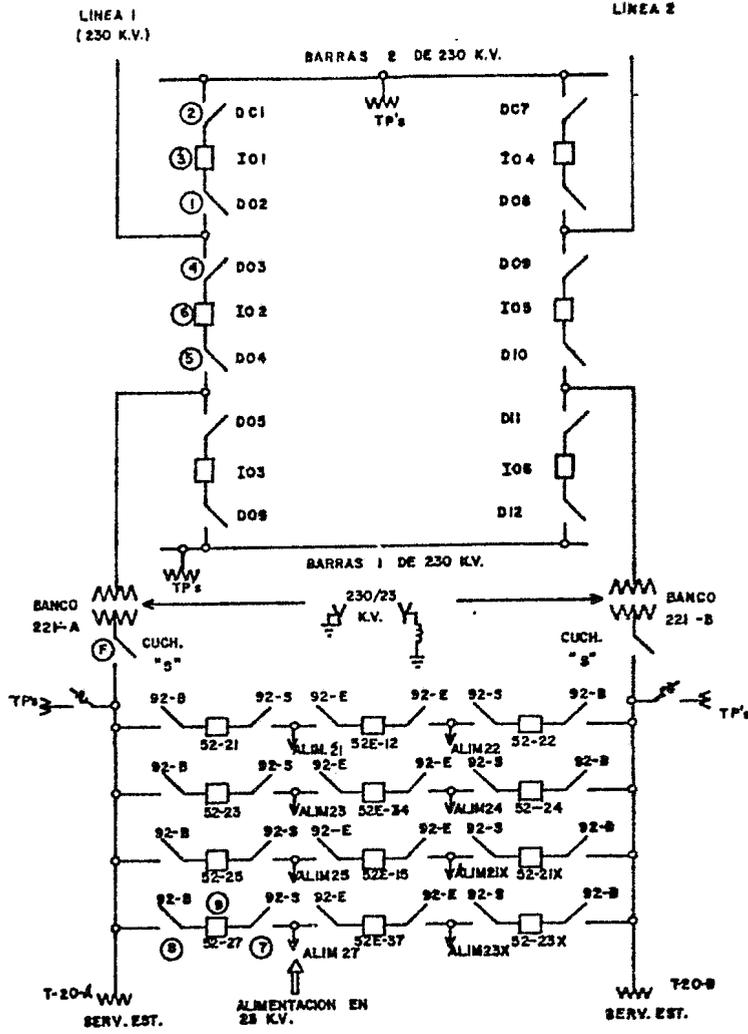
Una vez realizado el faseo interno se conectan en paralelo los transformadores de potencia, y también se fasean los transformadores de servicios propios de la subestación de manera similar a los de potencia, dejando energizada la subestación el tiempo necesario por si se tuviera alguna anomalía en cualquier equipo. En especial debe vigilarse que el relevador Buccholz no presente condiciones anormales.

#### 7. Faseo de los Alimentadores Contra la Subestación:

Esta prueba se efectúa después de haber realizado el faseo interno de la subestación. En esta prueba se solicita otra licencia para alimentar a la subestación con los circuitos de tensión diferentes, que deben corresponder a los valores nominales en alta y baja tensión de la subestación.

Con la licencia autorizada y el personal asignado de los departamentos necesarios, se desarrolla la prueba de faseo entre los alimentadores de baja tensión, contra la tensión mayor que proviene de las líneas que se conectan en la zona de alta tensión.

Primero se desconecta la subestación de los circuitos alimentadores, y se abren todas las cuchillas e interruptores de la misma. A continuación se conecta una línea de alta tensión a la subestación, y se van cerrando las cuchillas e interruptores necesarios hasta llegar a un transformador de potencia que también será energizado, pero deberá tener su secundario abierto. Después se deberá conectar el alimentador de baja tensión a la subestación en la zona indicada por la fig. V-2, para que después se cierren cuchillas e interruptores necesarios para llegar a las cuchillas del secundario del transformador de potencia antes mencionado, porque es aquí precisamente donde se efectúa el faseo. Después de haber faseado correctamente los-



NOTAS: - LOS NUMEROS ENCERRADOS EN UN CIRCULO (1 al 25) REPRESENTAN LA SECUENCIA DE CONEXIONES PARA LA PRUEBA REALIZADA A TENSION NOMINAL EN LA ZONA DE ALTA Y BAJA TENSION.

- ⑥ INDICA EL LUGAR DONDE SE DEBE EFECTUAR EL FASEO, Y LAS OTRAS MANOBRAS DEBERAN REALIZARSE A CONTROL REMOTO.

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
METODO DE PRUEBA PARA FASEO DEL EQUIPO DE ALTA TENSION EMPLEANDO DOS REFERENCIAS 230/23 K.V.	
GUZMAN HDEZ. A.I. ROQUEZ ROCHA L ROJANO MORALES A	FIGURA IX-2
FECHA	MAYO 83

dos circuitos mencionados con los vóltmetros de garrochas faseadoras, se efectúa el mismo procedimiento con las demás líneas de alta tensión si se tuvieran.

#### 8. Toma de Carga

Por último consideramos que las pruebas a la subestación para puesta en servicio finalizan precisamente con las pruebas de "Toma de carga", mismas que incluyen la polarización y el faseo de los relevadores de protección y los equipos de medición.

Esta prueba tiene la finalidad de verificar que los circuitos de protección y medición funcionen correctamente con carga, de acuerdo con los instructivos y funciones asignadas en cada caso.

El Ingeniero en campo deberá solicitar la licencia para realizar esta prueba, y en ella se debe especificar la corriente de carga constante que es necesario suministrar, esta corriente será de cuando menos 1.5 amperes en los secundarios de los transformadores de corriente, debido a que con esta corriente se definen claramente las lecturas en los aparatos de medición y en los equipos de faseo.

Antes de efectuar esta prueba se deben tomar las siguientes precauciones:

a). Como la prueba se realiza en los bornes de los relevadores de protección y los aparatos de medición, se debe tener el fasómetro, los vóltmetros y ampérmetros de escala adecuada, y los "peines de prueba" necesarios para los relevadores.

b). Debe verificarse que las cuchillas de prueba de todos los secundarios de los TC's se encuentren cerradas, que es tén conectados los termomagnéticos de protección de los secundarios de los TP's y también las alimentaciones de C.D.

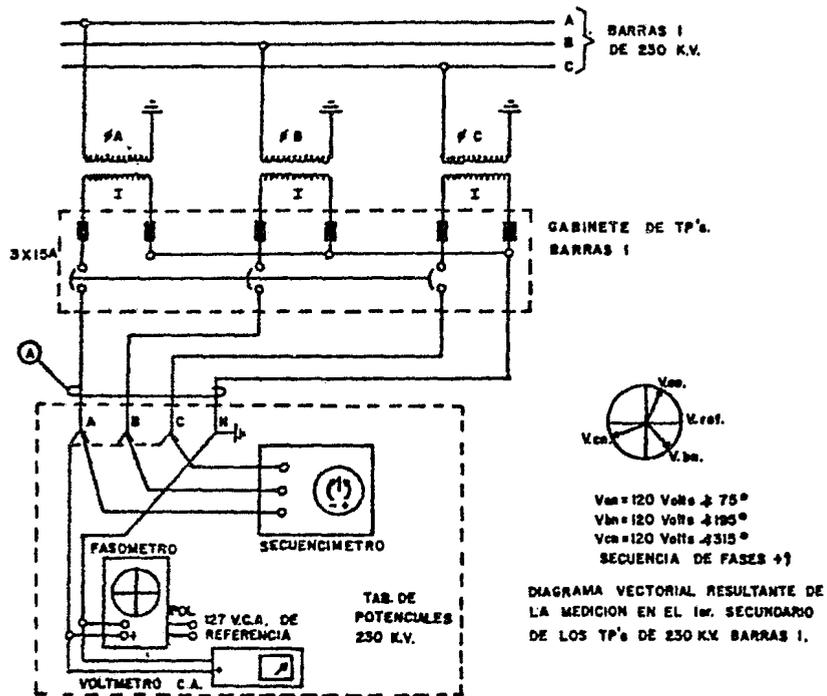
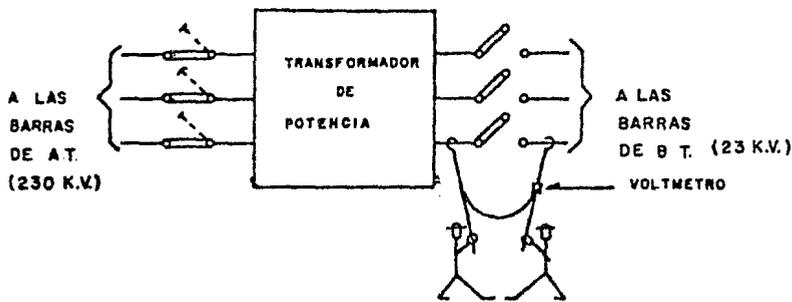
c). Se bloqueará el circuito de disparo de los relevadores para evitar un disparo innecesario por alguna mala conexión en los TC's que alimentan los bornes de los relevadores.

Después de haber considerado estos puntos se procede a -- energizar la subestación por el lado de alta tensión, con las cuchillas e interruptores abiertos separando la zona de baja -- tensión, para que ésta zona sea conectada en su salida al circuito de regreso de potencial de tensión menor, que se conside ra como carga para la prueba. Si hasta el momento las condi-- ciones del equipo son normales entonces se deben cerrar las cu chillas e interruptores que unen la zona de alta con la baja -- tensión, teniendo así una circulación de corriente debido a -- que se está tomando la carga del circuito de regreso de potencial de baja tensión.

De esta forma se tiene a la nueva subestación en servicio con carga real para que el departamento correspondiente proceda a realizar su trabajo de fasear el equipo de protección con el equipo mencionado anteriormente.

Se efectuarán las mediciones de magnitud, ángulo y despla zamiento de las corrientes y voltajes en los bornes de los relevadores.

Para las pruebas en los relevadores se hace circular la -- corriente por cada uno de los TC's que intervengan en los circuitos de protección y medición, o sea que el faseo deberá rea lizarse a través de los TC's del interruptor propio y del inte rruptor de enlace para cada caso. Con estos valores obtenidos



NOTAS: 1- EL DIAGRAMA VECTORIAL DEBE DETERMINARSE PARA CADA UNO DE LOS TRES SECUNDARIOS DE LOS TP's. DE LAS BARRAS DE 230 K.V.

2- LOS DIAGRAMAS RESULTANTES DEBEN SER IGUALES TANTO PARA BARRAS I COMO PARA BARRAS 2 EN 230 Y 23 K.V.

3- EL VOLTAJE DE 127 V.C.A. DE REFERENCIA DEBE PERMANECER INVARIABLE PARA REALIZAR TODAS LAS PRUEBAS DE FASES.

U.N.A.M. FACULTAD DE INGENIERIA  
TESIS PROFESIONAL

PRUEBAS DE FASED EN LOS  
SECUNDARIOS DE TP's. 230 K.V.

GUZMAN HDEZ. A.I.  
RIGUEZ ROCHA L.  
MOJANO MORALES A.

FIGURA  
V- 3

FECHA  
MAYO 83

de la prueba se traza un diagrama vectorial similar al de la figura V-3, del cual no se deben tener errores mayores al 5% de defasamiento, debido a errores de ángulo en los transformadores de corriente. Si los valores obtenidos resultan correctos se procede a retirar los peines de prueba de los relevadores, y a normalizar su circuito de disparo para tener en servicio esa protección.

Para efectuar el faseo con carga real de los aparatos de medición se utilizan los mismos instrumentos que se emplearon anteriormente para el faseo de las protecciones, a excepción del peine de prueba. Las mediciones de corriente se harán en las cuchillas de prueba de los TC's, y las mediciones de tensión se realizarán en los bornes de los transductores de wáttmetro y vámetro de los circuitos. La magnitud de los vectores de corriente y voltaje se obtienen multiplicando su valor medido por la relación de transformación del TC o TP correspondiente, y será la lectura real del aparato.

Con la realización de esta prueba finaliza el objetivo de nuestra tesis, ya que la subestación se encuentra en condiciones de controlarse localmente o a distancia (telecontrol), por el Ingeniero de Sistema según las necesidades que se tengan en el Sistema Eléctrico Nacional.

## CONCLUSIONES

Gracias al impulso que ha tendido la ingeniería eléctrica en México hemos podido realizar una metodología que muestra paso a paso la secuencia de pruebas que se deben efectuar al equipo de una subestación telecontrolada, para que ésta pueda entrar en servicio al sistema eléctrico nacional.

Esta metodología reduce notablemente el tiempo de realización de las pruebas para una subestación telecontrolada, además de que los reportes del resultado de las pruebas serán de gran utilidad para el mantenimiento y reparación del equipo cuando la subestación se encuentre en servicio, e inclusive para el proyecto y diseño de nuevas subestaciones.

La experiencia en otros países de tener subestaciones telecontroladas en lugar de las convencionales, ha demostrado que con ello se reduce los costos de operación, aumentando la eficiencia y calidad en el suministro de la energía eléctrica; además se asegura que las maniobras realizadas por medio del telecontrol resultan menos peligrosas que aquellas donde el operador las efectúa directamente sobre el equipo. También se ha demostrado que el tiempo de ejecución de las maniobras ordenadas por el Ingeniero de Sistema es muy breve (casi instantáneo), y que la información no sufre distorsión puesto que interviene el mínimo de personal durante el trayecto de esa información.

En virtud de que el resultado obtenido de las subestaciones telecontroladas en México ha sido satisfactorio, nos sugiere aplicar estos conocimientos y experiencias al conjunto restante del sistema eléctrico de nuestro país.

## BIBLIOGRAFIA

- APLIED PROTECTIVE RELAYING  
(Westinghouse)
- PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA E INTERRUPTORES  
(Ravindranath - Chander)
- MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES  
(Cía. de Luz y Fuerza del Centro S.A.)
- NORMAS PARA SUBESTACIONES TELECONTROLADAS  
(Cía. de Luz y Fuerza del Centro S.A.).
- MANUAL DE INSTRUCCIONES DE EQUIPO PARA PRUEBA DE FACTOR DE  
POTENCIA  
(Doble Engineering Company).