

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO
EN LA ESPECIALIZACION DE INGENIERIA ELECTRICA
DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ESTUDIO DEL SISTEMA DE
PROTECCION PARA LA SUB-
ESTACION DE DISTRIBUCION,

No. 12

JORGE RUBIO ESPINOSA

FEBRERO DE 1.961

L. Prabhakar

I N D I C E

CAPITULOS:

Página

INTRODUCCION

CARACTERISTICAS GENERALES DE LA SUBESTACION: Disposición general del equipo. Equipo de transformación de tensión. Estudio Comparativo entre los tipos de Subestación 1 y 2

4

PROTECCION DEL EQUIPO DE LA SUBESTACION: Relés; principios fundamentales de los relés de protección. Características de funcionamiento. Importancia del uso de los relés en la protección de equipos. Forma en que operan los relés. Tipos de relés. Información necesaria para usar un equipo de protección con relés. Forma cómo se ha proyectado la protección de la Subestación.

20

PROTECCION DEL EQUIPO DE TRANSFORMACION DE PODER: Estudio de la protección diferencial. Problemas que se presentan en la protección diferencial de transformadores. Efecto del impulso de la corriente de magnetización en los relés diferenciales. Protección de un banco de transformadores. Características generales de los relés de porcentaje diferencial. Relé Buchholz. Protección del transformador contra fallas externas.

34

ESTUDIO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN EL SISTEMA.
Determinación de éstas.

54

PROTECCION DE LAS LINEAS ALIMENTADORAS: forma cómo se ha planeado de la protección de las líneas. Estudio individual de los elementos constitutivos de este sistema de protección: Fusibles, sus características y tipos de fusibles.

Relés de tipo de sobrecorriente. Estudio de la diferencia entre los tiempos de operación de los reconectores automáticos y los relés de protección de retaguardia.

Interrupción automática; tipos de interruptores automáticos. Características generales: tipo de control, contactos, bushings, tanque, etc. Normas americanas para IA: voltaje nominal, frecuencia, corriente nominal continua, corriente nominal de operación. Mva nominales de operación, tiempo de interrupción. Selección del IA general.	
Reconectores automáticos; reconexión automática en red primaria. Tipo de reconectores automáticos. Características de los reconectores escogidos.	62
COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE: Coordinación de fusibles y reconectores. Coordinación de los relés de sobre corriente con los reconectores.	110
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE A UTILIZARSE CON LOS RELES. Tipos de transformadores de corriente. Carga nominal. Cálculo de exactitud. Características de los transformadores de corriente a utilizarse.	120
PROTECCIÓN CONTRA SOBRE TENSIONES; origen de las sobretensiones. Características generales de los pararrayos. Coordinación de aislamiento.	143
PUESTA A TIERRA DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN. Proyecto y cálculo del sistema de tierra.	154
BARRAS CONDUCTORAS DE BAJA TENSION; cálculo de las barras. Estudio comparativo entre barras rectangulares y tubulares, entre barras de cobre y barras de aluminio.	161
CÁLCULO DE LA BASE PARA EL TRANSFORMADOR: estudio comparativo entre una base de hormigón simple y otra de hormigón armado.	174
BIBLIOGRAFIA	
INDICE DE PLANOS.	
PLANO No. 1 : Zona de Subestación No. 12 y recorrido de los primarios.	
NO	diseño y distribución del e-
ub	cción.

I N T R O D U C C I O N

Dada la urgente necesidad de aumentar la cantidad de energía eléctrica para servir a la ciudad de Quito, la Empresa Eléctrica "Quito" S.A., ha realizado los estudios y emprendido en una serie de trabajos tendientes a suplir esta necesidad.

El crecimiento de la ciudad ha sido considerable, especialmente en estos últimos años, sin que se haya solucionado convenientemente el problema de demanda de energía eléctrica, se imponía por lo tanto encontrar una solución por la cual se solventara este déficit de energía en el menor tiempo posible. Como se conoce, una planta hidroeléctrica es en nuestro medio la solución más aconsejada, principalmente por el bajo costo de producción de la energía, pero exige un tiempo relativamente largo para que las instalaciones sean terminadas. Por eso se ha adoptado una solución combinada, instalando en una etapa primera, generadores diésel, que pueden ser instalados en un lapso de tiempo bastante corto, para suplir las demandas más urgentes. La potencia suministrada por estos generadores es en la actualidad de unos 8.000 KW. Se completará el plan de electrificación, con la instalación de las centrales hidroeléctricas de Cumbayá, La Mica, Guayllabamba, etc.

El proyecto Cumbayá contempla la instalación de 40.000 KW., que se instalarán en etapas sucesivas de 20.000 KW cada una y se lo está construyendo de una manera plenamente satisfactoria y se espera que para el próximo año entre en funcionamiento la primera etapa. Todos los estudios para esta central, así como también los de la línea de transmisión y los de subtransmisión y distribución, han sido hechos o supervigilados por la Compañía de Ingenieros Consultores R.J. Tipton de Denver Colorado. Una vez terminada esta obra, los generadores diésel pasarán a formar parte del equipo de reserva, para el caso de que fallase una de las centrales hidroeléctricas.

Conforme pase el tiempo, la potencia instalada volverá a ser insuficiente y se han previsto ya nuevas fuentes de energía y se instalarán las centrales de la Mica, Guayllabamba y Nayón.

Como consecuencia de este aumento de energía, las redes de subtransmisión y de distribución actualmente en servicio, resultarán insuficientes e inadecuadas para un servicio eficaz. La posibilidad de renovar estos sistemas ha sido también ya estudiada y planificada y actualmente se está instalando la nueva red subterránea de distribución que servirá a la parte central de la ciudad. Así mismo se renovará y modernizará gran parte

GENERALIDADES

Una subestación como la que va a ser estudiada en la presente Tesis, está constituida por una serie de equipos y aparatos destinados a cambiar la tensión de un sistema de alimentación para que sea aprovechable a los fines de distribución y luego transmitir esta energía por los feeders o alimentadores. El hecho de que en el estudio previo hecho por la Empresa Eléctrica "Quito" S.A., se haya subdividido a la ciudad en zonas a las que se ha asignado cargas relativamente pequeñas comparadas con el total, aproximadamente 5.000 KVA por Subestación para la etapa 10 años, sigue la tendencia moderna de no hacer grandes Subestaciones a menos que condiciones especiales lo impongan como sería el caso de una gran fábrica.

Una Subestación de gran capacidad implica que de ella se deriven gran cantidad de circuitos que en muchas ocasiones tienen longitudes excesivas y que no son adaptables a las condiciones de variación de consumo y por la excesiva longitud de los circuitos estos funcionan antieconómicamente y con mala calidad de servicio

El equipo principal de una subestación se muestra esquemáticamente en la fig. 1, en la que:

- A) desconectador de alta tensión que puede interrumpir la capacidad en vacío del transformador de poder de la subestación.
- B) Transformador trifásico de poder.
- C) interruptor automático principal.
- D) barras colectoras de baja tensión
- E) desconectadores manuales de los feeders.
- F) reconectadores automáticos.
- G) feeders o alimentadores.

Varía la disposición del equipo de una Subestación, según el uso que se le dé y las condiciones que se presenten, no hay reglas que fijen la manera de hacer un tipo "standard" de Subestación. Los factores que mayormente influyen en el diseño son: la potencia, la clase y magnitud de la carga y la importancia y calidad de servicio.

El proyecto de una subestación comprende la instalación de equipos de maniobra, transformación de tensión, protección de equipos y estructuras de soporte. El problema técnico radica principalmente en lograr una disposición tal para obtener el máximo de efectividad con el mínimo de costo. Por esto, dentro de la disposición mostrada en la Fig. 1, pueden introducirse cambios tendientes a mejorar o dar seguridad al servicio.

Las Subestaciones pueden ser del tipo anterior o

del tipo intemperie, aunque modernamente existe la tendencia de instalar a la intemperie todos los aparatos de maniobra y equipos de alta tensión de 15 KV y más.

Si bien es cierto que el costo de los materiales y aparatos ~~ya~~ instalarse en la intemperie son de mayor costo que los de tipo interior, el planeamiento y construcción del edificio que protegerá al equipo es también grande, quizá mayor que la diferencia de precio en los equipos. Por otro lado las instalaciones a intemperie pueden ser más fácilmente inspeccionadas, dan mayor espacio para la maniobrabilidad y las posibilidades de que se produzca un incendio general quedan grandemente reducidas. Debemos considerar asimismo que los equipos de intemperie han sido muy bien perfeccionados últimamente y si han sido fabricados de acuerdo a las normas americanas o europeas se puede tener absoluta confianza de su operación.

La operación de todos los tipos de Subestaciones requiere la atención de personal especializado tanto para el manejo de equipo como para la interpretación de los instrumentos de medida o en caso contrario éstas no funcionarán con la eficiencia que de ellas se espera. La operación de las subestaciones puede ser manual o controlada a distancia, la operación manual requiere personal especialmente para operar suiches, hacer lecturas

o llevar registros. En las subestaciones controladas a distancia el control de éstas y las lecturas de los aparatos puede ser hecha desde un punto determinado, mediante un equipo de telecontrol, usando hilos telefónicos o por medio de ondas portadoras. El hecho de que hayan subestaciones completamente automáticas no significa que hayan cambios radicales en el equipo principal, lo que cambia es únicamente el sistema de control. Como se comprenderá, el costo de estas subestaciones es bastante elevado y su instalación podría ser justificada en el caso de tener escasez de personal especializado o en el caso de que se mantenga este personal, sea muy oneroso.

CARACTERISTICAS GENERALES DE LA SUBESTACION No. 12.

La Subestación No. 12 ha sido ubicada según los estudios hechos por la Empresa Eléctrica "Quito" S.A., en el lado Nororiental de la ciudad de Quito, en el barrio de La Floresta, como se indica en la Fig. 2 y en plano 1; y servirá a barrios de tipo residencial como son: La Floresta, Colón y Bolívar, así como también algunas nuevas urbanizaciones. En estos barrios no existen fábricas o edificios que signifiquen grandes cargas para la red, sería una excepción si la carga correspondiente al Hotel "Quito" es tomada desde uno de los feeders o

directamente desde la Subestación.

Para servir a esta zona la EEQ, ha previsto cuatro circuitos de alta tensión para servicio continuo y uno especial que interconectará esta subestación con la Subestación No. 11, situada en el barrio de Pambachupa, la localización y recorrido de estos feeders se muestran en el plano 1, las características generales de estos feeders han sido estudiadas por la EEQ y la conformidad a este estudio, estos feeders llegarán al centro de carga de la sección que van a servir.

Se utilizará parte de las líneas existentes, reforzándose en aquellas partes donde no haya suficiente sección, los estudios han sido hechos para que la caída de voltaje porcentual no exceda el 5%, incluyendo la caída de voltaje en las líneas derivadas, la sección de cable calculada corresponde al calibre 1/0 AWG.

Las cargas asignadas a los feeders son:

FEEDER PRIMARIO	ETAPA INICIAL		ETAPA 10 AÑOS	
A	796	KVA	1.300	KVA
B	800	"	1.300	"
C	1.800	"	2.900	"
D	1.300	"	2.100	"
	<hr/>		<hr/>	
TOTAL:	4.696	KVA	7.600	KVA

En el cuadro anterior se vé que las cargas correspondientes a los primarios Cy D son mayores que las correspondientes a los primarios Ay B, esto se debe a que la carga asignada a la Subestación No. 11 deberá ser alimentada parcialmente por estos circuitos hasta que se instale esta subestación. Para el estudio que vamos a hacer admitiremos que las cargas de los circuitos van a ser semejantes, suposición hecha también en los estudios de la EEQ y tomaremos como base 1.300 KVA por feeder para la Etapa 10 años. En la etapa 20 años se ha calculado que la demanda se duplicará, es decir que tendríamos un total de 10.000 KVA y esta suposición es justa ya que si consideramos la carga asignada por lote para los diversos sectores servidos por esta subestación, tendríamos los siguientes resultados:

BARRIO	No. Lotes	KVA/lote	KVA totales
Bolívar	741	2.5	1.852,5
Zaldumbide	294	2.5	735,0
Av. Colón	113	2.5	282,5
Floresta	831	1.9	1.580,0
Colón	451	2,5	1.127,5
Guápulo			80.0

TOTAL: 5.657,7

Si consideramos un crecimiento anual del 6% en los 10 años siguientes la demanda será de 3.394,5 KVA, lo que daría un total de 9.052 KVA. Si consideramos que en caso de emergencia esta subestación deberá servir a la zona de la Subestación 11, cuya carga está calculada en 5.500 KVA para la etapa 10 años, el transformador de 10.000 KVA podrá asumir esta carga sin ningún esfuerzo y por un tiempo indefinido.

En la Fig. 3 se muestra esquemáticamente la disposición de los circuitos y subestaciones adoptada por la EEQ, para la distribución de energía en la ciudad, esencialmente consta de dos Subestaciones principales denominadas Subestación Sur y Subestación Norte, las cuales llegarán las líneas de transmisión de las diversas centrales, estas subestaciones distribuirán la energía a las diversas subestaciones de las zonas mediante dos circuitos principales denominadas barra Este y Oeste que corren paralelamente a los flancos oriental y occidental de la ciudad. Las subestaciones situadas en oposición estarán interconectadas mediante un circuito especial para el caso de que fallase la alimentación desde una de las barras o si saliese de servicio el transformador de la subestación.

DISPOSICION DEL EQUIPO

Para las subestaciones de distribución tiene también

la EEQ estudiado un tipo especial que se normalizaría para todas las subestaciones de distribución, el diagrama unifilar de esta subestación tipo se muestra en la fig. 4.

El criterio adoptado por la EEQ, es instalar un transformador de poder para cubrir las necesidades de la etapa 10 años y luego otro de idéntica capacidad para completar la capacidad total de la subestación para la etapa 20 años. *El diagrama unifilar de la subestación propuesta se muestra en la Fig. 5.*

La idea principal según este tipo de subestación es la de utilizar un sólo transformador de poder con una capacidad igual a la capacidad total de la subestación en la etapa 20 años y esto se ha hecho atendiendo a las siguientes razones:

a) Protección diferencial del equipo de transformación de poder.- Al hacer el estudio de la forma de protección de la Subestación, he tomado como base las normas americanas para la Protección de Equipos y en las cuales se muestran el tipo de protección mínima para transformadores de poder, Normas ASA C37.2 - 1956, dentro de estos tipos de protección y como se menciona en el capítulo referente a la protección del Equipo de transformación de poder, se encuentra la protección diferencial. Por otro lado, en textos americanos entre los cuales citaré: "The Art and Science of the Protective Relaying",

por Russel Mason, en la parte referente a la protección de transformadores dice que los ^{fabricantes} manufactureros americanos recomiendan la protección diferencial para transformadores o bancos de transformadores de capacidades mayores de 1.000 KVA y que esta recomendación se hace regla cuando la capacidad exceda los 5.000 KVA, por tanto en la subestación proyectada tendrá que utilizarse la protección diferencial, tanto por las razones técnicas expuestas en el capítulo referente a la protección diferencial de los transformadores en donde se llega a la conclusión que no es aconsejable la utilización de un sólo interruptor automático para la protección de un banco de dos transformadores trifásicos de poder que funcionen en paralelo y también por razones económicas para confirmar esto, he tomado en cuenta los precios de equipos mostrados en los catálogos Westinghouse 47 -610 para transformadores y 33-220 para IA.

Costo de los transformadores de poder del tipo "auto-enfriado"

10.000 KVA	US	\$ 35.399,00
5.000 KVA	"	\$ 21.410,00

Tomando en cuenta el 18% de rebaja mostrada en la hoja de descuentos del catálogo, los precios serían de:

10.000 KVA	US	\$ 29.027,00
5.000 "	"	\$ 21.410,00 <i>mejor</i>

DIFERENCIA: \$ 11.435,00

Costo del interruptor automático, considerando el aumento del 1,07 % mostrado en los catálogos.

Costo del interruptor automático US \$ 18.725,00

Costo del juego de switches desconectadores US \$ 1.714,00

Costos de los relés diferenciales de/sobre corriente US \$ 314,00

Consideremos ahora el costo del equipo mencionado y que lo tomaremos como principal, llamaré subestación tipo 1 a la Subestación con dos transformadores de 5.000 KVA en la etapa de 10 años y tipo 2 a la subestación con 1 solo transformador de 10.000 KVA.

En la etapa 5 años, la diferencia en precio de los dos tipos de subestaciones está dada por la diferencia de precio de los dos transformadores, ya que el resto de equipo es el mismo, es decir que la Subestación tipo 2 cuesta \$11.435,00 más que la tipo 1.

Costo de la Sub. tipo 1 en la etapa 5 años \$ 38.345,00

Costo de la Sub. tipo 2 en la etapa 5 años \$ 49.780,00

Para la etapa 10 años cuando haya que instalarse el transformador de 5.000 KVA , para completar la capacidad total de la Subestación, el costo de la subestación prácticamente se duplicaría, ya que hay que instalar todo el equipo mencionado anteriormente , con lo cual el precio de la Subestación sería de: \$76.690.

Si instalamos la Subestación tipo 2, tendríamos que considerar que la diferencia en el precio de los transformadores, produce un interés, si consideramos un 8% de interés anual, en los 10 años tendremos un capital de \$9.148,00, con el cual el precio de la Subestación tipo 2 será de \$58.928.00

Consideremos ahora la amortización, la vida útil del transformador de acuerdo a estadísticas la estimamos en 30 años, lapso de tiempo en el cual los transformadores deben estar totalmente pagados.

Para el Transf. de 10.000 KVA, anualmente el fondo sería de 968 dólares

Para el Transform. de 5.000 KVA, anualmente, el fondo sería de 587 "

Por tanto para la Subestación tipo 1, los valores de amortización serían:

Para 1 Transfr. de 5.000 kva en 30 años 17.592 dólares
Para 1 tranf. de 5.000 KVA en 20 años 11.740

TOTAL: 28.332 dólares

Con un transformador de 10.000 este capital será de 29.027,00 dólares, con una diferencia de 695 dólares a favor de la Subestación tipo 1.

Tomemos ahora en cuenta las pérdidas en KWh de los transformadores, pérdidas que prácticamente son debidas de hierro y a pérdidas de cobre, de datos obtenidos de catálogos estas pérdidas tendrían los siguientes valores:

Para un transformador de 5.000 KVA:

Pérdidas sin carga	12.640	Wattios
" con carga	46.800	"

Para un transformador de 10.000 KVA:

Pérdidas sin carga	21.550	Wattios
" con carga	81.000	"

La diferencia entre las pérdidas con carga y las pérdidas sin carga se deben casi exclusivamente a las pérdidas de $I^2 R$, como el transformador trabajará con cargas de diversos valores durante su funcionamiento se hace necesario conocer una curva de demanda de la subestación para poder determinar la variación de la carga, esto no es posible obtenerlo en las condiciones actuales ya que estos barrios están servidos por feeders que sirven a su vez a otros sectores, sin embargo creo que se puede admitir que el transformador o transformadores funcionen con la capacidad total de la subestación durante 8 horas diarias que corresponderían 2 a la mañana, 2 al medio día y 4 a la

noche, suponiendo que el resto de horas la demanda sería de un medio de la capacidad de la subestación. Bajo esta suposición las pérdidas de KWh anuales para un transformador de 5.000 KVA serían;

Con carga completa: $46,800 \times 8 \times 365 = 136.656$ KWh

Con media carga las pérdidas serían:

$\frac{\text{Pérdidas con carga} - \text{pérdidas sin carga}}{4} \neq \text{pérdidas sin carga.}$

Con lo cual tendríamos que las pérdidas anuales serían de: 123.691 KWh . Las pérdidas totales en los 30 años que funciona el transformador serían de -----
7'810.410 KWh a los cuales tendríamos que añadir las pérdidas del transformador que funciona durante 20 años y que serían de 5'207.940 que sumado a los anteriores nos darían un total de 13'017.350 KWh.

Para calcular las pérdidas en un transformador de 10.000 KVA, consideraremos que durante los 10 primeros años, funcionará con la mitad de su capacidad durante 8 horas y con un cuarto de su capacidad durante las restantes 16 horas. En los 20 años siguientes el transformador funcionará con su plena capacidad durante 8 horas y con la mitad de su capacidad durante 16 horas.

Las pérdidas del transformador funcionando con 1/4 de su capacidad durante 16 horas y en 10 años dan: 1'496.650 KWh.

Las pérdidas del transformador funcionando con la

mitad de su capacidad durante 8 horas en 10 años dan:
1'063.288 KWh.

En los 20 años restantes el transformador perderá:
4'726.800 KWh si funciona a plena capacidad durante 8
horas y 4'252.921 KWh si funciona con la mitad de su car-
ga durante 16 horas.

El total de pérdidas en el transformador de 10.000
KVA debidas a pérdidas de hierro y de cobre será de: ---
11'339.659 KWh, teniendo una ventaja de 1'678.691 KWh
sobre las pérdidas en la disposición con dos transforma-
dores.

Pasemos a considerar la eficiencia de los transfor-
madores, se ha calculado la eficiencia promedio de los
transformadores de 5.000 y 10.000 KVA basándonos en la
tabla 6, de cuadro de eficiencias de transformadores,
mostrada en la pág. 102 del texto "Electrical Transmi-
ssion and Distribution Reference Book", publicada por
Westinghouse y con datos tomados del catálogo 47.610 de
la misma casa. La eficiencia calculada para los transforma-
dores de 5.000 KVA es de 99,04 y para 10.000 KVA es de
99,19.

Con la eficiencia de 99,04 y con un transformador
de 5.000 KVA funcionando en la etapa 10 años y con dos
transformadores a partir de los 10 años se tendría una
pérdida de 21'024.000 KVAh.

Con la eficiencia de 99,19 y con un transformador de 10.000 KVA funcionando durante 30 años se tendría una pérdida de 21'286.800 KVAh, lo que daría una ventaja de 262.800 KVAh en los 30 años a favor de la disposición de dos transformadores, si multiplicamos por un factor de potencia de 0.8 para obtener KWh obtendremos 210.240 KWh.

Consideremos el precio probable de producción del KWh, para traducir a sucres el valor de los KWh de pérdida calculados. De datos obtenidos de la EEQ se tiene que se espera producir 9.7 millones KWh anuales mediante las centrales térmicas 110 millones de KWh mediante la central de Cumbayá y 57.6 millones de KWh mediante la central de Guangopolo, el porcentaje de producción anual de estas tres centrales sería pues de 5.4% para las térmicas, 62% para Cumbayá y 32.6% para Guangopolo, el costo de producción por KWh para estas centrales según dato de la EEQ es 0.615 sucres para las Centrales térmicas, 0.129 sucres para Cumbayá y 0.139 sucres para Guangopolo, por lo tanto considerando los porcentajes de producción y el precio por KWh de cada Central hemos obtenido un valor promedio de KWh para la producción que es de 0.159 sucres.

Un resumen económico de los dos tipos de Subestaciones se puede ver en el cuadro adjunto en el cual se ha tomado en cuenta sólo el precio del equipo de alta tensión que varía en los dos tipos de subestación, ya que el equi-

Para la etapa 20 años, el costo de la subestación tipo 1 prácticamente se duplicaría, mientras que a la Subestación tipo 2 tendríamos que añadir los 9,148 dólares, provenientes del interés de la diferencia de capitales invertidas en la instalación de las Subestaciones en la etapa 10 años.

El costo de las Subestaciones en la etapa 20 años será de:

Tipo 1	1'445.724,00
Tipo 2	1'093.356,00

Diferencia: 352,368,00 sueres

Resultando más ventajoso el tipo de subestación 2, desde el punto de vista de costo de equipo. Como hemos considerado también el valor de las pérdidas en un lapso de tiempo de 30 años, obtendremos el siguiente costo de pérdidas.

	Tipo 1	Tipo 2
Costo de pérdidas por concepto de eficiencia	2'674.253,00	2'707.250,00
Costo de las pérdidas en el transformador	2'069.759,00	1'803.006,00
TOTAL:	4'744.012,00	4'510.256,00

Siendo la diferencia de 233.756, favorable al tipo de subestación 2.

po de baja tensión se considera que será igual en los dos tipos, para tener en suces el precio del equipo se ha asignado un valor de 18 suces por dólar en el cual estarían incluidos los precios de transporte y seguro, se ha denominado Subestación Tipo 1 a la disposición con dos transformadores y Tipo 2 a la disposición con 1 transformador en la etapa 10 años el costo de los 2 tipos de subestación sería:

COSTOS	Tipos 1	Tipo 2
Transformadores	316.656	552.486
Interruptor automático	337.050	337.050
Suiches desconectadores AT	61.704	61.704
Relés	7.452	7.452.
TOTAL:	722.862	928.692

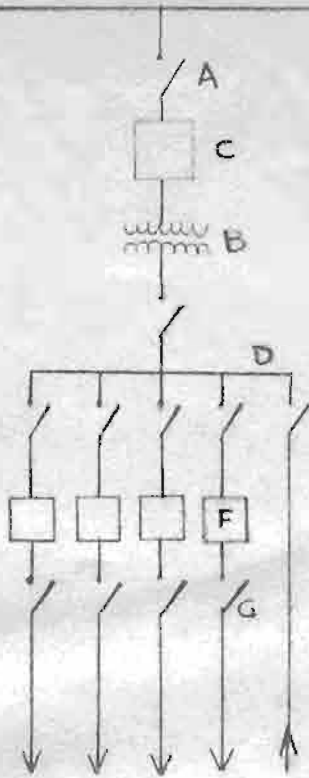
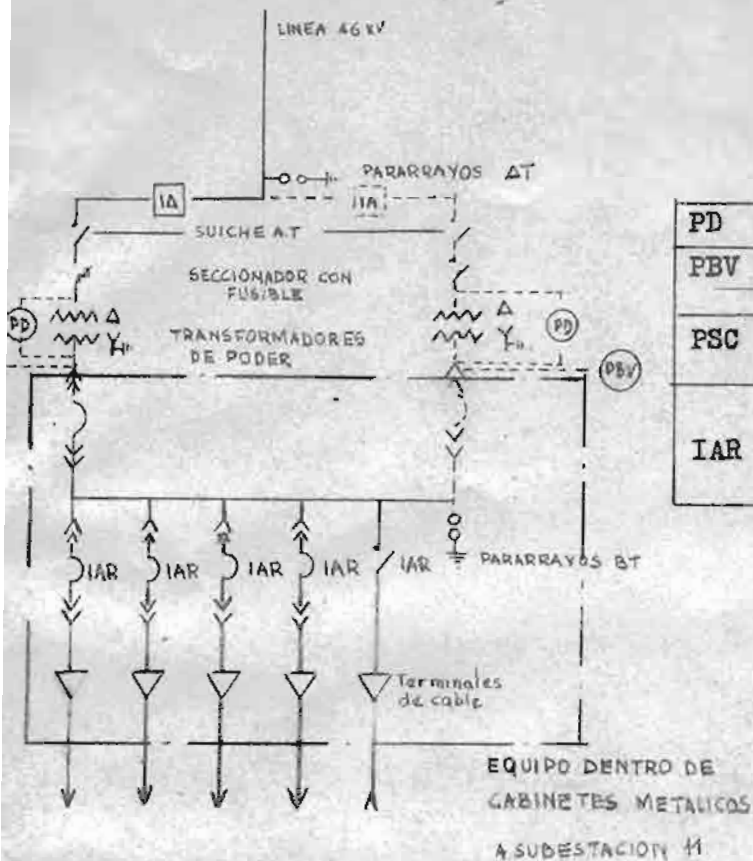


FIGURA 1

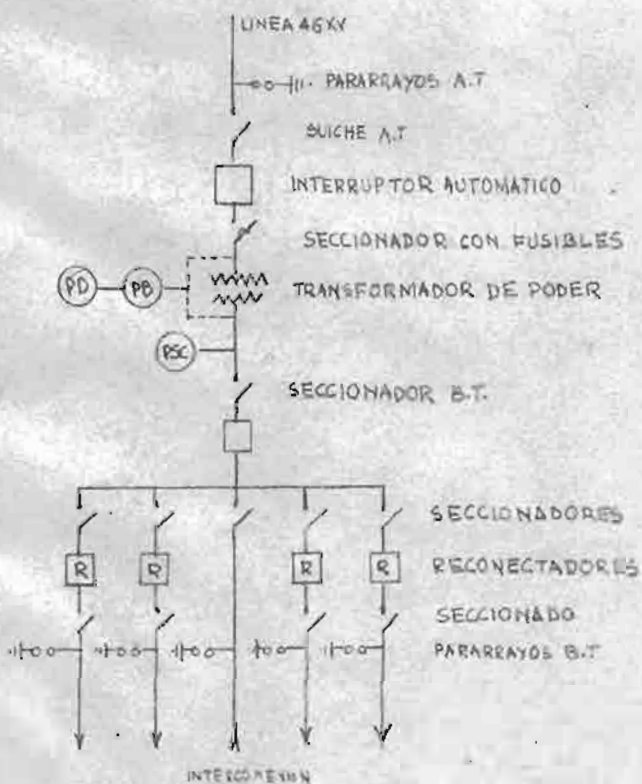


FIGURA 2



PD	protección diferencial
PBV	protección contra bajo voltaje
PSC	protección contra sobrecorrientes: fallas de fase a fase y de fase a tierra
IAR	Interruptores automáticos con relés para reconexión.

FIGURA 4



PD	protección diferencial
PB	protección Buchholz
PSC	protección con relés de sobrecorriente para fallas fase a fase y fase a tierra
R	Protección contra sobrecorrientes por medio de las bobinas de sobrecorriente de los reconectadores.

FIGURA 5

PROTECCION DEL EQUIPO DE LA SUBESTACION

Gran importancia dentro del estudio hecho sobre una subestación tiene el capítulo referente a los aparatos que van a proteger el equipo y la forma en que se proyecta esta protección.

Los aparatos a protegerse son pues: el transformador de poder, las barras colectoras y los feeders que salen de la subestación, dentro de esta protección también estarían incluidos los interruptores automáticos y el resto de equipo de la subestación. Pasemos a hacer antes algunas consideraciones:

La vida de los transformadores, interruptores automáticos y demás equipo está prácticamente condicionado a la duración del aislamiento de los conductores y casi todos los tipos de aislantes se deterioran con mayor rapidez, si su temperatura sobrepasa constantemente el límite admisible de sobreelevación de temperatura.

El problema de la protección no sería de estudiarlo aisladamente sino considerando todo el sistema, ya que una falla de cualquiera de las subestaciones tendría inmediata repercusión en el funcionamiento de todo el sistema.

Todo el sistema tanto de generación, transmisión y distribución ha sido proyectado de acuerdo con los dictá-

menes de la técnica por lo tanto proyectar la subestación como al proyectar la protección de la misma deberemos ceñirnos a lo que las normas y standards dicen al respecto, la técnica por otro lado ha alcanzado un alto grado de perfeccionamiento en los equipos de protección, especialmente en lo referente a relés y pueden ser utilizados simultáneamente algunos tipos de protección diferentes con el objeto de dar mayor seguridad o conseguir directas cualidades en la protección como sería la selectividad.

RELES

Modernamente la protección o defensa de los diversos equipos eléctricos está confiada a dispositivos llamados relés que constituyen una verdadera forma del llamado "aislamiento activo", gracias a los cuales una falla es rápida y eficazmente detectada y despejada.

La función de los relés de protección es sacar de servicio lo más rápidamente posible cualquier elemento de un sistema de poder cuando éste ha sufrido un cortocircuito, o cuando funciona de una manera anormal y cause daños o cuando interfiere la operación efectiva del resto del equipo.

Según la definición dada en las normas AIEE "un

relé es un aparato que activado por condiciones físicas o eléctricas provoca la operación de otros aparatos en un circuito eléctrico".

Los aparatos a los cuales hacen funcionar los relés son los interruptores automáticos que operan para despejar una falla cuando ésta se produce, ya que estos no tienen por sí mismos medios para determinar cuándo deben operar para proteger el equipo. La aplicación de los relés deberá ser hecha en varias partes del sistema constituyendo en cada caso un problema especial.

Las fallas más comunes que requieren protección son las fallas descortocircuito, sin embargo existen otras condiciones para las cuales deberán establecerse protecciones como serían insuficiencia o exceso de tensión, interrupción de una fase, desequilibrio entre fases, exceso de temperatura, etc.

Una función secundaria de los relés sería el de proveer de un medio de indicar y localizar la falla y el tipo de ésta, tales datos ayudarían a más de poder reparar la falla, medios de análisis efectivos para prevenir y mitigar fallas.

PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LOS RELES DE PROTECCION

Por ser más importante la protección contra sobre

corrientes, vamos a considerar solamente este equipo. Hay dos grupos de protecciones para sobrecorrientes, el primer grupo es llamado de "relés primarios" y el otro grupo de relés de "protección de retaguardia", (back - up relaying). Los primeros constituyen la "primera línea de defensa", mientras que los segundos funcionan únicamente cuando fallan los relés primarios.

La figura 7 indica una forma de protección con relés primarios y en la cual se puede hacer las siguientes observaciones: hay interruptores localizados junto a cada elemento principal del sistema, esto hace posible la desconexión de únicamente el dispositivo falloso, si ocasionalmente se pusiera un interruptor automático para dos o más elementos, estos saldrían de servicio en caso de falla de uno sólo.

Las zonas punteadas nos indican que cada interruptor automático con sus relés asociados establecen una zona de protección alrededor del elemento protegido, esto indica que cualquier falla que ocurra dentro de esta zona, ocasionará que todos los relés dentro de esta zona funcionen, pero solamente estos relés. Es evidente también que para fallos en puntos donde dosdiversas zonas de protección se sobreponen, se pueden disparar interruptores automáticos que no debieran hacerlo, pero sin embargo si no

hubiera esta sobreposición se correría el peligro de que quequen puntos sin protección y en caso de que ocurran fallas no se dispare ninguno de los interruptores, por otro lado la extensión de las zonas sobrepuestas es relativamente pequeña y las probabilidades de falla dentro de estos puntos es asimismo pequeña. El efecto de la sobreposición de las zonas es pues un mal necesario.

Los relés de protección de retaguardia son solamente utilizados contra fallas por cortocircuito, por que éste tipo de falla es el que tiene el mayor porcentaje en estadísticas realizadas y las probabilidades de que fallen los relés de sobrecorriente primarios es así mismo mayor. La experiencia ha demostrado que no es justificable el uso de relés para protección de retaguardia que no sean de sobrecorriente. Los relés primarios pueden fallar en los siguientes casos:

- a) por falla de la corriente o el voltaje que hacen funcionar al relé.
- b) por falla de la corriente que alimenta el mecanismo de disparo.
- c) falla de los relés mismos.
- d) posibilidad de que el mecanismo haya sido anteriormente disparado y quedado así, o que haya ocurrido una ruptura o daño en este mecanismo.
- e) falla del interruptor automático.

Desde luego , los relés de retaguardia deben ser dispuestos de manera que la causa que hizo fallar a los relés primarios no los haga fallar también a ellos, esto queda completamente satisfecho si los relés de retaguardia son completamente independientes de los relés primarios, esto prácticamente se consigue colocándolos a la mayor distancia posible entre ellos. El ejemplo siguiente nos ilustrará la forma de disponer los relés para obtener protección de retaguardia, en la fig. 7 si consideramos una protección posterior para la sección de línea EF, los relés de retaguardia deberían disparar los interruptores en A, B, I y J. Los interruptores A y B se dispararán si falla en interruptor, cuando hay una falla en cualquier lugar de la sección de línea EF. Los relés en A, B y F, proporcionan protección de retaguardia, para el caso de ocurrir una falla en el punto K, también los relés A y F proporcionan protección posterior para el caso de ocurrir una falla en la sección ED.

Una segunda función de los relés de apoyo es la de servir de relés primarios, cuando el propio equipo de relés primarios está en reparación o fuera de servicio.

Se debe notar sin embargo que si se disparan los relés de protección de retaguardia, se desconectará toda una sección del sistema o para nuestro caso específico toda la subestación, esto es inevitable. Sin embargo estos relés

deberán tener un suficiente tiempo de retardo antes de funcionar. Es decir que si un cortocircuito se presentase tanto los relés primarios como los de retaguardia deben estar normalmente listos para operar, pero mientras los relés primarios estén listos para disparar el interruptor automático de la zona afectada, los relés de retaguardia no funcionarán mientras que no haya transcurrido el tiempo en que se complete esta función.

Lo anterior se puede lograr gracias a que algunos tipos de relés tienen tiempos de retardo graduables y otros son del tipo instantáneo o de alta velocidad. La palabra instantáneo en la terminología de relés significa que éste no se le ha dado un tiempo de retardo intencional y se aplica a relés que operan en un mínimo de tiempo de aproximadamente 0.1 segundo o generalmente en tiempos de 0.05 segs. o menos. El tiempo de operación de los relés de alta velocidad se expresa generalmente en ciclos basándose en la frecuencia del sistema así por ejemplo un ciclo será 1/60 de segundo en un sistema de 60 ciclos.

CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS RELES DE PROTECCION

Para describir las características funcionales de los relés se utilizan algunos términos, entre los cuales

citaremos:

Sensibilidad, el equipo de relés debe ser siempre sensible, es decir de operar eficazmente cuando su funcionamiento es requerido, bajo cualquier circunstancia anormal.

Selectividad, deben ser capaces los relés de seleccionar entre aquellas operaciones en las cuales deben operar en el mínimo de tiempo y aquellas condiciones bajo las cuales no deben operar u operar con tiempo retardado.

Velocidad, por medio de los relés se espera que la falla dure el mínimo de tiempo posible para evitar daños o desequilibrios en el sistema.

Economía, es decir máxima protección con el mínimo costo.

Además el equipo de relés debe ser lo menos complicado posible para facilitar tanto la instalación como el mantenimiento.

Los relés en general deben ser de calidad tal, que podamos tener la seguridad y la confianza que ellos van a funcionar correctamente, cuando se presente una falla.

IMPORTANCIA DEL USO DE RELÉS EN LA PROTECCION DE EQUIPOS

Los modernos equipos eléctricos no se operan sin la respectiva protección con relés, sin embargo ésta no es una regla fija, ya que juega un papel importante el factor

económico, debe justificarse plenamente el uso y la aplicación específica que se den a los relés.

Como en todas las otras partes del sistema, la protección con relés debe ser considerada desde el punto de vista de contribuir a la economía de los consumidores y esto radica principalmente en ayudar a restituir la función de un determinado sistema tan eficazmente como sea posible cuando se presente una falla, los relés también contribuyen a reducir los daños cuando ocurren fallas, resumiendo podemos decir que un equipo de relés contribuye a disminuir:

- a) el costo de reparación de los daños.
- b) la posibilidad de que la falla se extienda y afecte a otros equipos.
- c) el tiempo que el equipo está fuera de servicio.
- d) las pérdidas de ingresos y molestias a los consumidores, cuando el equipo está fuera de servicio, Así mismo al permitir que el equipo entre rápidamente en servicio después de una falla, permite que se reduzca la posibilidad del uso de un equipo de reserva necesario para sustituir al falloso.

Los equipos de protección de relés afectan necesariamente al costo general de la subestación, estos gastos deben ser proporcionales al valor o importancia que se dé a la sub-

estación o equipo protegido, una falla en un determinado elemento del sistema puede afectar al rendimiento de todo el resto de equipo, en sistemas eléctricos algunos de los más serios daños ocurren precisamente por dejar desarrollarse pequeñas fallas en equipos que no estaban convenientemente protegidos.

FORMA EN QUE OPERAN LOS RELES

Todos los relés utilizados para la protección contra cortocircuitos y también algunos otros tipos operan en virtud de corrientes o voltajes que se los suministra desde transformadores de corriente o voltaje conectados al elemento del sistema que van a proteger. Por los cambios relativos de corriente o de voltaje se puede detectar la presencia de fallas, sus características y entonces ser localizadas por los relés. Para cada tipo y localización de fallas existen diferencias que pueden hacer variar tanto la tensión como la corriente pudiendo utilizarse eficazmente varios tipos de protección con relés, cada uno de los cuales es diseñado para reconocer diferencias específicas y operar en respuesta a ellas. Existen muchas posibles diferencias para las cuales puede diseñarse un

relé y entre otras citaremos:

- a) magnitud.
- b) frecuencia
- c) ángulo de fase
- d) duración
- e) valor de la variación.
- f) dirección u orden de la variación.
- g) armónicas o forma de la onda.

Quando la corriente y el voltaje son considerados conjuntamente o como cantidades semejantes, cualquiera de ellas puede ser eficaz para los propósitos de discriminación.

TIPOS DE RELES

Los standards americanos definen cuatro tipos principales de relés:

Relés auxiliares.- Aquellos que operan en respuesta a una apertura o a un cierre de un circuito de operación para ayudar a otro relé o dispositivo en la realización de una función.

Relés de protección.- aquellos cuya función es detectar líneas o aparatos defectuosos, u otros daños o condiciones indeseadas y que inician o permiten una adecuada desconexión o permiten también tener un aviso de una falla a tiempo.

Relés de regulación.- Aquellos que operan porque hay una desviación o un desarreglo de cantidades eléctricas ya predeterminadas entre ciertos límites, estos relés funcionan a través de un equipo suplementario para volver a las condiciones normales.

Relés de verificación.- aquellos cuya función es verificar que en sistemas de poder las condiciones con respecto a límites prescritos son correctos, e inician o permiten funciones automáticas tales como la apertura de interruptores durante condiciones de falla.

Estas cuatro grandes clasificaciones incluyen a todos los otros tipos de relés.

Todos los relés mencionados operan con respuesta a una o más cantidades eléctricas que abren o cierran sus contactos. Todos funcionan así mismo bajo dos principios fundamentales y diferentes de operación (1) atracción electromagnética y (2) inducción electromagnética.

Los relés de atracción electromagnética opera en virtud de un émbolo que es atraído dentro de un solenoide o de una armadura atraída hacia los polos de un electromagneto, estos relés pueden funcionar con corrientes o voltajes alternos o continuos.

Los relés de inducción electromagnética utilizan el principio del motor de inducción donde se desarrolla un torque por inducción en el rotor, este principio de ope-

ración se aplica a relés que funcionan con corriente alterna, a estos relés se los llama también relés del tipo de "inducción."

INFORMACION NECESARIA PARA USAR UN EQUIPO DE PROTECCION CON RELES.

Para aplicar un sistema de relés para la protección de un equipo, es necesario principalmente un conocimiento preciso del problema de protección que generalmente es la parte más dificultosa del problema, pero se justifica plenamente el tiempo que se pueda emplear en estudiarla. La información que necesitamos será:

- 1) configuración del sistema.
- 2) grado de protección requerida
- 3) posibles expansiones futuras
- 4) estudio de las fallas
- 5) cargas máximas y relaciones de los transformadores de corriente.
- 6) características de los transformadores de tensión.
- 7) impedancias de líneas y transformadores.
- 8) voltaje nominal y máxima corriente de carga.
- 9) voltaje y corriente del circuito de disparo.
- 10) tipo de dispositivo de disparo.

La determinación de la configuración del sistema se lo hace mediante un diagrama unifilar que nos muestra el área del sistema que va a ser protegida, éste debe mostrar con detalle la localización de los interruptores, la disposición de las barras, las líneas derivadas y su capacidad, la localización y características de los transformadores para los relés y las conexiones de los transformadores de poder.

El grado de protección deberá ser estudiado tomando en cuenta las condiciones de operación del sistema y el resultado que de ella se espera. El estudio de las condiciones de falla se lo presentará posteriormente, así como también las características de transformadores de tensión y de corriente para los relés.

FORMA COMO SE HA PROYECTADO LA PROTECCION DE LA SUBESTACION

La fig. 3 nos muestra el diagrama eléctrico de la subestación, en la cual se han establecido las diversas zonas de protección que son:

- 1) zona de protección de la línea de alimentación principal denominada barra este, tanto los relés como interruptores automáticos se encontrarán en las subestaciones principales sur y norte, estos deberán ser coordinados con los

equipos de protección de sobrecorriente de las diversas subestaciones.

- 2) Zona de protección de los transformadores.
- 3) Zona de protección de las líneas alimentadoras.

Por sobreposición de zonas se protegerán las barras de baja tensión así como también los interruptores automáticos y más equipo previsto.

PROTECCION DEL EQUIPO DE TRANSFORMACION DE PODER

En la tabla de las normas ASA C37-2-1956, se muestra la protección mínima para los transformadores de poder y me he basado en ellas para planear la protección de los transformadores.

En la práctica las fallas más comunes en transformadores se deben a cortocircuitos internos, este tipo de falla puede ser eliminado mediante el uso de relés diferenciales o el uso del relé Buchholtz.

Las fallas por sobrecalentamiento que son causadas por las sobrecargas excesivas, podrían ser eliminadas mediante el uso de relés térmicos o únicamente manualmente al recibir avisos de alarmas colocadas para el efecto o como se ha planeado aquí por medio del relé Buchholtz, no sería aconsejable el uso de dispositivos que por pequeñas sobrecargas disparen el interruptor automático que saque

de servicio al transformador de poder, máximo si la carga a la cual va a servir el transformador no es perfectamente conocida ni se sabe a ciencia cierta como crecerá en el futuro.

Otra protección recomendada es la protección de sobrecorrientes de origen exterior, para los cuales se utiliza los relés de sobrecorriente y por último si el transformador se refrigera por medio de algún líquido se debe proveer de una protección contra falla de suministro del líquido refrigerante.

Por lo general los fabricantes recomiendan el uso de protección con relés del tipo de porcentaje diferencial para protección contra cortocircuitos internos para transformadores cuya potencia trifásica sea de 1.000 KVA y esta recomendación se hace regla cuando esta potencia excede los 5.000 KVA, que sería el caso nuestro. Es también bastante difundido sobre todo en Europa el uso del relé Buchholz para la protección de transformadores, esto se debe principalmente a la sencillez de su construcción y a la seguridad de su funcionamiento, este no está expuesto a la posibilidad de desconexiones intempestivas como las que pueden ser causadas por los impulsos de corriente de magnetización en los relés diferenciales o las corrientes que se producen al poner al transformador en servicio.

Pero como veremos posteriormente los relés de porcentaje diferencial tienen también sus ventajas que hacen que estos dos sistemas de protección al usarlos conjunta-

mente no se excluyan sino que se complementen , así mientras los relés Buchholtz no reaccionan más que con aquellos efectos que vaporizan el aceite, la protección diferencial se extiende a todos los cortocircuitos producidos en la parte de la instalación comprendida entre los transformadores de intensidad de los lados de alta y baja tensión, es decir establecen una zona de protección. Por otro lado los cortocircuitos entre espiras pueden engendrar vapores de aceite, mientras que las corrientes producidas por este defecto sean tan pequeñas que no alcancen a operar el relé diferencial, el relé Buchholtz puede señalar la aparición de un defecto desde el momento mismo que éste se inicia, pero cuando se trata de defectos que atañen no sólo al transformador sino que constituyen una perturbación para todo el sistema, la protección diferencial es la única que garantiza, en todos los casos, los tiempos de desconexión bastante cortos que exige una buena protección selectiva. Por otro lado también si consideramos que la protección diferencial debemos ponerla de todas maneras, el costo de la protección con relés Buchholtz no significa un recargo mayor en el costo total del equipo y tenemos una seguridad mayor ya que si uno falla el otro actuará como relé de retaguardia.

ESTUDIO DE LA PROTECCION DIFERENCIAL

Por decirlo así el equipo de relés diferenciales constituirá la principal línea de defensa o nuestra mayor seguridad para la protección del transformador, sin embargo la protección diferencial en transformadores, presenta mayores dificultades que la protección diferencial de generadores por ejemplo, el hecho de que compare las corrientes del lado de alta tensión del transformador con las corrientes del lado de baja tensión del mismo involucra un problema especial para esta clase de protección.

A un relé diferencial se lo define: es el relé que opera cuando el vector diferencia de dos o más cantidades eléctricas similares excede una cantidad predeterminada. (Normas AIEE).

La mayoría de las aplicaciones de los relés diferenciales son del tipo de "corriente diferencial", se muestra un ejemplo en la fig.

Con este sistema se puede proteger : tramos de líneas, bobinados de generadores, porciones de barras, transfor-

madores, etc... Se montan transformadores de corriente en cada lado del elemento del sistema, los bobinados de los transformadores están interconectados y la bobina del relé de sobrecorriente está conectada a través del circuito secundario de los transformadores. Si suponemos que fluye una corriente a través del circuito primario hacia una carga cualquiera o hacia un cortocircuito, localizado en el punto X de la fig. 9a., si los dos transformadores de corriente tienen iguales relaciones y están correctamente conectados, la corriente secundaria circulará simplemente entre los dos transformadores de corriente como indican las flechas y no fluirá corriente a través del relé diferencial, pero si se desarrolla un cortocircuito en cualquier parte del circuito entre los dos transformadores, como se muestra en la fig. 9b, la corriente fluye al cortocircuito desde ambos lados, la suma de las corrientes secundarias de los dos transformadores fluirá a través del relé diferencial. No es estrictamente necesario que la corriente de cortocircuito fluya desde ambos lados para que haya un flujo de corriente que opere al relé diferencial, un flujo de corriente de cualquier lado o cualquier sobrecorriente así mismo de cualquier lado podrá causar la corriente diferencial, debemos tener en cuenta eso sí que la corriente diferencial, debemos tener en cuenta eso sí que

la corriente que fluya a través del relé diferencial sea proporcional al vector diferencia entre las corrientes entrantes y las corrientes salientes del circuito protegido y si esta corriente diferencial excede el valor fijado de corriente de arranque del relé, éste debe operar inmediatamente.

Para el caso de los transformadores de poder las relaciones y las conexiones de los transformadores de corriente debe n ser tales que compensen la diferencia de magnitud y el cambio de ángulo de fase en los dos lados del transformador de poder.

La forma más usada de relés diferenciales es la llamada "relés de porcentaje diferencial", conectado como se muestra en la fig. 10.

La corriente diferencial necesaria para operar este relé es una cantidad variable, debido al efecto de la bobina limitadora. La corriente diferencial en la bobina de operación es proporcional a $I_1 - I_2$ y la corriente equivalente en la bobina limitadora es proporcional a $(I_1 + I_2)/2$, la bobina de operación está conectada en el punto medio de la bobina limitadora, es decir que si tenemos N número de vueltas en la bobina limitadora el total de amperios vueltas será:

$I_1 N/2 \neq I_2 N/2$, la cual es semejante a $(I_1 + I_2)/2$ cuando

Hay flujo a través de la bobina completa.

Las características de operación de este relé se muestran en la fig. 11 y en estos excepto para el pequeño efecto que ejerce el resorte de control para bajas corrientes, la relación de la corriente diferencial de operación y el promedio de la corriente limitadora es siempre un porcentaje fijo, lo cual explica el nombre de éste relé. El término de corriente "through" (corriente a través de), es frecuentemente usada para designar a I_2 , la cual es la porción de corriente total que fluye a través del circuito de un fin a otro y las características de operación del relé pueden ser dibujadas usando I_2 en lugar de:

$(I_1 \pm I_2)/2$ de acuerdo a la definición de ASA para relés de porcentaje diferencial.

La ventaja de este relé es que presenta menos probabilidades de operaciones incorrectas que un simple relé de sobrecorriente conectado para protección diferencial cuando ocurre una falla externa a la zona protegida.

Los transformadores de corriente de los tipos normales, como se verá luego, se pueden transformar las corrientes primarias de un modo preciso, en condiciones transitorias un corto tiempo después que ha ocurrido un cortocircuito, ni aún en el caso de tener transformadores idénticos en ambos lados, estos no pueden tener trans-

formadores corrientes secundarias idénticas debido a pequeñas diferencias en las propiedades magnéticas o a que tienen diferentes cantidades de magnetismo remanente. Estas diferencias pueden ser a veces grandes, mayores que las que provocan las corrientes de cortocircuito y si la corriente de cortocircuito de una falla externa no es balanceada, las corrientes secundarias de los transformadores de corriente pueden diferir debido a la diferencia de tipo o a veces debido a diferencias en el tipo de carga especialmente en el caso de transformadores de poder. Por esto los relés de porcentaje diferencial dan una característica de aumentar la cantidad de corriente necesaria para arrancar al relé, evitando de esta manera operaciones indeseables, los relés de porcentaje diferencial son usualmente instantáneos y de alta velocidad, no se requiere tiempo de retardo para obtener selectividad, ya que por sus características lo hacen prácticamente inmune a los efectos transitorios, cuando estos relés están correctamente aplicados.

PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN EN LA PROTECCION DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES.

Como mencioné anteriormente se presentan algunos problemas en la protección diferencial de los transformadores:

Las características del voltaje a ambos lado del transformador de poder no puede ser mantenido exactamente en los circuitos de los transformadores de corriente de modo que se presentan corrientes secundarias desiguales a través de la bobina de operación del relé como se explicó ya, además una componente de secuencia cero que puede ser originada en los enbobinados conectados en delta de un transformador de poder conectado en Y- Δ cuando el enbobinado Y, esta puesto a tierra, estas características tienden a complicar y a desensibilizar este tipo de protección. También si la corriente de línea de alta y baja tensión no están en fase debido a la conexión Y- Δ del transformador, las corrientes secundarias pueden ser puestas en fase por la conexión de los transformadores de corriente en Δ en el lado Y y en Y en el lado Δ , esta misma conexión nos serviría para eliminar la componente de secuencia cero, en la fig. 12 se muestra una conexión de relés standard de sobrecorriente conectados para dar protección diferencial, al mismo tiempo que muestra las conexiones de los transformadores de corriente, en este tipo de protección si las corrientes secundarias en ambos lados del transformador difieren en magnitud, las corrientes en los relés pueden ser equilibradas por medio de auto transformadores de corriente balanceada.

EFECTO DEL IMPULSO DE CORRIENTE DE MAGNETIZACION EN LOS RELES DIFERENCIALES

Cuando se energiza un transformador o un banco de transformadores, se crea una corriente de magnetización dentro de los transformadores y este fenómeno aparece en los relés como si fuera una falla interna, la manera cómo han sido conectados los transformadores de corriente así como la forma que se efectúe el cambio de relaciones mediante los taps, en estos mismos transformadores, son independientes de éste impulso de corriente. Bajo condiciones normales las corrientes que por este fenómeno atraviesan la bobina de operación son tan pequeñas que el relé no tiende a operar, sin embargo bajo ciertas condiciones que producen cambios instantáneos en el flujo magnético de un transformador de poder causas grandes corrientes anormales que tienden a operar el relé.

Se produce el mayor impulso de corriente de magnetización y por lo tanto la mayor tendencia a dispararse el relé, cuando un transformador de poder que esta completamente deenergizado, va a ser puesto en servicio teniendo por consiguiente el interruptor automático cerrado, aplicando voltaje en el lado de alta del transformador y el otro lado sin conectarse a la carga. Este impulso asoma también cuando se energizan transformadores con carga, pe-

ro son de menor magnitud que los anteriores, también aparecen cuando hay cortocircuitos exteriores. Estos impulsos de la corriente de magnetización pueden mostrarse en los relés como corrientes de falla que pueden hacer disparar el interruptor automático, ocasionando retrasos en la puesta en servicio del transformador y hasta puede ocasionar dudas sobre si el transformador está en buenas condiciones o no, teniendo que hacer por consiguiente pruebas que tomarán un tiempo relativamente largo.

Para evitar esto los relés de porcentaje diferencial deben tener un tiempo de retardo de 0.2 segs. o más, es decir un tiempo para que el relé no funcione mientras dure esta corriente. Como los relés estudiados son de alta velocidad deben tener aditamentos especiales para evitar los efectos de esta corriente, existiendo tres métodos para prevenir estas operaciones indeseadas que son: desensibilización momentánea, el dispositivo llamado supresor de disparos y un dispositivo limitador de armónicas corrientes.

PROTECCION DE UN BANCO DE TRANSFORMADORES

Al hacer el estudio sobre la capacidad de los transformadores a instalarse, se sacó como conclusión que era

beneficio al uso de un solo transformador trifásico con una capacidad igual a la capacidad total de la subestación, esta justificación se corresponde al hacer el estudio de la protección del transformador.

En efecto desde el punto de vista de protección con relés, la operación de transformadores en paralelo sin el uso de interruptores automáticos individuales es siempre evitada, ya que al proteger por ejemplo los transformadores de igual capacidad como si fueran una unidad, cuando transformadores de corriente en el lado de alta tensión y en lado de entrada al interruptor automático, se obtiene una sensibilidad en los relés solamente igual al 50%, ya que las relaciones de los transformadores de corriente de un ser dos veces mayores que si se usaran transformadores de corriente para cada transformador de poder, la baja de sensibilidad es aún mayor si los dos transformadores de potencia son de distintas capacidades o si el porcentaje de impedancia difiere de uno a otro transformador.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS RELÉS DE PORCENTAJE DIFERENCIAL.

PRINCIPAL.

La mayoría de los relés de porcentaje de diferencia para la protección de transformadores tienen taps, o se

usan con autotransformadores auxiliares que tienen taps. Así por ejemplo el relé del tipo CA de Westinhouse tiene taps los cuales le permiten equilibrar normalmente las corrientes secundarias dentro del relé mismo cuando la relación de transformación no es mayor que 2 a 1.

Como existen algunos tipos de transformadores de corriente, las características de estos influyen en las características de los relés, por tanto donde se pueda escoger las relaciones para los transformadores de corriente del tipo bushing por ejemplo será mejor escoger la más alta relación de transformación de manera que dé una corriente secundaria cerca o igual a la más baja que la indicada en la capacidad nominal del relé, el propósito de esto es reducir el efecto del circuito que conecta el transformador de corriente con el relé (por razón similar a que se usa alto voltaje para reducir las pérdidas en líneas de transmisión). Cuando se quiera usar cualquier tap del relé la corriente suministrada a éste bajo las máximas condiciones de carga deben estar lo más cerca posible a la capacidad nominal continúa de este tap, esto asegura que el relé puede operar con su máxima sensibilidad cuando ocurre una falla, si la corriente suministrada es sólo la mitad de la capacidad nominal por ejemplo, los relés operan también sólo con sensibilidad media.

También se hace necesario hacer cálculos sobre la

exactitud de los transformadores de corriente, este cálculo requiera un conocimiento de las características de los transformadores en cuanto se refiere a curvas de corrección del factor de relación, excitación secundaria y datos de impedancia.

Son requeridos principalmente dos tipos de cálculo: conocer que tipos de errores se esperen en los transformadores de corriente cuando existan fallas externas. Los relés de porcentaje diferencial tienen también los llamados "adjustable percent slope" (gradientes graduables de porcentaje) - uno de los factores que intervienen para escoger esta característica de porcentaje de gradiente son los errores que pueden presentarse en los T de C. El otro tipo de cálculo se hace para evitar que en el transformador se produzcan trabazones internas, que pueden efectuarse por la conexión Δ en delta de los T de C. En cuanto a los gradientes graduables de porcentaje, todos los relés del tipo diferencial son manufacturados con estos tipos de ajustes de manera que un relé puede tener una gama de gradientes de porcentaje. El propósito de esta característica es evitar operaciones indeseadas de los relés por los desbalanceamientos que se producen en los T de C durante fallas externas, estos desbalanceamientos pueden producirse al efectuar cambios en los taps del transformador de

poder, por desajustes en los transformadores de corriente o en los taps del relé o por diferencia en los errores de los T de C en cualquier lado del transformador de poder.

Los transformadores de poder tienen taps que dan cambios de $\pm X\%$ en la relación de transformación y los T de C deben ser escogidos de manera que pueden equilibrar las corrientes en el punto medio de la gama de cambios provocados por los taps, para que el máximo desequilibrio sea a lo más de $X\%$. Al hacer el estudio del relé tipo CA-5, se señalan estas características.

A manera de ejemplo vamos a estudiar las características del relé de porcentaje diferencial tipo CA-5 de Westinghouse, que es el tipo más moderno y perfeccionado de esta casa, está diseñado para proteger generadores o transformadores de poder: el elemento limitador lo forman dos bobinas y un elemento de operación energizado a través de un T de C exterior de acuerdo a la corriente que fluye en la conexión diferencial de los transformadores de corriente principales. La sensibilidad del relé es controlado por medio de taps incorporados a los T de C exteriores. El relé requiere que las corrientes normales que lo atraviezan sean de igual magnitud y en correcta relación de fase.

La fig. 14 indica una aplicación de este tipo de re-

lé para la protección diferencial de un transformador conectado en delta-estrella, con lo cual se obtiene la correcta relación de fase de las corrientes secundarias. El relé es del tipo dedisco de inducción, con ambos electroimagnetos operando en el mismo disco.

Las figs. 15 muestran las corrientes que atraviesan el relé para condiciones de falla interna o externa. Con el relé conectado como en la fig. 15a. una falla origina una corriente que fluye a través de los elementos limitadores en una misma dirección, si los T de C funcionan correctamente, estas corrientes limitadas son iguales y no fluye corriente a través del T de C auxiliar ni del bobinado de operación y por lo tanto el torque producido mantiene el contacto abierto.

Para el caso de una falla interna, cuando se alimenta de corriente a la falla, las corrientes limitadas están en direcciones opuestas y el torque tiende a cambiar, cuando las corrientes que vienen de los dos lados son iguales la limitación al torque es completamente anulada, cuando fluye una corriente desigual de uno de los lados, la limitación al torque es equivalente a la diferencia de las dos corrientes, en este caso la corriente en la bobina limitadora podría sumarse y atravesar conjuntamente el embobinado de operación, produciendo un torque que cierre los contactos.

Tiene además el relé las características de gradiente de porcentaje variable, de manera que la corriente requerida en la bobina de operación para cerrar los contactos del relé, expresada en porcentaje de la corriente limitadora total, varía con la magnitud de esta corriente. Garantiza la casa la sensibilidad del relé de manera que aún con pequeñas fallas internas se protege al transformador, al mismo tiempo sin embargo se reduce la sensibilidad contra altas corrientes exteriores permitiendo a los T de C que forman parte del sistema, salirse de sus relaciones correctas en una magnitud apreciable sin que ocurran disparos falsos del relé.

La fig. nos muestra las curvas típicas de operación del relé para cada tap, el cual debe ser escogido de acuerdo a las necesidades específicas en general un estudio de las curvas características de los T de C bajo condiciones de cortocircuito, nos indicará cuál de los taps del relé debe ser el escogido.

La fig. nos muestra el tiempo de operación del relé, como ya se mencionó se necesita un pequeño retardo en el arranque del relé para evitar los impulsos de corriente de magnetización y este tipo de relé se vale del método de desensibilización, como se ve para una corriente de operación de 5 amps, en cualquiera de los taps, el tiempo

de desconexión está entre 4 y 8 ciclos, valores que permanecen casi constantes para casi todos los valores de corriente de operación.

RELE BUCHEHOLZ.

Se ha planeado la protección del transformador mediante el uso de relés diferenciales ya explicados anteriormente y el relé llamado Buchholz, cuyo principio se basa en las irregularidades que en el funcionamiento de los transformadores dan origen a calentamientos locales y consiguientemente a la producción de gases de aceite, cuya cantidad crece a medida que se extiende la avería. Este relé es aplicable por lo tanto únicamente a los transformadores del tipo "conservador" (conservator type) en los cuales el tanque del transformador está completamente lleno de aceite y conectado mediante tubería o un tanque de expansión o "conservador", en esta tubería se encuentran los elementos del relé.

Los accidentes producidos en los transformadores dan lugar siempre a la formación de gases, y vamos a indicar algunos casos:

En caso de ruptura de una conexión se produce un arco que se alarga rápidamente por fusión de los conduc-

res, este arco volatiliza el aceite y los defectos de este género se señalan por los humos de aceite que se escapan del tanque.

Cuando existe una falla de aislamiento con la masa, se produce un arco entre este punto del bobinado y el tanque o cualquier otra parte conectada al tanque.

En caso de cortocircuito o sobrecarga brusca, se producirá un aumento fuerte de temperatura principalmente en las capas interiores del arrollamiento. El aceite contenido en las bobinas se volatiliza.

A causa de la modificación de las propiedades químicas del aceite que reducen su rigidez electrostática, es posible que ciertas partes de los arrollamientos están sometidos a sobrecalentamientos muy elevados que deterioran el aislamiento y produzcan arcos, o producirse vapores de aceite por este mismo sobrecalentamiento antes de que se produzcan arcos.

Asimismo, si hay fallas de tipo constructivo en el transformador aunque no sean hechas en la fábrica pueden dañarse éstos al enviarse o al manipularse en su instalación, pueden producirse corrientes de Foucault intensas, lo que provoca un aumento local de temperatura vaporizando el aceite con producción de gases.

Sin embargo se vé que el relé funciona sólo para casos de fallas internas del transformador, sin embargo si

no hubiesen fallas que impliquen la inmediata descomposición del aceite como serían fallas en los bushings del transformador o fallas en las conexiones del transformador con los interruptores automáticos no funcionaría este relé, sin embargo haciéndose la protección del transformador con relés diferenciables y con relé Buchholz los dos se complementarían muy bien como ya se explicó anteriormente.

PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CONTRA FALLAS EXTERNAS

Como ya se dijo, el transformador necesita también tener una protección contra fallas exteriores y esta protección se lo hace con relés de sobrecorriente energizados preferiblemente desde transformadores de corriente diferentes a los que energizan los relés diferenciables.

Esta protección servirá a su vez de protección de retaguardia a los circuitos de alimentación de la zona y el estudio de estos relés lo haremos al hacer el estudio de protección de las líneas, mencionaremos únicamente que es necesario instalar estos relés en el lado de baja tensión del transformador para evitar así mismo los efectos de impulso de corriente de magnetización que nos permitan darle la sensibilidad y la velocidad que sea necesaria.

FIGURA 6

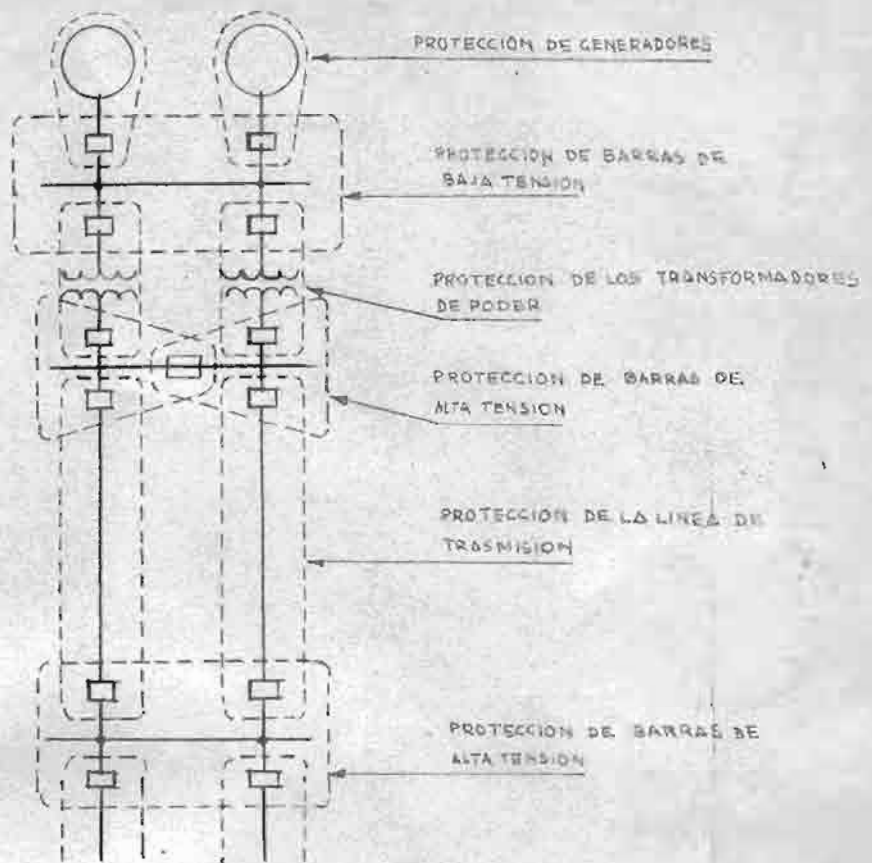
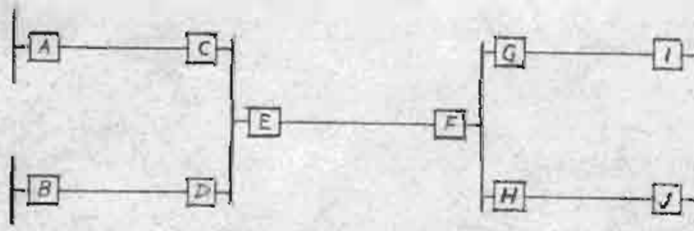


DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SISTEMA ELÉCTRICO, ILUSTRANDO UNA DISPOSICIÓN DE PROTECCIÓN PRIMARIA.

FIGURA 7



PROTECCIÓN DE RETAGUARDIA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

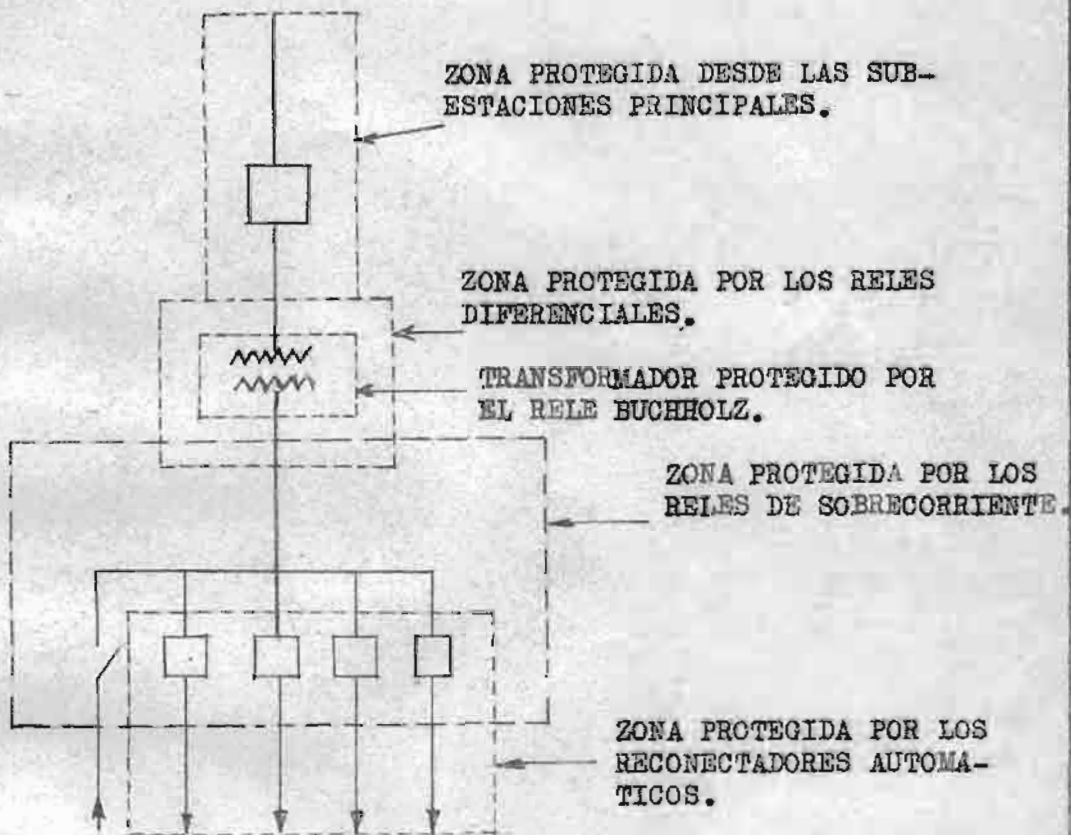


FIGURA 8

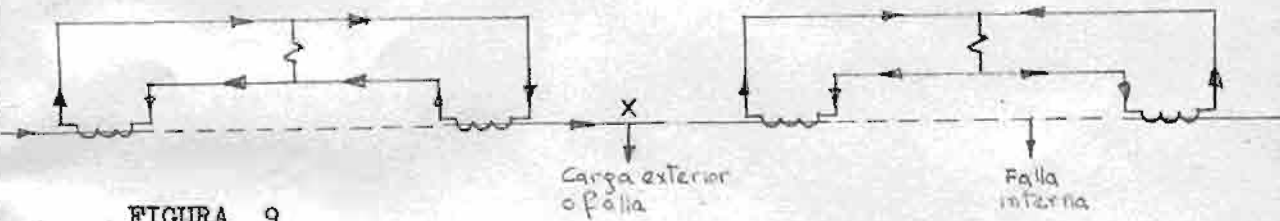
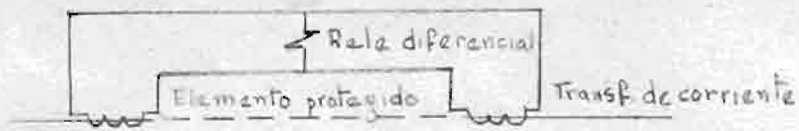


FIGURA 9

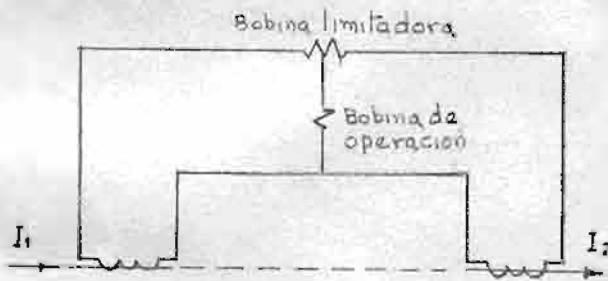


FIGURA 10

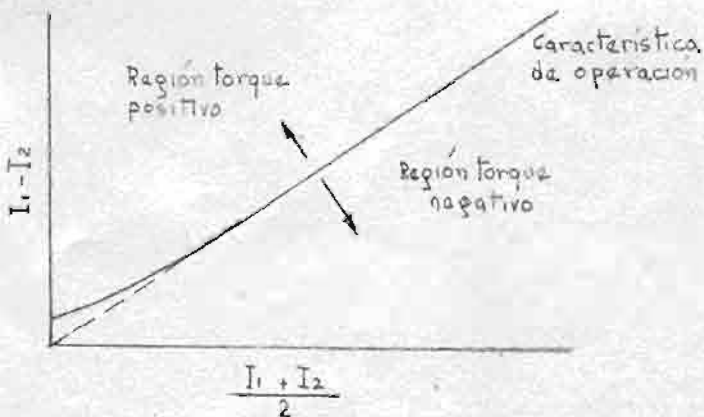


FIGURA 11

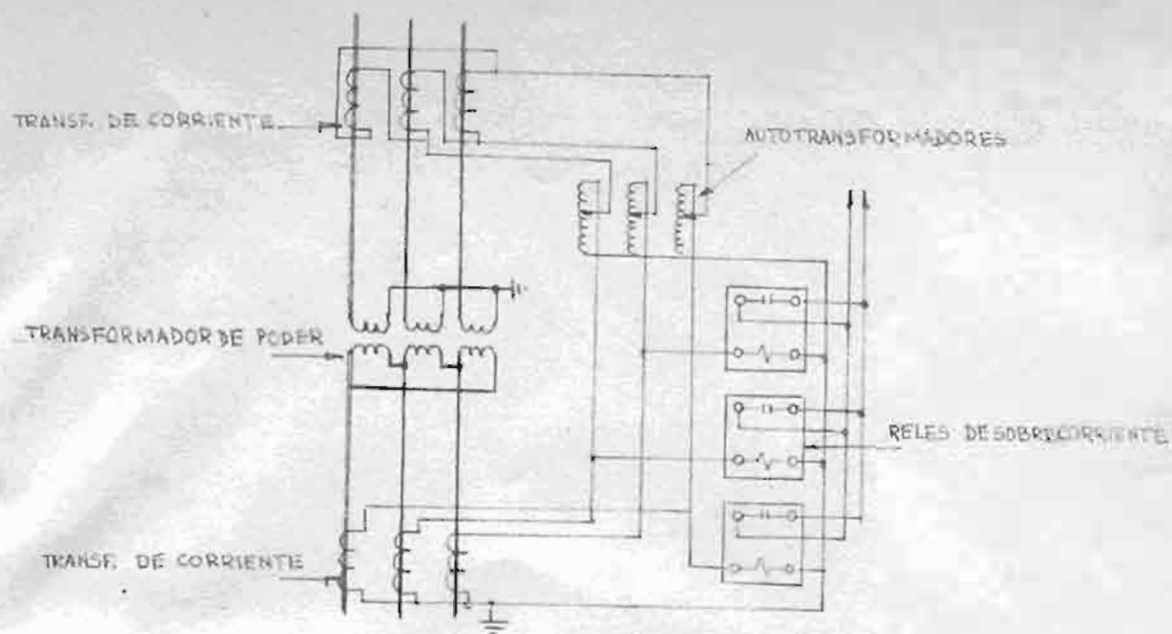


FIGURA 12

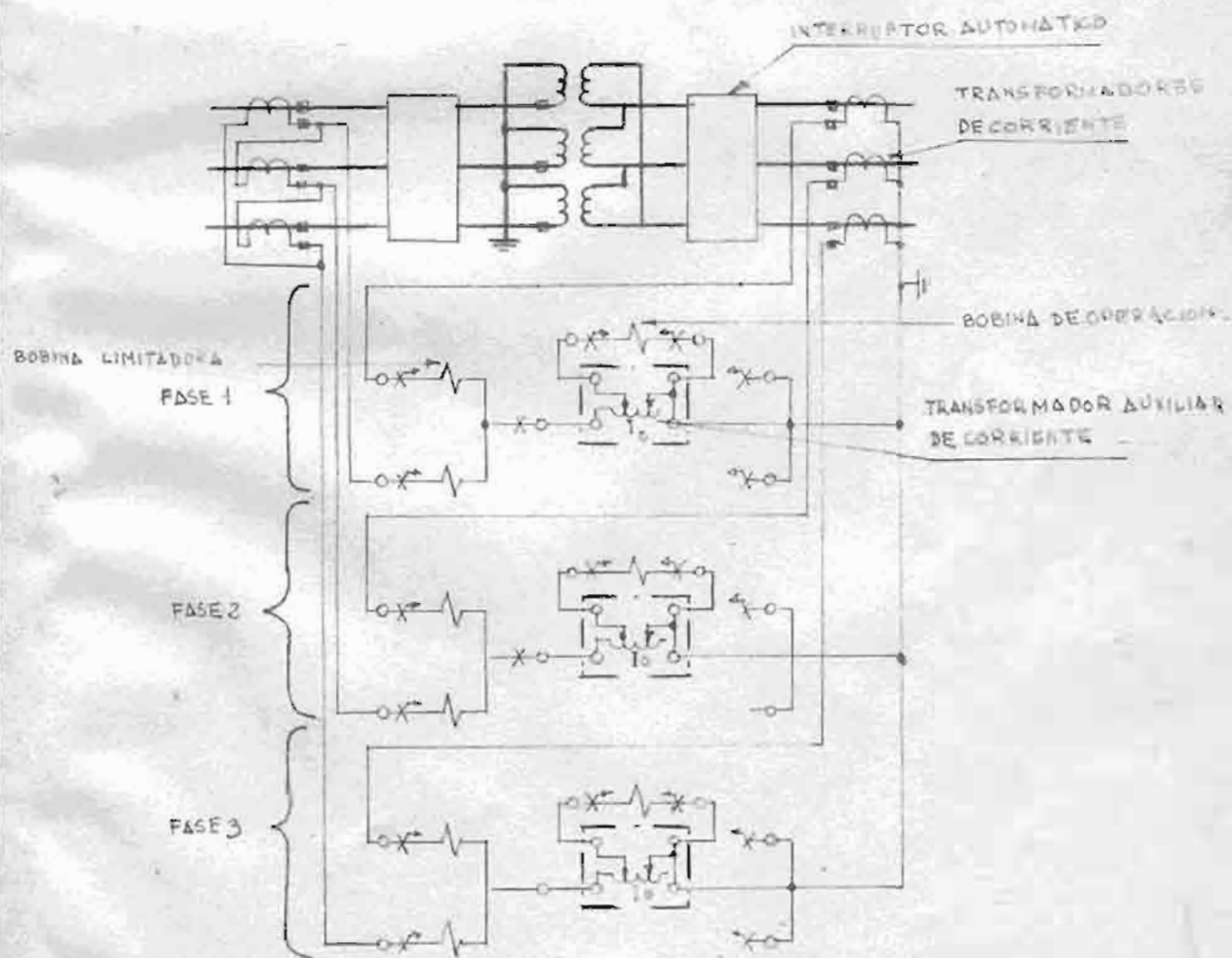


FIGURA 13

ESTUDIO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN EL SISTEMA

Como paso previo al planeamiento del sistema de protección para sobrecorriente, se deben conocer:

- 1) la corriente nominal de máxima carga.
- 2) la probable corriente máxima de cortocircuito.

La primera de éstas nos servirá para determinar la capacidad nominal del equipo y la segunda la capacidad de interrupción requerida.

Se producen cortocircuitos cuando entre los conductores de una línea o en sistemas con neutro puesto a tierra entre los conductores y ésta se forma una unión galvánica. Las causas que producen los cortocircuitos pueden ser de naturaleza mecánica o eléctrica, citando entre las primeras falsas maniobras o desperfectos mecánicos como sería la ruptura de un conductor o de los soportes. Entre las segundas arcos encendidos por sobretensiones atmosféricas entre los conductores y las partes metálicas de los soportes que están conectados a tierra.

Los cortocircuitos dan origen a corrientes de intensidad muy elevada, que generalmente no son tan peligrosas para las líneas mismo, pero que afectan su funcionamiento. Estas quedan sin tensión o con tensión muy baja según su posición relativa a la porción afectada, de manera que un cortocircuito puede afectar el funcionamiento de toda

la subestación si no se descontacta antes el tramo afectado por el cortocircuito.

La desconexión de los tramos afectados estarán a cargo, de acuerdo a nuestro planeamiento a fusibles, re-conectores automáticos e IA asociados con relés aparatos para los cuales debemos determinar su capacidad nominal normal de corriente y su capacidad nominal de interrupción.

Las capacidades nominales de corriente para un IA de acuerdo a los standards americanos comprende:

- 1) la corriente continua límite de capacidad nominal media simétrica (rating medium symmetrical RMS)
- 2) la corriente total de RMS de corta duración.
- 3) la corriente máxima a la cual el IA puede de una manera segura su interrupción.
- 4) la corriente máxima para la cual el IA puede cortar la corriente I_a interrumpirse no debe exceder nunca la capacidad de corriente instantánea del IA.

La determinación de la impedancia para el cálculo de las corrientes de cortocircuito si se toma en cuenta tanto la resistencia como la reactancia es bastante complicada, y el sistema a estudiarse tiene precisamente una configuración eléctrica bastante complicada en el cual se

incluyen varias centrales productoras de energía que entrarán en servicio en etapas sucesivas. Al estudiar el diagrama de impedancias hecho para el estudio de las corrientes de cortocircuito por la EEQ, vemos que se ha omitido el valor de la resistencia, esta omisión apenas causará un ligero error, ya que el valor total de la reactancia es bastante superior al valor total de la resistencia.

Al estudiar el comportamiento de una onda de corriente durante un cortocircuito se ve que a 60 ciclos ésta es una onda sinusoidal simétrica de manera que el medio ciclo positivo es un duplicado del medio ciclo negativo. Cuando aparece un cortocircuito en un circuito de corriente alterna, la impedancia que controla la corriente cambia repentinamente cambiándose el valor de corriente instantáneamente. Esto descontrola temporalmente el equilibrio entre las varias reactancias dentro de los generadores de manera que el incremento repentino de corriente puede cambiar la simetría de la onda con respecto a su eje. Esto produce un efecto similar al de añadir una componente de corriente continua, que decrece con el tiempo, a la corriente alterna simétrica. Si la componente de CC dura un tiempo determinado, la corriente total resultante puede ser cambiada de tal manera que se produzca una asimetría con respecto al eje.

La CA bajo condiciones de cortocircuito es más grande cuando se inicia y decae rápidamente luego de unos pocos ciclos y sigue decayendo más lentamente en un número mayor de ciclos, llegando hasta un valor simétrico estable representado por la impedancia sincrónica nominal.

Para representar estos valores transitorios de la corriente se usan tres valores de reactancia que son: subtransitorio, transitorio y sincrónico. De estos tres la reactancia subtransitoria es la que más interesa particularmente en los generadores donde controla la potencia inicial que alimenta la corriente de cortocircuito, determinando por lo tanto la corriente instantánea que el IA debe soportar antes que sus contactos se abran y la potencia que debe interrumpirse el momento en que estos se abren.

Para compensar el esfuerzo a que se someten a los IA bajo condiciones de cortocircuito debido a la componente de CC, hay factores por los cuales se debe multiplicar los valores calculados de corriente de cortocircuito. Este factor puede ser de 1.6 para capacidades de 5.000 KVA o más, para capacidades menores este factor se reduce a 1.4, excepto para el caso de que el sistema alimente predominantemente a máquinas sincrónicas que estén conectados directamente a la red.

Estos factores de 1.6 y 1.4 según los manuales ameri-

canos puede decrecer hasta la unidad si el tiempo entre la iniciación del disparo y la apertura de los contactos es de 8 ciclos o más, de las normas ASA C37.6 - 1955 tabla 3, se ve que el tiempo de interrupción, para IA de tipo intemperie, para tensiones nominales de 14.4 a 69 KV es de 8 ciclos, por lo tanto no sería necesario ningún factor para el cálculo de la capacidad del IA.

Una mayor proporción de resistencia en un circuito acelera el decaimiento de la componente de CC. En puntos lejanos de los generadores y cuando los voltajes de distribución son bajos, la relación de X a R es mucho menor y consecuentemente un pequeño factor debe ser usado para compensar la influencia de la componente de corriente continua. Si la impedancia total del sistema incluyendo las reactancias de los generadores, se toman en cuenta para la selección de fusibles y recontactores automáticos, el valor de la corriente de cortocircuito debe ser multiplicado por el factor 1.2 para determinar la corriente a interrumpirse bajo condiciones de cortocircuito.

Cuando un cortocircuito ocurre en una línea el voltaje puede aproximarse a cero si la impedancia de la falla es baja. Un motor sincrónico o de inducción cerca de la falla puede continuar rotando con aproximadamente su velocidad nominal por un corto tiempo después que la falla ocurre, actuando por lo tanto como generadores y alimentan-

do corriente a la falla. Esta acción de generador decaerá más rápidamente en los motores de inducción que en los sincrónicos y la corriente adicional proveniente de estos puede ser importante cerca de factorías donde los motores constituyen un gran porcentaje de la carga total. Si los motores están lejanos esta contribución de corriente es pequeña y puede no ser considerada.

DETERMINACION DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Debido a la complejidad del sistema y al hecho de que existan en el proyecto varias etapas, la EEQ ha hecho el estudio de las corrientes de cortocircuito en el analizador de redes, se ha considerado para el estudio las llamadas etapa inicial, etapa intermedia, etapa final y etapa última en cada una de las cuales se ha determinado las corrientes de cortocircuito con mínima y máxima carga y en condiciones transitorias y subtransitorias.

Al adoptar el estudio de corrientes de cortocircuito hecho por la EEQ, para mi estudio he hecho las siguientes consideraciones:

a) tengo que considerar el estudio de las corrientes de cortocircuito en las condiciones subtransitorias por las razones anotadas anteriormente.

b) como la subestación 12 estará funcionando con posterioridad a la fecha de funcionamiento de la etapa última, debo considerar el estudio de corrientes para esta etapa.

c) como en el estudio se ha tomado en cuenta todas las impedancias incluyendo la de los generadores que determinaran las capacidades de los IA y reclosers debo utilizar el factor de 1,2 indicado anteriormente para magnificar las capacidades de interrupción de estos aparatos.

El resultado del estudio es el siguiente:

ETAPA INICIAL:

mínima carga:	lado primario	25 MVA
	lado secundario	17.8 MVA
máxima carga:	lado primario	60 MVA
	lado secundario	29 MVA

ETAPA INTERMEDIA.

mínima carga	lado primario	32,2 MVA
	lado secundario	20 MVA
máxima carga	lado primario	133 MVA
	lado secundario	40 MVA

ETAPA FINAL:

mínima carga	lado primario	77 MVA
	lado secundario	31 MVA

2/61-

máxima carga	lado primario	163 MVA
	lado secundario	40 MVA

ETAPA ULTIMA:

mínima carga	lado primario	117 MVA
	lado secundario	36 MVA

máxima carga	lado primario	280 MVA
	lado secundario	46 MVA

PROTECCION DE LAS LINEAS ALIMENTADORAS

Hemos anotado que un equipo puede ser protegido de diferentes maneras y con distintos métodos de protección, dependiendo esencialmente de la importancia que tenga dentro del sistema.

La protección de líneas se la hace generalmente con equipos de relés de sobrecorriente, con relés de distancia o con equipos de relés pilotos, sin embargo he creído que la protección con relés de sobrecorriente o mejor dicho una coordinación de dispositivos de sobrecorriente en las cuales se incluirían relés, reclosers y fusibles sería la más indicada tanto porque resulta la más simple y barata tanto porque se presta a modificaciones y cambios posteriores sin que haya necesidad de hacer mayores gastos.

La parte principal de este tipo de protección lo constituirían pues los relés de sobrecorriente, los cuales forman parte de los reconectadores automáticos o están asociados con los interruptores automáticos, este tipo de protección se la usa para protección en caso de fallas del tipo fase a base o fase a tierra, especialmente en subestaciones y circuitos de distribución donde no se justifique el uso de relés de distancia por su elevado costo,

sirven asimismo tanto para protección primaria como para protección de retaguardia.

En varias instalaciones se ha usado el sistema de dos relés para la protección de fallas entre fases y un tercer relé para fallas de fase a tierra, con este sistema se obtiene una protección más sensitiva y veloz.

MANERA COMO SE HA PLANEADO LA PROTECCION DE LAS LINEAS

Los feeders que saldrán de la subestación tendrán dos líneas de protección: la primera línea lo constituirán los fusibles, reconectadores automáticos individuales para cada línea y la otra línea de protección lo constituirá el interruptor automático general del lado de alta tensión del transformador con sus relés asociados que a más de proteger a éste contra sobrecorrientes exteriores, servirá de protección de retaguardia a todos y cada uno de los feeders.

Todos estos dispositivos han sido dimensionados de manera que no funcionen bajo condiciones normales de carga, así mismo los retardos en el tiempo de funcionamiento son diferentes para cada dispositivo en serie decreciendo progresivamente a partir de la subestación y de manera tal que cuando se produzca una corriente que pueda causar daño al equipo o a las líneas funciones solamente el dis-

positivo más cercano al punto donde se produzca la falla.

Partiendo del diagrama unifilar del sistema donde se muestran los dispositivos de protección su tipo y ubicación, tanto en la subestación como en los feeders, se ve que los primeros dispositivos de protección son los fusibles colocados en el lado de alta tensión de los transformadores, de manera que si se desarrolla cerca de éste una corriente de cortocircuito el fusible se fundiría, desconectaría el transformador y aislaría la falla, antes de que funcionen alguno de los otros dispositivos de protección y la interrupción del servicio quedará confinada a la carga que suministra este transformador a la red de baja tensión.

Si la falla se produce antes del transformador podrá funcionar el reconectador automático de la subestación y si la falla se produce en las barras de baja tensión o en cualquiera de los circuitos asociados antes de la primera línea de protección o para el caso de que fallara algunos de los dispositivos de protección primaria, funcionarán los relés asociados al interruptor automático general.

Todo esto hace necesaria la coordinación de los dispositivos de sobre corriente de manera que el tiempo de retardo desde el momento en que aparece una falla y la operación de apertura puede tener la secuencia propia de

operación.

Como ya se mencionó , el interruptor general de la subestación deberá tener una capacidad de corriente nominal más alta, ya que toda la corriente de carga fluirá a través de él y deberá tomarse como base la capacidad nominal de la subestación. Los reclosers y los fusibles del circuito expreso deberán asimismo, tener una capacidad nominal de corriente de acuerdo a las cargas que se esperen en este circuito. Se debe anotar también que en ningún caso se espera que pase por estos dispositivos toda la corriente de la subestación y que el valor de corriente mínimo para su disparo o fundición debe asegurar en cualquier caso la selectividad con respecto al interruptor automático general.

Pero antes de hacer un estudio de coordinación , podemos estudiar las características generales de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

FUSIBLES

Si se reduce la sección del conductor en una pequeña longitud la corriente que en forma normal fluye por esta sección eleva su temperatura y se fundirá y desconectará el circuito si la corriente se eleva anormalmente y es mantenida en ese estado durante algún tiempo. Los fu-

sibles para la protección de los circuitos de distribución actúan de esta manera y generalmente consisten de una barra conductora fusible que puede ser hecha de plata, plomo, zinc o algún otro metal que se funde fácilmente bajo condiciones de aumento de temperatura.

Los fusibles pueden conducir indefinidamente la corriente nominal para la cual están especificados, pero según los standards americanos deben operar dentro de un tiempo máximo de 5 minutos si la corriente excede hasta en un 230% de su capacidad nominal. Todos los tipos de fusibles tienen características de tiempo inverso en sus curvas de tiempo corriente ya que a una mayor corriente menor es el tiempo en que se funden como se puede ver en la fig. 17 que muestra las curvas tiempo corriente para fusibles, el aumento de temperatura es proporcional a I^2R .

Las normas IEEE - NEMA, Publicación de TDJ-110 de IEEE y publicación No 108 - 152 de NEMA, señalan dos tipos de barras fusibles denominadas tipo "K" y tipo "T". Las primeras denominadas también del tipo Fast (rápido) y las segundas llamadas tipo Slow (lento) estos tipos difieren únicamente en el tiempo de fusión del fusible, ya que las capacidades nominales preferidas según estas mismas normas, son las de: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 amperios para ambos tipos.

Para ilustrar la diferencia entre estos dos tipos de fusibles, vamos a comparar las características de dos fu-

sibles tipo K y T de 40 amperios de capacidad nominal. Las normas establecen asimismo los valores de corriente máxima y mínima requeridas para fundir los fusibles en tres valores de tiempo (a) 300 segundos para barras fusibles con capacidades nominales de 100 amps. y menos y 600 segs. para fusibles con capacidades de 140 y 200 amps. (b) 10 segundos y (c) 0.1 segundo.

	TIPO K	TIPO T
Corriente nominal	40 amps.	40 amps.
a) Corriente de fusión mín. para 300-600 segs. máx.	80 96	80 96
b) Corriente de fusión mín. para 10 seg.s máx.	98 146	120 178
c) Corriente de fusión mín. para 0.1 segs. máx.	565 680	1040 1240

De esta comparación podemos deducir que los fusibles del tipo K tienen características más inversas que los del tipo T, ya que si establecemos una relación de velocidad de fusión entre los dos tipos para los tiempos a y c, tenemos para el tipo K: $565/80 : 7,1$ y para el tipo T: $1040/80 : 13$.

Los fusibles utilizados para la protección de líneas o equipos de distribución vienen montados en desconectores del tipo Open o del tipo Enclosed, siendo los del primer tipo para tensiones y corrientes más elevadas

y en ambos tipos de portafusibles se puede ver cuándo un fusible está fundido, porque el cartucho portafusible cae fuera de la caja cuando éste se ha fundido.

Los cartuchos portafusibles son generalmente de fibra y alojan en su interior a la tira fusible, cuando hay una corriente excesiva se funde la tira fusible que produce gas el cual desarrolla una presión, la cual empuja al cartucho fuera de la caja y lo desconecta alargando al mismo tiempo el espacio entre las dos secciones conductoras y cortando el arco.

La capacidad de interrupción de la caja portafusible depende del diámetro del cartucho y del grosor y resistencia mecánica del mismo. La presión de gas desarrollada dentro del mismo es proporcional al diámetro interior. Si los cartuchos portafusibles son inadecuados pueden afectar la coordinación con otros dispositivos y así por ejemplo si una baja corriente ha fundido un fusible, puede que no se haya desarrollado suficiente fuerza como para expeler el portafusible pudiendo mantenerse el arco entre los dos terminales y destruir la caja portafusible. Esto sería en el caso de utilizar un fusible de pequeña capacidad en un cartucho de una capacidad mayor.

Los fusibles a escogerse han de ser pues de probada eficacia, que garanticen un alto grado de seguridad y exac-

titud, ya que los fusibles no son capaces de distinguir entre corrientes temporarias de corta duración, como sería el caso de un impulso de corriente producido por el arranque de un motor o por un arco producido instantáneamente entre dos conductores y aquellas corrientes de larga duración que pueden dañar los cables y el equipo, por lo tanto tendrán que utilizarse sólo como protección contra corrientes anormales y no para protección de sobrecorrientes provenientes de la carga. Esto se debe a las características mismas del fusible y al hecho de que no puede introducirse ningún tiempo de retardo o variar el tiempo de fusión. Los fusibles, según nuestro esquema de distribución, los utilizaremos en el lado de alta tensión para seccionar el circuito principal de alimentación, para el caso de que ocurra una falla en este circuito y no se desconecte toda la barra. Este, estos fusibles estarán coordinados con los reconectadores automáticos de la subestación Sur y Norte.

Luego tendremos los fusibles para proteger la línea aérea de interconexión de las dos subestaciones 11 y 12, la protección con fusibles de este circuito se ha hecho atendiendo a las siguientes razones:

- 1) esta línea funcionará sólo en caso de emergencia, por tanto la posibilidad de que ocurran fallas se disminuye grandemente.

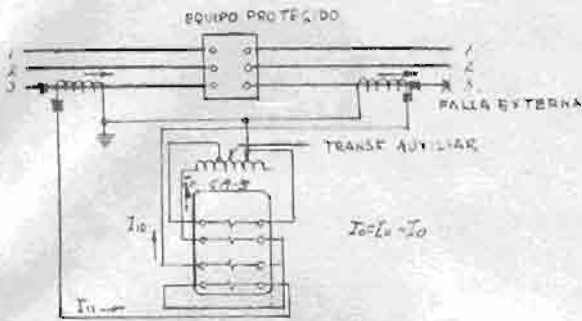
2) El alto costo de los interruptores o reconectadores automáticos. Aún para el caso de que el expreso sirva inicialmente como línea alimentadora, creo que la protección con fusibles garantiza plenamente su funcionamiento, ya que en último caso estaría también para ayudar la protección de retaguardia o también podrían establecerse interconexiones entre este circuito y otros circuitos de alta tensión. Y hay también fusibles en todos los transformadores de distribución en el lado de alta tensión, los cuales deberán ser coordinados con los reclosers de la subestación.

Para evitar excesivas operaciones de los fusibles por sobrecorrientes temporales provenientes de las variaciones normales de la carga, la capacidad del fusible debe ser mayor que la corriente nominal del dispositivo protegido, así por ejemplo los fusibles para el lado de alta tensión de los transformadores fusibles con capacidades del 150% de la capacidad nominal del transformador son utilizados raras veces, siendo mayormente usados por los fusibles con capacidades de 250 y 500% y estos prácticamente deberían dispararse bajo condiciones de cortocircuito dentro del transformador mismo o en el lado de bajo voltaje pero cerca del transformador.

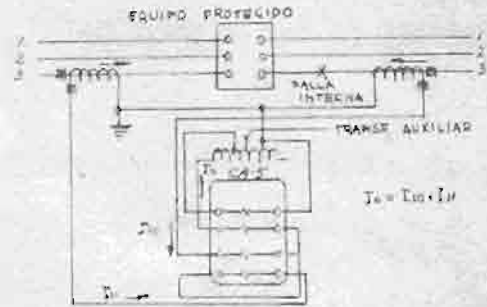
En el caso de utilizar fusibles para la protección de líneas derivadas el fusible deberá tener una capacidad

apreciablemente mayor que la corriente "pico" de la carga y si ésta corriente es tan grande que el fusible resulte demasiado grande, deber' a utilizarse un interruptor en aceite o un interruptor automático, las curvas siguientes nos muestran los tiempos de fusión máxima para fusibles del tipo "T" y "K".

FIGURA 15

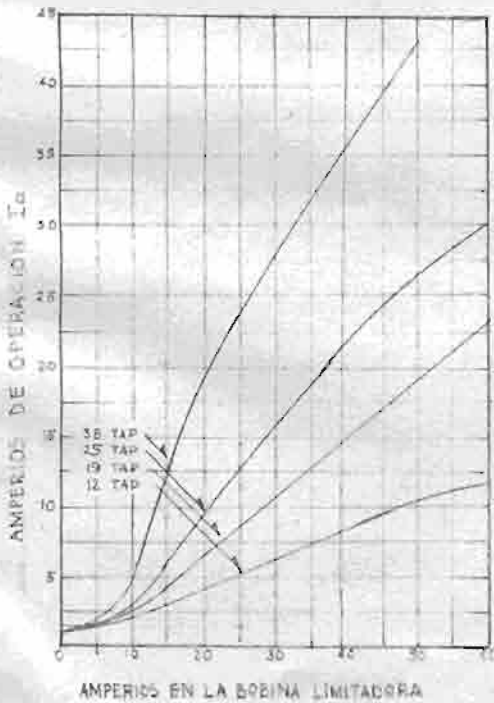


(a)

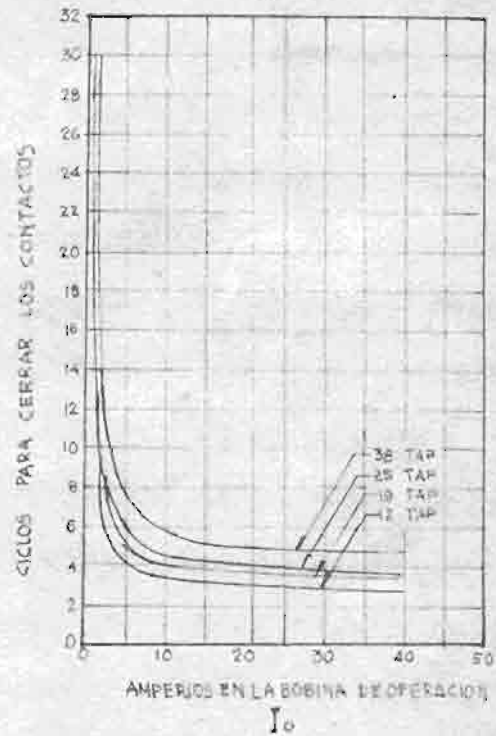


(b)

FIGURA 16



(a)



CURVAS TÍPICAS DE TIEMPO

(b)

CURVAS TÍPICAS DE OPERACION

FUSIBLES TIPO "K"

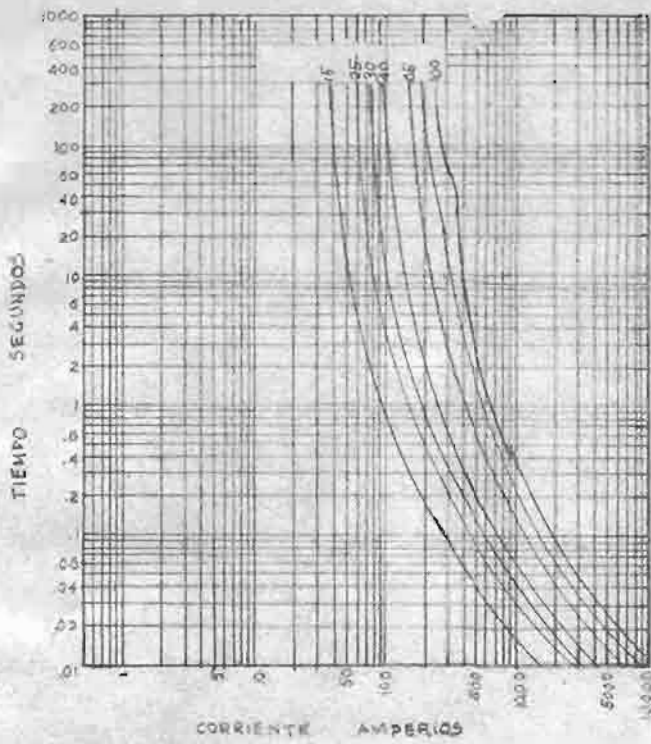
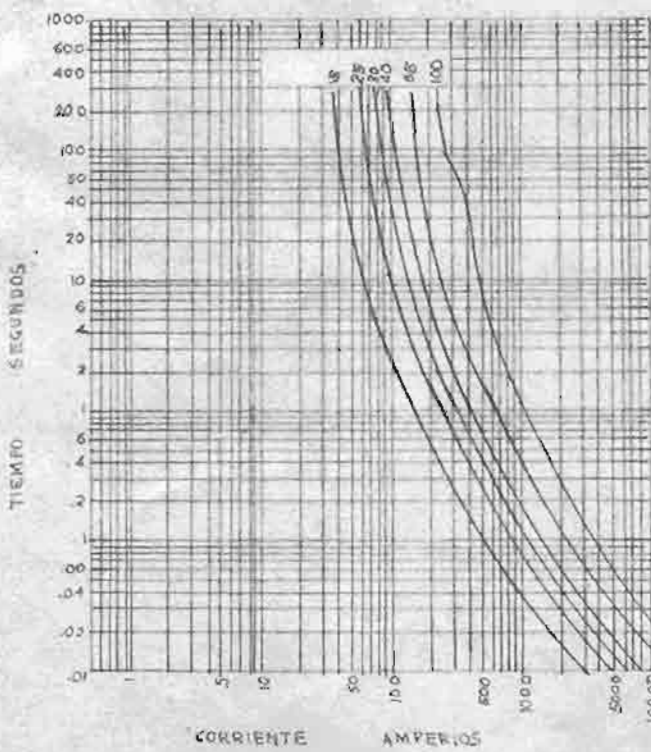


Figura 17

FUSIBLES TIPO "T"



RELES DEL TIPO DE SOBRECORRIENTE

Utilizaremos los relés de sobrecorriente asociados con el IA general de la subestación, tanto para la protección del transformador de poder contra sobrecorrientes exteriores, como también para protección de retaguardia de la subestación, esta protección tiene gran importancia ya que pueden ocurrir fallas dentro de la subestación misma, sea provocadas por agentes extraños como serían animales o personas, sea por errores cometidos por el personal, como sucedería en el caso de desconectar los suiches bajo carga. Si bien es cierto que las fallas en las barras no son comunes, pero tendrían efectos más desastrosos ya que un despeje de una falla en las barras ocasionaría que salga de servicio toda la subestación, la salida de esta "carga" del circuito de alimentación general puede causar trastornos en el sistema que pueden hacer funcionar a los relés que protegen las líneas principales de alimentación.

La protección de las barras también puede ser del tipo diferencial con relés de sobrecorriente, pero tanto el aumento de precio que ocasionaría este equipo, así como el hecho de que esta subestación está coordinada con las subestaciones sur y norte harían innecesario este tipo de protección, a más que como se vió este tipo de pro-

tección está expuesto a fallas que pueden interrumpir el servicio.

Los relés estudiados corresponden al tipo de sobrecorriente instantáneo, al hacer un estudio comparativo de las características de los relés de sobrecorriente de la casa Westinghouse, cuyas características se muestran en la fig. 18 se ha llegado a la conclusión de que las mayores ventajas pueden ser obtenidas de las características de tiempo inverso, principalmente porque los otros dispositivos de protección de sobrecorriente también tienen características de tiempo inverso y la coordinación se facilita cuando todos los dispositivos tienen iguales características en las curvas de tiempo corriente, los relés de la fig. son pues el CO-6 cuyas características de tiempo corriente son del tipo de tiempo mínimo definido, el CO-7; moderadamente inverso, el CO-8; inverso, CO-9: muy inverso y el CO-11 extremadamente inverso, las curvas están dibujadas en función de tiempo y múltiplos de la corriente de arranque del relé y se notará que el tiempo de operación varía con la magnitud de la corriente, así si comparamos el tiempo de operación de los relés en valores de corrientes equivalentes a dos veces la corriente de arranque obtendremos los siguientes resultados: CO-6: .33 segs.; CO-7: .75 seg.s; CO-8: 2.5 segs; CO-9: 3.0seg.s y CO-11: 10.0 segs.

La coordinación de estos relés debe ser hecha en la porción más inversa de la curva, la razón de esto es que una vez alcanzado el valor de corriente de arranque del relé, el torque que hace funcionar a éste puede ser tan bajo que cualquier pequeña fricción puede hacer que el relé no opere o puede aumentar el tiempo de operación en una manera tal que operen los relés que controlan la línea de alimentación principal. Y en otros casos aunque el relé cierre sus contactos, la presión de los contactos puede ser tan baja, que pequeñas imperfecciones en los contactos pueden no permitir un buen contacto eléctrico y esto es particularmente verdadero en los relés de tiempo inverso, en la práctica para la aplicación de este tipo de relés cuando se quiere que su operación sea eficaz, la magnitud de corriente que comience a hacer funcionar el relé debe ser un poco menos que 1.5 veces la corriente de arranque, por esta razón algunas curvas muestran valores menores que 1.5 la corriente de arranque.

Las curvas de tiempo corriente de la fig. 19 que son del tipo inverso, pueden ser usadas no solamente para estimar cuánto tiempo deberá tomar el relé para cerrar sus contactos para un valor cualquiera de múltiplo de corriente de arranque, sino también a qué distancia el disco del relé irá a la posición de cierre de los contactos, dentro de un intervalo de tiempo. Así por ejemplo si asumimos que

vamos a utilizar la curva No. 5 y que el múltiplo de la corriente de arranque es 3 , se vé que el relé cierra sus contactos en 2.45 segs, se vé asimismo que para este mismo valor de corriente de arranque el relé cierra sus contactos en 1.45 segs. si se usa la curva 3 . En otras palabras, en 1.45 segs. el disco recorre una distancia correspondiente a 3 divisiones del dial de tiempo o $3/5$ de la distancia total para cerrar sus contactos.

Este método de análisis es utilizado para determinar cuándo un relé debe arrancar y también para estimar qué tiempo de retardo puede crearse cuando no existe la corriente correcta.

DIFERENCIA ENTRE LOS TIEMPOS DE OPERACION DE LOS RECLOSERS Y LOS RELES DE PROTECCION DE RETAGUARDIA.

Utilizando un diagrama esquemático que muestra la localización del equipo de protección, vamos a establecer cuál debe ser la máxima diferencia entre los tiempos de operación de los reclosers y los relés de sobrecorriente para asegurar la selectividad.

Para una falla tal como la que se muestra en la fig. 8 debería funcionar en el primer instante, el reclosers que corresponde al feeder donde se ha producido la falla, en otras palabras , debería energizarse la bobina de so-

bre corriente del recloser y accionar luego el interruptor que sacará de servicio a la línea, después que el recloser haya completado su ciclo de reconexiones, antes que el relé automático de la subestación se dispare accionado por sus relés.

Podemos expresar el tiempo requerido para que operen los relés de retaguardia, en términos del tiempo de operación de los reclosers por medio de la siguiente fórmula:

$$T_1 = t_{r1} + t_{r2} + t_{r3} + B_2 + O_1 + F$$

Donde T_1 es el tiempo de operación del relé de retaguardia .

t_{r1} , t_{r2} y t_{r3} : tiempos de los ciclos de operación de los reclosers.

B_2 : tiempo de interrupción del cortocircuito por el IA del recloser.

O_1 : tiempo de sobrecarga de los reclosers

F : tiempo como factor de seguridad.

El tiempo de sobre-carrera puede variar según los tipos de relés, pero para características de tiempo inverso se estima ese valor en 0.1 seg. El tiempo de seguridad se puede tomar de acuerdo a las variaciones normales que se esperan en los otros tiempos y un valor de 0.2 a 0.3 segs. más el del factor de seguridad que puede ser tomado del mismo orden nos dan suficiente seguridad.

FIGURA 18

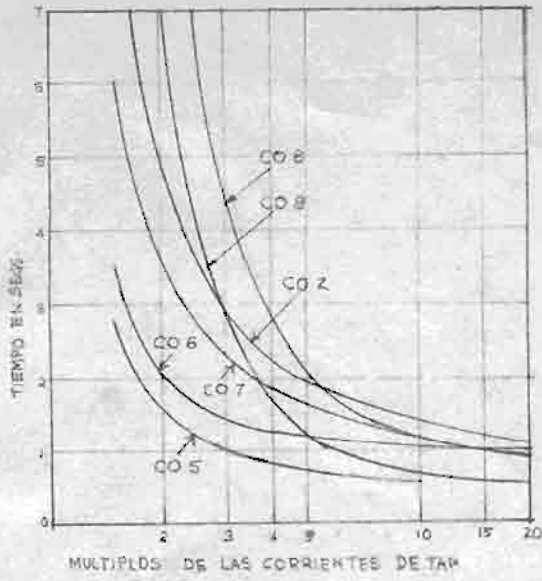
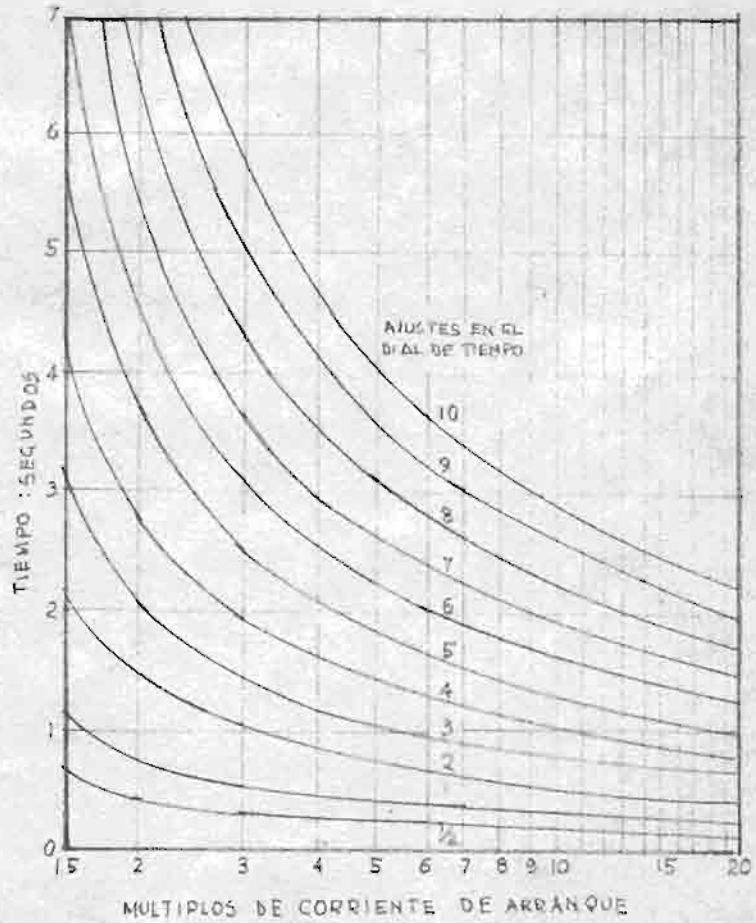


Figura 19



INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Su objetivo principal es establecer o cortar la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, por lo tanto mediante estos dispositivos se pueden poner o retirar de servicio: motores, generadores, líneas eléctricas, también uno de sus principales objetivos es interrumpir el servicio cuando se producen sobrecorrientes, esta interrupción deberá ser hecha automáticamente mediante los dispositivos que para el efecto se añadirán a los IA.

Debido a la gran tensión de funcionamiento y a las grandes corrientes que deben ser interrumpidas, al separarse los contactos se forma un arco entre éstos y de la forma y el tiempo en que desaparece el camino ionizado que mantiene al arco depende del tipo de construcción del interruptor. La corriente interrumpida por el tipo mismo de defecto es fuertemente inductiva, presentando la tensión y la corriente un desfase bastante grande, razón por la cual no pueden ser anuladas al mismo tiempo, esto desfavorece la extinción del arco, ya que al pasar por cero la corriente subsiste la tensión, el funcionamiento del interruptor debe estar previsto para que realice su cometido con un desfasaje mínimo, que está señalado en las normas de las pruebas a que se someten los IA.

TIPOS DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Dadas las características que tienen el IA a estudiarse, consideraremos únicamente dos tipos; estableciendo al mismo tiempo las ventajas y desventajas de cada uno de ellos:

Los IA de alto voltaje en los EE UU son del tipo de aceite, mejor dicho los dispositivos de interrupción del arco están sumergidos en aceite. En Europa se ha utilizado tanto para instalaciones interiores como para exteriores los IA del tipo neumático.

En instalaciones relativamente pequeñas y que trabajan con tensiones medianas no es apropiado el uso de interruptores neumáticos, sobre todo por el costo del equipo productor de aire comprimido que acciona al interruptor, máxime si como sucede en nuestro caso que utilizaremos un sólo IA general.

Podría presentarse el peligro de incendio o explosión, pero se puede utilizarse el tipo de IA de pequeño volumen de aceite, o aceites del tipo inerte-en o askarel prácticamente incombustibles. Pruebas de funcionamiento y estadísticas demuestran que el tipo de IA sumergido en aceite ha funcionado perfectamente en todos los casos y en cambio en caso de fallar el equipo suministrador de aire comprimido y de no ser suficientemente apropiado el

Interruptor no podría funcionar. Además en nuestro medio el tipo de interruptor neumático es poco conocido.

Los interruptores neumáticos tendrían la ventaja de cortar el arco con mayor rapidez y se prestan muy bien para la coordinación con tipos de relés de distancia rápidos, pero este tipo de relés no ha sido proyectado en la instalación. Esta misma propiedad hace que los contactos duren más ya que el metal no tiene tiempo de vaporizarse en los puntos de unión, los gastos de mantenimiento serán por lo tanto más bajos, sin embargo el sólo hecho de tener que instalar un equipo productor de aire comprimido elimina la posibilidad de utilizar interruptores neumáticos.

CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS IA

Dispositivos de interrupción.- Los dispositivos modernos de interrupción tienen dos tipos de diseños principales: el De-ion y el tipo soplo de aceite (oil blast), desde luego hay variaciones para cada tipo.

El tipo De-ion consiste de piezas de acero separadas por piezas aisladas, tales como mica o herkolite, la forma aproximada de estas piezas es la de un pata de caballo, los contactos pasan a través de un espacio dejado en esta pieza de forma de pata de caballo que están

Interruptor no podría funcionar. Además en nuestro medio el tipo de interruptor neumático es poco conocido.

Los interruptores neumáticos tendrían la ventaja de cortar el arco con mayor rapidez y se prestan muy bien para la coordinación con tipos de relés de distancia rápidos, pero este tipo de relés no ha sido proyectado en la instalación. Esta misma propiedad hace que los contactos duren más ya que el metal no tiene tiempo de vaporizarse en los puntos de unión, los gastos de mantenimiento serán por lo tanto más bajos, sin embargo el sólo hecho de tener que instalar un equipo productor de aire comprimido elimina la posibilidad de utilizar interruptores neumáticos.

CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS IA

Dispositivos de interrupción.- Los dispositivos modernos de interrupción tienen dos tipos de diseños principales: el De-ion y el tipo soplo de aceite (oil blast), desde luego hay variaciones para cada tipo.

El tipo De-ion consiste de piezas de acero separadas por piezas aisladas, tales como mica o herkolite, la forma aproximada de estas piezas es la de un pata de caballo, los contactos pasan a través de un espacio dejado en esta pieza de forma de pata de caballo que están

contactos del relé están en paralelo con la bobina de disparo, por consiguiente cuando fluyen grandes sobrecorrientes, es una corriente proporcional en el embobinado secundario el que hace abrir los contactos del relé, abiertos los contactos en paralelo del relé, se permite a la corriente total fluir por las bobinas secundarias en serie que son las que abren el IA. Estos 3 tipos de disparadores se muestran en las figs. 20 a, b y c.

Las bobinas en serie o de corriente tienen algunas desventajas comparadas con las bobinas de disparo de potencial, ya que para éstas se necesitan conductores de secciones grandes. Donde la seguridad es más esencial, el disparo de potencial de corriente continua es mayormente utilizado, cuando se utiliza una bobina de disparo de corriente alterna energizada de la misma fuente que el circuito protegido, un cortocircuito grande cerca del IA puede reducir el voltaje a un valor tal que no pueda operar a la bobina, para evitar esto se puede utilizar una fuente de potencial separada y completamente independiente, como podría ser un banco de baterías. Una bobina de disparo de CC puede disparar un IA en un circuito polifásico de CA, pero un mínimo de dos relés de sobrecorriente, se necesitan para asegurar que el IA se dispare para cualquier condición de falla, como se muestra en la fig. 21.

formadas por piezas alternadas de acero separadas por piezas aisladas, las llamadas rejillas de desionización rodean los contactos y el arco es impulsado lateralmente hacia bolsas de aceite en las cuales se produce una evaporación de este aceite, estos gases son impulsados transversalmente a través de los gases conductores del arco y los desionizan y extinguen el arco, el arco se extingue antes que los contactos hayan salido de las rejillas.

En el tipo de soplo de aceite, este es forzado a través de la corriente del arco, estableciéndose de esta manera la estabilidad molecular y apagándose el arco.

TIPO DE CONTROL.- Son clasificados principalmente de acuerdo a la manera como se efectúa el cierre;

Mecanismo operado eléctricamente: el cierre puede ser efectuado por medio de un motor eléctrico o por medio de un solenoide alimentado desde una fuente exterior.

Mecanismo de energía almacenada: el cierre lo puede efectuar por ejemplo un resorte previamente calibrado, un volante previamente acelerado, etc., la energía para estas operaciones la puede suministrar un motor eléctrico o manualmente, etc.

Mecanismo neumático: el cierre se efectúa por medio de un pistón actuado por aire comprimido.

De estos tipos de mecanismos los más utilizados son

los de tipo operado eléctricamente y de estos el de tipo solenoide es más popular, este mecanismo utiliza un solenoide fuerte para cerrar el IA y otro más pequeño para dispararlo y abrirlo, su principal ventaja es la rapidez de su funcionamiento que como se verá luego tiene gran importancia para el funcionamiento general del sistema, por otro lado no hay excesiva energía cinética al finalizar el movimiento de cierre, que hace innecesarios amortiguadores o apagachispas de mayor tamaño, que da como consecuencia una disminución en el costo. El solenoide consiste de un devanado hecho en un núcleo de hierro que rodea una barra movable o un pestillo. La corriente que fluye a través del bobinado magnetiza el núcleo de hierro el cual atrae y alza al pestillo. Estas bobinas pueden ser de potencial o corriente. En algunos casos donde la corriente y el voltaje son bajos y no se necesita un control exacto del tiempo de retardo, se pueden utilizar bobinas de disparo en serie a través de las cuales fluya directamente la corriente de línea. En otros casos se puede utilizar transformadores de corriente que disminuya proporcionalmente la alta corriente de la línea para que el costo y tamaño de las bobinas de disparo no sea muy grande. Asimismo los mecanismos de disparo pueden ser utilizados conjuntamente con transformadores y relés, los

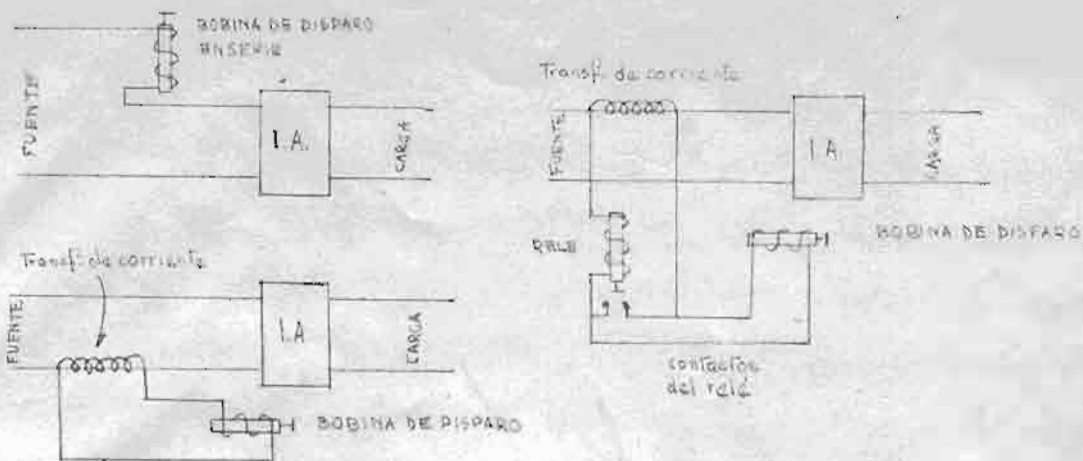


FIGURA 20

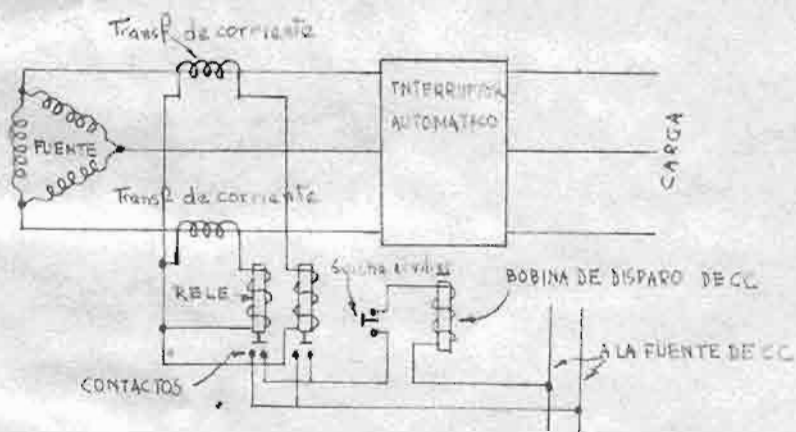


FIGURA 21

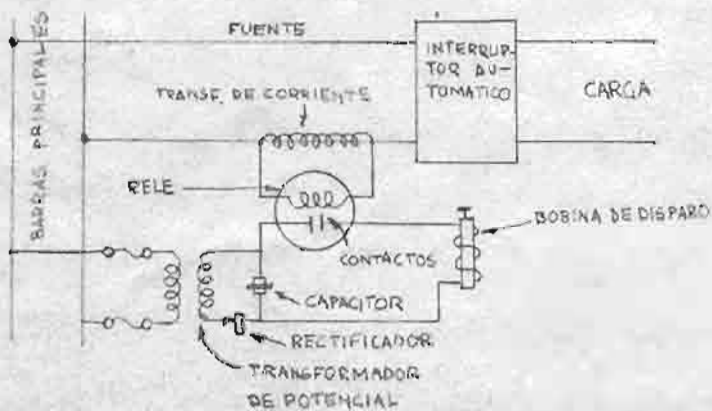


FIGURA 22

Un banco de baterías adicionales tiene la desventaja de requerir un equipo adicional considerable a más de que su mantenimiento requiere un constante chequeo para verificar que esta fuente de suministro es eficaz en cualquier ocasión y este costo de equipo y de mantenimiento se justifica sólo en grandes subestaciones donde una sola fuente de baterías pueda suministrar energía a varios dispositivos, en pequeñas subestaciones es mejor obtener esta energía de otras fuentes, como serían:

Un transformador derivado de las barras principales y que alimenta a un rectificador de tipo seco. Un tipo de estos rectificadores utiliza discos de óxido de cobre, los cuales tienen la propiedad de tener baja resistencia al flujo de corriente en una dirección y alta resistencia en dirección contraria.

Uno de los métodos más satisfactorios para la utilización de CA para el disparo de IA, es el método del capacitor de disparo (capacitor tripping), el cual no es afectado por la caída momentánea de voltaje de CA, cuando ocurre un cortocircuito en las cercanías de la subestación. El método del capacitor de disparo utiliza relés de sobrecorriente, un rectificador de tipo seco y un capacitor, ver fig. 22, en el cual el capacitor de CC, es cargado por el capacitor cuando las condiciones son normales, pero no fluye corriente a través de la bobina de disparo,

bajo condiciones de falla cuando la corriente en la línea hace que los contactos de los relés se cierren, el capacitor cargado se descarga a través de la bobina de disparo y dispara al IA.

En la mayoría de los casos el disparo del IA, está controlado por relés, donde no se requiere mayor exactitud en la corriente de disparo o si el tiempo de retardo no tiene mayor importancia o no va a ser coordinado con otros dispositivos de protección, se utiliza el relé de tipo plunger, donde se utiliza el tipo de disparo de bobinas en serie sin usar relés de sobrecorriente, el valor de corriente mínima para efectuar el disparo puede ser variado desde el 50 hasta el 200% de la corriente nominal. El relé de tipoplunger opera para un valor mínimo de corriente definida o para una operación retardada de tiempo inverso.

Donde se requiere gran exactitud, se usan relés de sobrecorriente del tipo de inducción. Si fluye suficiente corriente a través de las bobinas de corriente del relé, el torque desarrellado gira al disco hasta topar el contacto móvil del disco con el contacto estacionario y energiza el circuito de disparo del IA. La corriente mínima de disparo a la cual el relé cierra sus contactos se varía por medio de los taps de la bobina de corriente. El tiempo de retardo en el cierre de los contactos es seleccionado por el cambio de posición de una palanca que controla la

distancia del contacto móvil en su movimiento. La corriente de línea a la cual el relé deberá arrancar y cerrar sus contactos es igual a la relación de transformación del T de C, multiplicada por la capacidad nominal de corriente del relé, por ejemplo en un T de C de una relación de 300/5, cuando se utiliza el tape de 6 amperios, la corriente mínima a la cual el relé cerrará sus contactos es: $300/5$ veces \times 6 amps: 60×6 : 360 amps.

Además el IA debe poseer dispositivos especiales que permitan al interruptor ser operado manualmente, para el caso de falla del mecanismo automático de disparo y permitir al mismo tiempo el chequeo del funcionamiento mecánico del IA.

BUSHINGS O PASATAPAS.- Los bushings aíslan los conductores que atraviesan la parte superior del IA, hay dos tipos de bushings el tipo lleno de aceite y el tipo condensador. La porcelana de los bushings del primer tipo es hueca y llena de aceite separados por tabiques delgados aislantes, tiene una barra metálica que se extiende de un lado a otro y que sirve de conductor.

Los bushings del tipo condensador se componen de varias capas alternadas de aislamiento y láminas metálicas muy finas arrolladas y apretadas fuertemente alrededor de las barras conductoras. Este tipo de bushing tiene mayores

ventajas que el anterior ya que la disposición permite una distribución más uniforme del voltaje sobre todas las superficies de las capas aislantes y de esta manera reduce la tendencia a la perforación en cualquier punto sobre todo en aquellos puntos próximos al tanque de IA..

TANQUE.- Los tanques para IA de alto voltaje son fabricados de acero y tienen forma cilíndrica, por lo general de un espesor de 1/4 al 1/2". Poseen armazones de acero que los soportan y a la vez permiten fijarlos a bases de hormigón. Los IA según su capacidad pueden ser de un sólo tanque o de tres tanques uno para cada fase.

CONTACTOS.- Los contactos son los componentes mayormente sujetos a deterioros y para facilitar su renovación y reducir los costos de este reemplazo, se emplean frecuentemente dos puntos paralelos de contacto: los contactos principales diseñados para soportar la corriente nominal y las corrientes nominales de cortocircuito sin calentarse excesivamente son los primeros en abrirse y los últimos en cerrarse para evitar que el arco los deteriore y los contactos auxiliares o apagachispas son los primeros en cerrarse y los últimos en abrirse están sujetos por lo mismo a los efectos del arco y de la chispa.

De acuerdo a los constructores los contactos generalmente tienen los siguientes diseños:

Tipo butt (tipo de tope), el contacto entre los vástagos

puede ser entre dos superficies planas o semiesféricas y semi cilíndricas con superficies planas, usándose esta forma tanto para los contactos principales como para los auxiliares, este contacto tiene la ventaja que se abre más rápidamente que los otros tipos ya que se necesita sólo un pequeño desplazamiento para separar los contactos.

Tipo de contactos laterales, usados también para contactos principales y auxiliares, los contactos fijos son en forma de dedos que se ajustan mediante resortes a los contactos móviles. Con este tipo de contactos se pueden hacer varias formas y disposiciones, de los cuales una forma muy utilizada es la de un contacto sólido y el otro consistente en varias láminas de cobre unidas y que se ajustan al otro contacto mediante un muelle; a este contacto se le llama también cepillo y en el tipo de contacto de cepillo invertido las fuerzas magnéticas de la corriente tienden a apretar a los contactos contra las superficies lisas. Este tipo de contacto se utiliza en interruptores de grandes capacidades nominales de más de 2.000 amperios. Existen otros tipos de contactos para usos particulares que no vamos a mencionarlos.

NORMAS AMERICANAS PARA INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.

Las características nominales standards para los IA

son definidos por las normas ASA, AIEE y NEMA. No vamos a revisar aquí detalladamente estas normas, sino a discutir los factores principales que deberán tomarse en cuenta al seleccionar los IA.

VOLTAJE NOMINAL.- En general los fabricantes señalan para los IA un voltaje nominal para el cual ha sido diseñado y también se indica un voltaje máximo de diseño el cual nos señala el voltaje máximo de operación. Estos voltajes nominales standards están en términos de voltaje de línea a línea en sistemas trifásicos y en todos se señala que son para alturas de 3.300 pies o menos. Indicándose en estas mismas normas que se puede utilizar equipo standard para mayores alturas si se utilizan los siguientes factores de corrección:

Altitud en pies	Factor de corrección para el voltaje
3.300	1.00
4.000	0.98
5.000	0.95
10.000	0.80

De acuerdo a este cuadro deberíamos utilizar el factor de 0.80 para obtener el voltaje nominal de nuestro IA.

Las normas ASA 637.6, señalan asimismo los voltajes nominales para impulsos de onda, que nos servirán

principalmente para el estudio de la coordinación de aislamiento. Según estas normas se deben utilizar los mismos factores de corrección señalados anteriormente para cuando el IA va a ser utilizado en alturas mayores que 3.300 pies.

FRECUENCIA.- La frecuencia nominal del sistema es de 60 ciclos.

CORRIENTE NOMINAL CONTINUA.- Esta debe ser medida para operaciones de IA cuando la temperatura no excede los 40° C y a una altura sobre el nivel del mar no mayor que 3.300 pies. No tenemos para nuestro ambiente temperaturas mayores que 28°C y por lo tanto no nos preocupa este aspecto, afectándonos en cambio la altura sobre el nivel del mar y según las normas el equipo standard puede ser operado en alturas mayores que 3.300 pies si se reduce la capacidad nominal de corriente de acuerdo a la siguiente tabla:

altura en pies	factor de corrección para la corriente
3.300	1.00
4.000	0.996
5.000	0.99
10.000	0.96

También aquí deberemos utilizar el factor correspondiente a la altura de 10.000 pies.

CORRIENTE NOMINAL DE INTERRUPCION. MVA NOMINALES DE INTERRUPCION. TIEMPO DE INTERRUPCION. etc.

La corriente nominal de interrupción está basada en la corriente de rms (rating medium symmetrical) que existe en uno de los polos del IA en el momento en que se separan los contactos, este tiempo puede ser considerablemente menor que el tiempo de interrupción. Así mismo el valor de la corriente nominal de interrupción cuando existen voltajes diferentes del de operación nominal puede ser calculado por la siguiente fórmula:

Amps para un voltaje de operación: $\frac{\text{Amps a voltaje nominal} \times \text{voltaje nominal}}{\text{voltaje de operación}}$

$$\frac{\text{Amps a voltaje nominal} \times \text{voltaje nominal}}{\text{voltaje de operación}}$$

El voltaje de operación no debe exceder desde luego el voltaje máximo de diseño.

En las tablas de características standards para IA, se dan valores de la corriente nominal de operación con el voltaje de operación, así como también la máxima corriente nominal de interrupción con su correspondiente voltaje. Con estos voltajes y corrientes se obtiene un factor constante como resultado del producto entre voltajes y corrientes, factor que nos da los MVA nominales de interrupción.

SELECCION DEL INTERRUPTOR AUTOMATICO GENERAL

El interruptor automático general de la subestación según lo planeado irá en el lado de alta tensión del transformador, por lo tanto para seleccionar sus características debemos considerar las corrientes de cortocircuito en el lado primario.

Para determinar la capacidad de corriente nominal del LA, tenemos que considerar la capacidad del transformador de potencia que la fijamos en 10.000 KVA, consideramos luego que el transformador puede sobrecargarse hasta un 25% es decir que tendremos una capacidad de 12.500 KVA, por el factor de corrección de corriente debido a la altura y que es de 0.96 la capacidad aumentará en:

12.500 / 0.96 que aproximadamente 13.000 KVA, la corriente nominal normal a 46 KV tendrá pues un valor:

$$I = \frac{13.000}{46 \times \sqrt{3}} = 164 \text{ amperios}$$

La corriente de interrupción máxima la hemos obtenido del estudio de las corrientes de cortocircuito en el lado primario considerando una falla trifásica en condiciones subtransitorias según se explicó en el capítulo de estudio de las corrientes de cortocircuito, éste valor de corriente es de 3.500 amperios, a esta corriente debemos multiplicar-

le por el factor de 1.2 explicado así mismo en el estudio de las corrientes de cortocircuito y además debemos incluir el factor de 0.96 debido a la altura por lo tanto la corriente máxima de corto circuito a interrumpirse tendrá un valor de:

$$\frac{3.500 \times 1.2}{0.96} = 4.370 \text{ amperios}$$

Por lo tanto la capacidad de interrupción del IA en MVA será:

$$\text{MVA} = 46 \times 4,4 \times 3 = 350$$

Vamos a considerar ahora el voltaje nominal del IA, las normas americanas han standarizado los voltajes nominales de los IA y vemos que hay IA con voltajes de 46 y 69 KV, la tensión del sistema es 46 KV pero si nos atenemos a los factores que reducen la tensión nominal debido a la altura, este factor para una altura de 10.000 pies es de 0.8, por lo tanto si utilizamos IA de los standarizados en las normas americanas debemos escoger uno de 69 KV que multiplicado por el factor de 0.8 nos dará una tensión nominal de 55 KV.

De la tabla 3 de las normas ASA C37.6 - 1955 hemos obtenido las características del IA escogido, las que son:

KV nominales: 69

CORRIENTES NOMINALES EN AMPERIOS:

Corriente continua normal : 600
Corrientes de servicio corto { momentánea : 16.000
4 segundos : 9.000

CAPACIDAD NOMINAL DE INTERRUPCION

mva: trifásicos : 1.000

Amperios con voltaje nominal: : 8.400

Amperios máximos : 9.600

Tiempo de operación 8 ciclos.

RECONECTADORES AUTOMATICOS

Por datos estadísticos se ha demostrado que en redes aéreas, en la mayoría de los casos las fallas son de naturaleza temporaria, de manera que si el interruptor automático es reconectado inmediatamente después que ha sido disparado, el suministro total de energía es completamente restaurado, reduciendo las perturbaciones en el sistema al mínimo, por lo que se puede decir que el sistema de reconexión automática no sólo beneficia al cliente, sino también a la compañía productora de energía por reducción en el costo de mantenimiento y el incremento del factor de utilización de la planta productora de energía.

Debemos anotar que entre las causas que provocan los arcos momentáneos en líneas aéreas están: rayos, ramas de árboles en las líneas o pájaros u otra clase de animales, etc. El problema de los rayos requiere una especial atención que ha sido tratado en el capítulo referente a pararrayos, estos en la ciudad de Quito son más o menos frecuentes.

También de datos estadísticos se deduce que el número de interrupciones es más alta para el caso de redes con neutros conectados a tierra que aquellas con neutros aislados o puestos a tierra a través de una bobina de extinción, es esta una de las razones por las cuales se ha prestado gran atención al desarrollo de los reconectores

automáticos en los EE. UU, donde el tipo de red con neutro sólidamente unido a tierra es práctica corriente con el objeto de evitar sobre voltajes en la instalación.

Un dispositivo de reconexión automática cierra el interruptor automáticamente sin que haya necesidad de operación manual, después de que ha transcurrido un tiempo señalado esta operación puede ser repetida por 2,3 , 4 etc. etc. veces con tiempos entre la apertura y la reconexión diferentes según convenga al sistema.

La reconexión automática es practicada principalmente en dos casos: en líneas interconectadas de alto voltaje y en distribución radial primaria, cuyos feeders son alimentados desde un extremo. Para el primer caso, se utiliza una simple reconexión, si la falla persiste el circuito es abierto definitivamente y para el segundo caso el interruptor automático debe ser capaz de salir de servicio después de un ciclo de operaciones consistente en varias sucesivas reconexiones si la falla persiste el retardo en el cierre no puede ser necesariamente igual en los diferentes ciclos de reconexión y es regulable. El número total de reconexiones varía de acuerdo al aparato por lo general van de 1 hasta 5, pudiendo acomodarse el número de reconexiones según las conveniencias. Cuando el ciclo de operaciones ha sido completado sin que se haya restaurado el servicio, el dispositivo de reconexión deja al interruptor automático en posición de "abierto". En

algunos modelos después que se ha completado el ciclo de operaciones el interruptor queda nuevamente listo para comenzar un nuevo ciclo de reconexiones, de manera que el número de ciclos de operación puede ser ilimitado, en cambio en otros equipos debe haber operación manual para que se pueda efectuar un nuevo ciclo de operaciones, este sistema requeriría una mayor atención del personal que el primero.

RECONEXION AUTOMATICA EN REDES PRIMARIAS

El tiempo de reconexión total entre el momento en que aparece una falla y el momento de la reconexión es igual a la suma de los tiempos de operación del relé, si es que éste es sólo uno y el tiempo de reconexión del interruptor, siendo este último la suma total del tiempo de interrupción del IA, el tiempo de retardo para el cierre, si es que se ha fijado este retardo y el tiempo de reposición del aparato. Es muy importante reducir el tiempo de reconexión a un mínimo, pero esto depende exclusivamente del tipo de instalación: para líneas de alumbrado o de fuerza que no incluyan motores sincrónicos, la operación se restaura normal y automáticamente después de una reconexión, pudiendo tolerarse interrupciones relativamente largas. Los motores asincrónicos permiten interrupcio-

nes entre 0.5 y 1 segs. de acuerdo a la reducción permisible de su velocidad. Para el caso de que haya motores sincrónicos en las instalaciones la duración de la interrupción debe ser lo menor posible ~~si~~ se quieren que estos motores se salgan de "paso". Las consideraciones anteriores fijan el límite superior del tiempo de reconexión, pero existen también un límite inferior, éste se determina por el momento cerca del cual se extingue el último arco entre los contactos del interruptor y el momento cerca del cual el interruptor automático se reconecta, con esto se quiere decir que debe existir un tiempo suficiente para permitir que el camino ionizado formado por el arco desaparezca, permitiendo que el voltaje de recuperación no sea suficiente como para restaurar el arco.

de
El tiempo de ionización del camino del arco es en extremo variable, éste generalmente se incrementa con el voltaje del sistema y la corriente del arco es mayor en condiciones de calma, especialmente cuando no hay viento.

Sin tomar en cuenta la posibilidad de alimentación inversa que puede provenir de los motores sincrónicos, los cuales dicho sea de paso, son de uso bastante restringido, y asumiendo que el tiempo necesario para deionización del camino del arco es de 0.25 segs, se puede decir que el tiempo mínimo que debe permitirse entre el momento final en que se apaga el arco en el IA y el momento en que los contactos se toquen nuevamente variará de acuerdo al

tipo de carga aproximadamente entre 0.25 y 0.40 sgs. Generalmente en los interruptores automáticos para motores, son previstos para que disparen con voltajes menores que los nominales, estos disparos si no son de acción retardada operan en tiempos de 0.1 y 0.2 sgs, esto es antes que la interrupción automática pueda funcionar, si se quieren evitar la desconexión de estos motores debería recomendarse el uso de disparadores del tipo de bajo voltaje con tiempo retardado, desde luego la temporización debe ser considerada para todos los casos individuales en un orden de magnitud que puede ser de 1 a 3 segundos.

Los ciclos de operación antiguamente muy frecuentes consistían en tres operaciones de reconexión con intervalos de tiempo de 15, 30 y 75 sgs, entre el momento de la energización del disparador y la reposición de los contactos del IA. Un intervalo de 15 sgs. representa ya una ventaja en lo que se refiere a la reducción de la duración de la interrupción, sin embargo debe haber aún mayores reducciones ya que esto puede ocasionar graves trastornos en el equilibrio del sistema. Y es por esto que al escoger las características de funcionamiento de los relés se debe hacer los ajustes en la secuencia de operación de manera que la primera operación sea del tipo "instantáneo" esto es que el tiempo de desconexión ha sido reducido al valor de tiempo estricto para deionizar el camino del arco.

Estadísticas hechas en EE UU muestran que en reconectadores, correctamente mantenidos, que para operaciones de reconexiones sucesivas del orden de : 0-15-120 segs, así como también para 15-45; 60-60 y 120 se. , y tomando como base 1.000operaciones en redes de hasta 44 KV las operaciones han sido como siguen:

Primera reconexión:	88,7%
segunda reconexión:	4,5 %
tercera reconexión:	1,3 %
falla persistente:	5,5%

La capacidad nominal de interrupción de los reclusers, debe ser reducida si se hace el ciclo de reconexión más severo que el ciclo standard de operación nominal, esto se hace de acuerdo a un factor que depende principalmente del número de operaciones y el acortamiento de los intervalos.

TIPOS DE RECONECTADORES AUTOMATICOS

Como mencioné anteriormente , la reconexión automática es aplicada únicamente en dos casos; en líneas interconectadas de alto voltaje y en distribución radial primaria, y las características de reconexión difieren en ambos tipos de aplicación ya que mientras para el primer caso es necesaria solamente una reconexión luego de la

cual el IA es abierto definitivamente, en el segundo caso puede que se necesite más de una reconexión, los reconectadores del primer caso tienen así mismo que estar en subestaciones que tengan personal permanente ya que la reposición para un nuevo ciclo de operaciones hay que hacerlo manualmente, los reconectadores de este tipo son interruptores automáticos standards a los que se le ha añadido un relé de reconexión automática.

Los reconectadores usados para el segundo caso desempeñan el papel de un interruptor automático y también dan protección contra sobrecorrientes en lugares donde la corriente a interrumpirse es relativamente pequeña. La capacidad de interrupción depende sobre todo del tamaño de la bobina en serie o de su capacidad nominal de corriente. Pero se construyen ahora los reconectadores con características tales que se puede variar la capacidad nominal de la bobina con un simple cambio de esta bobina, quedando el resto de equipo, así por ejemplo el tipo de recloser R de la casa Line Material, se fabrica con capacidades máximas de interrupción de 6.000 amps en sistemas de 4.8 KV y 4.000 amps para sistemas de hasta 14.4 KV, pudiendo utilizarse indistintamente bobinas con capacidades nominales de corriente de : 25,35,50,70,100,140,160,185,225 y 280 amperios.

La operación de reconexión es iniciada por acción

de un solenoides cuando existe una sobrecorriente fluyendo a través de las bobinas de operación en serie, el cual levanta un pestillo y separa dos contactos que están en serie con la bobina de operación y la línea, el arco se apaga en el aceite del reconectador.

La reconexión después del disparo está controlada por un dispositivo mecánico temporizado, el cual afloja la sujeción y permite caer al pestillo por la influencia de la gravedad y de un resorte y reenganchan los contactos de la línea principal, como se mencionó el primer disparo es siempre instantáneo y los disparos sucesivos pueden ser hechos con un tiempo definido de retardo o tiempo inverso de retardo con un tiempo mínimo para el disparo. El reclo-ser puede ser así mismo ajustado para desconectarse definitivamente después de una, dos, tres, etc., sucesivas desconexiones.

El reconectador automático no tiene un rango amplio de ajustes para corriente para operar el suiche que lo abre, como tiene el interruptor automático asociado con relés, ya que la corriente mínima de disparo está básicamente limitada por la capacidad nominal de la bobina de operación y así para las capacidades de bobinas anteriormente anotadas, las corrientes mínimas de disparo son siempre iguales al doble de la capacidad nominal de la bobina y en otros tipos de reconectadores esta corriente mínima fluctúa entre

el 175 y 250% de la corriente nominal de carga.

Los reconectadores automáticos previstos en la instalación general, bajo las barras de baja tensión, tendrán pues por objeto de evitar que en caso de falla en un circuito salga fuera de servicio toda la subestación y con su primer disparo casi instantáneo reducir la corriente de falla a cero evitando al mismo tiempo que los fusibles puestos en el lado de alta tensión en los transformadores se quemen cuando la falla ha ocurrido en las líneas de baja tensión, los disparos sucesivos pueden ser ajustados con un tiempo mayor de retardo y los fusibles pueden entonces fundirse si persiste la falla, seccionalizando sólo un pequeño tramo del feeder, antes que el reconectador pueda completar su ciclo de operaciones. Esta cualidad puede reducir el número de seccionamientos por fusión de los fusibles hasta en un 75%, ya que la mayoría de fallas de línea hacen que los fusibles se funden cuando no hay reconectadores y por lo general estas fallas son transitorias y de corta duración.

Creo también que si bien es cierto que los reconectadores detectan e interrumpen un buen número de fallas, deben incluirse dentro de éstas, las corrientes de falla provenientes de fallas de fase a tierra, especialmente si se trata como en nuestro caso de sistemas con neutro a tierra, esto se consigue equipando al reconectador con trans-

formadores de corriente y un solenoide de disparo a tierra. Los ajustes en el solenoide de disparo por falla a tierra deben ser mayores que las corrientes provenientes de los desbalanceamientos de los circuitos, la fig. 23 nos muestra cómo se conectan los transformadores de corriente al sistema de disparo por falla a tierra en un sistema Y conectado a tierra.

CARACTERÍSTICAS DE LOS RECONECTADORES AUTOMÁTICOS ESCOGIDOS

La corriente nominal para los reconectadores automáticos que se utilizarán en el proyecto, la obtenemos de los datos de capacidad asignados a los primarios que salen de la subestación, las mismas que se muestran en la Tabla I pág....., estas cargas son para la etapa inicial y para la etapa 10 años, partimos de los datos de carga para la etapa 10 años y en la cual las cargas asignadas son:

Primario A	:	1.300	KVA
Primario B	:	1.300	KVA
Primario C	:	2.900	KVA
Primario D	:	2.100	KVA

La diferencia de carga entre los primarios A y B con los primarios C y D se debe como se mencionó, a que en la etapa inicial, estos últimos tomarán la carga de la zona correspondiente a la Subestación # 11 y como se ha asignado

en el proyecto cargas más o menos semejantes a los primarios podemos tomar los 1.300 KVA como una carga normalizada para estos primarios, por lo tanto la corriente nominal para los reanectadores que protegen estos circuitos serán:

$$I = \frac{1.300 \text{ KVA}}{6 \times \sqrt{3} \times 0.96} = 130 \text{ amperios}$$

Los reanectadores automáticos según las normas americanas vienen standarizados bajo los siguientes valores de corriente nominal: 25,35,50,70,100,140,160,185,225,280 y 400 amperios.

Podemos escoger pues el reanectador de 140 amperios, la capacidad de interrupción de estos tipos de reanectadores es de 6.000 amperios con una tensión de 8.32 KV, es decir que estamos con seguridad con respecto a los 720 amperios de corriente de corto circuito calculada de acuerdo a la corriente de cortocircuito en el lado secundario, considerando la etapa última y en condiciones de máxima carga según la fórmula:

$$I = \frac{575 \times 1.2}{0.96} = 720 \text{ amperios}$$

La razón de los factores 1.2 y 0.96 fue explicada en el Ca

de IA. El problema se presenta ahora con respecto a la corriente mínima de disparo, todas las bobinas de sobreco-
rriente de los reconectadores están diseñadas para comenzar a funcionar con una corriente que es por lo general igual al doble de la corriente nominal del relé, por lo tanto en nuestro caso, tendríamos una corriente de disparo mínima de 280 amperios, al chequear las corrientes de cortocircuito producidas en las diversas etapas bajo condiciones de mínima y máxima carga vemos que para la etapa inicial y en el caso de producirse un cortocircuito bajo condiciones de mínima carga no habrá corriente suficiente para disparar el recloser aun siendo la falla contigua al reconectador, si la falla se produjese en un sitio más lejano tendríamos que la impedancia del circuito de transmisión, del transformador de distribución y si el cortocircuito es alejado del transformador la impedancia del circuito de distribución. A continuación vamos a ver tomando en cuenta las características de los circuitos el porcentaje de impedancia que se opondría a la corriente de cortocircuito para el caso de producirse un cortocircuito en un punto alejado de la subestación, consideraré primero la impedancia del circuito primario. Este circuito según los estudios, será con cable 1/0 AWG, con un espaciado entre conductores como se muestra en la fig. 25 y considerando un tramo de circuito de 3.000 metros que según el plano de distribución de los cir-

cuitos primarios sería la longitud mayor de estos circuitos, la distancia equivalente para la disposición indicada es según la fórmula de 84 centímetros, la resistencia para cable 1/0 AWC es 0.481 Ohmios/milla y la reactancia $X_a = 0.546$ y $X_b = 0.117$ la reactancia será de 0.657 ohmios por milla y la impedancia será de 0.813 Ohmios/milla, para la distancia de 3.000 metros y considerando los tres conductores la impedancia será de: 4.551 Ohmios.

Consideremos ahora las características de los transformadores de distribución: los más utilizados en sistemas de distribución por la EEQ son los transformadores de 50 KVA, el porcentaje de impedancia para este tipo de transformadores es de 5%.

Al estudiar las características de los circuitos de distribución, pasamos a hacer algunas consideraciones:

El sistema de distribución debe ser hecho con cables cuya sección pueda soportar normalmente los valores de corrientes de cortocircuito sin fundirse, los valores de corriente de fusión para los diversos calibres de cables no está perfectamente determinado, pero según el Cat. 50 de Burndy se establecen diversos valores de corriente para cables con una elevación de temperatura, consideramos los ca-

bles de calibre 4 y 2 AWG

Calibre	Capacidad nominal de corriente en Amps					
	10°C	20°C	30°C	40°C	50°C	60°C
4 AWG	80	110	135	160	175	190
2 AWG	105	150	185	220	245	265

Tomando en cuenta esta table y comparando estos valores con los de las corrientes de cortocircuito, creo que es conveniente utilizar para los circuitos de distribución una sección mínima de cable equivalente al del # 2AWG.

En los estudios de redes de distribución hechos en la EEQ, nunca se han tomado para efectos de cálculo circuitos radiales de más de 200 metros, si consideramos el cable # 2 AWG, la impedancia del circuito de baja tensión con una disposición de cables como se muestra en la figura 26 será: resistencia: 0.964 ohmios/milla; X_a : 0.239 Ohmios/milla X_d : con una distancia equivalente de 69,4 cm es de 0,115 Ohmios, milla, la reactancia es de 0.354 ohmios por milla y la impedancia total Z : 1,027 ohmios por milla, para los 200 metros y los tres cables esta impedancia es de 0.382 ohmios.

Para poner las impedancias anteriormente calculadas en la misma base que se ha utilizado para calcular las corrientes de cortocircuito usamos las siguientes fórmulas:

$$Z_{pu} = \frac{Z \text{ cable}}{Z \text{ base}} ; (1) \quad Z \text{ base} = \frac{\text{Voltaje base}}{I \text{ base}} (2)$$

$$I \text{ base} = \frac{\text{KVA base}}{\text{IV base}} (3)$$

La base de KVA adoptados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito es de 20 MVA con un voltaje de 46 KV, la corriente base utilizando la fórmula (3) da 435 amperios, la impedancia base utilizando la fórmula (2) da 0.106 ohmios y la impedancia del cable 1/0 AWG utilizando la fórmula (1) de Z_{pu} : 0.43.

Para encontrar la Impedancia en PU del transformador de 50 KVA, utilizamos la fórmula:

$$Z_{pu} = \frac{\%Z \times \text{KVA base}}{\text{KVA transf.}}$$

considerando el 5% para el transformador la impedancia en PU es de: 20 la impedancia del circuito de baja tensión ya calculada es 0.382 ohmios, para pasar esta impedancia al lado de alta tensión del transformador la multiplicamos por el cuadrado de la relación de transformación 6.300/210/121 o sea de 30 a 1, la impedancia en el lado de alta tensión será de 343 ohmios, la impedancia en PU, utilizando la fórmula (1) es de 3.33.

Como todos estos elementos están en serie la impe-

dancia de estos será $Z_{pu} : 0.43 \pm 20 \pm 3.33 = 23,76$

.Calculando las corrientes de cortocircuito con esta nueva impedancia obtenemos los siguientes resultados:

ETAPA INICIAL

Con mínima carga: 198 amperios

Con máxima carga: 305 "

ETAPA INTERMEDIA:

Con mínima carga: 222 amperios

Con máxima carga: 396 "

ETAPA FINAL:

Con mínima carga 324 amperios

Con máxima carga 396 "

ETAPA ULTIMA:

Con mínima carga: 365 amperios

Con máxima carga: 393 "

Del cuadro anterior se deduce que en las etapas iniciales e intermedias cuando se produzcan fallas con mínima carga no existirá suficiente corriente como para que funcione el reconectador automático, quedando la protección únicamente encomendada a los fusibles, los cuales si pueden fundirse con corrientes de ese orden en un tiempo más o menos corto

Si se utilizasen reconectores con corrientes nomi-

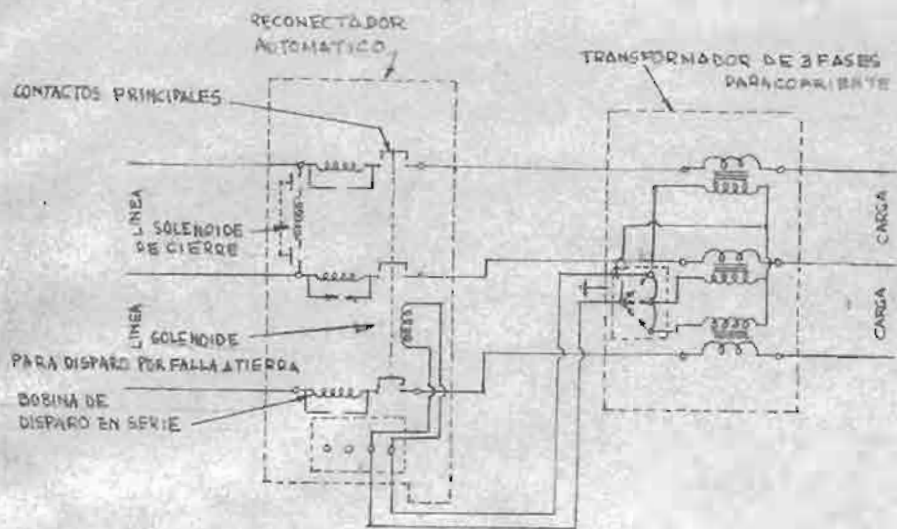


Fig. 23

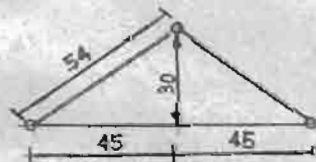


Fig. 24

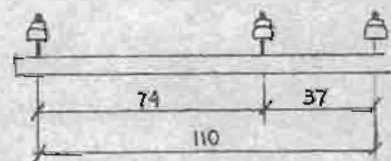


Fig. 25

nales de 100 amperios practicamente estaríamos en las mismas condiciones ya que la corriente mínima de funcionamiento es de 200 amperios la que no existe con mínima carga en la etapa inicial y si usamos bobinas de corrientes nominales de 75 amperios cuya corriente de arranque mínima es de 150 amperios, tenemos ya que el reconectador puede funcionar en cualquier condición del sistema pero esta corriente nominal es insuficiente para las necesidades del sistema en cualquiera de las etapas, por consiguiente utilizamos la bobina de 140 amperios.

COORDINACION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.

Como se mencionó , hay que hacer una coordinación entre todos los dispositivos de protección de sobrecorriente para que este tipo de protección resulte eficaz, tanto en lo que se refiere a la seguridad, como también a la selectividad que tanta importancia tiene para el sistema.

Como primera medida para la protección del servicio en la zona se ha subdividido la potencia total de la subestación en cuatro feeders o alimentadores principales, con esto, si uno sale de servicio podrán establecerse interconexiones de emergencia y volverá energizar por lo

menos a parte de este feeder desde la propia subestación misma o en el circuito de alimentación que sirve a la subestación, se ha previsto un circuito expreso desde la subestación No. 11 que terminará en las barras de baja tensión de la subestación Y energizará por lo tanto a todos los feeders.

Dentro del aspecto de protección misma habrán varias "líneas" de defensa: primero estarán los fusibles del lado de alta de los transformadores, luego los reconectores automáticos individuales para cada feeder y luego los relés de sobrecorriente asociados al interruptor automático general de la subestación, esto en cuanto a la protección de los feeders; el transformador estará así mismo protegido por varios dispositivos como se trató en el capítulo referente a la protección del transformador.

Vamos a revisar las características que deben tener todos los dispositivos de protección en cuanto a tiempo de funcionamiento para obtener coordinación y selectividad, basándonos en los relés de sobrecorriente, reclosers y fusibles para distribución aérea primaria, nos referimos a la fig. 27 en la que se muestran las curvas de tiempo corriente de estos dispositivos, estas curvas:

- 1) muestran y comparan el tiempo requerido por un relé de sobrecorriente con retardo de tiempo inverso, para cerrar sus contactos e iniciar el disparo del IA general.

- 2) el tiempo requerido para que el recloser efectúe su primer disparo instantáneo y las características de tiempo inverso de los sucesivos disparos retardados.
- 3) el tiempo requerido por fusibles de diferentes capacidades para operar con diferentes corrientes.

Estas curvas muestran que el relé puede cerrar en OC'' segs., cuando la corriente mínima de disparo OA fluye por las bobinas que inician la apertura del IA , para valores de corriente mayores que OA , los contactos se cierran en un tiempo menor que OG' , en proporción inversa al incremento de corriente.

Las curvas de tiempo corriente del recloser muestran que este puede iniciar su ciclo de operaciones en OE' segs cuando la corriente mínima de OD amps fluye por sus bobinas de operación, si la falla subsiste los disparos sucesivos del ciclo sacarán fuera de servicio al recloser en un tiempo relativamente mayor de OI' segs. El tiempo inicial de disparo del recloser decrece con el incremento de corriente así mismo por sus características inversas y se aproxima a la operación instantánea. Con valores de corriente de OD amps habrá una diferencia relativamente grande entre el tiempo de disparo inicial y final del recloser, como se ve si se compara el tiempo de OE' segs. para el disparo final, con el tiempo requerido para el dis

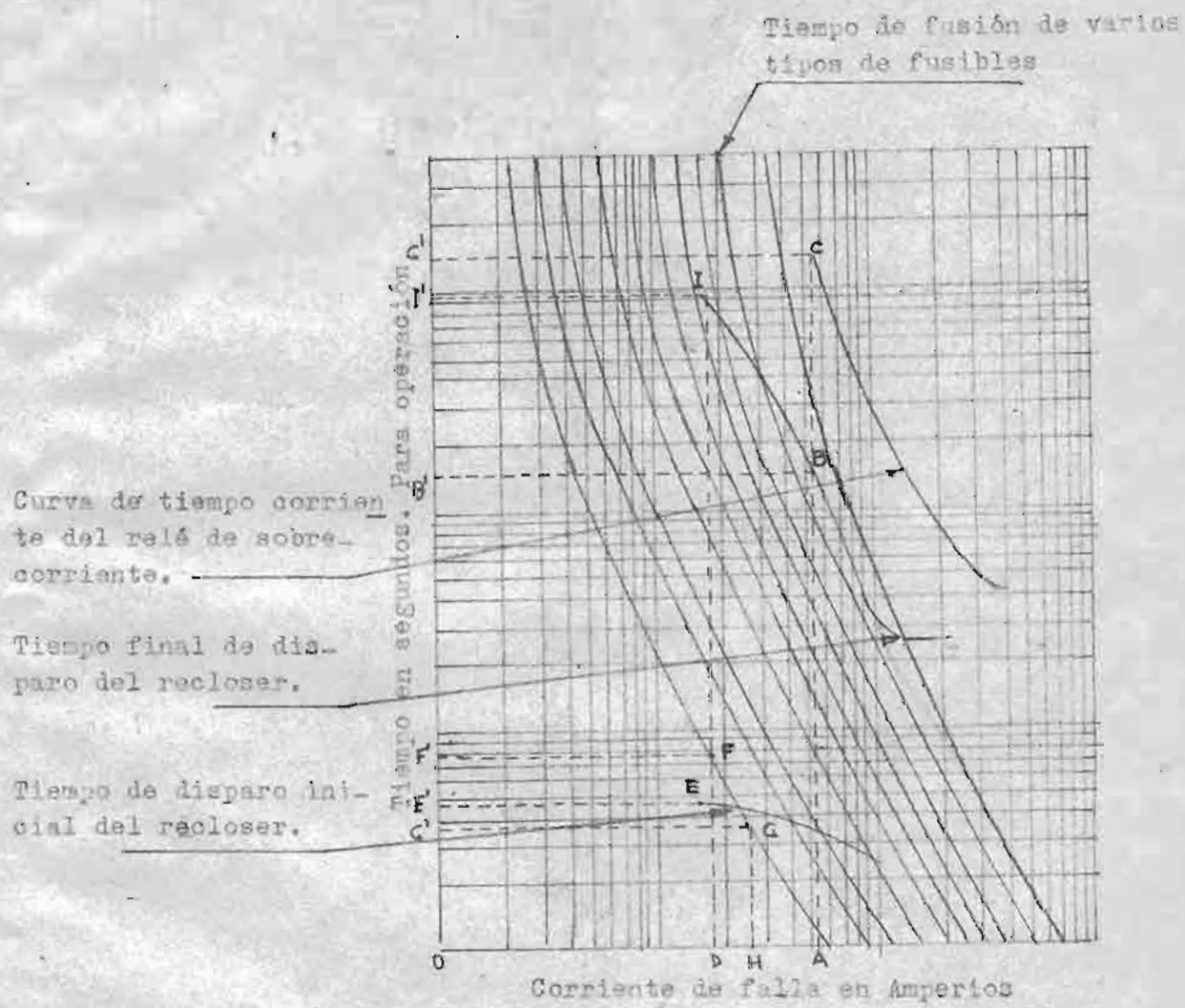


Fig. 27

paro final cuando fluye una corriente de 0A amps..

Como se mencionó todos los dispositivos deben ser coordinados de manera que ellos puedan operar en una secuencia establecida. Partiendo de las curvas mostradas en la Fig. anterior cualquier dispositivo cuyas curvas características de tiempo corriente estén totalmente a la izquierda de las curvas características del relé, se abrirán antes que el IA general de la subestación controlado por estos relés. Así mismo cualquier fusible cuyas curvas características de tiempo corriente caen dentro de las curvas características instantáneas del recloser y las curvas características de los disparos sucesivos podrán servir para la coordinación, con esto se consigue que si hay una línea fallosa, el recloser inicie su funcionamiento antes que se funda el fusible. Si el recloser se reconecta inmediatamente y si la falla no ha podido ser despejada, puede este reabriese nuevamente pero ya con un tiempo de retardo, podrá entonces fundirse el fusible antes que el recloser se reconecte nuevamente.

Todos los dispositivos de sobrecorriente deben tener un tiempo suficiente que permita su operación de manera que se obtenga la secuencia de funcionamiento prevista y los dispositivos restantes no puedan sobrecalentarse o dañarse.

La tira fusible se funde en un tiempo definido, pero

el tiempo que se demora para detener el flujo de corriente por completo es ligeramente alargado por el arco que se forma entre los extremos de la tira fusible fundida. El tiempo de fusión así como también el tiempo debido al arco puede ser mucho menor para corrientes altas que para corrientes provenientes de sobrecargas. En la selección de fusibles para coordinarlos en serie, se debe dejar una suficiente diferencia en capacidad, para permitir que el fusible de menor capacidad se funda antes que el de mayor capacidad, así mismo para la coordinación de fusibles entre sí, el tiempo de despeje del fusible menor, para cualquier corriente no debe exceder el 75% del tiempo de fusión del fusible, menor, así se obtendrá que estos funcionen sucesivamente en serie. Para tiras fusibles de hasta 200 amps usados en distribución primaria una diferencia de 25 amps en capacidad nos asegurará una selectividad y una coordinación satisfactoria en la mayoría de los casos.

Como los dispositivos adoptados tienen características inversas, el tiempo de operación normalmente decrece con el incremento de corriente y como están en serie la diferencia de tiempo para la coordinación se mide en fracciones de segundo, se puede adoptar diferencias de tiempo de operación entre los fusibles y los reclosers entre 0.10 y 0.25 seg.s

COORDINACION DE FUSIBLES Y RECLOSERS

Se presenta el problema en la coordinación de fusibles con recloser al comparar la necesidad de mantener el servicio y la necesidad de aislar la falla, como se estudió en el capítulo referente a reclosers. Los reclosers estudiados son hechos con una amplia gama de secuencias de operación, cuatro operaciones: tres operaciones de apertura-cierre seguida de una cuarta de apertura y desconexión han sido aceptadas generalmente como standards para la reconexión automática. Estudios hechos en los informes de AIEE, hoja 41-164, muestran que la tercera reconexión es necesaria ya que de no existir, las desconexiones innecesarias del recloser se aumentan en un 27%, así mismo según este estudio la tercera reconexión tiene importancia para efectos de coordinación con fusibles de líneas aéreas.

El tiempo mínimo de reconexión está limitado por el tiempo requerido por una falla temporal para despejarse y al mismo tiempo enfriar a los fusibles, un tiempo uniforme de reconexión de uno o dos segundos puede despejar la mayoría de fallas temporales.

Ya se mencionó que la apertura instantánea reduce la posibilidad de daños en el sistema y permite la coordinación con fusibles durante fallas temporales, también el recloser no se debe recalentar cuando estas corrientes du-

ran un tiempo largo, pero las aperturas con tiempo retardado son necesarias para permitir la fusión de los fusibles cuando la falla no se despeja, por lo tanto tendremos que combinar las aperturas instantáneas con las aperturas retardadas para obtener las características deseadas en la operación de estos dispositivos. Las secuencias más utilizadas son: una apertura instantánea y tres retardadas y la otra: dos instantáneas y dos retardadas, cada una de las cuales ofrece sus ventajas dependientes de las características del sistema, la primera de las secuencias ofrece mayores ventajas cuando como en nuestro caso la coordinación está hecha con fusibles en el lado de alta tensión de los transformadores de distribución, ya que si la falla es temporal bastará una sola operación instantánea para despejarla, mientras que en las otras se permitiría fundirse al fusible antes que la corriente de corto circuito cause daños al transformador. La otra secuencia de operaciones ofrece mayores ventajas cuando la coordinación es hecha con fusibles que protegen feeders laterales.

Los transformadores de distribución que actualmente sirven a la zona servirán inicialmente para este mismo objeto, aunque por la diferencia en las características y en las capacidades creo que convendrá standardizarlos en un menor número de tipos, así pues hay transformadores de:

3,5,10,15,24,36,37,5,50,60,75 y 90 KVA.

Si observamos las curvas de tiempo corriente de los reclosers (Fig. 28 veremos que inicia su operación instantánea cuando la corriente alcanza un valor igual al doble del valor de las corrientes nominal de la bobina del relé, como hemos escogido un valor de corriente nominal para la bobina de 140 amperios, el relé comenzará a funcionar cuando la corriente llegue a 280 amperios y lo hará en un tiempo de 0.1 seg. Si observamos ahora las curvas de tiempo corriente para los fusibles del tipo T y K, observamos que para este valor de corriente de 280 amperios, el tiempo de fusión para los diversos tipos de fusible son:

TIEMPO DE FUSION EN SEGUNDOS

Capacidad de Corriente	Tipo K	Tipo T
6	0,018	0,05
10	0,040	0,12
15	0,10	0,33
25	0,23	0,90
30	0,40	1,5
40	0,7	2,4
65	3,0	6,0
100	90,0	90,0

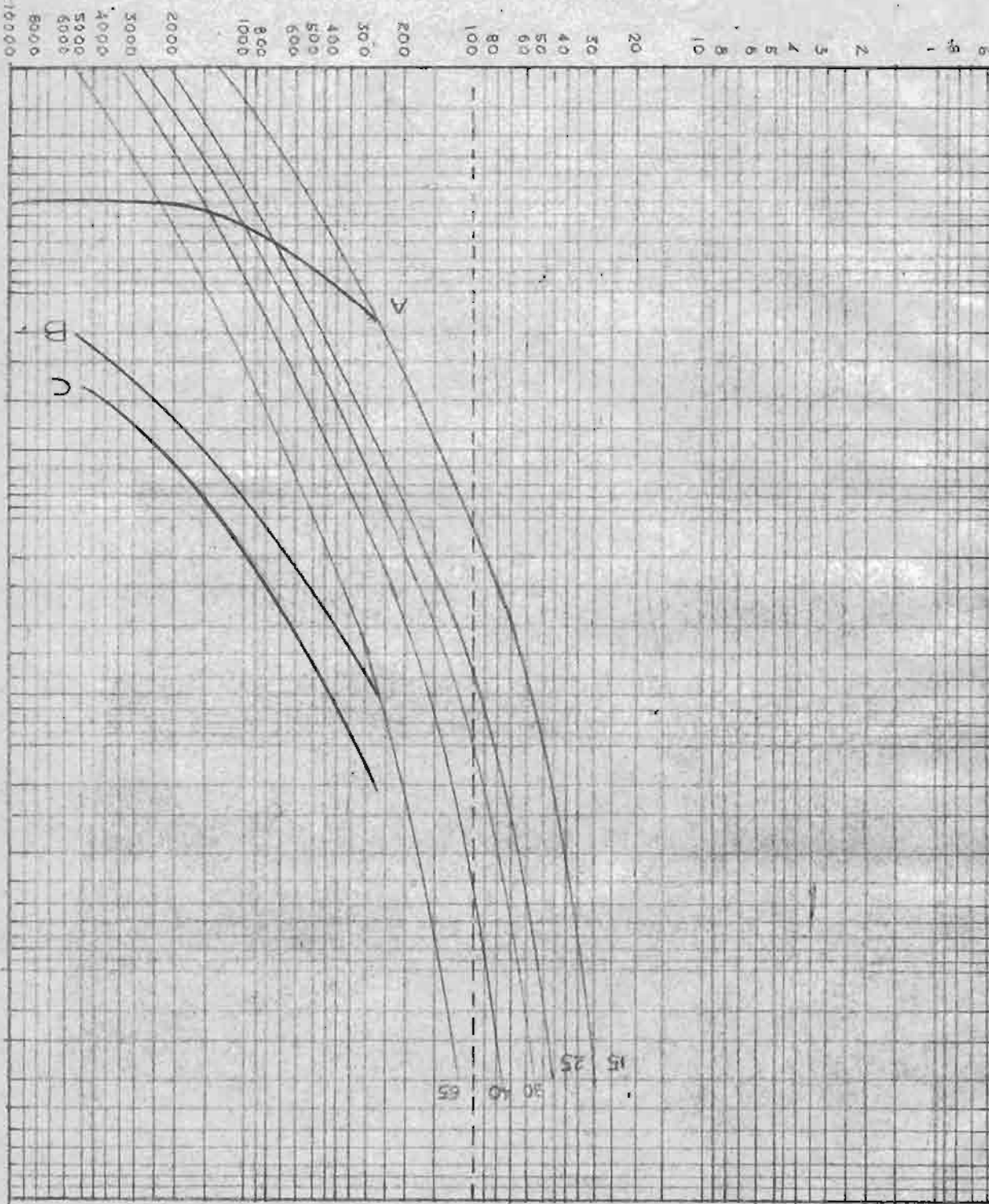
Podemos deducir de aquí que las mayores ventajas las obten-
dremos del fusible tipo K, por sus características más
inversas y la coordinación podría ser hecha con fusibles
de 25,30 y 40 amperios, los de menor capacidad o se fun-
dirían antes que el recloser funcione o con un tiempo
insuficiente para que se complete la reconexión, con los
de mayor capacidad el tiempo en que tardan en fundirse
es demasiado grande y se producirían recalentamientos en
el transformador o en el interruptor automático.

Así mismo se demuestra la necesidad de que los
transformadores del sistema de distribución tengan capaci-
dades comprendidas entre 50 y 90 amperios si es que se
dejan los tipos que existen actualmente o si se quiere
de mayores capacidades en cuyo caso más convendría uti-
lizar los fusibles del tipo K.

COORDINACION DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE CON LOS RE- CLOSERS.

Dijimos ya que habíamos escogido los relés de so-
brecorriente del tipo CO-8, cuyas características de
tiempo corriente son inversas ya que según dije de este
tipo habíamos de sacar las mayores ventajas para la coor-
dinación, efectivamente observando los doce ajustes que

Corriente en amperios



en el dial de tiempo tiene este relé se ve que se puede coordinar con los relés en la mayoría de ellos, con el valor de corriente mínima de 280 amperios, los ciclos retardados de los reclosers tardan 8 segundos en iniciar la operación, y haciendo los ajustes en el dial de tiempo: 4,5,6,7,8,9,10 y 11 ya se puede obtener un retardo de tiempo suficiente como para que haya selectividad.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE A UTILIZARSE CON LOS RELES

Tanto los relés de protección como los aparatos de medida son accionados por corriente o voltaje suministrados desde transformadores de corriente o de voltaje. El uso de estos transformadores se debe a las siguientes razones:

- 1) necesidad de proteger a los aparatos de altos voltajes y carentes.
- 2) permitir el uso de niveles razonables de aislamiento
- 3) tener la capacidad de corriente de los relés en una base común.

Efectivamente los transformadores proporcionan una aislación casi perfecta contra los altos voltajes de los sistemas y suministran cantidades eléctricas proporcionales a aquellas que existen en el circuito principal, pero suficientemente reducidas en magnitud para que los relés y aparatos de medida puedan ser fabricados de tamaño pequeño y de reducido costo.

La correcta aplicación de los transformadores de corriente y de voltaje requiere la consideración de varios aspectos como son: construcción mecánica, tipo de aislamiento (seco o líquido), relación en términos de primario y secundario de corrientes y voltajes, capacidad térmica continua, condiciones de servicio, conexiones y so-

bre todo la clasificación de exactitud.

De datos tomados de catálogos se ha obtenido que las características preferidas tanto para relés como para aparatos de medida son los voltajes nominales de 120 voltios y corrientes nominales de 5 amperios en el secundario.

Según la definición dada por la "American Standard for Transformers, Regulators and Reactors" ASA C57-10; C57-13 - 1953, un instrumento transformador es un transformador en el cual las condiciones de corriente y voltaje y la posición de fase en el circuito primario están representados con una exactitud aceptable en el circuito secundario. Los instrumentos transformadores son clasificados de acuerdo a su exactitud bajo condiciones especificadas. Un instrumento transformador puede ser un dispositivo transformador de corriente o voltaje.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Para el equipo de relés que protegen la subestación así como también para los vatímetros, vatímetros registradores, amperímetros, etc., se utilizarán transformadores de corriente. Debemos pues estudiar las características de los transformadores de corriente principalmente para

determinar su funcionamiento y rendimiento en conjunción con los relés de protección.

Se utilizarán T de C., en el lado de alta y baja tensión del transformador para la protección diferencial, otros transformadores de corriente diferentes en el lado de baja tensión para los relés de sobrecorriente del tipo CO, por último tenemos los T de C, para el disparador por falla a tierra de los reconectores automáticos. Los T de C a utilizarse con los aparatos de medida, pueden ser los mismos que se utilizan para los relés.

Según la definición de ASA, un T de C es un transformador destinado a propósitos de medida o de control, diseñado de manera tal que tenga su embobinado primario en serie con el circuito que lleve la corriente que va a ser medida o controlada.

En un T de C se requiere que la intensidad de corriente en el secundario sea proporcional a la del primario y que ambas no se diferencien en más que lo correspondiente a la relación de transformación, debiendo además concordar la fase de corriente primaria y secundaria para evitar errores. La potencia secundaria neta de estos dispositivos es la información utilizada por los relés para determinar las condiciones existentes en los equipos por ellos protegidos, es necesario pues que en el secundario existan condiciones similares a las del primario.

rio principalmente durante las fallas por esto y el rendimiento de los T de C bajo condiciones extremas debe ser perfectamente conocido, de manera que un error que se reproduzca en el circuito secundario pueda ser parcial o totalmente compensado.

El criterio principal para la selección de las relaciones de transformación para la corriente es siempre la máxima corriente de carga, es decir aquella corriente que se presenta en las cercanías de la máxima carga y la que no debe exceder en ningún caso la capacidad de corriente nominal del relé en ningún caso. De estemodo las relaciones deben ser puestas en base de la corriente de carga principalmente para los relés de fase y los relés de falla a tierra.

Las relaciones de los T de C, como se mencionó deberán ser seleccionadas para suministrar una corriente de cerca de 5 amperios con la máxima corriente de carga y aunque hay relés con capacidades nominales de corriente de 10 amps. utilizaremos los primeros.

En la fig. 29 a aparece simplificado el diagrama vectorial de un T de C, para el caso de que tenga en su lado secundario relés o aparatos de medida cuya impedancia Z sea conocida.

Para impulsar la corriente secundaria I_2 a través de la

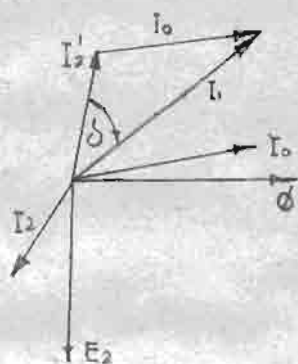


Fig. 29a

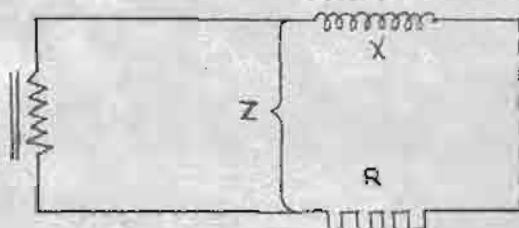


Fig. 29b

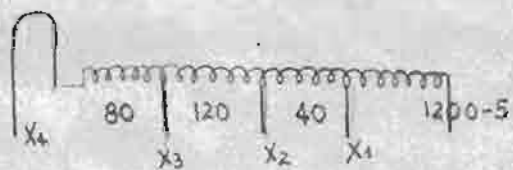


Fig. 30a

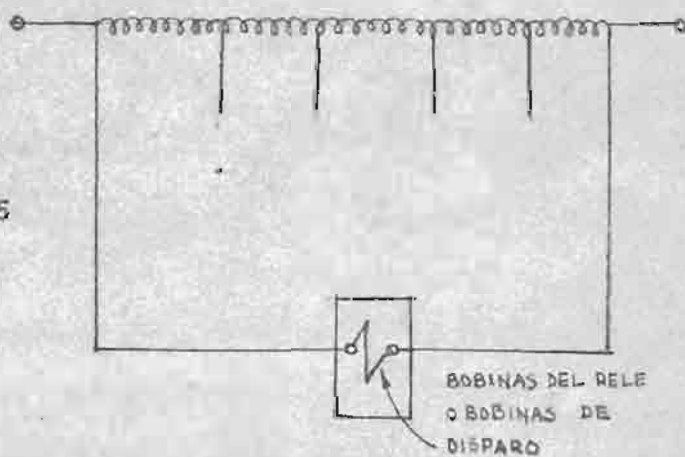


Fig. 30b

carga, tiene que tener el transformador una FEM $= E_2 \times Z$. Esta FEM es producida por un flujo ϕ con un adelanto de 90° , estando esta a su vez engendrada por una corriente magnetizante I_0 , algo adelantada. La corriente I_2 va retrasada con respecto a la FEM E_2 , si la impedancia tiene características inductivas. La corriente secundaria referida al lado primario es: $I_2' = r_t I_2$. La corriente I_1 primaria es por consiguiente igual a la suma geométrica de la corriente magnetizante I_0 y la corriente secundaria I_2' . La corriente I_1 es por consiguiente algo distinta de I_2' , tanto en magnitud como en fase. La diferencia en magnitud entre la corriente secundaria I_2 y la corriente primaria I_1 se expresa por medio del llamado error de intensidad f del transformador, este error en % es igual:

$$ff\% = \frac{r_t I_2 - I_1}{I_1} \times 100$$

El desfase entre las corrientes debido al transformador, se lo toma en cuenta mediante el concepto del ángulo de error, entendiéndose por tal al desvío angular medido en minutos de arco, que la corriente secundaria experimenta con respecto a la primaria y tomando como positivo el caso en que I_2 vaya adelantada con respecto a I_1 .

El error de intensidad como el ángulo de error influyen en la medida a causa de la corriente magnetizan-

to, de aquí que esta deba ser mantenida tan pequeña como sea posible, trabajando con pequeñas inducciones magnéticas hasta la región de máxima permeabilidad empleando núcleos de hierro de alta calidad.

Así mismo como en un transformador al crecer la impedancia del secundario bajo corriente constante crece también la tensión del mismo, tiene que aumentar tanto el flujo ϕ , como la corriente magnetizante I_0 y si no se quiere rebasar el error dado como admisible no puede haber en el secundario una impedancia elevada. Por esta razón en los catálogos encontramos para los T de C la llamada carga nominal (Burden). Por carga nominal se entiende la carga en ohmios de los aparatos conectados en el lado secundario del T de C y en el que se incluyen también los alambres cables de conexión. Antiguamente se expresaba esta carga en volt-amperios y con factor de potencia dado. El factor de potencia generalmente considerado es $\cos \phi = 0.8$.

Como los transformadores de corriente resultan recorridos por las corrientes de cortocircuito que proceden de la red, deben estar previstos para resistir los consiguientes efectos mecánicos y térmicos. Para juzgar el comportamiento de los T de C bajo grandes intensidades se ha creado el término de Intensidad límite término, se da esta designación a la intensidad primaria que el arro-

rollamiento de este nombre puede soportar sin perjuicio alguno durante 1 segundo. Los T de C se dimensionan casi siempre para una $I_{\text{térmica}} = 100 \times I_{\text{nominal}}$.

El transformador tiene además que resistir las fuerzas electromagnéticas que se manifiestan bajo las corrientes de cortocircuito y se entiende por corriente límite dinámica, la amplitud de corriente máxima que el transformador soporta desde el punto de vista mecánico y que es igual:

$$I_{\text{dinámico}} = 2.5 I_{\text{térnico}}$$

Tratándose de T de C que sirven a relés que funcionan sólo con corrientes de cortocircuito y que bajo ciertas circunstancias tienen que trabajar exactamente según lo previsto es imprescindible de que no hayan grandes errores. Para poder en este aspecto formar un juicio se utiliza el concepto de "sobrecorriente", siendo ésta un múltiplo de la corriente nominal (expresada en ohmios de impedancia) y sin considerar el factor de potencia.

TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Todos los tipos de transformadores son utilizados con los relés de protección. Sin embargo el T de C de

tipo bushing, es casi siempre el escogido para relés utilizados en circuitos de alto voltaje, EL T de C tipo bushing consiste en un núcleo de hierro de forma anular que contiene al embobinado secundario, estos transformadores son construídos como parte del equipo de interruptores automáticos, transformadores de poder, reconectadores, etc., como puede verse en los catálogos correspondientes a estos equipos, y rodea completamente al conductor de poder que atravieza el bushing de estos aparatos.. Debido al diámetro interno del bushing, el núcleo del T de C debe ser suficientemente grande para acomodar al bushing, el camino de las líneas magnéticas es más largo que en los otros tipos de T de C, para compensar esto y por el hecho de que su primario está constituido por una sola vuelta de conductor la sección de su núcleo debe ser grande, y porque la saturación es menor en núcleos de gran sección, los T de C de tipo bushing funcionan más precisamente que los otros tipos cuando existen corrientes mucho mayores que las nominales, con bajas corrientes la exactitud es menor por la existencia de altas corrientes de excitación.

Por las condiciones del sistema, en el cual la capacidad de la subestación irá aumentando paulatinamente, se hace necesario el uso de transformadores de corriente con taps secundarios, con el objeto de poder tener dos o

más valores de corriente secundaria eficaz desde el mismo bobinado secundario de un T de C. Este requerimiento es por lo general satisfecho por la adición de un tap en el embobinado secundario, para obtener una segunda relación la cual es por lo general un medio del valor obtenido con el embobinado secundario completo. La exactitud cuando se usan los taps es siempre menor que si se usará el embobinado completo sin embargo es posible mantenerlos dentro de las especificaciones de exactitud de ASA cuando las cargas son pequeñas.

Al revisar los catálogos he encontrado que por ejemplo el T de C de tipo bushing de la casa Westinghouse signado con el Tipo EXM, nos permite obtener algunos tipos de relación de transformación, pudiendo utilizar la que más nos convenga, el transformador es para 1.200 amperios y de acuerdo a los catálogos se puede obtener las siguientes relaciones de transformación:

Relación de corriente	Relación de vueltas	Taps secundarios
200 - 5	40 - 1	XI - X2
400 - 5	80 - 1	X3 - X4
600 - 5	120 - 1	X 2 - X 3
800 - 5	160 - 1	X1 - X3
1.200 - 5	240 - 1	XI - X 4

La fig. 30a nos muestra el embobinado secundario del transformador mostrándonos los taps y la otra figura 30b la conexión del T de C al relé.

CARGA NOMINAL DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Como ya se mencionó la carga nominal de un T de C, lo constituyen todos los aparatos y cables conectados al lado secundario del T de C, esta carga se expresa en términos de impedancia, para escoger un T de C debemos pues determinar pues la impedancia de la carga secundaria. Sin embargo debemos considerar que la carga de un T de C, disminuye a medida que aumenta la corriente secundaria por la saturación producida en los circuitos magnéticos de los relés y otros dispositivos, de esta manera dada una carga ésta puede ser aplicada sólo para un valor particular de corriente de carga. Los catálogos dan datos de impedancia para algunos valores de sobrecorriente en los relés, con los cuales se puede obtener los valores de la carga para diferentes valores de corriente.

Para calcular el valor de la carga en circuitos simples cuando dos o más instrumentos están en serie hay que tener los valores de resistencia y reactancia de cada aparato. La resistencia total es la suma de las resis-

tencia y reactancia de cada aparato. La resistencia total es la suma de las resistencias individuales de cada instrumento y la reactancia total la suma de las reactancias, la carga total en ohms se obtendrá pues:

$$\text{Carga total (ohms)} \frac{1}{2} V \sqrt{\frac{\text{(Resistencia total)}^2}{\text{(Reactancia total)}^2}}$$

Tendríamos nosotros el problema de la carga para los T de C, para la protección diferencial, ya que la carga de los relés diferenciales del Tipo CA5 es una cantidad indefinida que depende de los errores de los T de C y esta variación es bastante complicada, sin embargo de pruebas realizadas en laboratorio se ha concluido que la carga del relé es conjuntamente tomada por los dos transformadores, pero si alguno de los transformadores tiene un mejor rendimiento que el otro, éste toma la mayor parte de la carga. Si uno de los transformadores fallase aparece una pequeña corriente fluyendo en la bobina de operación del relé, esta corriente actúa transfiriendo la carga del relé al T de C de mejor rendimiento, por lo tanto el relé debe ser ajustado de manera tal que no dispare en falso con pequeñas diferencias de corrientes producidas por las diferencias en los T de C, como se explicó en el capítulo de relés diferenciales.

Otro problema que se presentaría en los relés di-

ferenciales es la determinación de la impedancia total del relé ya que como éste tiene taps, la determinación de la impedancia debería hacerse para cada valor de corriente de tap. La reactancia en las bobinas con taps varía aproximadamente con el cuadrado del número de vueltas de la bobina, mientras que la resistencia varía aproximadamente con el número de vueltas, de esta manera es suficiente considerar que la impedancia varía con el cuadrado del número de vueltas de la bobina y como el número de vueltas de la bobina es aproximadamente inversamente proporcional a la corriente de arranque, podemos decir que la impedancia varía en una forma inversamente proporcional a la corriente de arranque. La tabla nos muestra la carga para los diversos tipos de relés.

TIPO DE RELE	RANGO	TAP	R	X	VA
CO	4 - 12	4	0.52	0.90	26.0
		12	0.04		8.0
CR	2 - 6	2	2.20	3.80	110.0
		6	0.28	0.485	14.0

CALCULO DE LA EXACTITUD DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

No es estrictamente necesario determinar el error

de ángulo de fase en los T de C destinados a uso con relés y una de las razones principales es que la carga en el lado secundario de los T de C tiene un retraso en el factor de poder tan pequeño que la corriente secundaria está prácticamente en fase con la corriente de excitación y entonces el efecto de la corriente de excitación sobre el ángulo de fase es despreciable.

La calidad de un transformadores está determinado por el valor máximo de la tensión secundaria que puede ser engendrado sin llegar a la saturación y por consiguiente sin producir grandes errores, sabemos que el flujo en el núcleo aumenta con la corriente del secundario, si se establece que el flujo no puede crecer más allá del punto de saturación del hierro, por tanto la corriente y tensión secundarias engendradas por este flujo no pueden aumentar por sobre este límite, a pesar de que pueden existir valores mayores en el primario, la corriente secundaria aumenta con la corriente primaria sólo hasta el punto en que comienza la saturación, desde este punto la corriente secundaria aumenta en una forma que no es proporcional, esto en ciertos casos puede ser desventajoso pero debemos considerar que de esta manera se protege a los relés e instrumentos de medida de corrientes y tensiones que pueden ser perjudiciales.

La exactitud de un relé puede ser determinado por

algunos métodos, entre los cuales citaremos el método que utiliza las curvas de excitación secundaria y el método de clasificación de exactitud dado por ASA, por ser más generalizado este último, lo utilizaremos para nuestro cálculo de exactitud.

Este método asume que los T de C suministran 20 veces su corriente nominal secundaria a la carga y que está clasificada en base al valor de máxima voltaje de rms que puede ser mantenido en sus terminales secundarios sin que la selección de error exceda una cantidad especificada.

Las normas ASA para la clasificación de exactitud son:

10H10	10L10
10H20	10L20
10H50	10L50
10H100	10L100
10H200	10L200
10H400	10L400
10H800	10L800
2.5H10	
2.5H20	2.5L10
2.5H50	2.5L20
2.5H100	2.5L50
2.5H200	2.5L200
2.5H400	2.5L400
2.5H800	2.5L800

La letra H es para los transformadores de alta impedancia interna y la letra L es para transformadores de baja impedancia secundaria interna, la cual es característica en los transformadores del tipo Bushing. Los números que preceden a las letras L y H la máxima relación de error especificado en porcentaje, existen pues dos tipos de máxima relación de error que son el 10 y el de 2.5. Los números que siguen a las letras L y H (10, 20, 50 etc.) nos indica el voltaje máximo especificado para los terminales secundarios al cual la relación de error especificado puede mantenerse. Si nosotros vamos a tener una corriente nominal de 5 amperios, 20 veces la corriente nominal nos daría 100 amperios y los ohmios de la carga secundaria se obtendrían dividiendo el voltaje de la carga: 50, 100, 200, 400, 800 para 100, dando las cargas standarizadas para los relés de 0.5; 1.0; 2.0; 4.0 y 8.0 ohmios, como se muestra en el standard ASA C57-13 párrafo 13-21.100.

La exactitud especificada podrá ser cualquiera de los valores normales: 2.5 o 10 % del error de relación.

La clasificación completa se da de la siguiente manera y orden: tanto por ciento del error de relación, si corresponde a H o L, tensión máxima engendrada. Por ejemplo 2.5H100 indica que el error no excederá el 2.5%

mientras que el T de C no tenga que engendrar más de 100 volts. para cualquier valor de la corriente secundaria comprendida entre 5 y 20 veces la normal; 2.5L100 indica que el transformador engendrará 100 volts con una corriente 5 veces la normal pero con un error probable de 10%. Aunque las normas ASA no lo especifican un transformador de clasificación 2.5L100 es también 10H100.

CALCULO DE LOS TRANSFORMADORES A UTILIZARSE.

Para el estudio y cálculo de los T de C a utilizarse con los relés: diferenciales y de sobrecorriente, tenemos que remitirnos a las corrientes de cortocircuito presentadas en el cuadro de Corrientes de cortocircuito de sistema, determinar las características de los T de C de acuerdo a las características de funcionamiento de los relés.

Los transformadores de corriente para la protección diferencial estarán en el lado de alta y baja tensión del transformador de poder y formando parte del equipo de éste, serán pues del tipo bushing teniendo por lo tanto la clasificación L, asumiremos que el error especificado es del 2.5%.

Para estudiar la relación de transformación nos he

mos remitido a la tabla 13-21.410 (c) de las normas ASA C57.13, en que se nos muestra las características de transformación de los T de C de relación múltiple.

Corriente primaria standard Relaciones standard
Capacidad nominal máxima

600	120/80/60/40/20 ; 1
1200	240/160/120/80/40 : 1
2000	400/300/240/160 ; 1
3000	600/400/300: 1
4000	800/600/400: 1

El cuadro siguiente nos muestra las corrientes de cortocircuito que pueden presentarse en el sistema en las diversas etapas.

ETAPA INICIAL:

con mínima carga	lado primario: 312 amperios
	lado secundario: 222 amperios
con máxima carga	lado primario : 750 amperios
	lado secundario: 363 amperios

ETAPA INTERMEDIA:

con mínima carga	lado primario : 402 amperios
	lado secundario:250 amperios
con máxima carga	lado primario: 1662 amperios
	lado secundario:500 amperios

remos utilizar los diversos taps las corrientes secundarias serían:

Relación de transformación	Corriente secundaria
20 a 1	175 amperios
40 a 1	87.5 "
60 a 1	58.5 "
80 a 1	43.8 "
120 a 1	29.2 "

Es decir que podríamos utilizar las relaciones de 120 a 1 y 80 a 1, según las curvas de operación de los relés.

En la etapa inicial con mínima carga tendríamos una corriente de corto circuito de 312 amperios, utilizando los diversos taps las corrientes secundarias serían:

Relación de transformación	Corriente secundaria
20 a 1	15.6 amperios
40 a 1	7.8 amperios
60 a 1	5.2 amperios
80 a 1	3.9 amperios
120 a 1	2.6 amperios.

De lo que se deduce que podemos utilizar la relación de 20 a 1 para obtener una corriente en la bobina limitadora que haga que la corriente en la bobina de operación abra los contactos del relé.

Paralos transformadores en el lado secundario del transformador, debemos mantener según lo estipulado las mismas relaciones de transformación. De lo anteriormente expresado deducimos pues que nose conviene el uso de transformadores de relación múltiple, ya que según se sigan cumpliendo las etapas podemos nosotros cambiar las relaciones de transformación en los T de C, según nuestras conveniencias.

Pasamos ahora a estudiar la clasificación de exactitud, para lo cual necesitamos conocer la carga del relé, en el catálogo del relé CA5 dice que la carga de la bobina de operación es variable dependiendo de la corriente que fluye a través de ella, bajo condiciones normales de operación del sistema no hay ninguna carga en los T de C ya que no fluye corriente por el relé diferencial, bajo condiciones de corriente mínima de disparo la carga del circuito de la bobina de operación varía de 7 a 9 ohmios. Bajo condiciones de máxima falla interna cuando toda la corriente deba fluir a través de la bobina de operación la carga se reduce aproximadamente a 1 ohmio debido a la saturación.

Al observar la tabla de los standards de exactitud de ASA para T de C del tipo L, observamos que se dan 4 tipos de cargas de 1,2,4 y 8 ohmios, podemos asumir

que un sólo transformador va a tomar toda la carga y creo que con una carga de 8 ohmios estamos dentro del límite permisible para corrientes mínimas de disparo. Si sabemos que la corriente secundaria en los T de C. para caso de cortocircuito en la etapa última es de 29.2 amperios el voltaje obtenido con los 8 ohmios es: $V = I \times R = 29,2 \times 8 = 234$ voltios; y con 9 ohmios este valor es de: $29,2 \times 9 = 263$ voltios y como la clasificación de ASA da valores de L100; L200; L400 y L800 deducimos que la clasificación conveniente es la L400.

Para los T de C que se utilizarán con los relés de sobrecorriente hemos considerado que son del tipo bushing por lo tanto de clase L, con un porcentaje de error admisible de 2.5%, la relación de transformación la deducimos de los valores de corriente de cortocircuito en el lado secundario esta corriente es de 575 amperios para máxima carga en la última etapa, si utilizamos un T de C de relación múltiple con una corriente primaria nominal de 600 amperios, las corrientes secundarias obtenidas utilizando los diversos taps serán:

Relación de transformación	Corriente secundaria
20 a 1	28.75 amperios
40 a 1	14,35 amperios
60 a 1	9,75 "

80 a 1 7,19 amperios
120 a 1 4,78 "

Para la etapa inicial con mínima carga el valor de la corriente de corto circuito en el lado secundario tiene un valor de 222 amperios, con el T de C de 600 amperios las corrientes secundarias serán:

Relación de transformación	Corriente secundaria
20 a 1	11,2 amperios
40 a 1	5,6 "
60 a 1	3,7 "
80 a 1	2,8 "
120 a 1	1,85

Al chequear los catálogos vemos que los relés de sobrecorriente del tipo CO de Westinghouse, se ve que las bobinas de operación de los relés tienen capacidades nominales de corrientes de tres tipos: 0.5 a 2.5 amperios; 2 a 6 amperios y 4 a 12 amperios, de las corrientes secundarias anteriormente calculadas deducimos que el rango de capacidad de corriente nominal de los relés que nos conviene es el de 4 a 12 amperios, de los datos tomados de catálogos obtenemos la resistencia y la reactancia para 4 y 12 amperios que son respectivamente de:

$R = 0.52$ ohmios y $X = 0.90$ Ohmios para 4 amperios y

$R = 0.04$ Ohmios y $X = 0.07$ ohmios para 12 amperios, la

impedancia total calculada según la fórmula :

$$Z = \frac{\sqrt{R^2 + X^2}}{K} \quad \text{será:}$$

para 4 amperios $Z = 1.04$ ohmios

para 12 amperios $Z = 0.08$ ohmios

Utilizando el mayor valor de carga de 1.04 ohmios, con los valores de corriente obtenidos con la relación de corriente de 120 a 1 para la etapa final y 40 a 1 para la etapa inicial, el voltaje obtenido será:

$$V = 1.04 \times 4.78 = 5 \text{ voltios}$$

$$V = 1.04 \times 5.6 = 5.82 \text{ voltios.}$$

Podemos utilizar por lo tanto una clasificación L 100, con lo cual estaremos más que seguros aun en el caso de que se introduzca una nueva carga por los cables de conexión.

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

En instalaciones eléctricas por causas a veces intrínsecas y en otras debido a fenómenos externos la diferencia de potencial entre conductores o entre estos y tierra puede alcanzar durante tiempos generalmente reducidos valores superiores a la diferencia de potencial considerado constante que existe en los bornes de las máquinas generatrices; cuando esta sobre tensión alcanza y sobrepasa el valor de voltaje para el cual han sido calculados los aisladores de línea o los aislantes de los cables subterráneos y de los arrollamientos de las máquinas eléctricas, durante un tiempo considerable y estando acompañadas también por corrientes suficientemente intensas, pueden producirse averías. Estas averías pueden manifestarse como un deterioro lento o rápido o como perforación de los aislantes.

Todos los aparatos eléctricos se fabrican de acuerdo a normas que para el efecto rigen en los diversos países manufactureros, los cuales proveen de coeficientes de seguridad y todos ellos pueden soportar tensiones de prueba bastante superiores a la nominal, sin embargo todas las sobretensiones son peligrosas para el equipo y hay necesidad de prever protecciones, que si no evitan las sobretensiones al menos impiden que pasen de

límites convenientes.

ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES

Las sobretensiones pueden ser de dos clases:

- 1) sobretensiones de origen atmosférico o externas.
- 2) sobretensiones de origen interno.

para nosotros son más importantes las sobretensiones de origen atmosférico, por ser las más peligrosas y por tener los alimentadores principales y secundarios del tipo aéreo estando expuestas por lo tanto a recibir impactos directos de los rayos.

Bajo ciertas condiciones meteorológicas una nube de tormenta puede estar grandemente cargada de electricidad estática, esta cargada la nube atrae a otra igual y de polaridad opuesta que está en tierra o en alguna otra nube. Esto equivaldría a un capacitor cargado en la que la nube sería la una cara del capacitor y la tierra la otra teniendo al aire como dieléctrico, si la diferencia de potencial entre la nube y la tierra excede la capacidad dieléctrica del aire se produce una descarga en forma de un arco eléctrico, pasado el cual se restablecerá el equilibrio eléctrico, en la mayoría de los casos la nube está cargada negativamente y la tierra positivamente. Como la carga de polaridad opuesta atraída por la nu-

be se concentra en cuerpos conductores y semiconductores, tanto las líneas de transmisión como las de distribución que están bajo las nubes cargadas tienen una gran carga la polaridad opuesta concentrada en ellos. Los cables de las líneas están aisladas de tierra por los aisladores de porcelana y los postes de madera sobre los cuales se montan la línea. Los conductores de la línea y la tierra que está bajo estos conductores llevan una carga de polaridad semejante inducida por las nubes cargadas. Si el rayo proveniente de la nube impacta directamente en la línea toda la carga de la nube se transfiere a la línea y si el esfuerzo del potencial a tierra excede la capacidad aisladora de los diversos elementos aislantes en algún punto ocurre una falla a tierra ya sea por arcos en los aisladores o perforación de los aislantes, etc.

Un rayo directo puede desarrollar potenciales del orden de los 5 o 60 millones de voltios, mientras que una onda inducida probablemente no exceda los 500.000 voltios. La capacidad de descarga de un rayo directo crea una onda de forma más o menos triangular, en la que el nivel de voltaje sube rápidamente de cero a un máximo y de allí baja gradualmente a cero, una típica onda de voltaje como las que producen los rayos según experimentos hechos puede pasar de cero a su máximo valor de cresta en un tiempo de 5 a 10 microsegundos y luego bajar

a cero en un tiempo de 80 a 100 microsegundos. Estos valores en los cuales las ondas de voltaje llegan a su valor de cresta y luego comienzan a decrecer, son importantes para determinar los aislamientos adecuados de la línea, ya que los aislamientos no deben fracasar el momento en que aparece una sobretensión sino luego de un intervalo de tiempo.

El voltaje al cual el aislamiento de la línea fracasa depende del valor del nivel de la onda de voltaje y la duración del tiempo en el cual se somete al aislante a esta sobretensión. Una onda de voltaje de 60 ciclos se eleva desde cero a un máximo en $1/4$ de ciclo o en $1/240$ de segundo, esto es considerablemente menor el tiempo que emplea la onda de un rayo para alcanzar su valor de cresta que es del orden de los 5 microsegundos o sea 33 veces más rápido.

El aislamiento tanto para la subestación como para los feeders no es constante en todos los puntos. Los aisladores de porcelana y los postes de madera representan generalmente el más alto grado de aislamiento contra sobrevoltajes transitorio, mientras que otras partes del equipo como serían los transformadores, suiches, interruptor automático, reconectadores, etc., son los puntos más débiles tanto para las sobretensiones de origen interno como externo. Una onda proveniente de un rayo viaja a

través de los conductores de la línea, buscando un camino de baja resistencia a tierra, si encuentra este punto ocurre la descarga.

Para prevenir la formación de arcos e impedir la destrucción de aisladores o los bushings de los transformadores, IA o reconectadores se debe colocar un camino galvánico por el cual se descarguen los rayos o sobretensiones, los aparatos destinados a desviar estas ondas a tierra son los pararrayos.

Modernamente se utilizan dos tipos de pararrayos para las líneas de distribución: el de tipo válvula y el de tipo de expulsión. El pararrayo de tipo válvula tiene un espaciamiento de aire que opera de igual manera que el explosor pero tiene además un material que desempeña el papel de una válvula, cuya resistencia varía con rapidez disminuyendo cuando mayor es la tensión aplicada y adquiriendo valores elevados al disminuirse ésta. Este material que forma el pararrayos está en forma de discos o pastillas contenidos en tubos de vidrio pyrex y la resistencia de cada uno de estos elementos varía en proporción inversa al voltaje impreso a través de ellos.

La cantidad de corriente que debe descargar el pararrayos a varía grandemente de acuerdo a la severidad

del impacto. Estadísticas hechas en EE UU muestran que la corriente de los rayos varía desde unos pocos cientos de amperios hasta unos 200.000 amperios cuando los impactos son directos. Los pararrayos para distribución rara vez necesitan descargar corrientes que exceden de los 40.000 amperios y probablemente en el 50% de los casos no tendrán corrientes de descarga de más de 4.500 amperios, por esta razón no es económico dar capacidades de descargas a los pararrayos que sean demasiado grandes para prevenir impactos directos porque la posibilidad es remota.

Las capacidades de descarga establecidas en las normas ASA C.62.1-1957 para los diversos tipos de pararrayos son:

Tipo de pararrayos	Amperios mínimos de cresta
Tipo secundario	10.000
Distribución. Tipos válvula y expulsión	65.000
Tipo válvula. Intermediate	65.000
Tipo válvula. Station	100.000

Estas mismas normas establecen los tipos de pararrayos anteriormente mencionados señalando al mismo tiempo las tensiones nominales para cada tipo las que son:

Pararrayos tipo válvula. Station	3 a 242 KV
" " " . Intermediate	3 a 121 KV
" " " . para distribución	1 a 18 KV
" "expulsión, para distribución	3 a 18 KV
" "válvula secundarios	0.175 a 0.650KV

Según nuestro proyecto colocaremos pararrayos en la línea de entrada de alta tensión y en cada una de las líneas de alimentación que se derivan de las barras colectoras.

Para alta tensión he escogido el pararrayos de tipo válvula tipo intermediate ya que si bien es cierto que la capacidad de corriente de descarga es menor que la del tipo Station debemos recalcar que la posibilidad de una descarga directa sobre la subestación es bastante remota y si el rayo cayese sobre los conductores de alta o baja tensión la corriente que se descarga a tierra se derivaría al mismo tiempo por los otros pararrayos colocados tanto en el lado de alta como en baja tensión. Por último la diferencia de precio entre estos dos tipos de pararrayos es bastante grande ya que los del tipo Station cuestan algo más que el doble que los de tipo Intermediate de acuerdo a los precios mostrados en los catálogos.

En prevención de descargas directas sobre la subestación se ha previsto un conductor de guardia colocado en un soporte especial sobre la estructura metálica de la subestación, este conductor al mismo tiempo destruye la uniformidad del campo electrostático, pues introduce un conductor de potencial cero en la altura en que se le coloque, este conductor puede tener una sección semejante

a la de los cables # 2 a 1/0 AWG.

Para baja los circuitos primeros de distribución se han previsto pararrayos de tipo válvula de 9 KV de voltaje nominal.

COORDINACION DE AISLAMIENTO

A través de los conductores de las líneas de alimentación o distribución, aún cuando tengan la línea de protección pueden propagarse sobretensiones cuya magnitud está limitada por el nivel de aislación de éstas. Las ondas migratorias pueden tener valores mayores como resultado de la reflexión que se produce al llegar la onda a los aparatos y dispositivos de la subestación que tengan distinta impedancia de onda que la línea, para proteger a estos aparatos es necesario, como se vió en el capítulo referente a la Protección contra sobretensiones, protegerlos contra estas sobretensiones, también se dijo que las sobretensiones más peligrosas son las de origen atmosférico que son las únicas que pueden originar contorneamientos en los aisladores, ya que las de origen interno pueden ser disminuidos por medios económicos.

Se hace pues necesario que existan puntos especiales que tengan un bajo nivel de aislamiento para que por estos puntos puedan descargar a tierra estas sobretensiones

nes peligrosas y los pararrayos dan estos puntos de aislamiento débil y es aquí donde deben producirse los arcos y no en otra parte, tendrán por lo tanto el grado de aislamiento mínimo y como hemos colocado pararrayos tanto en la línea alimentadora de entrada como en todos los feeders necesariamente debemos adoptar niveles de aislamiento mayores para los diversos equipos de la subestación, sin embargo existe la posibilidad de que los pararrayos no funcionen o funcionen incorrectamente se hace necesario conocer el comportamiento de los aparatos para condiciones de sobretensiones anormales, la solución ideal para la protección de la subestación sería colocar a la entrada y salida de la subestación los pararrayos y adoptar para todo el resto de aparatos un nivel único de aislamiento más alta que la tensión de descarga de los pararrayos y que al mismo tiempo nos asegure que para casos de falla de los pararrayos no se afecten las partes principales de los equipos.

Lo anteriormente manifestado nos indica la conveniencia de que haya por lo menos dos niveles de aislamiento, uno digamos para los aisladores y uno más alto para los bobinados de los aparatos ya que sería preferible que se produzca un conterneamiento en un aislador antes que en los bobinados del transformador o en la cablería de

los IA o los reconectores automáticos, con este criterio pueden definirse para la subestación tres niveles de aislación: el nivel más alto para las partes de aparatos con aislación fluida o seca (arrollamientos de transformadores, cables, etc.) interruptores automáticos, reconectores, seccionadores, etc., es decir para las partes más importantes y costosas de la subestación.

Otro nivel mediano para las barras, aisladores, bushings de los transformadores, IA o reconectores, etc.

Y otro nivel más bajo para los pararrayos.

Debemos anotar que de acuerdo a los precios mostrados en los catálogos el precio de los aparatos a medida que aumentan los niveles de aislamiento se aumenta en un gran porcentaje, así mismo las normas americanas señalan para cada tensión nominal un nivel específico de aislamiento, así por ejemplo para transformadores:

Tensión nominal en st	Nivel básico de aislamiento (BIL) (basic insulating level)
6.900 o 7.200 volts.	95 kv
12.000, 13.200 o 13.800	110 kv
22.900	150 kv
26.400 o 34.400	200 kv
43.800	250 kv
67.000	350 kv

Para los interruptores automáticos de tensión nominal de 46 KV el BIL mostrado en los catálogos es de 250 KV, este mismo BIL de 250 KV, nos muestran los catálogos americanos para los suiches de poder.

Los reconectadores automáticos para tensiones nominales de 2.4 a 14.4 KV, tienen un nivel básico de aislamiento de 110 KV, los desconectadores para el lado de baja tensión con tensión nominal de 7.8 KV tiene un BIL de 75 KV.

Esto nos indica que necesariamente tenemos que adoptar varios tipos de nivel de aislamiento y los americanos preconizan el uso de varios niveles de aislamiento. Por otro lado según indican los textos es necesario que entre dos grados de aislamiento exista por lo menos una diferencia de 10 a 15%, porque de lo contrario existiría el peligro de que se produzcan contorneamientos en el nivel superior más pronto que en el inferior, por lo tanto si nuestro segundo nivel de aislamiento esta limitado por el nivel básico de aislamiento de los suiches de baja tensión, el pararrayos de lado de alta deberá funcionar con una tensión de 10 a 15% menor que los 75 KV de BIL de los suiches y al escoger los pararrayos con una tensión de descarga de 50 KV, estamos de acuerdo a lo prescrito en los textos.

PUESTA A TIERRA DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACION

Se hace necesario un buen sistema de tierra para todos los equipos de la subestación por las siguientes razones:

- a) seguridad de personas y animales
- b) protección de equipos y aparatos contra daños por fallas eléctricas.
- c) medios para despejar fallas por cortocircuitos a tierra mediante el uso de relés.
- d) dar facilidades para una buena conexión del neutro del transformador.

Por seguridad deben estar conectados a tierra todas las partes metálicas de los aparatos que van a ser utilizados en la subestación, entre los que se incluirán: carcassas de los transformadores, estructuras metálicas de los interruptores automáticos y reconectadores, el equipo de desconexión del suiche desconectador, estructura metálica de la subestación, cajas de los transformadores de medida, gabinetes, tubos conduit, funda de los cables, etc. Esto se hace para que cualquier persona o animal que se acerque a ellos no sea afectado en el posible caso de que alguno de los conductores con tensión, esté unido a ellos. Se debe hacer notar que los terrenos donde se colocan los sistemas de tierra se com-

portan como una resistencia del tipo aglomerado y que en estas condiciones la resistencia disminuye en función de la tensión aplicada, por otro lado para tensiones importantes la superficie de contacto activo de la tierra se encuentra sensiblemente aumentada por el hecho de formarse varios pequeños arcos en los espacios de aire entre la superficie metálica y el suelo. Para corrientes rápidamente variables, como sería en el caso de sobretensiones de origen externo, la capacidad interviene en paralelo con la resistencia para reducir en grandes proporciones la impedancia total del circuito.

La impedancia del circuito de tierra se compone:

- a) de la resistencia del contacto entre el aparato protegido y el conductor de tierra.
- b) de la impedancia del conductor de tierra y de su conexión al electrodo.
- c) de la resistencia entre el electrodo y el terreno
- d) de la resistencia propia del electrodo.
- e) de la resistencia del terreno.

De lo anterior se deduce que para reducir a un mínimo estas resistencias y la impedancia total del circuito se hace necesario el uso de buenos contactos, tanto para unir el aparato al conductor de tierra como para unir éste conductor al electrodo o varilla de tierra, así mismo tanto los conductores del circuito de tierra como

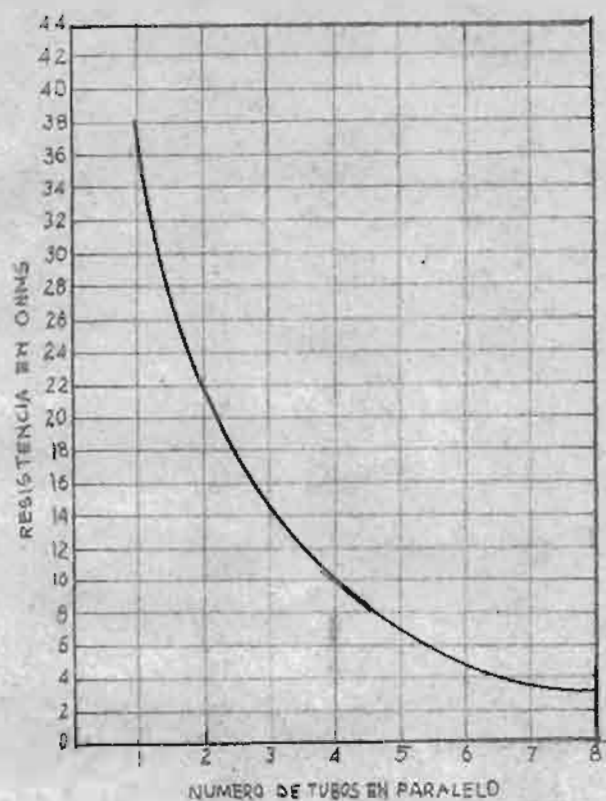
las varillas deben tener alta conductibilidad y suficiente sección, pero lo que más afecta a la impedancia total es la resistencia del terreno y ésta depende de varios factores como serían: clase de terreno, humedad, temperatura; profundidad que han sido enterradas, diámetro, separación y número de varillas de tierra.

La tabla siguiente nos muestra un promedio de resistencia de varios tipos de terrenos:

Tipo de terreno	Resistividad.- Ohms-metros
terreno vegetal húmedo	10 ²
Terreno húmedo	10
Terreno seco	10 ³
Roca maciza	10 ⁴

Se puede mejorar las calidades eléctricas del terreno por medios artificiales, por ejemplo humedeciéndolo, según puede deducir de la tabla anterior, agregándole soluciones salinas, es decir procurando en todo caso disminuir su resistencia.

La resistencia específica del terreno no es uniforme en todas las zonas y por lo tanto la distribución de la corriente tampoco lo será, así como también la distribución de los gradientes de potencial. Esta no uniformidad de la resistencia del terreno puede producirse en el caso de que la estructura química geológica del terre-



VARIACION DE LA RESISTENCIA ELECTRICA DE ACUERDO AL NUMERO DE VARILLAS EN PARALELO.

Fig. 31a

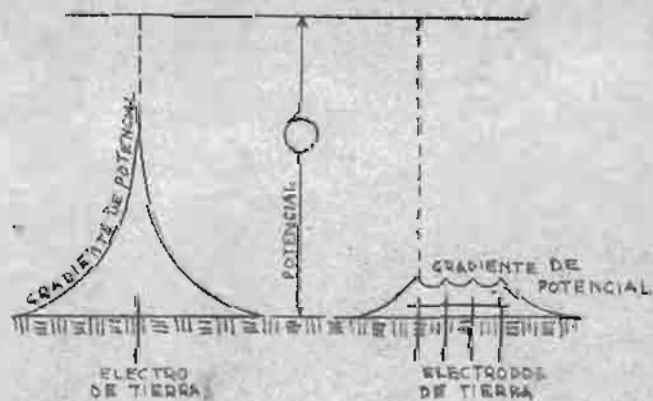


Fig. 31b

no no sea uniforme a causa de lluvias que mojen a la tierra de una manera superficial, aumentando la conductibilidad en las capas superiores.

En consecuencia existe la tendencia de profundizar la colocación de las varillas de tierra, se consigue disminuir la resistencia también con el aumento del diámetro de la varilla o colocando electrodos en paralelo, al conectar varillas de tierra en paralelo la resistencia disminuye notablemente y se puede decir que la disminución es proporcional al número de varillas colocadas en paralelo, según se puede ver en el dibujo siguiente. (31a)

El método más seguro y satisfactorio de reducir la gradiente de potencial en la superficie del terreno de las subestaciones, donde las intensidades a tierra pueden ser elevadas consiste en un entramado o enrejado, formado por varillas de tierra en paralelo unidos entre sí por cables de tierra de sección conveniente, esta reja deberá por lo menos extenderse 90 cms. más allá de la valla que rodea la subestación.

PLANEAMIENTO DEL SISTEMA DE TIERRA.

Todo sistema de puesta a tierra comprende las tres partes siguientes:

- a) circuitos de conductores de unión.
- b) electrodos o varillas de tierra
- c) tierra propiamente dicha.

Para el primer punto hemos tomado en cuenta la tabla 65, del Cat. Burndy 50, en la cual se muestra la capacidad de conducción de corrientes de cortocircuito para varios tipos de cables.

Corrientes de cortocircuito	Calibre del cable
menos de 2.000 amp.	1/0
2.000 a 4.000 amp.	2/0
4.000 a 6.000 amp.	250 MCM
6.000 a 10.000 amp.	350 MCM
10.000 a 15.000 amp.	500 MCM
15.000 a 20.000 amp.	750 MCM
20.000 a 30.000 amp.	1.000 MCM

Al hacer el estudio de las corrientes de cortocircuito vimos que las corrientes de cortocircuito que pueden presentarse están en el orden de los 4.000 amp. por lo tanto el cable de tierra para formar la malla, deberá tener una sección de 250 MCM.

Los cables que unen las partes metálicas de los diversos equipos a la línea principal de tierra será el # 2 AWG, este mismo tipo de cable servirá para unir al

sistema de tierra la valla de la subestación.

En cuanto a las varillas de tierra, hemos de considerar, las varillas para formar la malla y las varillas que servirán de barras de tierra a los pararrayos de alta tensión, ya que debido a la alta frecuencia de la descarga los fabricantes recomiendan que la mínima sección para estas varillas debe ser igual a la mínima sección de las varillas de la subestación. Así mismo con el objeto de evitar potenciales peligrosos que pueden pasar del sistema de tierra de los pararrayos al sistema de tierra general se ha previsto a estos dos sistemas completamente independientes, la fig. 31 nos muestra el gradiente de potencial con una sola varilla de tierra, comparada con el gradiente de potencial que se presenta cuando se colocan varillas en paralelo.

La tabla inferior nos muestra las dimensiones mínimas de las varillas de tierra y las secciones de los cables a utilizarse en diversos sistemas de tierra.

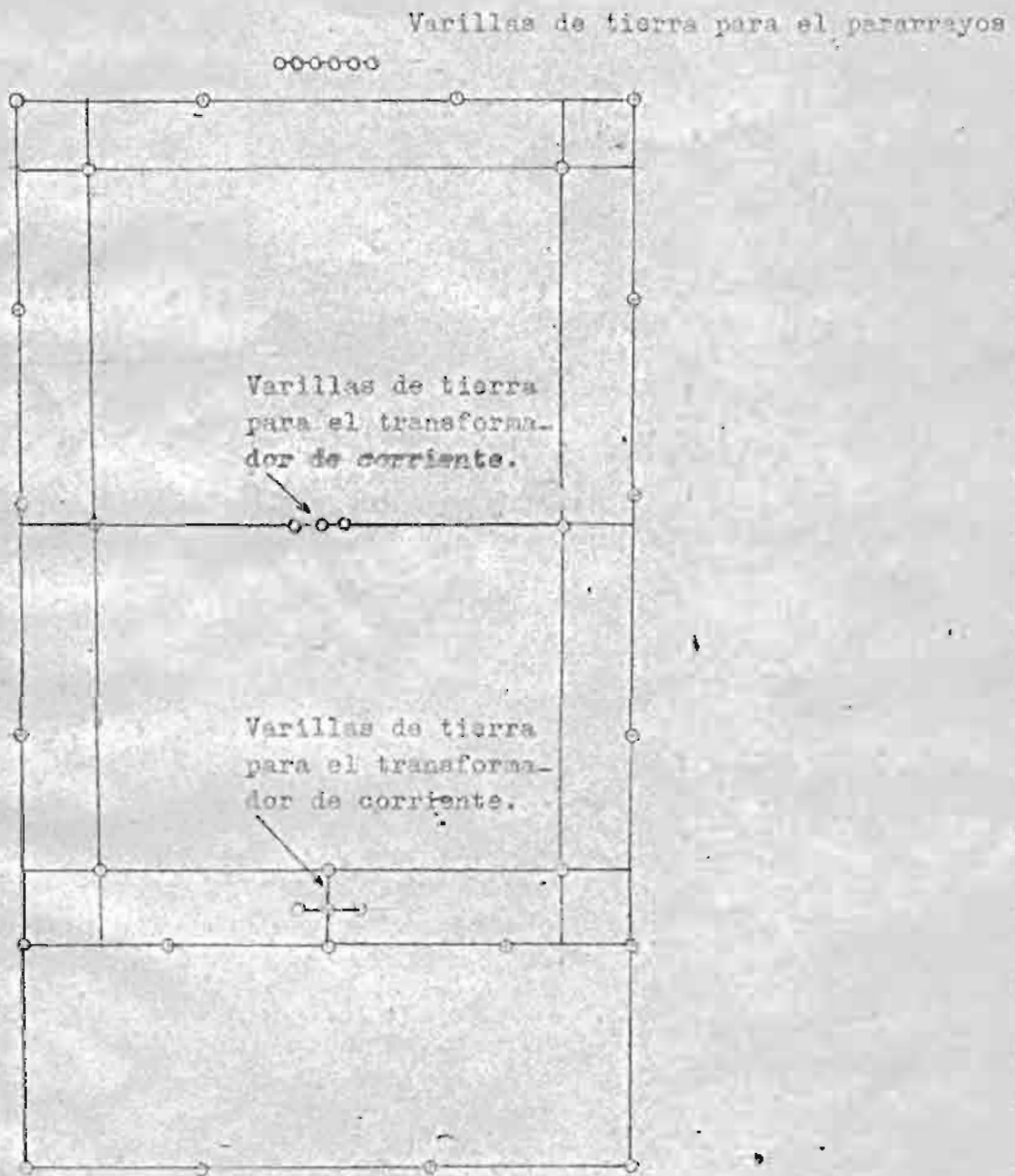
USO CON	Número	VARILLAS	CABLE
		dimensiones	
Pararrayos de línea	1	5/8"x8'	Igual al de la línea y no menor que 1/0.
Pararrayos de 11 KV	4	5/8"x10'	1/0 para pequeñas y 4/0 para grandes subestaciones

USO CON	Número	VARILLAS Dimensiones	CABLE
Pararrayos de 11 a 22 KV.	6	5/8" x 10'	Cable 4/0
Pararrayos de 22 a 66 KV.	6	5/8" x 10'	Cable 4/0
Tierra para postes de madera	1	5/8" x 8'	Cable 2/0
Tierra para torres de acero	1	5/8" x 8'	Cable 2/0

De la anterior tabla deducimos que las varillas de tierra tanto para la malla general como para la tierra de los pararrayos deberán tener una sección mínima de 5/8" y longitudes de 8 y 10 pies.

A más de las varillas de tierra de la malla general se han previsto varillas de tierra individuales para diversos aparatos de la subestación, tales como los transformadores de corriente, neutro del transformador de poder, interruptor automático general, reconectores automáticos, tal como se muestra en la fig.

MALLA DE TIERRA PARA LA SUBESTACION



ESCALA: 1:100

Fig. 32

BARRAS CONDUCTORAS DE BAJA TENSION

Dentro del proyecto de la distribución de equipo eléctrico, tenemos las barras para baja tensión de las cuales se derivarán los feeders de distribución a través de los reconfiguradores automáticos. El tema de este capítulo es el diseño y cálculo de estas barras. Las barras conductoras son fabricadas de varios tipos y formas: rectangulares: sólidas o laminadas; tubos sólidos o huecos; tubo de forma rectangular ventilada anteriormente y para casos especiales formas así mismo especiales. De igual manera el material con que están hechas varía y hay barras de cobre, aluminio y acero galvanizado.

La capacidad de conducción de las barras depende de algunos factores entre los cuales están: forma y dimensiones, si son desnudas o recubiertas, si son para uso interior o exterior, proximidad de otros conductores y clase de material del que están hechas.

Al revisar catálogos referentes a barras conductoras he encontrado que las formas preferidas son las barras rectangulares y las barras tubulares, sin embargo he escogido la barra tubular atendiendo a las siguientes razones:

- a) La capacidad de conducción de corriente por unidad seccional es alta.
- b) Reducción de las pérdidas por efecto corona.

- c) Reducción de las pérdidas por efecto skin.
- d) Facilidad de sujeción.
- e) Rigidez, lo que le da una sustentación propia, con lo cual se reduce el número de soportes.
- f) Características mecánicas buenas, como la de tener igual resistencia a la torsión en todos los planos.

La mayor desventaja de la forma tubular sería el costo relativamente alto y también el costo de los soportes y los conectores para las derivaciones.

También considero que el material más conveniente sería el cobre, el tubo de cobre es grandemente usado por su baja resistencia eléctrica, bajo índice de corrosión, alta conductibilidad térmica y a lo cual se añade una buena resistencia mecánica.

El cobre a utilizarse puede ser del tipo de alta conductibilidad (99% según standards americanos) o del tipo de oxidized de aproximadamente 80% de conductibilidad.

El tubo de aluminio tiene la ventaja de tener una mayor capacidad de conducción con un menor peso, pero sin embargo en ciertos casos la capacidad de conducción comparada con la del cobre es menor. Otra ventaja es que por tener menor peso el costo de los soportes disminuye, sus

principales desventajas son su baja resistencia a la torsión y el peligro de que se produzca corrosión entre el tubo de aluminio y el equipo de conectores y otros accesorios que por lo general son de cobre. Se debe considerar así mismo que para igual capacidad de corriente el tubo de aluminio requiere mayor espacio que el de cobre. Los tubos de aluminio son utilizados únicamente donde se esperan esfuerzos mecánicos grandes.

CALCULO DE LAS BARRAS

La capacidad de conducción eléctrica para una barra tubular se determina por la elevación de temperatura que resulta del calor generado por las pérdidas de conducción, ya que la mayoría del equipo eléctrico asociado con las barras está diseñado para temperaturas de 30 o 40 grados centígrados (normas ASA y EE), se puede considerar indeseable que las barras trabajen a temperaturas mayores que 70 grados centígrados ya que esto podría traer como consecuencia que las altas temperaturas de las barras fluyan hacia los demás aparatos eléctricos como serían los reconectores, los fusibles, los desconectores, etc. Por otro lado la oxidación se efectúa rápidamente en barras expuestas a temperaturas mayores que 80° centígrados.

Como se mencionó, la capacidad de conducción de las barras dependerá de la capacidad que tengan las barras de disipar calor, pero tenemos la ventaja que nuestras barras son del tipo de intemperie ya que el viento es un factor importante para el enfriamiento, pero así mismo la influencia de los rayos solares viene a influir negativamente en este enfriamiento y la elevación de temperatura debidas a las radiaciones solares no puede ser mayor que 10° centígrados según especificaciones de los fabricantes, pero generalmente estas elevaciones de temperatura son menores y por lo tanto despreciables.

El gráfico 33 nos muestra las capacidades nominales para barras tubulares de cobre, estos valores han sido computados para las siguientes condiciones: temperatura ambiente 40° centígrados; velocidad de viento de 2 pies por segundo.

Si suponemos que la subestación va a tener una capacidad de 10.000 KVA, tendríamos una corriente de:

$$I = \frac{10,000}{6 \times \sqrt{3}} = 970 \text{ amperios}$$

He considerado dos tipos de barras de diámetros de 2" y 2 1/2", con una elevación de 40° sobre la temperatura am-

biente la barra de 2" tendría una capacidad de 1.700 amperios mientras que la de 2 1/2, tendrá una capacidad de 2.300 amperios. Con un aumento de temperatura de 50°, esta capacidad sería de 2.000 y 2.500 amperios respectivamente y para 60 grados de 2.200- 2.800 amperios. Es decir que el tubo de 2", sin llegar a los 80° que es límite admitido podrían conducir 22.700 KVA que es más que el doble de los 10.000, KVA admitidos.

EFFECTO SKIN EN LAS BARRAS TUBULARES DE COBRE

Sabemos que para corriente alterna la resistencia efectiva de los conductores metálicos es mayor que en corriente continua debido a la desigual distribución de la corriente en el conductor, y aquí debemos recalcar la ventaja de las barras tubulares sobre las rectangulares sólidas, ya que debido a este efecto la corriente tiende a salir a la periferia del conductor quedando la parte interior prácticamente inservible para conducir corriente, en los tubos esta parte central es eliminada.

Las propiedades físicas de los conductores tienen importancia para el efecto skin, ya que este efecto es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la resistencia, por esta razón el tubo de aluminio tendría su ventaja sobre su similar de cobre si los tubos tienen i-

dénticas dimensiones.

Experiencias realizadas en laboratorios han mostrado que la máxima conducción de corriente para efecto skón es para cuando el grueso del tubo es de $1/2''$.

(Cat. Burndy 50)

ESPESOR DEL TUBO

El diagrama 34 adjunto suministrado por la Casa Burndy, nos permite determinar el espesor más efectivo para la conducción de corriente.

ESPESOR DEL TUBO EN PULGADAS

La familia de curvas son para diversos diámetros exteriores de los tubos. La capacidad de corriente en amperios se muestra en el eje de las ordenadas y el grueso de la pared en el eje de las abscisas, se deduce de la tabla que la máxima corriente que pueden conducir los tubos es para cuando los tubos tienen un espesor de poco menos que $1/2''$. De las tablas de características generales para tubos de cobre sacamos que el espesor para el tubo de $2''$ es 0.313 de pulgada y el espesor para el tubo de $2\ 1/2''$ es de 0.325 , de acuerdo a la tabla anterior no se puede decir que el espesor un poco mayor del tubo de $2\ 1/2''$ signifique alguna ventaja sobre el tubo de $2''$.

EFEECTO DE LA PROXIMIDAD DE CONDUCTORES

En conductores de corriente alterna relativamente cercanos, se hace palpable el efecto de la proximidad de conductores ya que se inducen corrientes de un conductor a otro, esto causa la concentración de corriente en las partes de conductor más cercanas y se incrementa la resistencia efectiva.

De tablas suministradas por Burndy en la que se dan las distancias mínimas entre conductores, se muestran factores por los cuales debe multiplicarse la capacidad de corriente de los tubos para esos en los cuales no se conserve esa distancia mínima. Así para una separación de 12" y un tubo de diámetro de 2", este factor es de 0.99, con el cual se contrarrestaría el efecto de la proximidad. Sin embargo en el diseño de disposición de las barras se ha previsto que no habrá ningún conductor extraño en las cercanías de las barras por lo cual no es necesario tomar en cuenta ningún factor de seguridad.

CARACTERISTICAS MECANICAS DE LOS TUBOS

DEFLEXION

La selección de las dimensiones del tubo se hace

generalmente tomando en cuenta la capacidad de conducción de corriente y la deflexión. Es práctica usual usar tubos de mayor diámetro que el necesario para la conducción de corriente con el objeto de disminuir el número de soportes para el tubo.

En la determinación de la flexión deberá tomarse en cuenta tanto el peso del tubo como también el peso de los conectores y conductores que se desprenden desde las barras, si estos significan un peso importante. Se evitan grandes deflexiones no solamente por mejorar la apariencia, sino también para evitar que en estos puntos bajos se reúna suciedad que haga que en estos puntos se produzcan chispas en el caso de que aparezca una tensión anormal.

Una práctica corriente limita la deflexión del tubo a $1/150$ de la luz entre dos soportes y a $1/200$ cuando se utilice 3 o más soportes. El diagrama 35 siguiente nos permite determinar la deflexión de los tubos está basado en la fórmula de deflexión y en las características de los materiales.

En este diagrama no se ha tomado en cuenta la influencia del viento pero el efecto de éste es nulo cuando como en este caso la longitud de las barras es relativamente corta.

La deflexión del tubo para un espaciamento entre soportes de 10 pies, que es el previsto en el diseño es: para tubo de 2": 0.088 y para tubo de 2 1/2" 0.058, en ambos casos:

$$0.088 < \frac{10}{200}$$
$$0.058 < \frac{10}{200}$$

De acuerdo a este mismo diagrama, podríamos ver las ventajas de los tubos de Aluminio sobre los de cobre, ya que el módulo de elasticidad del aluminio es 2/3 del del cobre y tendrá por lo tanto menor deflexión. Pero las características de los tubos de cobre estudiados nos muestran que la deflexión de estos está por debajo del límite de deflexión máxima permitida.

EXPANSION

Una barra tubular de cobre se expande 1.12 de pulgada por cada 100 pies para elevaciones de temperatura de 100 ° F y esto debe ser compensado de alguna manera, aunque en nuestro caso no se tenga esta longitud, más peligrosa es aún la diferencia entre la expansión de las

barras de cobre y la estructura de hierro ángulo que se ha previsto como soporte la que va a estar rígidamente sujeta a una base de hormigón. Para longitudes mayores que 100 pies una barra de cobre rígidamente sujeta a una estructura de acero, con diferencia de temperatura de 100°F se expande 0.32" más que el acero lo que da como resultado un excesivo esfuerzo de las barras sobre los soportes que lo sujetan, este efecto es aún mayor si las barras están conduciendo corriente y por lo tanto calientes. Para evitar este efecto de la expansión, se pueden utilizar los llamados acopladores de expansión, como serían los del tipo XP o XPL del catálogo 50 por Burndy.

ESFUERZOS DE CORTOCIRCUITO

El tubo debe asimismo tener suficiente resistencia mecánica para soportar los esfuerzos producidos por las corrientes de cortocircuito.

Estos esfuerzos son debidos a interacciones del campo magnético y las corrientes de cortocircuito. Las corrientes ordinarias de carga, no causan esfuerzos mecánicos de gran magnitud, sin embargo debe tomarse en cuenta que las fuerzas inducidas varían con el cuadrado de la corriente y por lo tanto estas fuerzas se aumentarán grandemente cuando aparecen corrientes de cortocircuito.

barras de cobre y la estructura de hierro ángulo que se ha previsto como soporte la que va a estar rígidamente sujeta a una base de hormigón. Para longitudes mayores que 100 pies una barra de cobre rígidamente sujeta a una estructura de acero, con diferencia de temperatura de 100°F se expande 0.32" más que el acero lo que da como resultado un excesivo esfuerzo de las barras sobre los soportes que lo sujetan, este efecto es aún mayor si las barras están conduciendo corriente y por lo tanto calientes. Para evitar este efecto de la expansión, se pueden utilizar los llamados acopladores de expansión, como serían los del tipo XP o XPL del catálogo 50 por Bundy.

ESFUERZOS DE CORTOCIRCUITO

El tubo debe asimismo tener suficiente resistencia mecánica para soportar los esfuerzos producidos por las corrientes de cortocircuito.

Estos esfuerzos son debidos a interacciones del campo magnético y las corrientes de cortocircuito. Las corrientes ordinarias de carga, no causan esfuerzos mecánicos de gran magnitud, sin embargo debe tomarse en cuenta que las fuerzas inducidas varían con el cuadrado de la corriente y por lo tanto estas fuerzas se aumentarán grandemente cuando aparecen corrientes de cortocircuito.

Estos esfuerzos pueden sin embargo reducirse adoptando una mayor distancia entre conductores o en ciertos casos cambiando la disposición de las barras.

Durante los cortocircuitos los esfuerzos impuestos a las barras pueden ser laterales, longitudinales y torsionales. Estos esfuerzos se transmiten a los aisladores de soporte de los tubos y para estos los esfuerzos de cantiliver son los más peligrosos. La magnitud de la fuerza lateral es proporcional al cuadrado de la corriente e inversamente proporcional a la distancia entre conductores, el valor de este esfuerzo se expresa mediante la fórmula:

$$F = \frac{k \times 5,4 \times i^2 \times 10^{-7} \times L}{d}$$

en la que:

F : fuerza lateral en libras

i : amperios instantáneos

L: longitud de la barra en pies

d: separación entre centro de conductores k: factor de corrección por forma para tubos es igual a uno.

Si consideramos que según el estudio de los cortocircuitos, tendríamos corrientes del orden de 4.000 amperios en el lado de baja tensión, una separación entre conductores de 20", una longitud de las barras de 30 pies

la fuerza lateral producida sería de:

$$F = \frac{5.4 \times 4.000^2 \times 10^{-7} \times 30}{20} = 13 \text{ libras de esfuerzo lateral}$$

ESPACIAMIENTO ENTRE BARRAS TUBULARES

Teóricamente esta distancia debería ser fijada por la distancia explosiva entre conductores, pero en la práctica estas distancias deben ser considerablemente aumentadas para permitir que ciertas anomalías que pueden presentarse en el sistema no provoquen cortocircuitos. Se adoptan pues factores de seguridad, resultando valores prácticos que pueden ser utilizados donde los efectos de inducción no son tan grandes que requieran espaciamentos especiales. La tabla inferior nos muestra estos valores, para diversas tensiones y diversos diámetros de tubo.

He adoptado sin embargo un espaciado de 20" para los tubos en atención a la facilidad de instalar los conectores y los aisladores soportes para los tubos.

Los extremos de las barras deben ser sellados, ya que la acumulación de aguas lluvias y la condensación pueden incrementar el efecto de deflexión que pueden causar colapsos ya que el agua tenderá a acumularse en los puntos de máxima deflexión. Para hacer este sellaje se pueden utilizar los terminales del tipo Corona Bell, de tipo CB del catálogo 50 de Burndy.

ESPACIAMIENTO ELÉCTRICO ENTRE CENTROS (Pulgadas)

Ø TUBO	220V	440V	70W	20 W	11 KV	15KV	22 W	65 W	110 W	220 V	440V	70KV	90KV	15 KV	22 KV	66KV
2	4	4 1/4	6 1/2	6 1/2	6 3/4	7	11	26	43	2 1/2	2 3/4	4 1/4	4 1/2	5 1/4	8	24
2 1/4	4 1/4	4 1/2	6 3/4	6 3/4	7	7 1/4	11 1/4	26 1/4	43 1/4	2 5/8	2 7/8	4 3/8	4 5/8	5 3/8	8 1/8	24 1/8
2 1/2	4 1/4	4 3/4	7	7	7 1/4	7 1/2	11 1/2	26 1/2	43 1/2	2 3/4	3	4 1/2	4 3/4	5 1/2	8 1/4	24 1/4
2 3/4	4 3/4	5	7 1/4	7 1/4	7 1/2	7 3/4	11 3/4	26 3/4	43 3/4	2 7/8	3 1/8	4 5/8	4 7/8	5 5/8	8 3/8	24 3/8
3	5	5 1/4	7 1/2	7 1/2	7 3/4	8	12	27	44	3	3 1/4	4 3/4	5	5 3/4	8 1/2	24 1/2
ENTRE FASES										ENTRE FASE Y TIERRA						

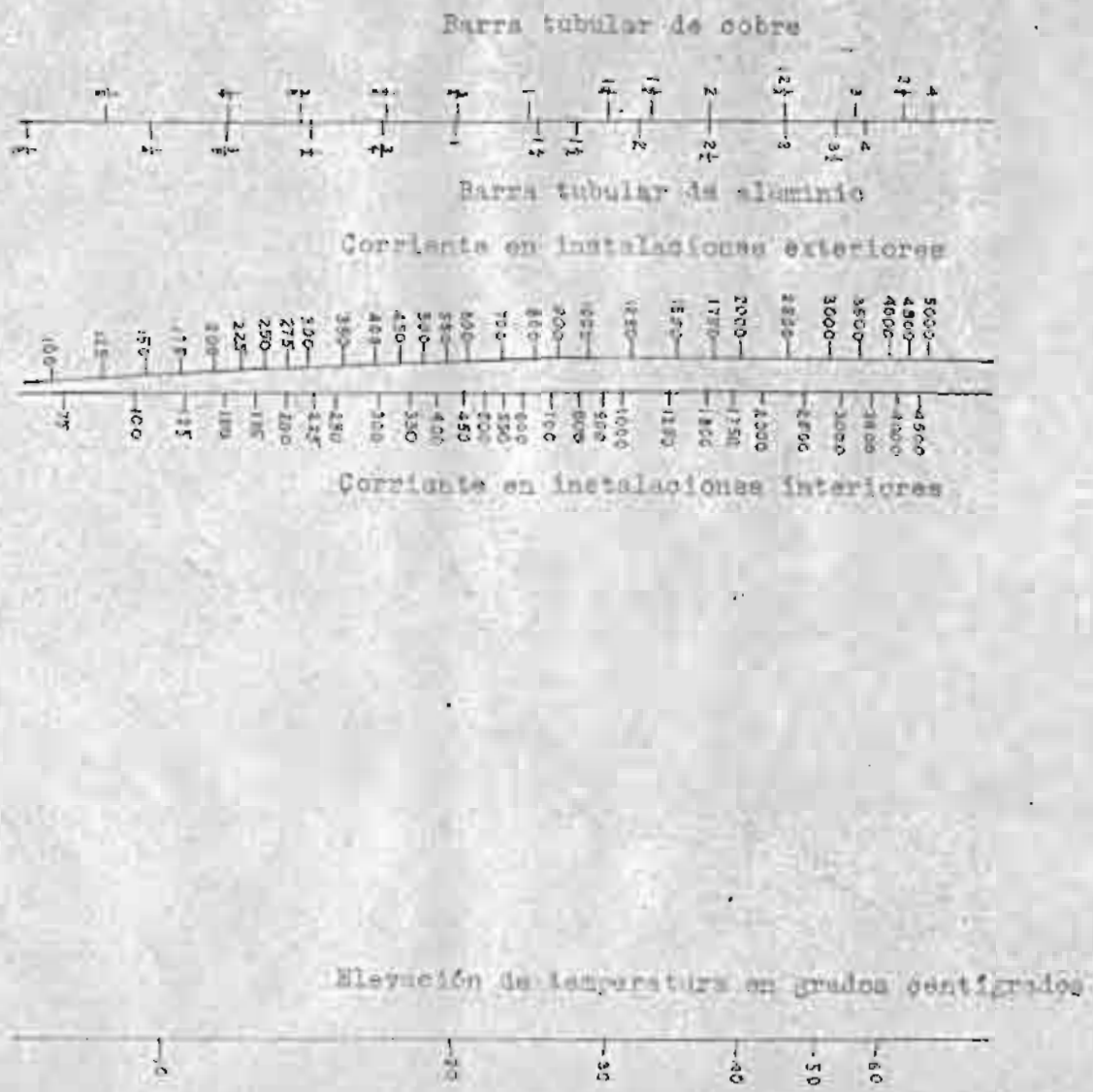


FIG. 33

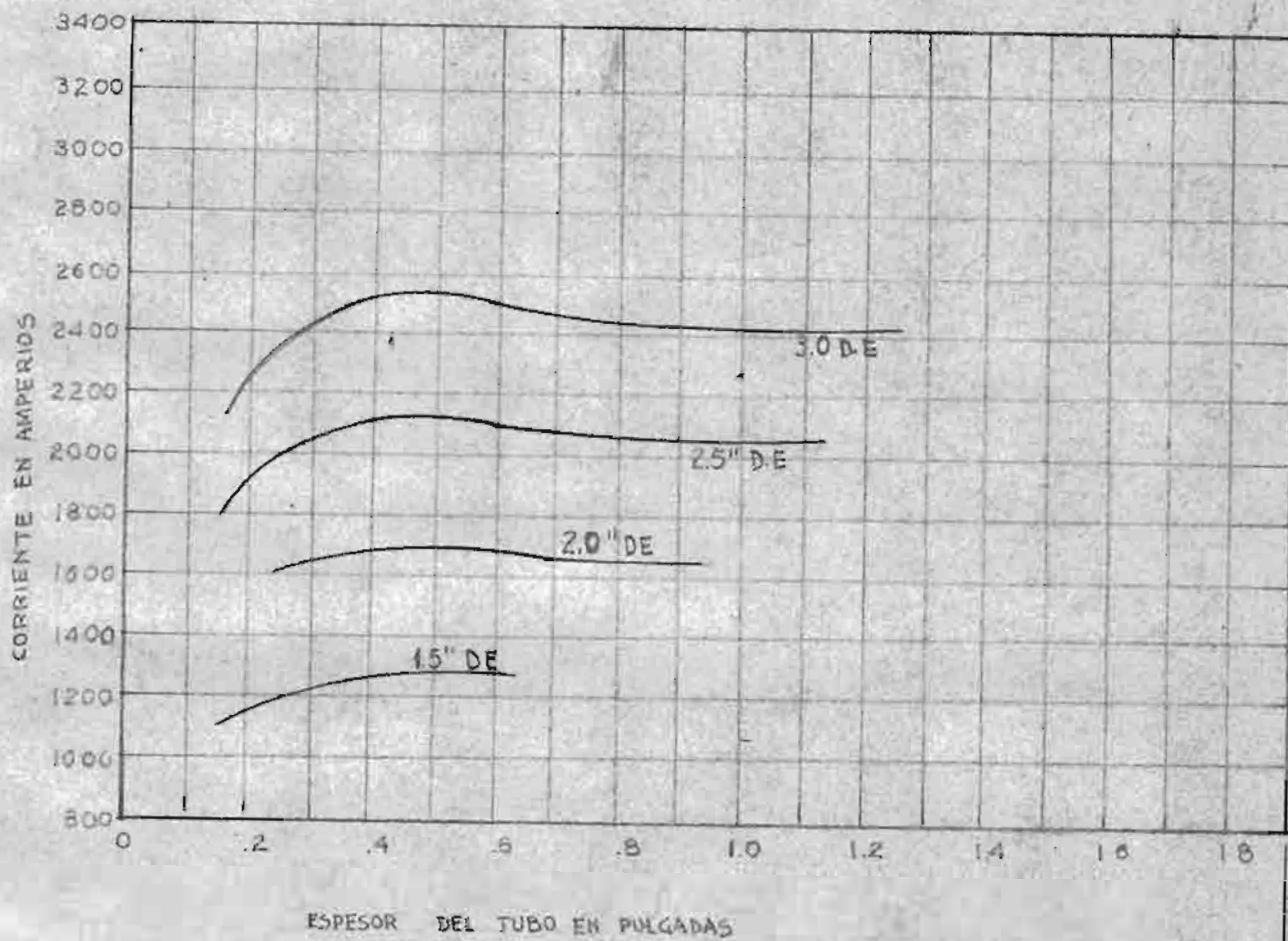


Fig. 34

DEFLEXION EN TUBOS DE COBRE

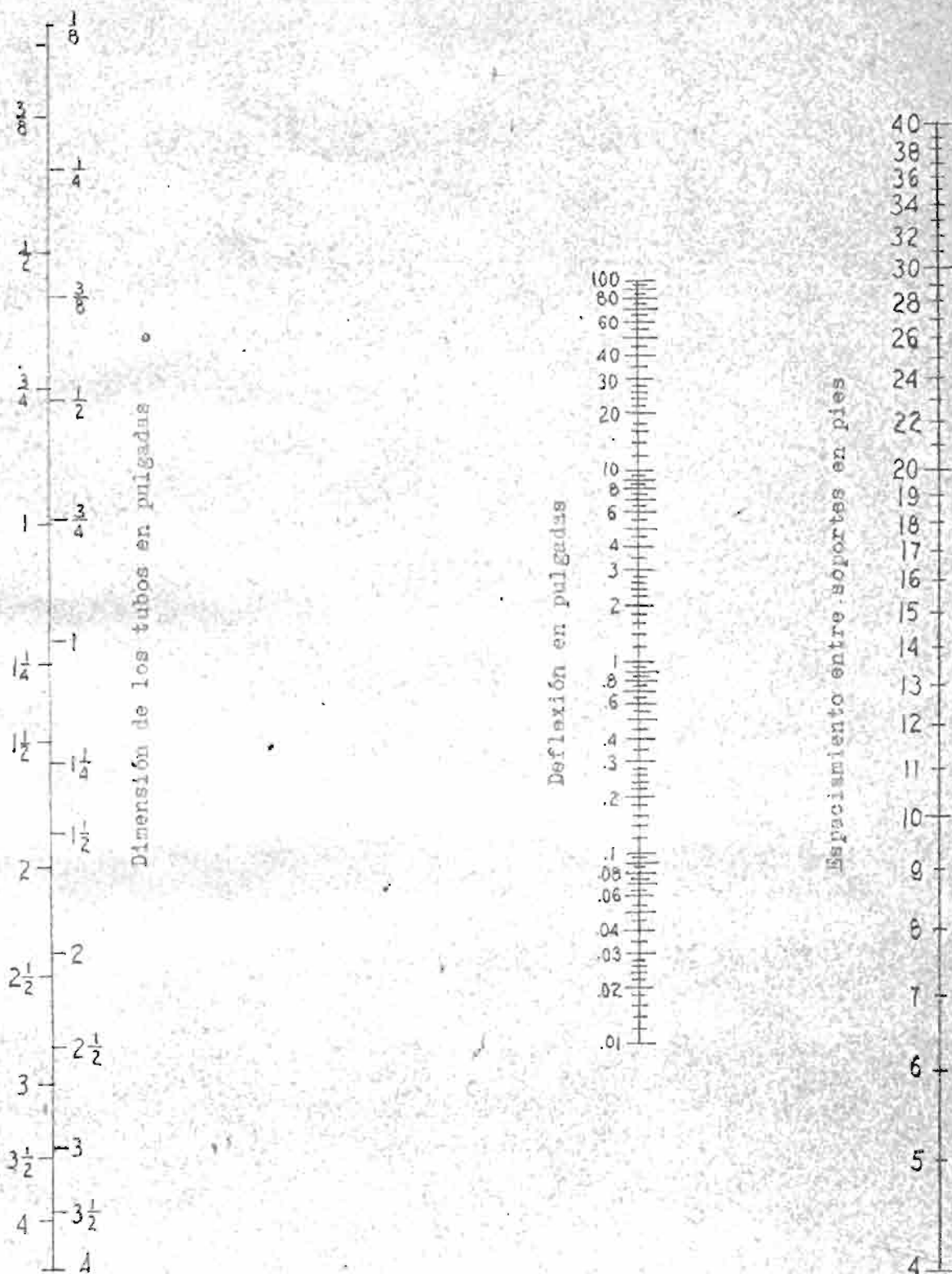


Fig. 35

Para calcular el espesor de la base de hormigón, considere ramos dividido al peso del transformador en los dos patines que tiene como base, cada patín soportará un peso aproximado de 13.000 kgs.

Si tomamos una fatiga para el hormigón simple como 4 kg/cm²

$$\sigma = \frac{P}{S} = \frac{P}{l \times e}$$

donde $l \approx 2,40$ mts, lado de la base y
 e = espesor a calcularse.

$$e = \frac{P}{l \times \sigma} = \frac{13.000 \text{ kgs.}}{240 \text{ cm} \times 4 \text{ kgs/cm}^2} = 14 \text{ centímetros}$$

Consideremos que el esfuerzo se transmite al extremo de la placa, para saber cuánto se debe enterrar la placa de hormigón en el suelo. Nos valemos del mismo procedimiento anterior, tomando una fatiga de terreno de 1 kg/cm².

$$\sigma = \frac{P}{e' \times l}$$

$$e' = \frac{P}{\sigma \times l} = \frac{13.000 \text{ kgs.}}{240 \text{ cm} \times 1 \text{ kg/cm}^2} = 55 \text{ centímetros}$$

Como se observará con los 55 cms. que la base debe ser

Para calcular el espesor de la base de hormigón, considere ramos dividido al peso del transformador en los dos patines que tiene como base, cada patín soportará un peso aproximado de 13.000 kgs.

Si tomamos una fatiga para el hormigón simple como 4 kg/cm²

$$\sigma = \frac{P}{s} = \frac{P}{l \times e}$$

donde $l \approx 2,40$ mts, lado de la base y
 e = espesor a calcularse.

$$e = \frac{P}{l \times \sigma} = \frac{13.000 \text{ kgs.}}{240 \text{ cm} \times 4 \text{ kgs/cm}^2} = 14 \text{ centímetros}$$

Consideramos que el esfuerzo se transmite al extremo de la placa, para saber cuánto se debe enterrar la placa de hormigón en el suelo. Nos valemos del mismo procedimiento anterior, tomando una fatiga de terreno de 1 kg/cm².

$$\sigma = \frac{P}{e' \times l}$$

$$e' = \frac{P}{\sigma \times l} = \frac{13.000 \text{ kgs.}}{240 \text{ cm} \times 1 \text{ kg/cm}^2} = 55 \text{ centímetros}$$

Como se observará con los 55 cms. que la base debe ser

enterrada en el suelo, se cubre con mucho los 14 centímetros que la base debe tener de espesor para soportar el transformador. Sin embargo he considerado que el transformador no debe ir sobre el piso sino un poco alto y se aumentó la altura de la base a 70 cms. de los cuales los 55 irán enterrados.

CALCULO DE LA BASE CON HORMIGON ARMADO

Calcularé una base de hormigón armado para establecer si hay alguna ventaja con la base de hormigón simple.

He hecho las siguientes consideraciones:

La base es una viga de hormigón armado, simplemente apoyada, los dos apoyos son los dos patines de la base del transformador.

La fatiga del suelo que es una reacción la consideramos como una carga uniformemente repartida cuyo peso por metro lineal será:

$$\frac{P}{S} = \frac{25.600 \text{ kgs.}}{58.000 \text{ cms.}^2} = 0.445 \text{ kgs./cm}^2$$

o sea 4450 kgs/m².

Considerando a la reacción del suelo no como una superficie, sino apoyada en un costado el peso por metro

lineal será de 4450 kg/m, como la longitud de la viga considerada es de 2,40 metros, la carga total tendrá un valor de: 10.700 kgs.

Por ser una carga uniformemente repartida cada apoyo se cargará con la mitad de la carga total es decir 5.350 kgs.

El valor del momento negativo será:

$$-M_A = -M_B = \frac{p \cdot l^2}{2} = 4450 \text{ kgs.} \cdot \frac{0.20^2}{2} = 90 \text{ kg m}$$

el momento máximo tendrá un valor de:

$$M_{\max} = R_A \cdot x - \frac{P \cdot x^2}{2} - M_A \left(1 - \frac{x}{2}\right) - M_B \frac{x}{2}$$

R tiene un valor de 4450 kgs, por tanto reemplazando tendremos:

$$M_{\max} = 4450 \cdot x - 4450 \frac{x}{2} - 90(1-x) - 90x$$

$$M_{\max} = 4450 \cdot x - 2225 \cdot x - 90 + 90x - 90 \cdot x$$

Para obtener el punto de momento máximo, derivamos la ecuación anterior e igualamos a cero

$$4450 - 4450 \cdot x = 0$$

$$x = 1 \text{ metro}$$

reemplazando este valor de X obtenemos el valor del momento máximo

$$M_{\text{máx}} = 4450 \times 1 - 2225 \times 1 - 90 = 2135 \text{ kgm.}$$

El diagrama de momentos y la disposición de la viga se muestran en las figs.

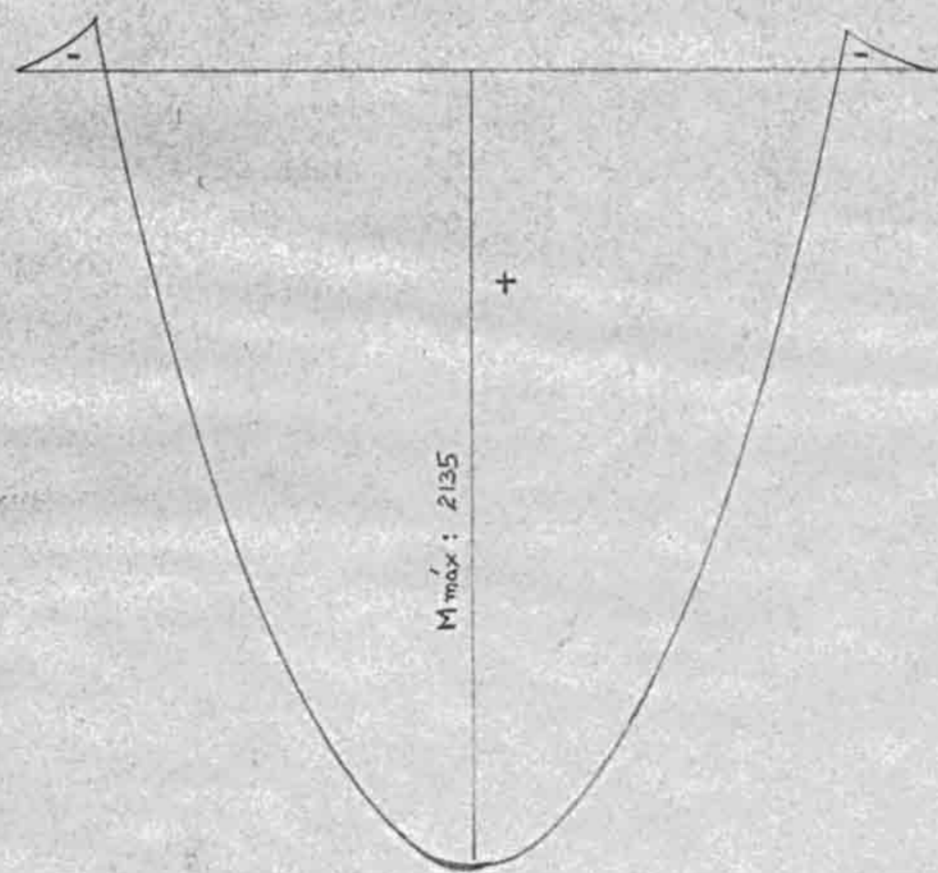
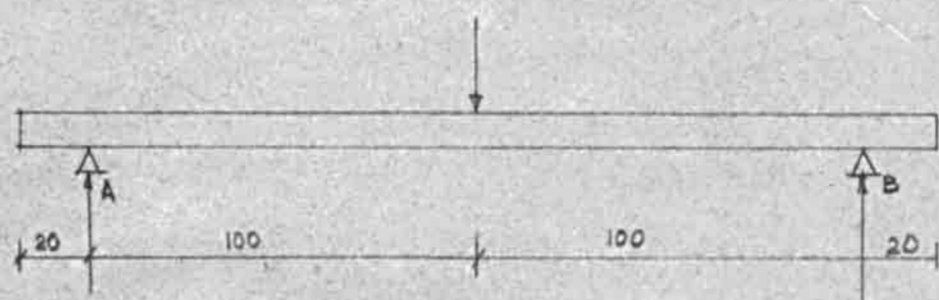


FIG. 36

$$h = 12.99 \sqrt{\frac{265}{100}} = 21 \text{ cms.}$$

con 3 centímetros de recubrimiento la base tendrá 24 centímetros.

Para calcular h, el momento máximo se ha tomado en Tn/cm^2 . La sección de hierro necesaria la calculamos mediante la fórmula:

$$Fe = \frac{K3 \times M_{max}}{h} = \frac{0.938 \times 265}{24} = 10,4 \text{ cms.}^2$$

En esta fórmula el valor de K3 también la dan las tablas, de la relación entre las fatigas admitidas del fierro y del hormigón, adaptando la misma relación anterior el valor de k es de 0.938.

Estableciendo una relación de comparación entre el costo de las dos bases tenemos:

El costo por metro cúbico del hormigón se estima en 400 sucres.

El costo por metro cúbico del hormigón armado se estima 1.200 sucres, por tanto la base de hormigón simple costará:

$$0,6 \times 2,4 \times 2,4 \text{ m}^3 \times 400 \text{ sucres/m}^3 = 1.400 \text{ sucres}$$

THE ART AND SCIENCE OF PROTECTIVE RELAYING.- C. Russel Mason.-

Edit. John Wiley Sons NC. New York. Public en 1956.

APPLIED PROTECTIVE RELAYING.

Edit. Westinghouse Electric Corporation. Segunda Edición 1958.

SILENT SENTINELS.

Edit. Westinghouse Electric Corporation. Segunda edición 1950.

ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK.

Edit. Central Station Engineers of the Westinghouse Electric, Corporation. Cuarta Edición 1.950.

TRANSFORMERS PRINCIPLES AND PEACTICE. J.B. Gibbs.

Edit. Mac Graw Hill Engineering Books. 1949.

HIGH VOLTAGE A.C. CIRCUIT BREAKERS.- S. Gerszenowics.

Edit. George Newnes Limited. 1953.

TRANSMISSION AND DISTRIBUTION

Edit. Mac Graw Gill Engineering Books. 1958.

MANUAL DEL INGENIERO ELECTRICISTA.- A.E. KNOWLTON

Tomos I y II

Edit. Editorial Labor S.A. 1953.

ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DE DISTRIBUCION.O Zoppetti.

Edit. Gustavo Gili S.A. 1955.

LINEAS Y REDES ELECTRICAS. P. Marcelic.

Edit. Ediar. 1.957.

POLIGRAFIADOS.- Profesor Ing. Vicente Jácome

POLIGRAFIADOS.- Profesor Ing. Honorato Placencia

POLIGRAFIADOS.- Profesor Ing. Gale Pazmiño.

NORMAS AMERICANAS; ASA. NEMA. AIE E: para:

Transformadores de poder y de medida. Interruptores auto-

máticos, reconectadores automáticos, pararrayos. Protección de equipos.

CATALOGOS Y PUBLICACIONES DE;

WESTINGHOUSE, sobre: transformadores de poder y de medida; Interruptores automáticos, reconectadores, relés de protección y pararrayos.

LINE MATERIAL: Reconectadores automáticos, pararrayos, fusibles, aisladores, estaciones transformadores de interperie .

BURNDY.- Barras colectoras. Equipos para puesta a tierra.

B T H.- Interruptores automáticos, pararrayos. Relé Buchholz.

ENGLISH ELECTRIC.- Transformadores de poder, pararrayos. Relés Buchholz.

ELECTROCERAMICA.- Aisladores. Disyuntores de alta tensión.