

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES EN SISTEMAS DE  
DISTRIBUCION Y SU APLICACION EN CIRCUITOS ALIMEN  
TADOS DESDE LA SUBESTACION PUERTO MARQUES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO

MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A

JUAN MARIN HERNANDEZ

MEXICO, D.F. 1982



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

# INDICE

PAG.

## INTRODUCCION

1

## CAPITULO I

### TIPOS DE FALLAS QUE SE PRESENTAN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

I.1	GENERALIDADES	2
I.2	CAUSAS MAS COMUNES QUE DAN ORIGEN A FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION	12
I.3	TIPOS DE FALLAS	14

## CAPITULO II

### CORTACIRCUITO Y LISTON FUSIBLE

II.1	GENERALIDADES	19
II.2	SELECCION DEL CORTACIRCUITO FUSIBLE	20
II.3	LISTON FUSIBLE	25
II.4	SELECCION DE FUSIBLES	32

## CAPITULO III

### EQUIPOS DE PROTECCION AUTOMATICOS

III.1	GENERALIDADES	44
III.2	INTERRUPTOR DE POTENCIA	45
III.3	RESTAURADORES	49
III.4	SECCIONALIZADORES	56

## CAPITULO IV

### PROTECCION DE SOBRECORRIENTES POR RELEVADORES

IV.1	GENERALIDADES	63
IV.2	FUNCION DE LA PROTECCION POR RELEVADORES	65
IV.3	PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTOS DE LOS RELEVADORES	70
IV.4	CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION	78
IV.5	CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES	79

## CAPITULO V

### CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

- V.1 GENERALIDADES
- V.2 CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO POR COMPONENTES SIMETRICAS.
- V.3 EJEMPLO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EXPRESANDO LAS CANTIDADES EN POR UNIDAD.

## CAPITULO VI

### COORDINACION DE PROTECCIONES

- VI.1 GENERALIDADES 140
- VI.2 COORDINACION DE FUSIBLE CON FUSIBLE 147
- VI.3 COORDINACION DE RESTAURADOR CON FUSIBLE (LADO CARGA) 156
- VI.4 COORDINACION DE FUSIBLE (LADO FUENTE) CON RESTAURADOR 166
- VI.5 COORDINACION DE RESTAURADOR CON RESTAURADOR 171
- VI.6 COORDINACION DE RESTAURADOR CON SECCIONALIZADOR 178
- VI.7 COORDINACION DE RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE 185

## CAPITULO VII

### COORDINACION DE PROTECCIONES DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION ALIMENTADOS DESDE LA SUBESTACION PUERTO MARQUES.

- VII.1 GENERALIDADES 190
- VII.2 CALCULO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION 192

## CONCLUSIONES

218



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

En la actualidad la energía eléctrica ha adquirido gran importancia en el desarrollo de las actividades de la vida moderna, de tal forma que una interrupción de ésta, causa trastornos y pérdidas económicas enormes.

Por tal motivo uno de los aspectos más importantes en la INGENIERIA DE DISTRIBUCION ha sido buscar sistemas en los cuales se obtengan condiciones más favorables para la distribución de energía eléctrica, reduciendo el número y tiempo de interrupciones, aumentando con esto la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico.

Un servicio más continuo y de mayor confiabilidad se puede obtener mediante un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento del sistema que ha sufrido una avería. Para sistemas de distribución radiales se aplican los siguientes equipos de protección:

INTERRUPTORES  
RESTAURADORES  
SECCIONALIZADORES  
CORTACIRCUITOS FUSIBLE

Para que estos equipos den el resultado deseado, es necesario que se haga una buena selección, instalación y coordinación con los demás equipos que se encuentran en operación en un mismo alimentador o circuito de distribución. Además se les dará un mantenimiento oportuno con la finalidad de que realicen sus operaciones correctamente.

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

En la actualidad la energía eléctrica ha adquirido gran importancia en el desarrollo de las actividades de la vida moderna, de tal forma que una interrupción de ésta, causa trastornos y pérdidas económicas enormes.

Por tal motivo uno de los aspectos más importantes en la INGENIERIA DE DISTRIBUCION ha sido buscar sistemas en los cuales se obtengan condiciones más favorables para la distribución de energía eléctrica, reduciendo el número y tiempo de interrupciones, aumentando con esto la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico.

Un servicio más continuo y de mayor confiabilidad se puede obtener mediante un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento del sistema que ha sufrido una avería. Para sistemas de distribución radiales se aplican los siguientes equipos de protección:

INTERRUPTORES  
RESTAURADORES  
SECCIONALIZADORES  
CORTACIRCUITOS FUSIBLE

Para que estos equipos den el resultado deseado, es necesario que se haga una buena selección, instalación y coordinación con los demás equipos que se encuentran en operación en un mismo alimentador o circuito de distribución. Además se les dará un mantenimiento oportuno con la finalidad de que realicen sus operaciones correctamente.

## SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos que hacen posible que la energía llegue hasta los lugares de consumo (alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes de baja tensión, etc.).

Para que la energía pueda ser distribuida al voltaje adecuado es necesario que ésta pase por varias etapas desde su generación. A continuación se describen todas estas etapas:

### 1). GENERACION

La energía eléctrica suministrada por un sistema de distribución, - procede de varias fuentes como son:

- a). Aprovechamiento de caídas de agua: Plantas hidroeléctricas
- b). Combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón): Plantas geotérmicas y Plantas termoeléctricas
- c). Fisión nuclear: Plantas nucleares

La selección del tipo de planta generadora está determinada por consideraciones técnicas y económicas.

### 2). TRANSFORMACION: SUBESTACIONES ELEVADORAS

Estas subestaciones tienen por objeto transformar el voltaje de generación de las plantas, el cual se genera a tensiones bajas. Con objeto de hacer posible un transporte económico a grandes distancias se eleva el voltaje mediante un transformador.

### 3). LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

Por medio de estas líneas se transporta económicamente la energía eléctrica a distancias considerables y tensiones elevadas, reduciendo así las pérdidas y conservando la regulación de voltaje dentro de los límites aceptables.

#### 4). TRANSFORMACION: SUBESTACIONES REDUCTORAS

Al ser demasiado elevada la tensión de transporte no es posible su utilización directa, por lo que es necesario reducirla para distribuir la energía eléctrica al voltaje comercial. A éstas subestaciones se les llama reductoras o de distribución.

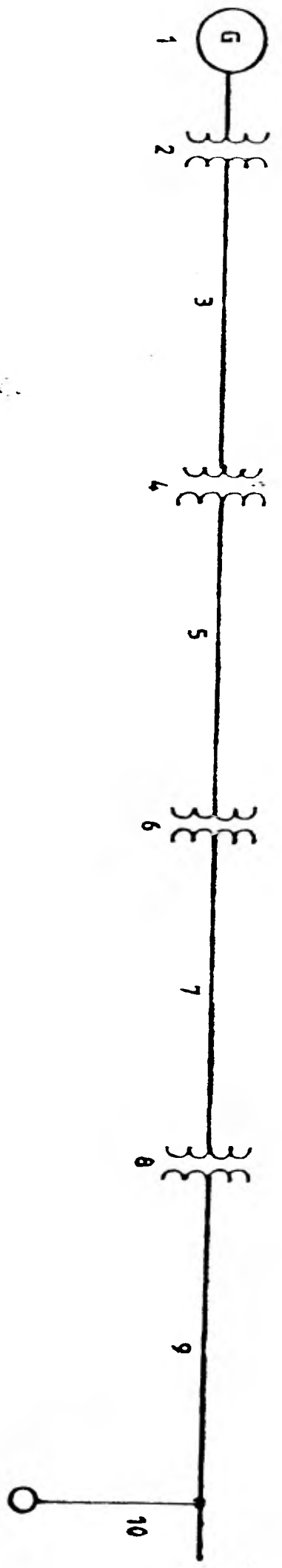
#### 5). LINEAS DE DISTRIBUCION

El objeto de las líneas de distribución o alimentadores primarios es llevar la energía desde las subestaciones de distribución a los centros de consumo a un voltaje adecuado. (Fig.No. 1)

Las tensiones de distribución preferentes normalizadas en la Comisión Federal de Electricidad son: 13.8, 24.0 y 34.5 KV. De éstas la que más se ha generalizado en la actualidad es la de 13.8 KV y la que menos se usa es la tensión de 34.5 KV. Además de estas tensiones de distribución existen otras que se van eliminando progresivamente hasta su desaparición, entre éstas se tiene la de 6.6 KV. En baja tensión las tensiones normalizadas son: 120, 127, 220 y 240 volts. (Tablas 1 y 2)

En este trabajo se analizará la protección de los sistemas de distribución contra las sobrecorrientes y se aplicará este análisis al caso concreto de los circuitos de distribución radiales alimentados desde la subestación Puerto Marquez ubicada en el Puerto de Acapulco Guerrero.

DIVERSAS ETAPAS DE UN SISTEMA ELECTRICO DESDE SU GENERACION  
HASTA SU DISTRIBUCION Y CONSUMO



- 1.- GENERACION
- 2.- SUBESTACION ELEVADORA
- 3.- LINEA DE TRANSMISION
- 4.- SUBESTACION REDUCTORA
- 5.- LINEA DE SUBTRANSMISION

- 6.- SUBESTACION DE DISTRIBUCION
- 7.- LINEA DE DISTRIBUCION.
- 8.- TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
- 9.- RED DE BAJA TENSION
- 10.- ACOMETIDA

FIG. 1

TENSIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION, SUBTRANSMISION Y TRANSMISION		ESPECIFICACION C.F.E. L0000-02
T A B L A    N O .   1		
TENSIONES NOMINALES DE SISTEMAS ELECTRICOS		
PREFERENTES * K V	RESTRINGIDAS ** K V	CONGELADAS *** K V
0.120	85.0	2.4
0.127	138.0	4.4
0.220	150.0	6.9
0.240	161.0	11.8
13.8		20.0
24.0		60.0
34.5		66.0
69.0		70.0
115.0		90.0
230.0		95.0
400.0		

\* Tensiones preferentes son aquellas que se deben utilizar en todo el sector eléctrico

\*\* Tensiones restringidas son aquellas que debido al grado de desarrollo y al valor de las instalaciones no es posible eliminarlas y será inevitable en el futuro aceptar algunas ampliaciones.

\*\*\* Tensiones congeladas son aquellas que se van eliminando progresivamente hasta su desaparición o se operarán a la tensión preferente más próxima.

TENSIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION,  
SUBTRANSMISION Y TRANSMISION

ESPECIFICACION  
C.F.E. L0000-02

T A B L A N O. 2

TENSIONES PREFERENTES DE PLACA PARA TRANSFORMADORES  
EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION

P R I M A R I O

K V	F A S E S
7.6	1
13.2	3 6 1
19.05	1
22.86	3 6 1
33	3 6 1

S E C U N D A R I O

TRANSFORMADOR TRIFASICO	220 Y / 127 VOLTS
TRANSFORMADOR MONOFASICO	120 / 240 VOLTS

# C A P I T U L O I

## TIPOS DE FALLAS QUE SE PRESENTAN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

### I.1 GENERALIDADES

Desde el punto de vista de construcción, los sistemas de distribución pueden ser de dos tipos:

- a) SISTEMAS DE DISTRIBUCION AEREOS
- b) SISTEMA DE DISTRIBUCION SUBTERRANEOS

En la actualidad los sistemas de distribución más usados son los aéreos; aún cuando son menos confiables, su costo es más reducido que el de los sistemas subterráneos. Este estudio estará enfocado a sistemas aéreos; los subterráneos, por sus mismas características de diseño, no usan en todos los casos el mismo equipo y el criterio para protegerlos es distinto.

Por lo que respecta a la topología de los sistemas, estos pueden ser de tres tipos: Radial, anillo y red, los cuales se seleccionan en base a la importancia de los servicios que alimenta.

En un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una falla en la alimentación produce una interrupción en el suministro. En cambio en un sistema en anillo se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro y en un sistema en red se aumenta el número de interconexiones y como consecuencia la continuidad del servicio. Aquí se hará el análisis del sistema de distribución radial exclusivamente, ya que los otros normalmente se usan en sistemas de distribución subterránea. (Fig.No.1-1)

Con el objeto de hacer a éstos sistemas más flexibles, mejorando así la continuidad del servicio, se pueden interconectar los extremos de dos -



alimentadores primarios que salen de una misma subestación o de subestaciones distintas que operen al mismo voltaje, mediante unas cuchillas tripolares o un interruptor. (Fig. I-2)

La operación del sistema se hará en la forma siguiente:

Las cuchillas seccionadoras que funcionan como enlace o el interruptor de amarre están normalmente abiertos y los alimentadores operan en anillo abierto o como alimentadores radiales; en caso de presentar falla alguno de los alimentadores, abre el correspondiente interruptor desde la subestación; una vez localizada la falla y seccionada la parte afectada, se cierran las cuchillas de enlace o el interruptor de amarre tomando el alimentador en servicio la carga del afectado por la falla. Este tipo de transferencias de carga son muy frecuentes en trabajos programados para proporcionar mantenimiento a las líneas evitando suspensiones innecesarias del servicio eléctrico.

Los sistemas radiales aéreos pueden ser trifásicos de tres o de cuatro hilos (3F-3H y 3F-4H). En el primer caso el alimentador principal está constituido por tres hilos y los ramales pueden ser trifásicos de tres hilos y alimentar transformadores de distribución trifásicos, o bien estar constituidos por dos conductores de fase que alimentan transformadores de distribución monofásicos.

En los sistemas trifásicos de cuatro hilos, el alimentador principal está formado por tres conductores de fase y un conductor de neutro. La mayor parte de los ramales están constituidos por un conductor de fase y un conductor de neutro; para que éste sistema funcione correctamente, el neutro debe quedar conectado a tierra en forma efectiva. En este sistema las cargas trifásicas se toman de los tres conductores de fase y las cargas monofásicas pueden tomarse entre dos conductores de fase o entre un conductor de fase y el conductor de neutro.

En la actualidad los sistemas que predominan en México son de tres fases y tres hilos y se empieza a desarrollar en forma intensiva para las nuevas construcciones, principalmente de zonas rurales y urbanas residen-

ciales, los sistemas de tres fases y cuatro hilos.

En los sistemas de distribución aéreos se presentan fallas por sobretensiones y por sobrecorrientes. Contra las primeras se protegen los sistemas haciendo un buen diseño del aislamiento, seleccionando adecuadamente el nivel de aislamiento, así como mediante la instalación de dispositivos de protección contra sobretensiones como son los hilos de guarda y apartarrayos.

Las fallas por sobrecorrientes en sistemas de distribución son las más frecuentes, ocasionadas por cortocircuitos. Aquí se analizará en una forma más amplia la protección de fallas por sobrecorrientes.

Las fallas por sobrecorrientes ocasionadas por cortocircuitos pueden ser, dependiendo del sistema de que se trate: Monofásicas y trifásicas y por el tiempo de duración éstas fallas pueden ser transitorias o permanentes.

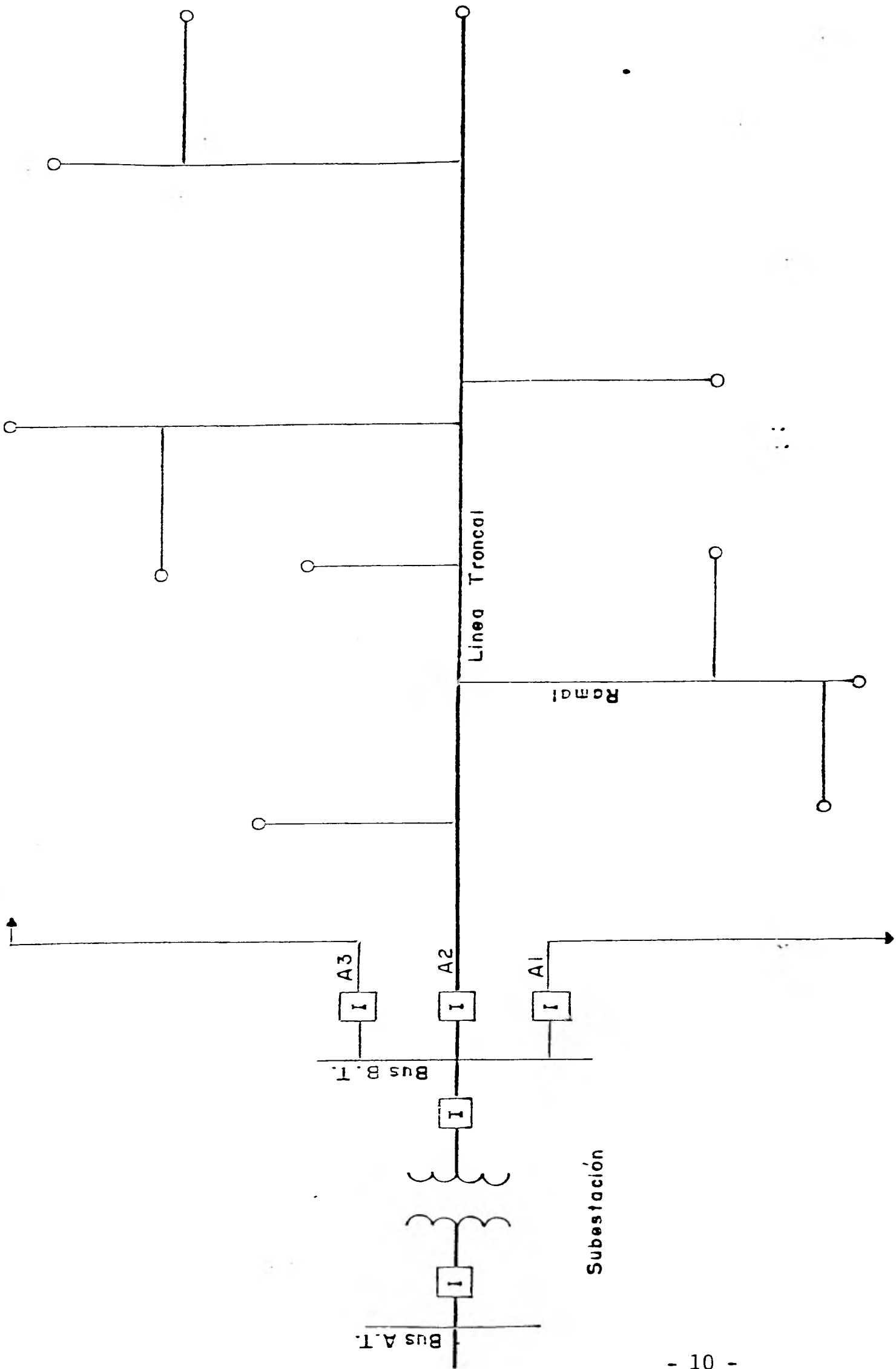


Fig. 1 - 1

Sistema de distribución de operación radial

Diagrama unifilar de un circuito rural

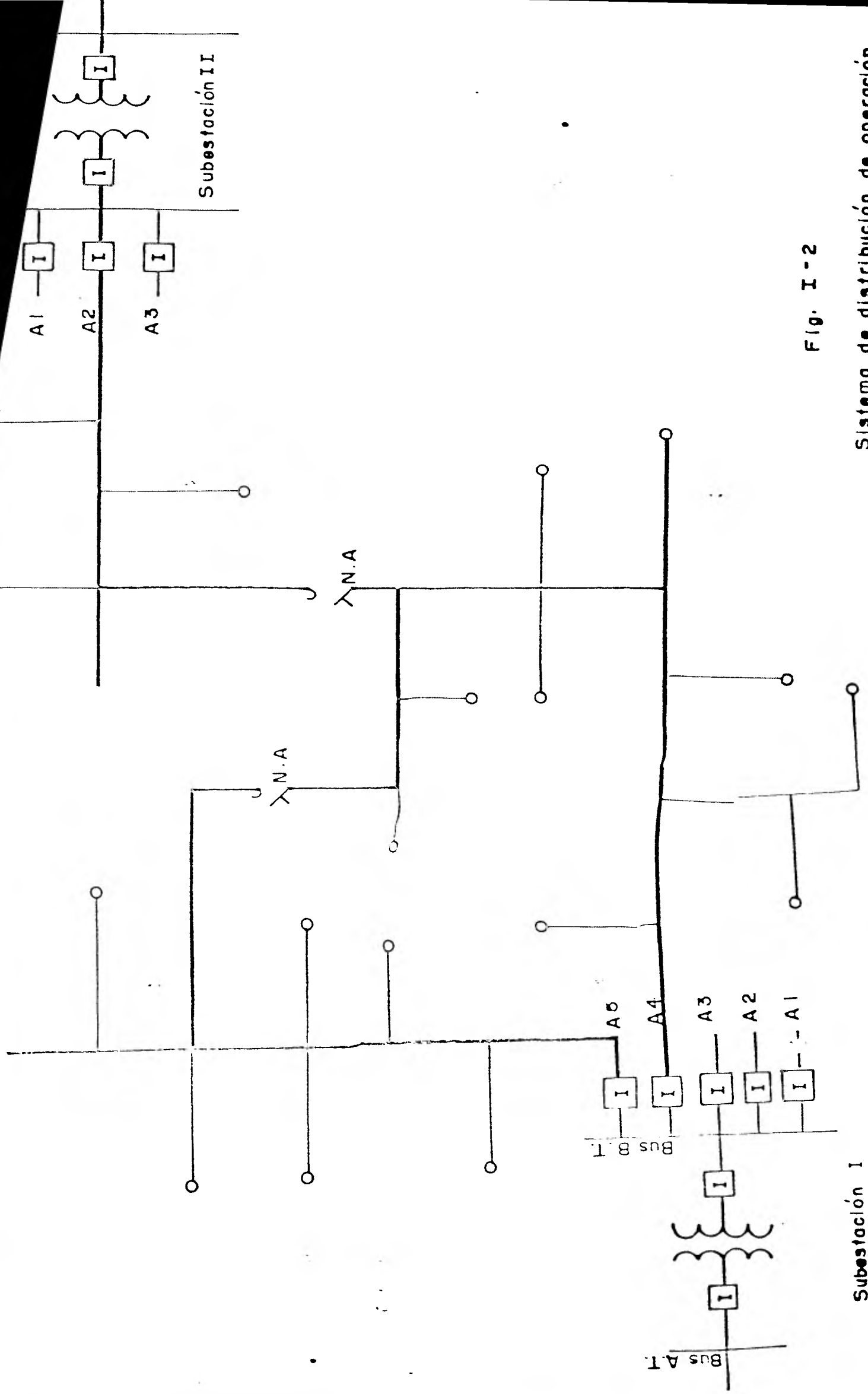


Fig. I-2

Sistema de distribución de operación en anillo abierto (circuito radiales).  
 Diagrama unifilar de los alimentadores de la S.E. I y alim. 2 de la S.E. II

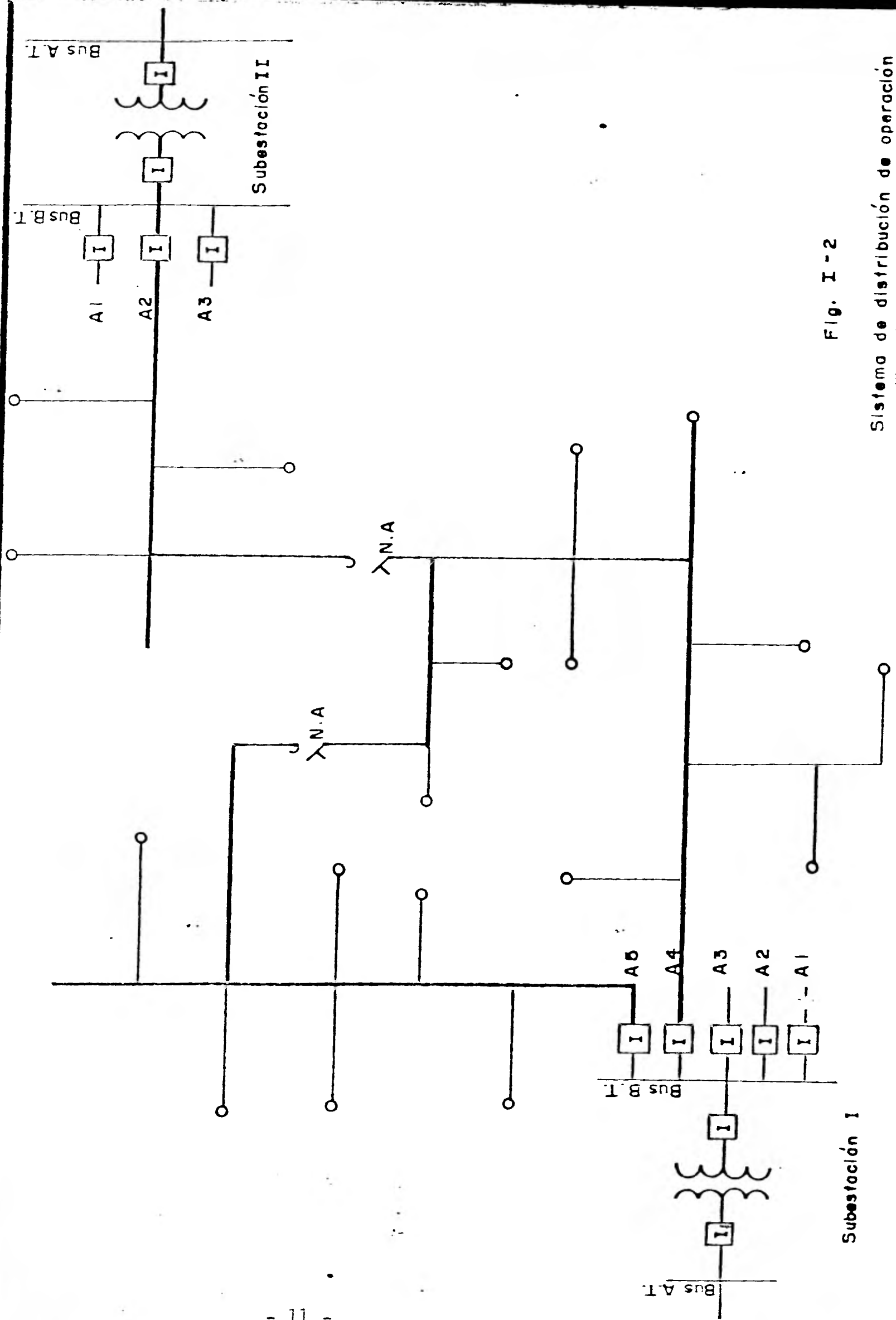


Fig. I-2

Sistema de distribución de operación en anillo abierta (circuito radiales).  
 Diagrama unifilar de los alimentadores 4 y 6 de la S.E. I y alim. 2 de la S.E. II

## I.2 CAUSAS MAS COMUNES QUE DAN ORIGEN A FALLAS

Las causas más comunes que dan origen a fallas en sistemas de distribución son:

- a) Choques de automóviles con postes o estructuras.
- b) Ramas de árboles que hacen contacto o caen sobre las líneas energizadas.
- c) El viento que causa que los conductores hagan contacto entre sí.
- d) El vandalismo.
- e) Descargas atmosféricas.
- f) errores humanos.
- g) Falla de equipo.

a) Con el objeto de facilitar el mantenimiento preventivo o localización de fallas, las líneas de distribución se construyen a orillas de carreteras. Esto ha traído como consecuencia que frecuentemente se tengan fallas por choques de vehículos con los postes, ya que al ser derribado un poste se producen cortocircuitos entre fases o bien entre fase y tierra, - esto mismo sucede en las zonas urbanas en donde las líneas de distribución de energía eléctrica están colocadas en el límite de la banqueta y cuyos postes están expuestos a choques de vehículos.

b) Las ramas de los árboles son causa de muchas fallas al provocar cortocircuitos al hacer contacto con las líneas; esto es muy frecuente debido a que la mayoría de las líneas cruzan zonas arboladas. Esto se evita desramando o abriendo brecha aún cuando muchas veces existen limitaciones principalmente en zonas urbanas.

c) El viento causa fallas al ocasionar que los conductores se junten -- provocando cortocircuitos entre sí o bien tirando ramas sobre éstos. Los conductores se unen entre sí por el viento principalmente en tramos interpostales muy grandes, lo cual a veces no es posible reducir por la topografía del terreno.

d) El vandalismo es otra de las causas que dan origen a fallas, ya que algunas de éstas son originadas por alambres que se arrojan entre las líneas, poniendo a éstas en cortocircuito o bien al reventarse alguno de los conductores por proyectil de arma de fuego; también es frecuente que en algunas zonas se produzcan fallas por colas de papalotes que al hacer contacto entre conductores o entre conductor y cruceta producen cortocircuito principalmente en épocas de lluvias, al volverse conductores por la humedad.

e) Las descargas atmosféricas son causa de muchas fallas debido a que la sobretensión destruye o deteriora el aislamiento, abre líneas, inicia arcos entre conductores, etc. La mayoría de las fallas que se presentan por éste motivo son monofásicas o de fase a tierra.

f) Los errores humanos son también causa de algunas de las fallas que se presentan en sistemas de distribución, las cuales se originan al ejecutar maniobras en las líneas como son: apertura de cuchillas seccionadoras en forma inadecuada, al realizar trabajos en líneas energizadas, al ejecutar maniobras o pruebas en las subestaciones, etc.

g) Es frecuente que se presenten fallas en líneas de distribución originadas por falla en el equipo de protección o seccionalización como cortocircuitos fusible, apartarrayos, restauradores, interruptores, etc.

Las sobrecorrientes debidas a sobrecargas pueden dar origen a fallas cuando el sistema en operación no ha sido bien planeado, no se han hecho revisiones periódicas para detectar el incremento de la demanda, el equipo de protección se encuentra sobrecargado o no se hizo la selección adecuada de éste. Las fallas por esta causa se evitan teniendo la información actualizada de las demandas de cada alimentador o línea de distribución, así como las características del equipo de protección instalado.

### I.3 TIPOS DE FALLAS

Las fallas mas comunes que se presentan en sistemas de distribución aéreos pueden clasificarse en dos tipos:

- 1) Por el tiempo de duración:
  - a) Fallas transitorias
  - b) Fallas permanentes
  
- 2) Por el número de fases que intervienen:
  - c) Fallas de fase a tierra
  - d) Fallas de doble fase a tierra
  - e) Fallas trifásicas

a) Fallas transitorias son aquellas cuya duración es menor a un minuto, dependiendo de la calibración del relevador de recierre de los interruptores o del tiempo de recierre de los restauradores. Estos tipos de fallas que se eliminan unos cuantos segundos despues de que se producen, son las más comunes en los sistemas de distribución aéreos y representan aproximadamente el 80% del total de las interrupciones.

b) Las fallas permanentes como su nombre lo indica, son aquellas cuya duración es de varios minutos u horas dependiendo de la causa que haya originado dicha falla o de la flexibilidad del sistema. En estos casos, el equipo de protección más cercano a la falla (del lado fuente) hace todos los recierres automáticos y finalmente queda abierto, indicando con esto que la falla no se ha eliminado; se procederá a localizarla para su reparación haciendo pruebas por secciones del circuito y revisando la sección afectada.

c) Fallas de fase a tierra. Estas fallas se presentan cuando un conductor cae a tierra, hace contacto con el neutro o con alguna de las partes de la estructura. Las fallas de fase a tierra son las más comunes; se originan por diversas causas como son: ramas, fallas de aislamiento, descargas atmosféricas, líneas reventadas, etc. (Fig. I-3)



d) Fallas de doble fase a tierra, Estas fallas se presentan cuando dos conductores de fase caen poniéndose en contacto con tierra o hacen contacto con el hilo neutro y únicamente se presentan en sistemas bifásicos o trifásicos, (Fig. I-4)

e) Falla de fase a fase, Estas fallas se presentan cuando dos conductores de fase se unen entre sí cortocircuitándose; se presentan en sistemas bifásicos y trifásicos; las causas más comunes que las originan son; el viento, las ramas, objetos arrojados sobre las líneas, etc. (Fig. I-5)

f) Fallas trifásicas, Este tipo de fallas se presentan cuando se ponen en corto-circuito los tres conductores de fase, por el aterrizaje de las tres fases o por el arqueo entre conductores que se origina por descargas atmosféricas. Estas fallas trifásicas son las menos comunes con respecto a las mencionadas anteriormente; esto se debe a que generalmente se inicia la falla de tipo monofásico y actúa el equipo de protección mucho antes de que ésta se convierta en trifásica; como su nombre lo indica éstas fallas únicamente se presentan en sistemas trifásicos. (Fig. I-6)

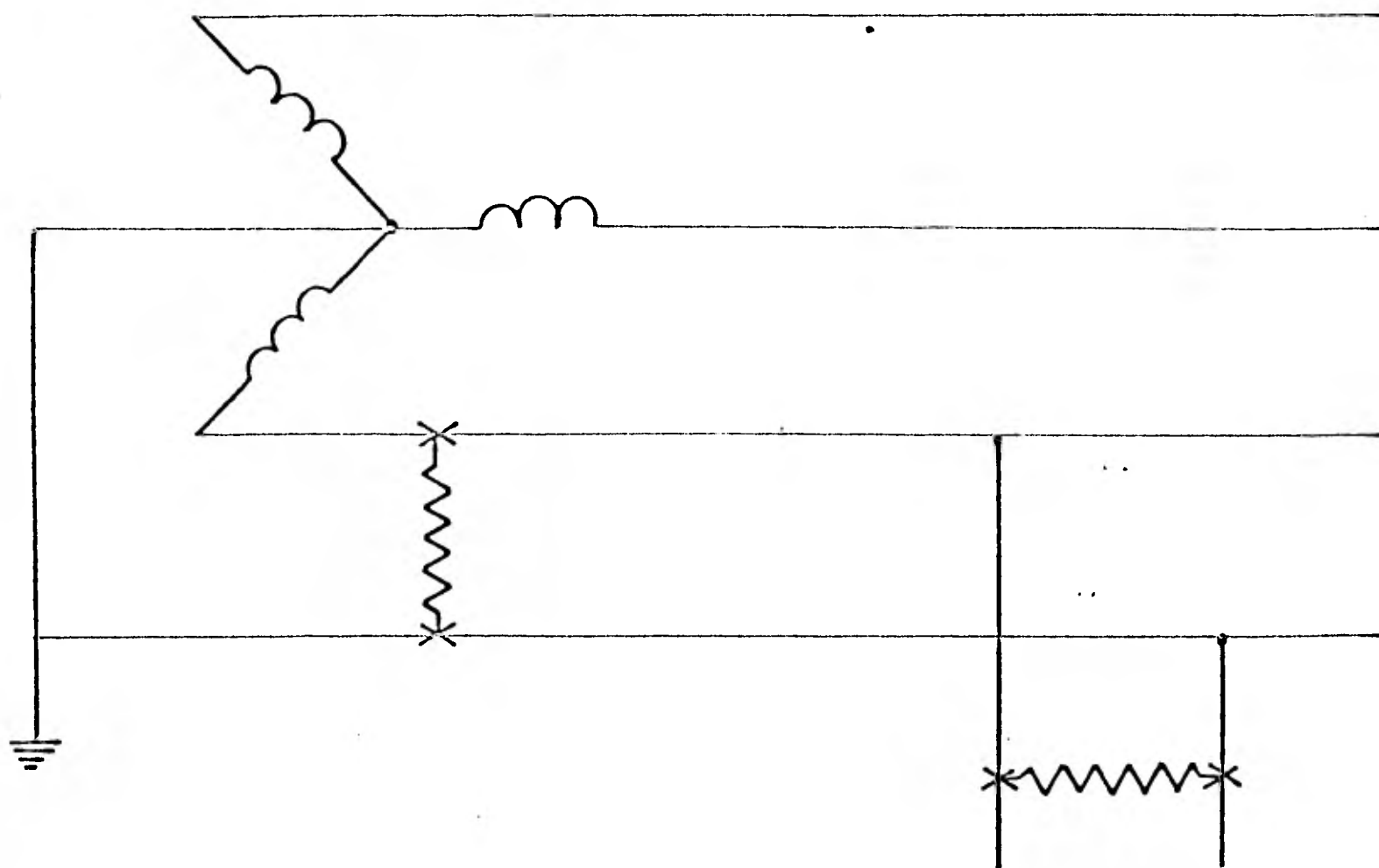


FIG. 1 - 3

FALLAS DE FASE A TIERRA

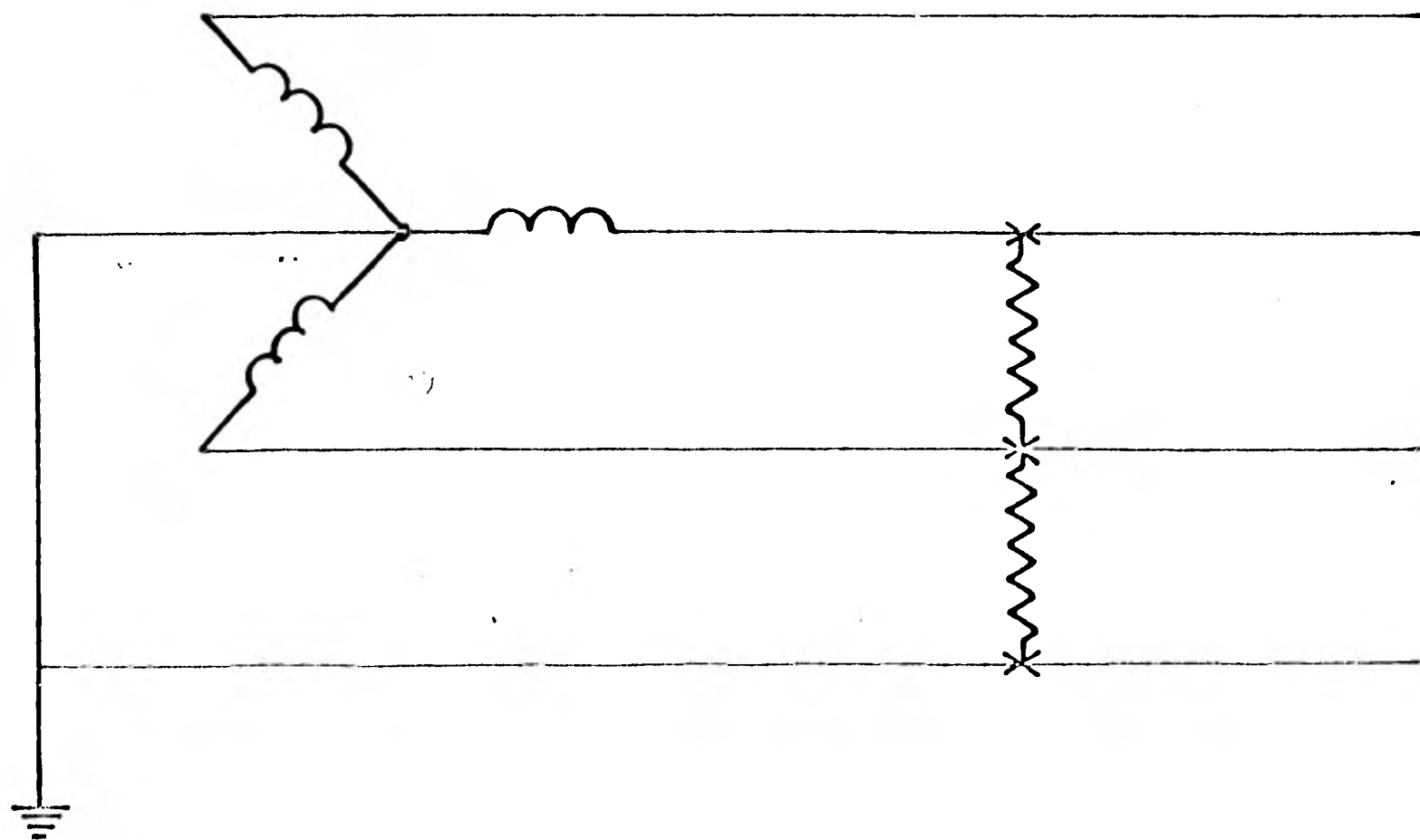


FIG. 1 - 4

FALLAS DE DOBLE FASE A TIERRA

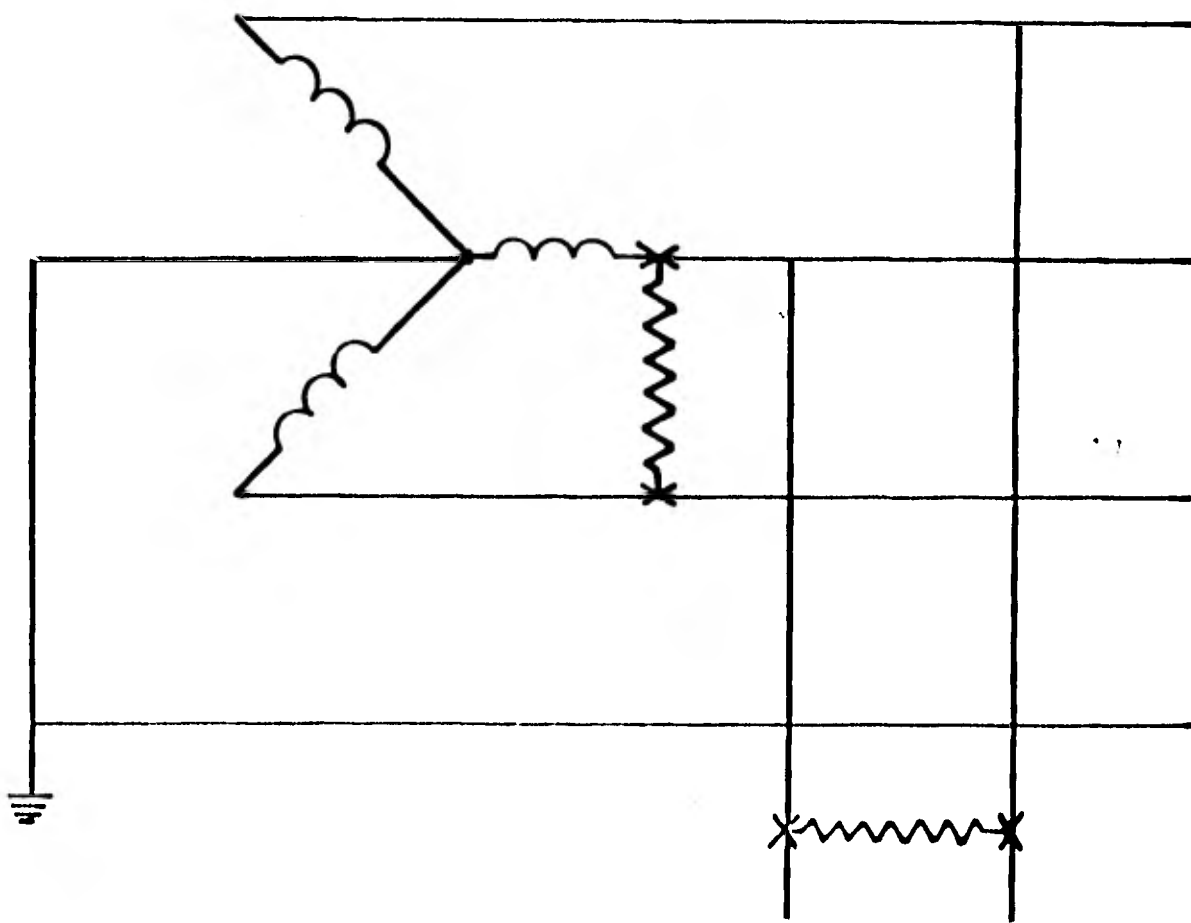
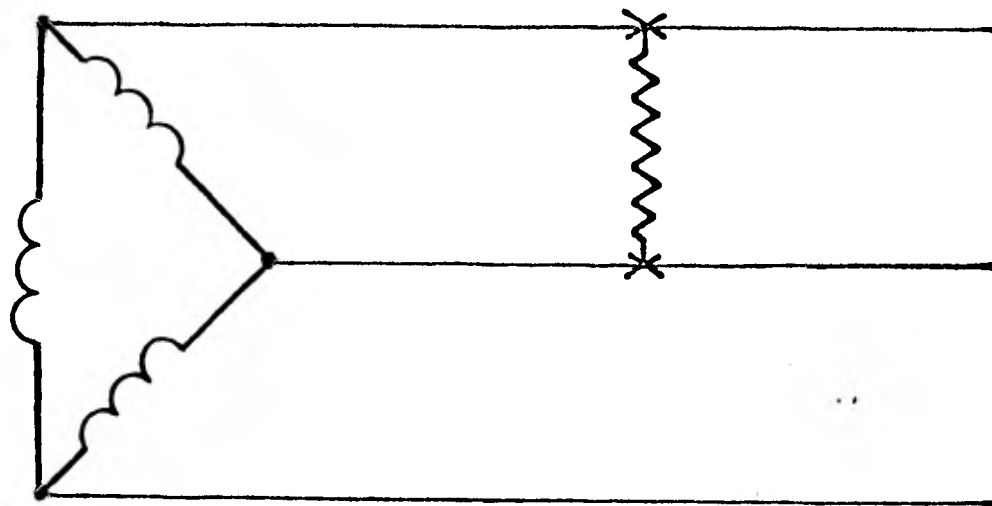


FIG. 1-5

FALLAS ENTRE FASES

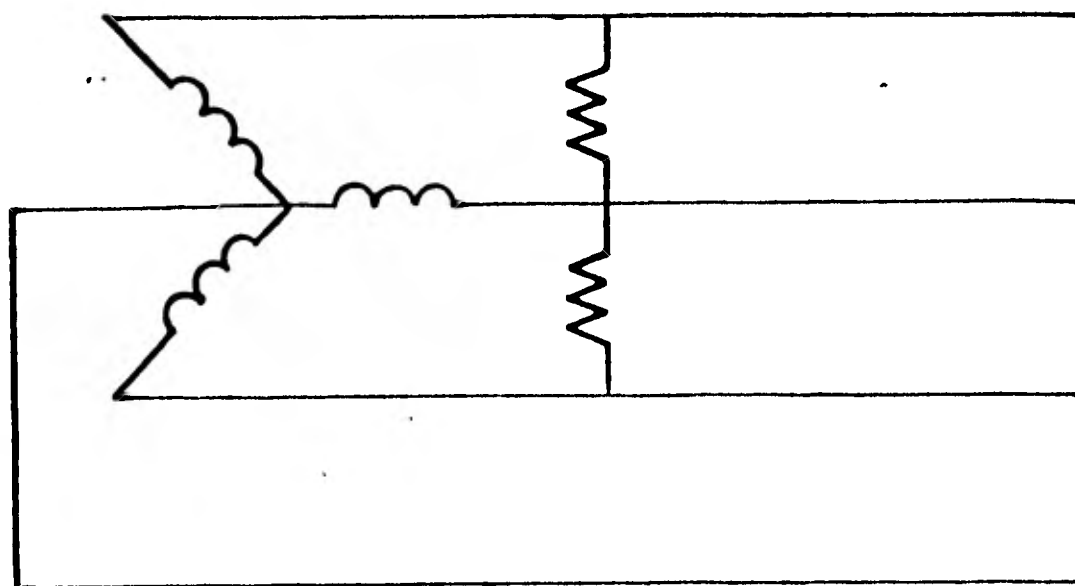
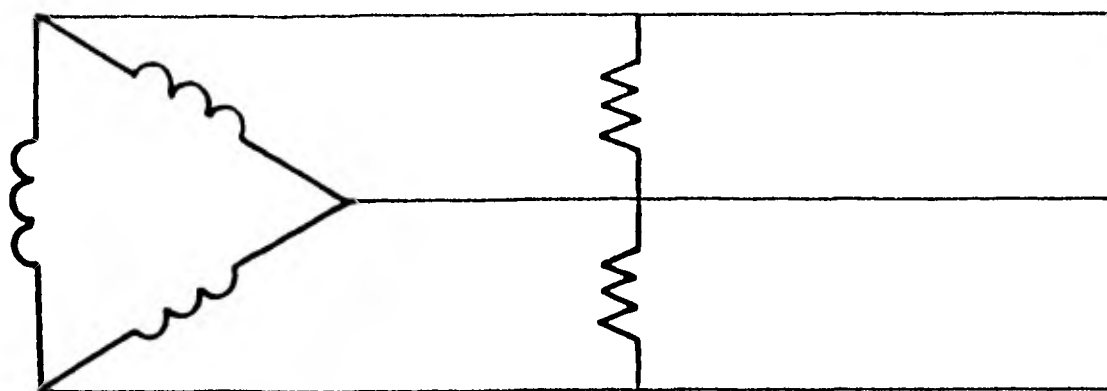


FIG. 1-6  
FALLAS TRIFASICAS  
- 18 -

## C A P I T U L O    I I

### CORTACIRCUITO Y LISTON FUSIBLE

#### II.1 GENERALIDADES

El cortacircuito fusible o cuchilla fusible como se le llama comunmente es un equipo de conexión y desconexión usado en alimentadores primarios o circuitos de distribución. Tiene dos funciones importantes que desempeñar:

- a) Como equipo de seccionalización
- b) Como equipo de protección

De éstas funciones, la segunda es la más importante y su instalación es con el fin de proteger líneas y transformadores de distribución tanto en áreas rurales como urbanas e industriales. De todos los equipos de protección es el más económico y más pequeño y por consecuencia el que más se usa, aun cuando no sea el más eficiente. Por el tipo de protección que proporciona el cortacircuito fusible, éste se define como un equipo de protección contra sobrecorrientes, con un elemento fusible que abre el circuito al ser calentado directamente y destruido por la corriente que pasa por él.

Los cortacircuitos fusible que se utilizan generalmente en los sistemas de distribución pueden dividirse en los siguientes tipos:

- a) CERRADOS
- b) DE EXPULSION
- c) ABIERTOS
- d) EN ACEITE
- e) EN ARENA
- f) DE POTENCIA

Los cortacircuitos fusible tipo cerrados prácticamente han quedado fuera de uso debido a que se utilizan en sistemas de distribución de 2.4 y 4.16 KV, que en la actualidad se han ido eliminando progresivamente -

hasta su desaparición total.

Los cortacircuitos fusible en aceite y en arena son empleados en -- sistemas de distribución subterránea y en instalaciones de tipo interior. El cortacircuito fusible de potencia se emplea normalmente en subestaciones y rara vez en líneas aéreas.

Los cortacircuitos que tienen mayor utilización en los sistemas de aérea son los de tipo expulsión y los de tipo abierto. Los que operan - bajo el principio de expulsión, emplean un tubo de fibra desionizante, co- nocido como canilla, para confinar el arco y el listón fusible. Cuando la corriente de falla es interrumpida, el tubo desionizante es calentado en el momento de fusión del listón fusible el cual emite gases que se acumu- lan dentro del tubo, desplazando, comprimiendo y enfriando el arco. Este, - al estar confinado dentro del tubo, se rompe y se extingue escapándose - los gases llevando porciones de partículas derivadas del arco.

## II.2 SELECCION DEL CORTACIRCUITO FUSIBLE

Para hacer una correcta selección del cortacircuito fusible es nece- sario conocer la información del sistema de distribución donde se va a aplicar que a continuación se indica:

- 1) Tipo de sistema
- 2) Voltaje del sistema
- 3) Corriente de carga
- 4) Máxima corriente de falla en el punto de aplicación

Con esta información se podrán determinar los siguientes valores del cortacircuito fusible:

- a) Voltaje
- b) Corriente nominal
- c) Capacidad interruptiva

Selección del voltaje nominal. Para seleccionar el voltaje nominal del cortacircuito fusible, es necesario conocer las siguientes caracterís- ticas:

Voltaje máximo del sistema de fase a fase o de fase a neutro.

Tipo de sistema

Si el circuito es monofásico o trifásico.

En sistemas no aterrizados o aterrizados únicamente en la subestación, tres fases, tres hilos (3F-3H), el voltaje nominal del cortacircuito fusible debe ser igual o mayor al voltaje entre fases.

En sistemas con neutro solidamente aterrizado y multiaterrizado, -- tres fases, cuatro hilos (3F-4H), el voltaje nominal del cortacircuito fusible debe ser igual o mayor al:

Voltaje máximo entre fases para líneas bifásicas y trifásicas.

Voltaje máximo entre fase y tierra para ramales monofásicos.

Seleccionando los voltajes nominales en ésta forma, el nivel básico de impulso (BIL) del cortacircuito fusible estará acorde con el requerido por el sistema.

Como información adicional, en el comité de normalización interna de Comisión Federal de Electricidad, se determinaron los voltajes de los sistemas clasificándolos como se muestra en el anexo No.1 .

Selección de la corriente nominal. La capacidad de corriente nominal debe ser mayor que la máxima corriente de carga en el punto de instalación.

Las capacidades nominales de corriente de carga de los cortacircuitos fusible más usados en distribución, de acuerdo con el catálogo de productos de la industria eléctrica son:

a) Cortacircuito fusible de 50 amperes.

b) Cortacircuito fusible de 100 amperes.

En casos especiales se usan cortacircuitos fusible de 200 amperes. Ver anexo No.2 .

Selección de la capacidad interruptiva. Con el objeto de seleccionar la capacidad interruptiva en forma correcta, es necesario calcular la corriente simétrica de falla máxima en el punto de instalación del cortacircuito fusible. Esta corriente debe ser menor a la capacidad de interrupción de falla simétrica del cortacircuito fusible. Gene

ralmente los fabricantes acostumbran publicar el valor nominal de la corriente interruptiva asimétrica del cortacircuito, esto obliga al usuario a calcular el valor de la corriente asimétrica para poder hacer la comparación.

#### APLICACION

Para hacer una buena aplicación de los cortacircuitos fusible, se requiere conocer además de las características del sistema eléctrico, el equipo que se desea proteger. Los cortacircuitos fusible instalados en sistemas de distribución con el propósito de seccionalizar las fallas, deben tomarse en cuenta los siguientes factores:

- a) Corriente normal y sobrecarga del circuito.
- b) Corrientes transitorias del circuito tales como las magnetizantes de los transformadores, arranques de motores, etc.
- c) Coordinación con otros equipos de protección.



A N E X O NO. 1

TENSIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION, SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION	ESPECIFICACION C.F.E. L0000-02
---	-----------------------------------

LIMITES DE LAS TENSIONES NOMINALES PREFERENTES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

Tensión Nominal Volts	Tipo de Sistema	Tensión de Ser- vicio Mínima(2) Volts	Tensión de Ser- vicio Máxima Volts
D I S T R I B U C I O N			
120/240	1 fase 3 hilos	108/216	126/252
240 /120	3 fases 4 hilos	216 /108	252 /126
220Y/127 (1)	3 fases 4 hilos	198 Y/114	231 Y/133
13,800	3 fases 4 hilos	12,420	14,490
24,000	3 fases 3 ó 4 hilos	21,600	25,200
34,500	3 fases 3 ó 4 hilos	31,050	36,225
SUBTRANSMISION Y TRANSMISION			
69,000	3 fases 3 hilos		72,000
115,000	3 fases 3 hilos		123,000
230,000	3 fases 3 hilos	No se especifica	245,000
400,000	3 fases 3 hilos		420,000

Notas:

(1) Se recomienda su instalación únicamente en donde la proporción de cargas trifásicas sea predominante.

(2) Los valores de tensión de servicio mínimo de distribución, se pueden usar como límites permisibles en áreas urbanas.

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE CORTACIRCUITOS FUSIBLE DE ACUERDO CON  
EL CATALOGO DE PRODUCTOS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

T I P O	CLASE DE AISLAMIENTO KV	TENSION NOMINAL KV	NBI KV	CORRIENTE NOMINAL KV	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	VENTEO	CLAVE
Expulsión	15	14.4	95	100	8000	simple	V41C623C10
Expulsión	25	25	125	100	6000	simple	V41C923A10
Expulsión	34.5	34.5	200	100	2000	simple	V41CA23450
Expulsión	15	14.4	95	100	8000	doble	V41C623C20
Expulsión	25	25	125	100	6000	doble	V41C923A20
Expulsión	34.5	34.5	200	100	2000	doble	V41CA23440
Abierto	15	14.4	95	100	1200		V41A621230

### II.3 LISTON FUSIBLE

El listón fusible, llamado frecuentemente fusible, es un dispositivo de protección contra sobrecorrientes cuyo empleo se manifestó tan pronto como la electricidad estuvo disponible comercialmente. Su función principal es proteger la fuente de energía o los equipos conectados, interrumpiendo el circuito de distribución en condiciones anormales; esto sucede cuando la corriente que pasa por él es muy alta o el tiempo que tarda es mayor al de fusión los listones fusible constan de tres partes básicas: cabezal, elemento fusible y tensor.

#### DISEÑO

El primer fusible que se usó fue simplemente un pedazo de alambre de calibre más pequeño que el de la línea. El efecto casi único que esto tenía era que localizaba el problema. Proporcionaba muy poca protección para el equipo de generación o de distribución. Este tipo de fusibles requería de muy altas temperaturas para fundirse, con el consiguiente arqueo y riesgo del metal fundido.

Muy pronto se comprendió la necesidad de algún bloqueo o cubierta para el listón fusible y después de varios intentos y usando varios materiales, se realizó el progreso esperado al ser usada fibra de cuero en el tubo del fusible. Esta fibra es el único material orgánico que se conoce que tiene la propiedad de extinguir el arco. Otros materiales con altas temperaturas, entregan ingredientes volátiles que dejan depósitos de carbón; actualmente se usa una fibra desionizante.

Los fusibles deben diseñarse para soportar la carga nominal en forma continua, así como sobrecargas repetidas por períodos cortos de tiempo y sin daño al equipo que se quiere proteger; las sobrecargas que dañan al equipo, deberán ser interrumpidas.

Algunos factores de diseño incluyen la fuerza física del elemento fusible, requisitos de temperatura, características de tiempo-corriente. El requisito de la fuerza física es importante debido a que el elemento

fusible se encuentra bajo tensión en su soporte y para lograr la temperatura de fusión necesaria, se requiere de un metal de baja resistencia a la tracción. Un material de baja resistencia a la tracción también tiene un punto de fusión muy alto que podría dañar el soporte del fusible.

Para fusibles más pequeños, sin fuerza inherente en el elemento fusible, se instala un alambre para esfuerzos, aislado del elemento fusible y cuando éste opera, el arco resultante rompe el alambre.

Los fusibles se fabrican con uno o con dos elementos: los fusibles de un solo elemento se fabrican ya sea con un elemento de baja temperatura de fusión como el estaño o uno de alta temperatura como el cobre o la plata. El estaño se funde a 232 °C, la plata a 960 °C y el cobre a 1080 °C. El elemento de estaño soportará continuamente la corriente más que el elemento de plata y cobre, para la misma característica tiempo-corriente.

Un fusible con doble elemento incorpora dos elementos en serie. La terminal de cada elemento, que generalmente es de cobre estañado se encuentra sujeta por un alambre estañado; cuando ocurre la sobrecarga, el estaño se funde a ciertos valores de tiempo-corriente predeterminados y cuando ocurren cortocircuitos o sobrevoltajes transitorios, el elemento de esfuerzo explota antes de que se funda el estaño.

La influencia de la temperatura ambiente es de poca importancia en la elección del material del elemento aunque el estaño puro y otros materiales de bajas temperaturas tienen algunas ventajas. (Fig. II-1). La temperatura de operación, sin embargo, tiene un pronunciado efecto en el material del elemento.

Cuando los fusibles conducen la corriente nominal, la temperatura de punto caliente para el estaño es de 150 °C (Fig. II-2); para los elementos de alta temperatura es del orden de 590 a 700 °C.

Con una carga de 180% de la corriente nominal, la temperatura de punto caliente para el elemento de estaño es de 220 °C y para los elementos de alta temperatura del orden de 880 a 1000 °C.

El tiempo de fusión y la magnitud de la corriente de fusión están de terminados por la sección transversal de éste. Cuando las corrientes son altas, el tiempo de fusión del elemento depende únicamente de la magnitud de ésta corriente y de la sección transversal.

#### OPERACION DEL FUSIBLE

Una vez que un cortacircuito es instalado en una línea de distribución, el listón fusible está en condiciones de operar y realizar su función principal como dispositivo de protección. En el momento de presentarse la falla, el elemento fusible es fundido por la corriente de cortocircuito - siempre y cuando se presenten las siguientes condiciones:

- a) Que pase por el fusible la corriente de fusión.
- b) Que se mantenga esa corriente por el tiempo de fusión.

Si por el fusible pasa la corriente de fusión, pero no se mantiene el tiempo necesario, éste no se fundirá y probablemente se debilita alterándose sus propiedades únicamente.

De acuerdo a normas NEMA, los fusibles deberán conducir el 100% de su corriente nominal y la corriente mínima de fusión será no mayor del 230% en menos de 5 minutos. Cuando la corriente de falla es mayor que la corriente mínima de fusión, el elemento fusible se funde más rápido. (Fig. II-3)

En la figura II-3 se observa que:

- a) un fusible de seis amperes se fundirá como mínimo con 12 amperes en 5 minutos.
- b) Este mismo fusible no se funde con seis amperes que es su capacidad nominal.
- c) Si la corriente de falla es mayor que la mínima de fusión, el fusible se funde en menos tiempo.

Los fusibles se clasifican de acuerdo con las normas EEI-NEMA en dos tipos:

- 1) Fusibles de acción rápida tipo K
- 2) Fusibles de acción lenta tipo T

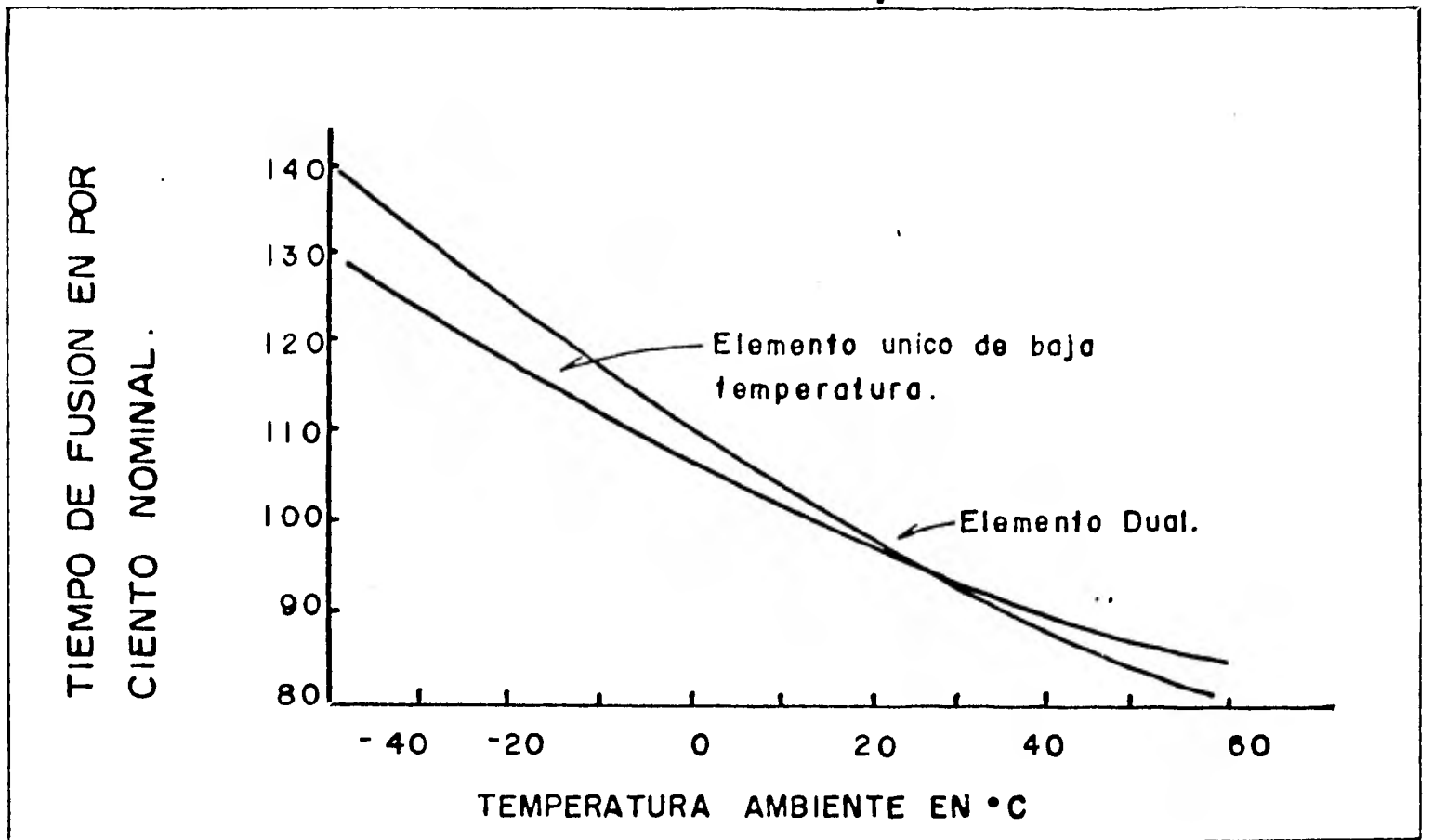
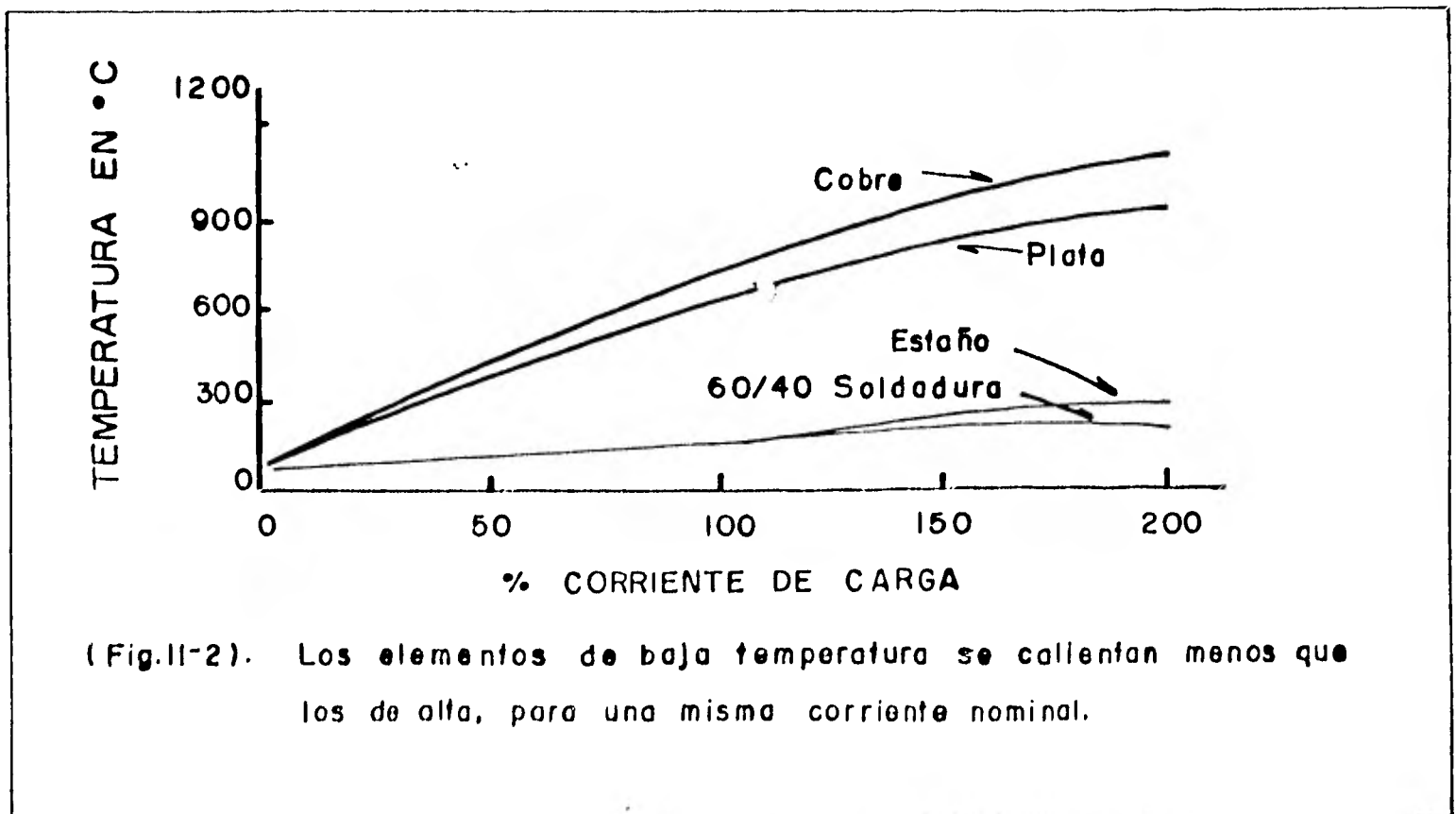


FIG. 11-1

La temperatura ambiente tiene poca influencia sobre el material del elemento, pero la temperatura de operación si tiene un efecto importante.



(Fig. 11-2). Los elementos de baja temperatura se calientan menos que los de alta, para una misma corriente nominal.

CORRIENTE EN AMPERES FIG. II-3

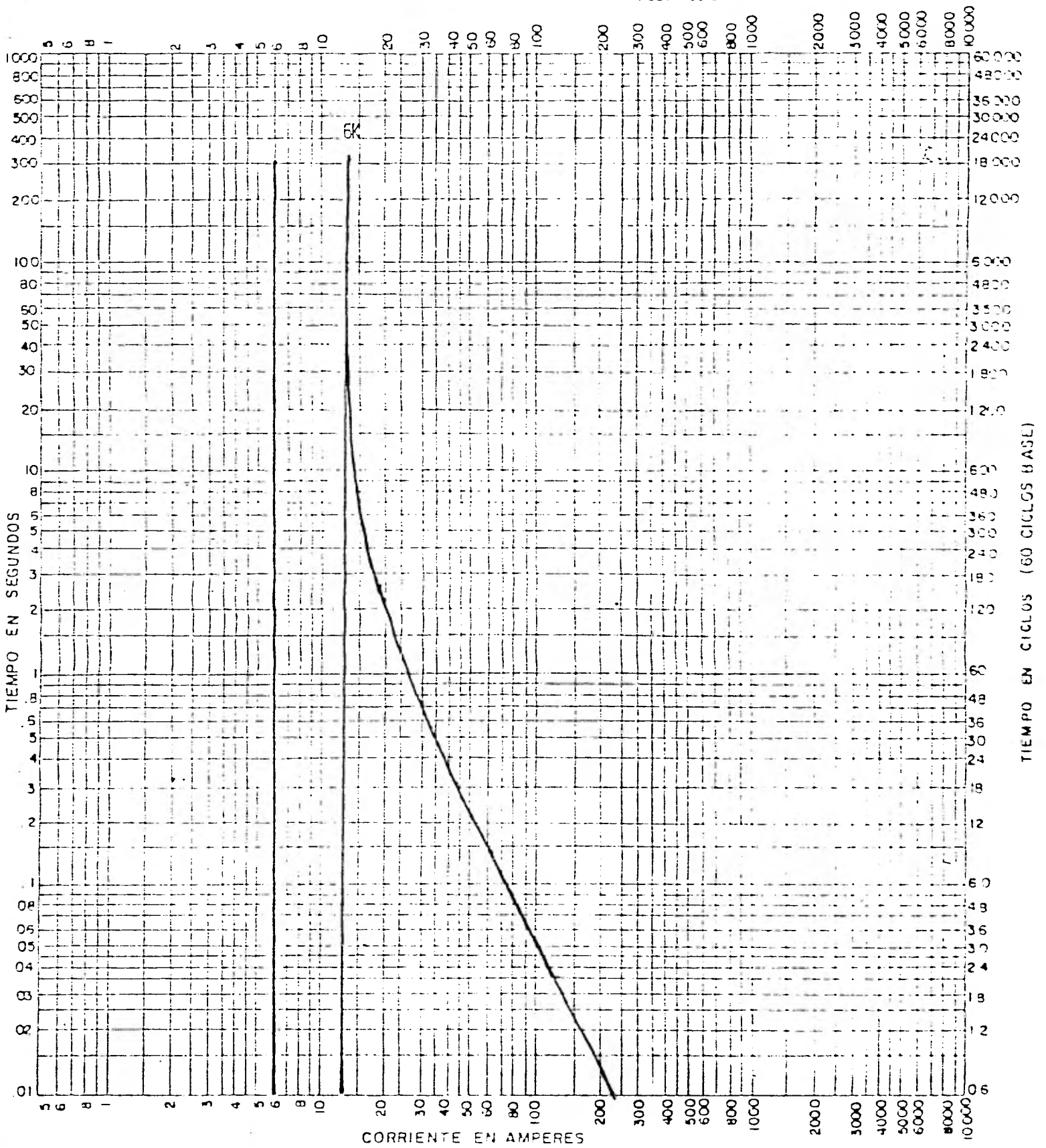


FIG. II - 3

Hay otros tipos de fusibles que son el "H" y "N" cuyo uso es muy restringido en la actualidad. Se funden al 100% de su capacidad nominal a diferencia de los tipos K y T. En el anexo No. 3 se muestran las capacidades de carga de fusibles tipos N, H, T y K.

De estos tipos de fusibles el más usado es el tipo K y le sigue en uso el tipo T, fabricados en el tipo universal. Las capacidades de estos fusibles universales están divididos en tres categorías que son:

Capacidad preferente: 6,10,15,25,45,65,100,140 y 200 Amp.

Capacidad no preferente: 8,12,20,30,50 y 80 Amp.

Capacidad menor a 6 Amp: 1,2,3 y 5

Los fusibles tipos K y T de la misma capacidad tienen características de tiempo-corriente idénticas en los puntos 300 y 600 segundos, presentando en estos mismos puntos las mismas características de sobrecarga. Sin embargo tienen diferentes características de tiempo-corriente en todo el resto de los puntos; el fusible tipo T es más lento en el lado de corrientes altas que el fusible tipo K de la misma capacidad.

La distinción entre ambos tipos de fusibles es la relación de velocidades o rapidez, la cual es la razón entre las corrientes de fusión a 0.1 y 300 segundos para fusibles con capacidad superior a los 100 Amp. y 0.1 y 600 para fusibles con capacidad por arriba de 100 Amp.

Por ejemplo, un fusible de seis amperes tipo K tiene para 0.1 segundos una corriente de fusión de 130 amperes y a 300 segundos una corriente de fusión de 12 amperes, resultando una relación de velocidad de  $130/12 = 10.8$ . Los fusibles lentos tipo T tienen una relación de velocidad entre 10 y 13 y los fusibles rápidos tipo K tienen una relación de velocidad entre 6 y 8.1.

Existen otros tipos de fusibles como son los siguientes:

Fusibles limitadores de corriente.

Fusibles de potencia.

Los fusibles limitadores de corriente tienen la ventaja de limitar la corriente que pasa por ellos a un valor seguro y controlable; por su aplicación pueden ser de respaldo, que es el más sencillo; tienen especificada



A N E X O No. 3

CAPACIDAD NOMINAL Y CORRIENTE DE CARGA DE FUSIBLES

T I P O H		T I P O N		T I P O K ó K	
CAPACIDAD NOMINAL TIPO H	CAPACIDAD DE CARGA (AMPS)	CAPACIDAD NOMINAL TIPO N	CAPACIDAD DE CARGA (AMPS)	CAPACIDAD NOMINAL TIPO K ó T EEI-NEMA	CAPACIDAD DE CARGA (AMPS)
1 H	1	5	5	6	9
2 H	2	8	8	8	12
3 H	3	10	10	10	15
5 H	5	15	15	12	16
8 H	8	20	20	15	23
		25	25	20	30
		30	30	25	38
		40	40	30	45
		50	50	40	60
		60	60	50	75
		75	75	65	95
		85	85	80	120
		100	100	100	150
		125	125	140	190
		150	150	200	200
		200	200		

una capacidad mínima de interrupción determinada. El de aplicación general, es capaz de interrumpir todas las corrientes, desde la máxima corriente interruptiva hasta la que causa la fusión del fusible en una -- hora. Este último, es el fusible de rango completo que puede interrumpir cualquier corriente, desde su valor de fusión mínimo para temperatura ambiente máxima esperada hasta su capacidad interruptiva especificada. Estos fusibles limitadores de corriente se usan principalmente en sistemas de distribución subterránea.

Los fusibles de potencia fueron desarrollados para cumplir con la necesidad de rangos mayores de voltaje y corriente se usan generalmente en subestaciones para proteger transformadores de potencial y de servicios, de las grandes sobrecorrientes que se presentan en esos puntos - originadas por fallas de magnitud muy alta. NEMA ha normalizado los rangos de corriente y las características tiempo-corriente para estos fusibles de potencia.

#### II.4 SELECCION DE FUSIBLES

Para la selección de fusibles se deben considerar las siguientes reglas:

1.- La capacidad de corriente del fusible debe ser mayor que la corriente de carga en el punto de instalación. En C.F.E. por lo general se seleccionan los fusibles con un margen de 50% por arriba de la corriente de carga.

2.- El fusible a seleccionar debe ser capaz de interrumpir las fallas sin daño en el equipo, que representaría un costo adicional e interrupción prolongada del servicio.

3.- Debe despejar la falla oportunamente y el área afectada será mínima con el objeto de no tener interrupciones innecesarias.

4.- El rango de voltaje de los fusibles será el adecuado dependiendo del voltaje del sistema, tipo de conexión de los transformadores de

potencia y conexión del neutro utilizado.

5.- Deberá conocerse la máxima corriente de corto-circuito, trifásica y monofásica, en el punto de instalación con el objeto de definir el rango de protección así como verificar la correcta selección de la capacidad interruptiva del equipo.

6.- Se deberá considerar las corrientes transitorias como son:

a) Corriente de magnetización.- Esta es la corriente que toman los transformadores al ser energizados y puede alcanzar valores muy superiores a la corriente nominal. Como regla general para la selección del fusible o equipo de protección se considera que este valor es doce veces - la corriente nominal del transformador en un tiempo de un décimo de segundo (0.1 Seg.) y el fusible será capaz de soportarla. Será capaz de soportar también sin daño alguno veinticinco veces la corriente nominal - del transformador durante 1/2 ciclo.

En vista de que la curva tiempo-corriente, tiene como tiempo mínimo 0.01 segundos y en un sistema de 60 Hz., 1/2 ciclo representa 0.0083 segundos, se toma esta regla de veinticinco veces la corriente nominal en un tiempo de 0.01 segundos, dando suficiente seguridad de que no se dañe el fusible por la corriente de magnetización aplicada.

b) Corriente de carga fria.- Es la corriente transitoria que toma un circuito de distribución o ramal al ser reenergizado despues de una salida y ésta es originada por el arranque de motores conectados y la corriente de magnetización de la totalidad de los transformadores de distribución conectados al circuito. La corriente total que toma el circuito varía de 5 a 10 veces su corriente nominal durante algunos segundos. Como regla general se considera que los fusibles deberán de soportar seis veces la corriente nominal de carga durante 1.0 segundos o tres veces la corriente durante 10.0 segundos.

7.- Sobrecarga admisible.- En la selección de fusibles se deberá - tomar tambien en consideración la sobrecarga en los transformadores de-

distribución que puede ser del 20 al 50% de su capacidad nominal. En C.F.E. se considera el 30%, es decir  $I = 1.3 I_n$ .

#### Curvas tiempo - corriente.

La relación entre el mínimo tiempo de fusión y el máximo tiempo de limpieza, se determinan a través de datos de prueba de laboratorio y a partir de los cuales se elaboran las curvas tiempo-corriente. La co rriente se traza sobre el eje horizontal y el tiempo en el eje vertical sobre escalas logarítmicas. Ver Fig. II-4 y II-5 ..

Ambas curvas, la correspondiente al mínimo tiempo de fusión y al máximo tiempo de limpieza, son herramientas esenciales para la adecuada aplicación de listones fusibles en la coordinación de protecciones de un sistema.

Las especificaciones, capacidades y características de tiempo-co rriente deben ser normalizados para estar en condiciones de intercambiar fusibles de diferentes marcas dentro de una misma capacidad.

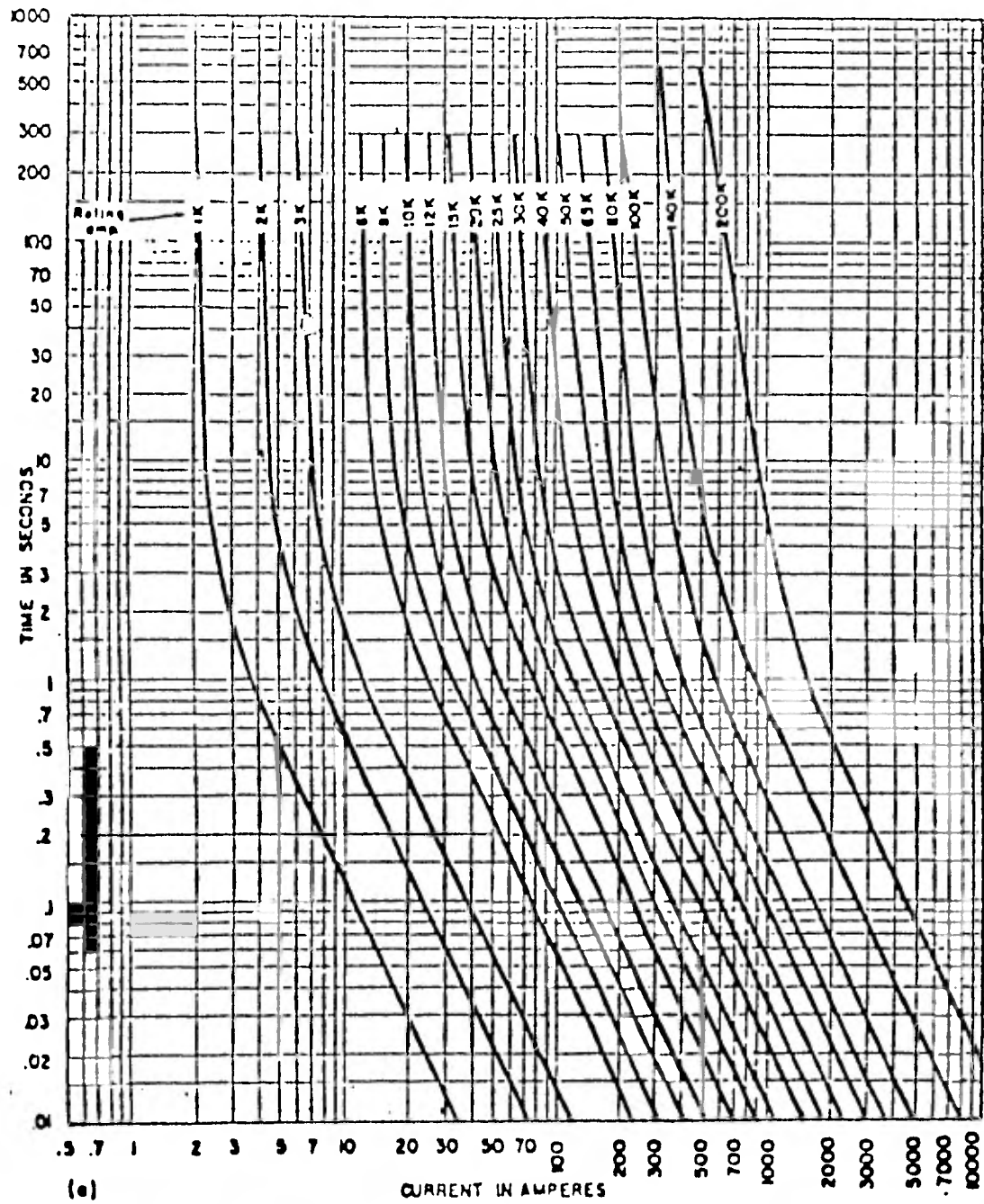
Se deberá tener conocimiento del crecimiento de la carga con el fin de no perder la coordinación que se tenga para la correcta operación de los fusibles con otros dispositivos de protección; además puede haber modificaciones e el sistema de distribución que ocasionen cambios en los valores de corrientes de carga.

Por lo expuesto anteriormente, se requiere vigilar periódicamente el flujo de carga normal de de emergencia en los circuitos de distribución, para efectuar los cambios de fusibles que lo ameriten para lograr la correcta operación de los mismos.

#### VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

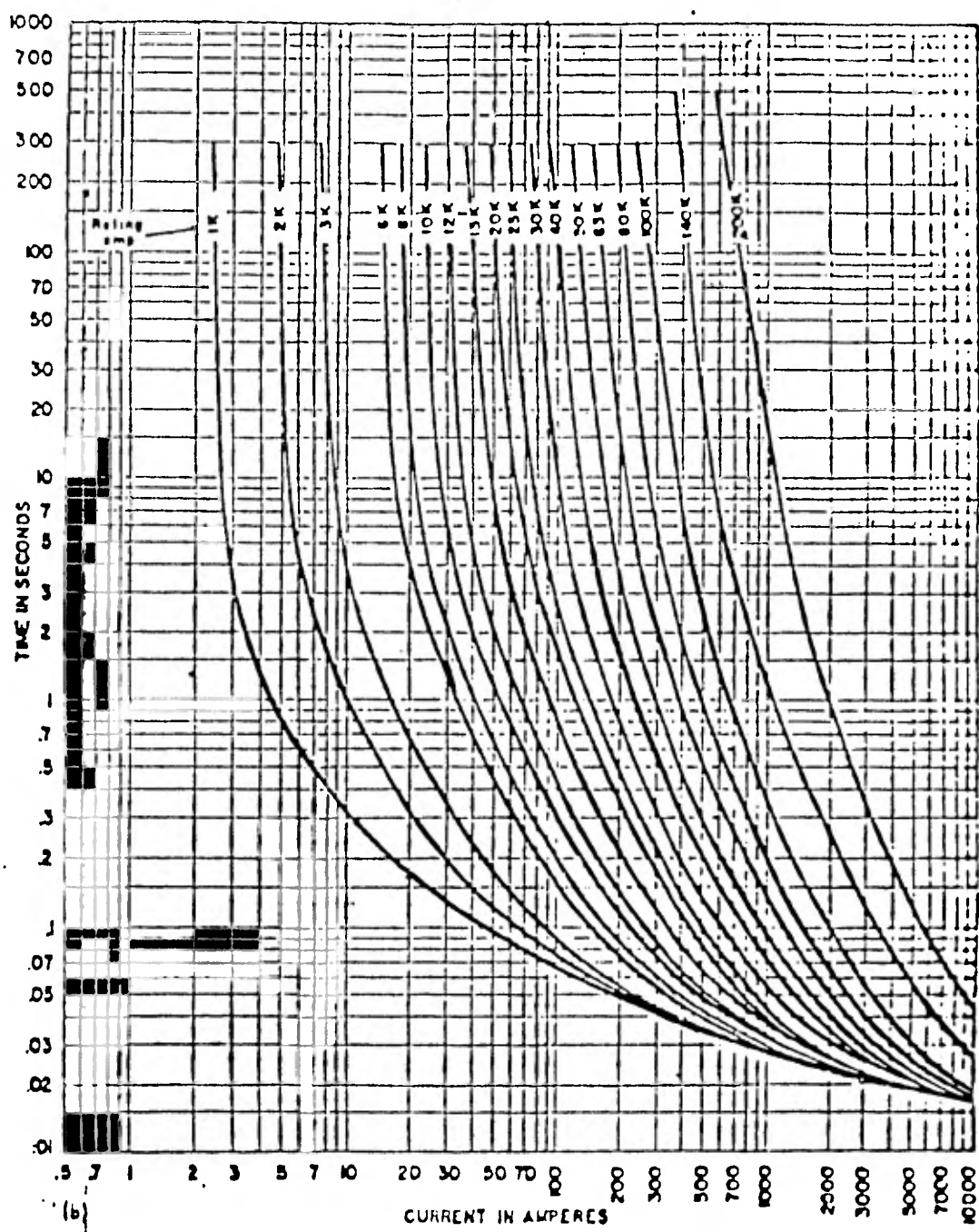
El fusible presenta ciertas ventajas como son el bajo costo de ad quisición, su reducido tamaño, facilitandose su instalación en cualquier tipo de estructura. Dentro de las desventajas más importantes está la falta de capacidad para discriminar fallas transitorias y fallas permanentes. Esto trae como consecuencia que cuando es sometido a una co

rriente superior a si mínima corriente de fusión, operará y el servicio de toda la parte del circuito más allá de ese fusible se interrumpe hasta que un técnico pueda llegar al lugar. Muchas de éstas interrupciones son innecesarias y por lo tanto se incrementan las pérdidas por energía dejada de vender, gastos de reparación y las quejas de los consumidores afectados aumentan.



CURVA CARACTERISTICA TIEMPO-CORRIENTE DE MINIMO TIEMPO  
 DE FUSION DEL FUSIBLE  
 FUSIBLES TIPO " K "

FIG. II- 4



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE MAXIMO TIEMPO  
 DE LIMPIEZA O APERTURA DE FUSIBLES  
 TIPO " K "

FIG. II - 5

### EJEMPLO:

Con la finalidad de aclarar los puntos enumerados anteriormente para la selección de fusibles, se hará un ejemplo práctico de aplicación y selección de un fusible para transformador de una Subestación de distribución rural, por ser más ilustrativo que si seleccionamos un fusible para un ramal de algún circuito de distribución.

Se tienen los siguientes datos:

CAPACIDAD TRIFASICA DEL TRANSFORMADOR : 1.5 MVA

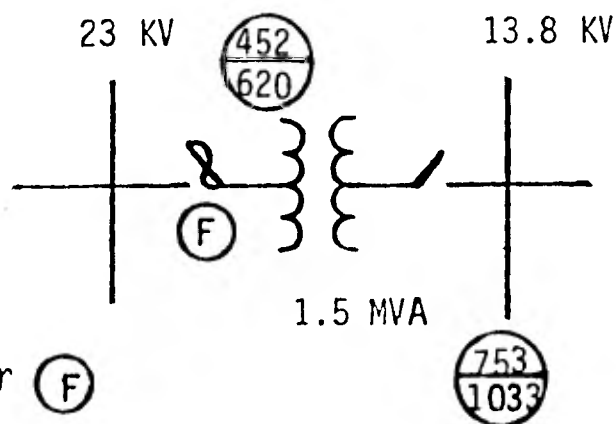
VOLTAJE ENTRE LINEAS DE TRANSFORMACION : 23/13.8 KV

CORRIENTES DE CORTO-CIRCUITO EN EL BUS DE 13.8 KV:

$$I_{cc3F} = 753 \text{ AMP}$$

$$I_{cc1F} = 1033 \text{ AMP}$$

DIAGRAMA UNIFILAR :



Fusible a seleccionar (F)

Cálculo:

1).- Corriente Nominal :

$$I_n = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \text{ KV}} = \frac{1500}{\sqrt{3} \times 23} = 37.65$$

$$I_n = 37.65 \text{ AMP}$$

2).- Sobrecarga admisible : 30%

$$I = 1.3 \times I_n = 1.3 \times 37.65 = 48.95$$

$$I = 48.95 \text{ AMP}$$



Esta corriente no deberá tocar la curva del fusible que se seleccione en la gráfica o curva tiempo-corriente de mínimo tiempo de fusión.

3).- Corriente de magnetización : 12 In en 0.1 seg.

$$I = 12 \times 37,65 = 451.80 \text{ Amp. en } 0.1 \text{ seg.}$$

Con ésta corriente y el tiempo de 0.1 seg., se obtiene en la curva tiempo-corriente de mínimo tiempo de fusión, el punto P1. El fusible que se seleccione debe estar a la derecha de ese punto.

4).- Corriente de carga fría : 6In en 1.0 seg.

$$I = 6In = 6 \times 37.65 = 225.9 \text{ Amp. en } 1.0 \text{ seg.}$$

Con éste valor de corriente y el tiempo de 1.0 seg., se obtiene en la gráfica tiempo-corriente de mínimo tiempo de fusión, el punto P2. El fusible que se seleccione debe estar a la derecha de éste punto.

De las curvas tiempo-corriente de los fusibles se deduce que el fusible que cumple con todas estas reglas es el de 50 amperes de capacidad nominal, tipo K. Fig. II-6

Ahora solo queda verificar si éste fusible está dentro del rango de seguridad del transformador; para llevar a cabo dicha verificación se tiene la gráfica con la curva de seguridad del transformador, la cual debe quedar a la derecha de la curva del fusible seleccionado.

5).- Corriente de cortocircuito en el bus secundario referido al primario.

$$I_{cc3F} = 753 \times \frac{13.8}{23.0} = 452 \text{ AMP.}$$

$$I_{cc1F} = 1033 \times \frac{13.8}{23} = 620 \text{ AMP}$$

Con estas corrientes obtenemos los puntos P3 y P4 en la gráfica tiempo-corriente de máximo tiempo de limpieza, así como los tiempos T1 y T2 - que nos van a servir de referencia para verificar, con la curva de sobre-

carga del transformador, que ésta no se dañe Fig. II- 6

Para P3 el tiempo T1 = 0.19 seg. y para P4 el tiempo T4 = 0.36 seg. Con estos valores de tiempo y sus respectivas corrientes de cortocircuito divididas entre la corriente nominal del transformador, se obtendrán los puntos P<sub>A</sub> y P<sub>B</sub> en la curva de sobrecarga del transformador en estudio.

$$I_1 = \frac{I_{cc3F}}{I_n} = \frac{452}{37.65} = 12 \text{ veces } I_n \text{ en } 0.36 \text{ seg.}$$

$$I_2 = \frac{I_{cc1F}}{I_n} = \frac{620}{37.65} = 16.47 \text{ veces } I_n \text{ en } 0.19 \text{ seg.}$$

Estos puntos P<sub>A</sub> y P<sub>B</sub> quedan a la izquierda de la curva de sobrecarga del transformador y por lo tanto el fusible seleccionado es correcto.

Fig. II-7

Este método es aplicable a cualquier tipo de fusible siempre y cuando se usen las gráficas tiempo-corriente correspondientes a dichos fusibles. En el anexo No. 4 se indican los fusibles que protegen a los transformadores con capacidades de 1500, 3000 y 6250 KVA para los distintos voltajes. Estos fusibles fueron calculados con el mismo método y usando las gráficas de tiempo-corriente para fusibles de potencia.

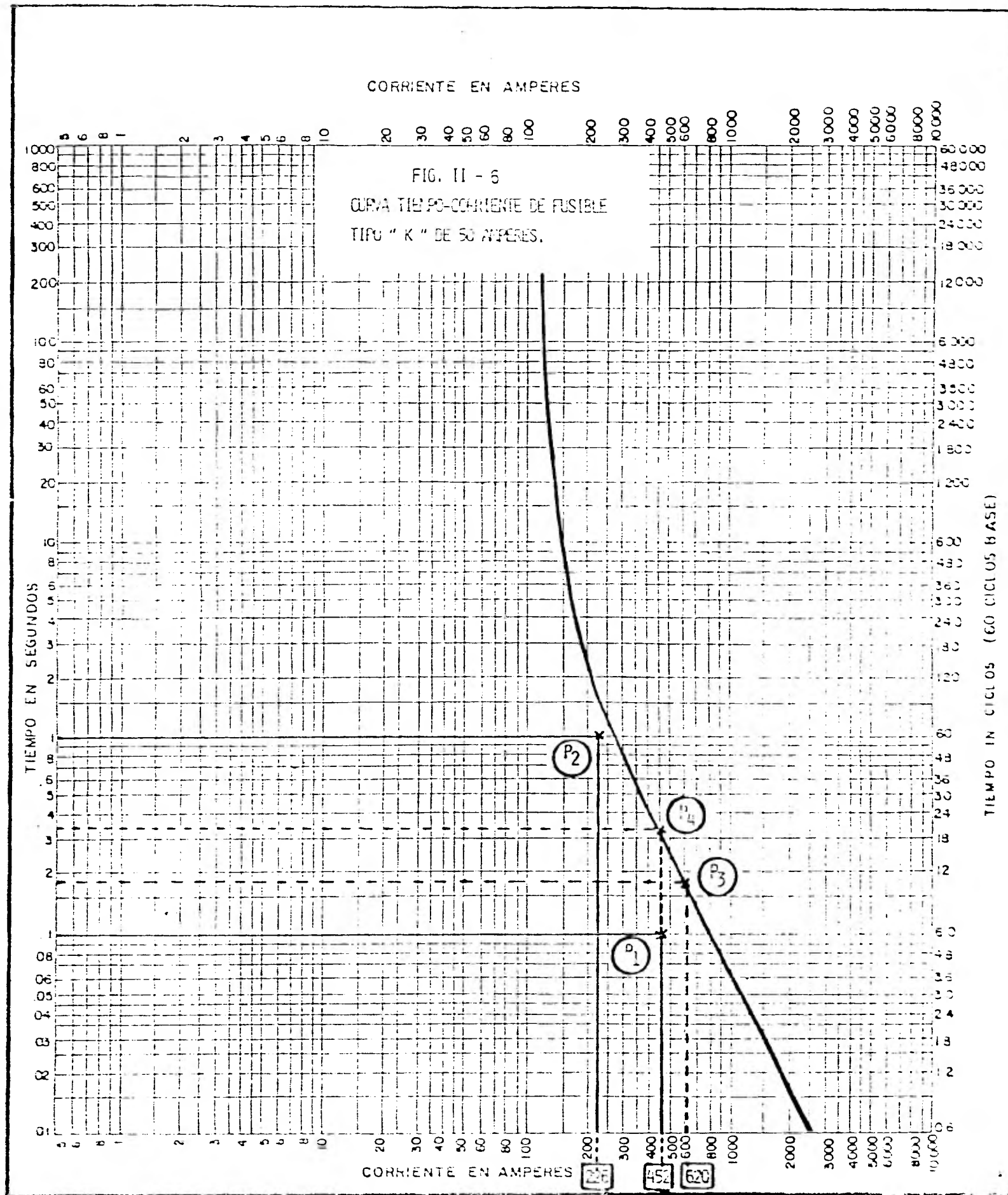
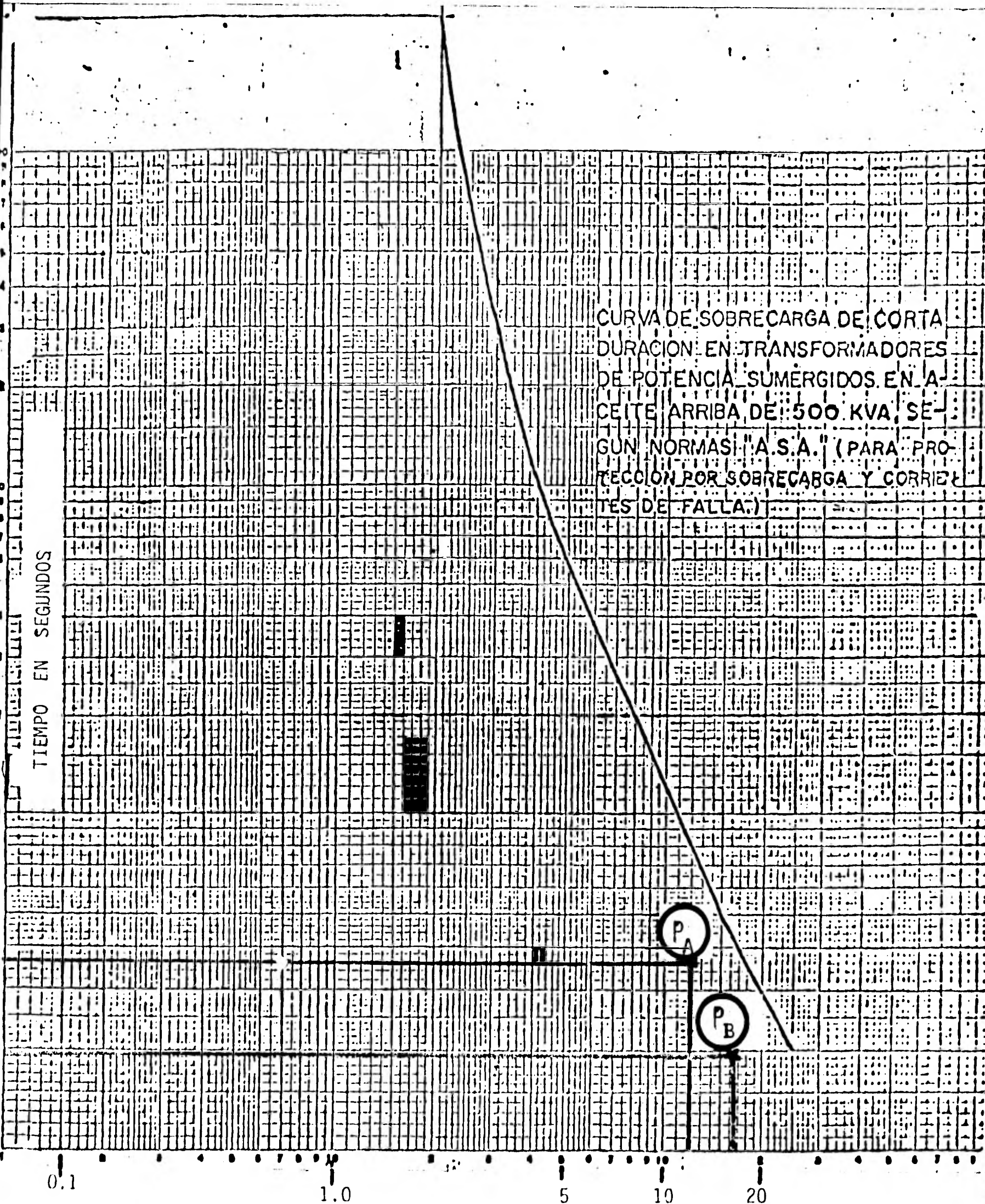


FIG. II - 6



CURVA DE SOBRECARGA DE CORTA DURACION EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE ARRIBA DE 500 KVA SEGUN NORMAS "A.S.A." (PARA PROTECCION POR SOBRECARGA Y CORRIENTES DE FALLA.)

TIEMPO EN SEGUNDOS

0.1

1.0

5

10

20

NUMERO DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR

FIG. II-7

A N E X O No. 4

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

( F U S I B L E S )

CAPACIDAD (KVA)	VOLTAJE PRIMARIO (KV)	CORRIENTE PRIMARIO (AMP)	12 In 0.1 Seg. (AMP)	6 In 1 Seg. (AMP)	FUSIBLE (VEL. LENTA)
1 5 0 0	13.8	62.37	753.07	376.53	65 E
	23	37.65	451.84	225.92	40 E
	34.5	25.10	301.23	150.61	30 E
	69	12.55	150.61	75.31	15 E
	-	-	-	-	-
3 0 0 0	13.8	125.51	1506.13	753.07	125 E
	23	75.31	903.68	451.84	80 E
	34.5	50.20	602.45	301.23	50 E
	69	25.1	301.23	150.61	30 E
	115	15.06	180.74	90.37	20 E
6 2 5 0	13.8	261.48	3137.77	1568.89	250 E
	23	156.89	1882.66	941.33	150 E
	34.5	104.59	1255.11	627.55	125 E
	69	52.30	627.55	313.78	65 E
	115	31.38	376.53	188.27	40 E
	85	42.	509.43	254.71	50 E

C A P I T U L O    I I I  
EQUIPOS DE PROTECCION AUTOMATICOS

III.1 GENERALIDADES.

La principal preocupación de la ingeniería de distribución ha sido siempre buscar los sistemas en los cuales se obtengan condiciones más favorables para la distribución de energía eléctrica, reduciendo el número y tiempo de interrupciones y aumentando la calidad del servicio.

En todo sistema de distribución de energía eléctrica deben tomarse en consideración para su diseño y conservación dos aspectos importantes:

- a) Protección del equipo eléctrico
- b) Continuidad del servicio

Para satisfacer estos dos aspectos se han diseñado equipos de protección automática que no necesitan de accionamiento manual para sus operaciones de cierre-apertura. Estas operaciones de cierre y apertura están calibradas dependiendo de las condiciones del sistema y se realizan bajo una secuencia lógica predeterminada.

Entre los dispositivos o equipos de protección automáticos que se han diseñado para la protección de sistemas de distribución radiales se encuentran los siguientes:

- 1) INTERRUPTORES DE POTENCIA
- 2) RESTAURADORES
- 3) SECCIONALIZADORES

Aun cuando los interruptores de potencia son equipos de subestaciones, en conjunto con los relevadores realizan una función muy importante en los alimentadores primarios de distribución como protección de respaldo.

Los restauradores y seccionalizadores son equipos más pequeños, más económicos y traen integrado el mecanismo de control de apertura y recierre automáticos. Estos equipos son de gran importancia en los sistemas de distribución para que éstos operen en condiciones óptimas ya que, al igual que los interruptores de potencia con relevadores, tienen la capaci

dad de discriminar entre las fallas transitorias y permanentes, haciendo un ciclo de recierre y apertura.

Con estos equipos de protección la continuidad del servicio aumenta y el equipo eléctrico está protegido debido a que toda falla es detectada inmediatamente y seccionada del resto del sistema antes de que se dañe el equipo.

A continuación se describirá cada uno de estos equipos indicando la aplicación que tienen, los puntos básicos que hay que tomar en cuenta para su selección y las características de diseño.

### III.2 INTERRUPTORES DE POTENCIA

Los interruptores de potencia son equipos de protección automática cuya función principal es interrumpir o restablecer la continuidad de servicio en un alimentador o circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales o de emergencia.

El interruptor puede interrumpir la corriente normal del alimentador primario o circuito de distribución ya sea a control remoto o local y la corriente producida por un cortocircuito en condiciones anormales en cuyo caso la interrupción es automática, sin riesgo de ninguna especie para el equipo debido a que éste se ha seleccionado en base a la máxima corriente de cortocircuito en ese punto.

En los sistemas de distribución aérea, los interruptores de potencia son usados en el inicio de los alimentadores primarios, es decir, éste equipo se instala en las subestaciones ya que es allí en donde la corriente de cortocircuito es más elevada y se necesitan equipos con una alta capacidad interruptiva; por su costo, el tipo de montaje y el espacio que ocupan estos interruptores no se instalan en las líneas y redes de distribución, sin embargo se estudian en este capítulo en forma somera por ser el equipo de protección de respaldo para el resto de los equipos instalados a lo largo del mismo alimentador.

Los interruptores constan de un juego de contactos que se separan en aire, aceite o gas bajo la fuerza de un mecanismo acelerador puesto en li

bertad al ocurrir una situación anormal, por medio de un sistema eléctrico o detector térmico.

#### CLASIFICACION.

Los interruptores de potencia más usuales se clasifican en dos tipos generales que son:

- 1) Interruptores en aceite
- 2) Interruptores neumáticos

Los interruptores en aceite pueden a su vez clasificarse en tres - grupos :

- a) Interruptores de gran volumen de aceite
- b) Interruptores de gran volumen de aceite con cámara de extinción
- c) Interruptores de pequeño volumen de aceite

a).- Interruptores de gran volumen de aceite. Estos interruptores utilizan gran cantidad de aceite; generalmente se construyen en tanques cilíndricos para soportar las fuertes presiones internas que se presentan durante la interrupción. Pueden ser trifásicos y monofásicos; los trifásicos son para operar a voltajes reducidos ya que sus contactos se encuentran contenidos en un solo recipiente o tanque y separados entre sí por separadores aislantes. En tensiones elevadas se emplean interruptores monofásicos, uno por fase. En esta forma se obtiene un rango de seguridad mayor.

b).- Interruptores de gran volumen de aceite con cámara de extinción. Estos interruptores fueron diseñados para disminuir los riesgos de explosiones ya que en éste tipo de interruptores se originan fuertes presiones internas, las cuales se confinan en las cámaras de extinción, donde se forman burbujas de gas y se extingue el arco. El procedimiento de extinción es como sigue:

- 1.- Al ocurrir la falla se separan los contactos que se encuentran dentro de la cámara de extinción .
- 2.- Los gases que se producen tienden a escapar, pero como se hallan



dentro de la cámara que contiene aceite originan una violenta circulación de aceite que extingue el arco.

3.- Cuando el contacto móvil sale de la cámara, el arco residual se acaba de extinguir, entrando nuevamente aceite frío a la cámara.

4.- Cuando el arco se ha extinguido, se cierran los elementos de admisión de la cámara.

c).- Interruptores de pequeño volumen de aceite. Estos están constituidos por cámaras de interrupción desionizantes, en un cuerpo único con el aislador pasante, en el cual los contactos se mueven con velocidad elevada, lo que unido a la eficaz desionización permite reducir sus dimensiones. Se emplean hasta tensiones de 220 KV y la capacidad de ruptura por cortocircuito es la misma que la de los interruptores de gran volumen de aceite.

Los interruptores neumáticos pueden clasificarse en dos grupos:

- a) Interruptores de aire
- b) Interruptores de gas SF<sub>6</sub>

a).- Interruptores neumáticos de aire. Estos interruptores como su nombre lo indica, funcionan con aire comprimido que tiene elevada rigidez dieléctrica y además posee la facilidad de desionizar la zona del arco mediante el lanzamiento de un chorro de aire entre los contactos. Para voltajes elevados este tipo de interruptor es el que se debe usar por sus grandes ventajas sobre los interruptores en aceite, entre éstas están las siguientes:

1) Mayores condiciones de seguridad, ya que evita explosiones e incendios.

2) Interrumpen las corrientes de falla en menos ciclos (de 3 a 5)

Estos interruptores neumáticos se fabrican monofásicos y trifásicos, para uso exterior o interior. Para uso interior, se fabrican para tensiones nominales hasta de 34.5 KV con capacidad interruptiva de 2500 MVA. Para uso exterior se fabrican en rangos que varían de 60 KV, 800 AMP. y 5000 MVA de capacidad interruptiva hasta 765 KV, 7000 AMP. y 60,000 MVA

de capacidad interruptiva.

b).- Interruptores en gas hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ).

Debido a que el hexafluoruro de azufre aventaja al aceite y al aire en lo que respecta al restablecimiento de las propiedades aislantes tras la producción del arco, así como a la resistencia dieléctrica, inflamabilidad, seguridad, tensiones de servicio y estabilidad química. De todos los medios de interrupción de arcos, el hexafluoruro de azufre es el que presenta mayores ventajas. Por esta razón en la actualidad el uso de interruptores en gas hexafluoruro de azufre se ha ido extendiendo y se fabrican en un amplio rango de voltajes que va desde 34.5 KV hasta 750 KV.

#### ESPECIFICACIONES DE LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA

Debido a que la protección con interruptores de potencia se hace únicamente en las subestaciones, este equipo se selecciona desde que se proyecta la subestación considerando las condiciones actuales y futuras. Como una información adicional se darán a conocer las especificaciones que se deben tener presentes en la adquisición o fabricación de un interruptor de potencia. Estas son:

1). Grado de protección contra agentes externos. Se indicará si el interruptor es para instalarse en el interior o a la intemperie.

2). Número de polos. Se indicará si es unipolar o tripolar; en este último caso la operación de los distintos polos será simultánea.

3). Corriente nominal. Es la corriente que puede circular permanentemente sin que se exceda la temperatura máxima aceptable en las partes conductoras del interruptor.

4). Voltaje nominal y nivel de aislamiento. Se especificará un voltaje nominal máximo y un voltaje nominal mínimo, correspondientes respectivamente al valor máximo y al valor normal del voltaje entre fases del sistema en donde se va a instalar el interruptor.

5). Frecuencia del sistema. Es la frecuencia del sistema en donde se va a instalar el interruptor y se indicará en ciclos por segundo.

6). Capacidad interruptiva. Es la máxima corriente medida en el momento en que se separan los contactos, que el interruptor puede cortar con un voltaje de recuperación de frecuencia fundamental determinado.

7) Capacidad de cierre o de conexión nominal. Es la máxima intensidad de corriente que el interruptor puede establecer con un voltaje dado.

8) Sobrecorriente admisible durante un cortocircuito. Esta corriente se define por los siguientes valores:

a).- El valor eficaz ( $I_e$ ) de la corriente de cortocircuito que el interruptor puede soportar durante un segundo a la frecuencia nominal y es igual a su capacidad interruptiva, expresada en amperes, correspondiente a un voltaje de recuperación igual al voltaje nominal mínimo del interruptor .

b).- Amplitud Máxima ( $I_m$ ) de la corriente de cortocircuito que el interruptor puede soportar y es igual a su capacidad de cierre expresada en amperes (valor de cresta), correspondiente a un voltaje antes del cierre igual al voltaje nominal mínimo del interruptor.

9) Mecanismo de operación. Se especificará el tipo de mecanismo de operación tanto para el cierre como para la apertura. Los mecanismos para el cierre pueden ser: De acumulación de energía (mediante resorte); eléctricos (solenoides o motor eléctrico); de aire comprimido; mediante un líquido a presión.

10) Tiempo de apertura y cierre y si existe recierre automático, el ciclo de operación.

### III.3 RESTAURADORES

El restaurador automático es un equipo de protección contra sobrecorrientes que por sí solo tiene la capacidad para interrumpir la línea o circuito de distribución que protege, al detectar una corriente que sobrepase los valores para los cuales se encuentran ajustado y después de abrir efectúa el recierre automático para energizar la línea, repitiendo esta operación un número de veces prefijado. Si la falla del circuito es transitoria, el servicio se restablecerá automáticamente y si la falla es de tipo permanente, el restaurador quedará abierto al completar su ciclo de operaciones que le fué fijado, quedando aislada la parte con daño permanente en la línea. El restaurador puede repetir la secuencia de

operación apertura-cierre un máximo de tres veces y en la cuarta queda -abierto. Con ésto se realizan las siguientes funciones:

a).- El restaurador prueba repetidamente la línea para determinar -cuando la condición de falla ha desaparecido.

b).- El restaurador discrimina las fallas transitorias de las permanentes. Esta es una gran ventaja con respecto a los cortacircuitos fusibles, que interrumpen sin distinción tanto fallas transitorias como permanentes.

Los restauradores automáticos están clasificados en monofásicos y trifásicos con operación hidráulica, electromecánica y electrónica, con medio interruptivo en aceite o cámaras al vacío y por su forma de instalación en poste directamente o sobre estructura para montaje en subestación.

#### PRINCIPIOS DE OPERACION

Los restauradores se ajustan para operar de acuerdo con sus curvas tiempo-corriente de operación. Cada curva representa el tiempo total -que requiere el restaurador para eliminar la falla para todos los valores de corriente dentro del rango correspondiente del restaurador. Estos restauradores tienen dos tipos de operaciones: rápidas y lentas y se puede transferir la operación de rápida a lenta, de acuerdo con el ajuste que se haga, pero solamente operan en una curva a la vez.

Las curvas normalmente comienzan al 200% de la corriente nominal del restaurador y terminan en los valores máximos de capacidad interruptiva. Las curvas rápidas están trazadas con respecto al mínimo tiempo de eliminación y cualquier desviación, resultará un tiempo de eliminación más corto. Las curvas lentas pueden desviarse dentro de un margen de  $\pm 10\%$  de los valores dados. Los restauradores se pueden ajustar para que operan en una secuencia de 4 operaciones a lo largo de una misma curva (tiempo -sencillo) o con el disparo inicial en la curva rápida y el resto en las curvas lentas (tiempo doble). Esto último permite al restaurador aumentar

sus aplicaciones debido a que en caso de fallas transitorias opera antes que los fusibles detecten la falla en los ramales y, en los disparos subsecuentes, si la falla persiste da tiempo a que los listones fusibles la eliminen. (Figuras III- 1 y 2)

El restaurador detecta las fallas por la sobrecorriente que éstas originan y abre rápidamente (aproximadamente en 3 ó 4 centesimos de segundo). Este despeje muy rápido minimiza la probabilidad de cualquier daño en un sistema. Despues recerrará en 1 ó 1 1/2 segundos, lo que significa una mínima interrupción de servicio. Frecuentemente esta breve interrupción es más rápida que el tiempo de caída de algunos arrancadores de motores.

Despues de una, dos ó tres operaciones rápidas, el restaurador automáticamente cambia a una operación de disparo lenta. Este disparo lento permite más tiempo para despejar fallas más persistentes y lo que es aún más importante, la combinación de operaciones rápidas seguidas de operaciones lentas permite la eficaz coordinación con otros equipos de protección en el sistema.

Otra característica de los restauradores es la reposición automática. Si es ajustado para quedar abierto despues de su 4a. operación de apertura, pero la falla ha sido despejada despues de la 1a. 2a. ó 3a. operación, el restaurador se repondrá automáticamente a su posición original y será capaz de llevar a cabo otra secuencia completa de 4 operaciones. Si el restaurador ha sido sometido a una falla permanente y pasa por una secuencia completa hasta quedar abierto para restablecer el servicio deberá ser cerrado manualmente.

El ajuste del número de operaciones es de acuerdo con las condiciones del sistema. Puede ser que abra una, dos ó tres veces antes de su apertura definitiva; esto se obtiene mediante un accesorio de no cierre automático. También se ajustan para disponer de todas sus operaciones rápidas, todas lentas o cualquier combinación de éstas. Como ejemplo, una secuencia operativa clásica es 2A-2B o sea que el restaurador opera dos veces en su curva A, dos veces en su curva B y despues queda abierto.

#### S E L E C C I O N

La selección de los restauradores para un uso determinado es muy importan

te ya que de ello dependerá la correcta operación y así obtener los resultados deseados: aumentar la continuidad en el servicio.

Las principales características que se deben de tomar en cuenta para la selección de los restauradores son:

- 1) Número de fases
- 2) Capacidad nominal de corriente
- 3) Voltaje nominal
- 4) Capacidad interruptiva
- 5) Corriente mínima de disparo
- 6) Características de operación tiempo-corriente
- 7) Nivel básico de impulso

#### 1.- Número de fases.

Es importante seleccionar el número de fases del restaurador; el criterio de selección es el siguiente: no deben ser utilizados restauradores monofásicos con operación unipolar cuando la carga sea predominantemente trifásica; en esta forma se evitan daños al equipo conectado al alimentarlo en dos fases. En áreas rurales, en las que la carga es primordialmente monofásica es más conveniente instalar restauradores monofásicos y así al ocurrir un disparo por falla permanente en una de las fases el servicio se mantendrá aunque sea en forma parcial.

#### 2.- Capacidad nominal de corriente.

La corriente nominal del restaurador debe ser mayor que la corriente de carga máxima en el punto de instalación. Los restauradores tienen en cada tipo una gama de capacidades de bobinas serie que les proporciona flexibilidad para usarse en distintas corrientes de carga, cambiando únicamente la bobina serie, siempre y cuando se mantenga dentro de la capacidad de conducción permanente de los contactos del restaurador. al modificar la capacidad de la bobina serie, se cambia también la capacidad interruptiva del restaurador.

Por ningún motivo la bobina serie se puede operar con corrientes superiores a la nominal, aun cuando la corriente mínima de disparo sea del 200 % de la corriente nominal; razón por la cual es importante vigilar que la corriente

de carga máxima se mantenga por debajo de la capacidad nominal de la bobina se rie y al llegar al 80% de esa capacidad, se programe su cambio al valor inmedia to superior dependiendo de la proyección de la carga.

### 3.- Voltaje nominal.

El voltaje entre fases no debe exceder del voltaje de diseño del restaura dor, a excepción del restaurador monofásico con valores de BIL adecuados que protege un ramal monofásico en un sistema trifásico multiterrizado. En tal caso el voltaje de fase a neutro no debe exceder del voltaje de diseño del res taurador.

Es importante considerar en las instalaciones en áreas contaminadas un aislamiento externo adecuado a la distancia requerida, dependiendo del grado de contaminación.

### 4.- Capacidad interruptiva.

La capacidad interruptiva del restaurador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de falla disponible en el punto de instalación.

### 5.- Corriente mínima de disparo.

Esta se selecciona de tal forma que permita que el restaurador detecte la corriente de falla en toda la zona de protección deseada.

### 6.- Características de operación tiempo-corriente.

Estas y la secuencia de operación que se seleccione deben permitir la coordinación con otros equipos de protección en ambos lados del restaurador.

### 7.- Nivel básico de impulso.

En las instalaciones de distribución está definido el nivel básico de impulso en la forma siguiente:

VOLTAJE NOMINAL	N B I
13.8 KV	95 KV
24.0 KV	125 KV
34.5 KV	150 KV

#### INSTALACION Y APLICACION.

La instalación de los restauradores está fijada principalmente por las características de los alimentadores primarios o circuitos de distribución que protegerán. Los principales criterios que rigen la forma de instalación y el tipo de equipo a utilizarse son los siguientes:

a) Los restauradores que se instalen en las subestaciones de distribución para proteger la totalidad del circuito, deben tener características de capacidad térmica e interruptiva adecuadas para cubrir las condiciones que se tienen en ese lugar, así como también el montaje del equipo debe cumplir con las necesidades de flexibilidad de mantenimiento. Con el objeto de realizar un mantenimiento preventivo de acuerdo con los requerimientos del equipo es necesario prever la forma de sustituirlo para continuar alimentando el circuito ya sea con un bus auxiliar en el interior de la subestación o un enlace con otro circuito fuera de ella a fin de no interrumpir el servicio por el tiempo que se libre el restaurador para pruebas y mantenimiento.

b).- Los restauradores que se instalen a lo largo del circuito, deben situarse de tal forma que protejan las cargas más importantes tanto de la línea troncal como de los ramales. El montaje en estos casos es con estructura para poste en la cual el restaurador queda colocado o se coloca sobre plataforma metálica. En ambos casos se deben instalar cuchillas de "by-pass" para usarlas cuando se presente falla en el equipo o cuando se retira para su mantenimiento. El punto que se elige para su instalación deberá ser de fácil acceso para el personal que lo operará en caso necesario.

Los restauradores están diseñados para ser aplicados en sistemas de distribución aéreos y operación radial, cuyo número de fallas transitorias representa



aproximadamente el 80% del total. Se pueden aplicar en cualquier parte del sistema donde sus valores de operación sean adecuados a los requeridos por el sistema; los lugares indicados para su instalación son los siguientes:

1). En subestaciones, como dispositivos de protección de todo el circuito de distribución.

2). En las líneas de distribución, a una distancia tal de la subestación que secciona parte del circuito, para evitar interrupciones del alimentador completo al ocurrir alguna falla permanente en el extremo del circuito.

3). En derivaciones de ramales, para proteger a la línea troncal del circuito de interrupciones o fallas de los ramales.

Para aplicar apropiadamente los restauradores, se requiere disponer de la formación mínima referente al sistema, que se indica a continuación:

- a) Voltaje del sistema
- b) Tipo de sistema
- c) Requerimiento de aislamiento de impulso
- d) Localización tentativa del restaurador
- e) Localización de otros equipos de protección
- f) Corrientes de falla máxima y mínima en el lugar de instalación de cada equipo de protección
- g) Valor de la relación X/R en el punto de aplicación
- h) Corriente mínima de falla al final de cada circuito o al final de la zona de protección del restaurador
- i) Localización de las cargas mayores y/o más importantes indicando si son monofásicas o trifásicas

Información referente a restauradores para su aplicación :

- a) Curvas características tiempo-corriente
- b) Secuencia de operación y control
- c) Valores nominales de corriente y voltaje
- d) Accesorios opcionales

Datos de otros equipos de protección con los cuales el restaurador necesi

ta coordinarse:

- a) Capacidad o corriente nominal
- b) Curvas características de tiempo-corriente

Las características nominales de los restauradores incluyen:

Voltaje nominal

Voltaje máximo de diseño

Nivel básico de impulso (BIL)

Frecuencia

Corriente de carga o nominal

Corriente mínima de disparo

Capacidad interruptiva ( Anexo III-1)

#### III.4 SECCIONALIZADORES

El seccionalizador es un equipo de protección que automáticamente aísla o secciona la parte de la línea con falla del resto de la red o circuito de distribución. No debe ser confundido con un restaurador; el seccionalizador no interrumpe la corriente de falla, actúa como un contador de operaciones de un equipo de recierre durante la presencia de una falla. El seccionalizador se instala en combinación con otro equipo de protección de respaldo como restaurador o interruptor con recierre automático. Después de un número de operaciones previamente seleccionado, mientras el equipo de respaldo está abierto, el seccionalizador se abre, aislando la sección de la línea con falla. Esto permite al restaurador de respaldo recerrar para alimentar el resto del circuito sin falla, restableciéndose gran parte del servicio eléctrico. Si la falla es transitoria, el mecanismo del seccionalizador restablece automáticamente - preparándose para iniciar otro ciclo de operaciones al presentarse una nueva falla. No hay interconexión eléctrica o mecánica entre el restaurador o seccionalizador y aunque éste no interrumpe la corriente de falla, puede interrumpir la corriente de carga normal y por lo tanto puede usarse como equipo de seccionalización de operación con carga.

Los seccionalizadores por lo general se emplean en la protección de ramales y pueden proteger tramos de línea de 4 a 5 Km y la cantidad de ramales que

puede controlar depende de algunos factores como importancia de la carga, índice de descargas atmosféricas (nivel isocerámico), etc.

Los seccionadores pueden ser monofásicos y trifásicos y el contador de operaciones puede ser hidráulico o electrónico; el medio aislante puede ser aceite y también los hay en vacío.

#### SELECCION

Para la selección correcta de los seccionadores se requiere considerar los siguientes factores:

- a) Voltaje del sistema
- b) Corriente máxima de carga
- c) Corriente máxima de falla en el lugar de instalación
- d) Coordinación con otros equipos de protección en el lado de la carga y de la fuente del seccionador

- a) Voltaje del sistema.

Se requiere conocer el voltaje del sistema, debiendo tener el seccionador un valor nominal igual o mayor que el voltaje del sistema (voltaje de fase)

- b) Corriente máxima de carga.

La corriente nominal de carga del seccionador debe ser mayor que la corriente máxima del circuito en el punto de instalación.

- c) Corriente máxima de falla en el lugar de instalación.

La capacidad nominal momentánea del seccionador debe ser mayor que la corriente de falla máxima en el lugar de instalación. Por tal motivo es conveniente conocer dicha corriente de falla.

- d) La coordinación con otros equipos de protección en el lado fuente y en el lado carga del seccionador se logra una vez que se satisfacen los puntos anteriores.

Debido a que los seccionadores no tienen curvas tiempo-corriente, pueden instalarse en ramales en donde el alto valor de falla no permite coordi

nación de fusibles.

#### APLICACION

El empleo de seccionadores en sistemas de distribución debe cumplir con los siguientes requisitos:

1). El restaurador que cumple la función de respaldo debe ser suficiente mente sensible para detectar la mínima corriente de falla que se presente al final de la zona de protección del seccionador.

2). La corriente mínima de falla que se presente en el punto de instalación debe ser mayor que la mínima corriente de operación del seccionador, la cual es del 160 % de su corriente nominal.

3). Los seccionadores deben ser usados en serie con otros equipos de protección, pero no deben ser instalados en ningún caso entre dos restauradores.

4). En ningún caso se deben exceder sus valores momentáneos y de cortotiem po de ajuste de la bobina del seccionador.

5). Los seccionadores siempre hacen una operación menos que el equipo de protección de respaldo.

Los seccionadores pueden tener mayor aplicación utilizando diversos accesorios, entre los cuales están:

a) Dispositivo para referencia de voltaje. Este permite al seccionador contar únicamente las operaciones que se presenten en el lado fuente. Este dispositivo se adapta únicamente a los seccionadores trifásicos.

b) Dispositivos para referencia de corriente de magnetización debido a que el seccionador responde para corrientes de magnetización, estas pueden registrarse como fallas, causando que el seccionador cuente de más. Este dispositivo está diseñado para insensibilizar al seccionador para estas corrientes de magnetización.

c) Dispositivos para sensibilizar las corrientes de tierra.

Para mejor coordinación de seccionadores controlados electrónicamente con restauradores o interruptores, puede requerirse de la sensibilización de

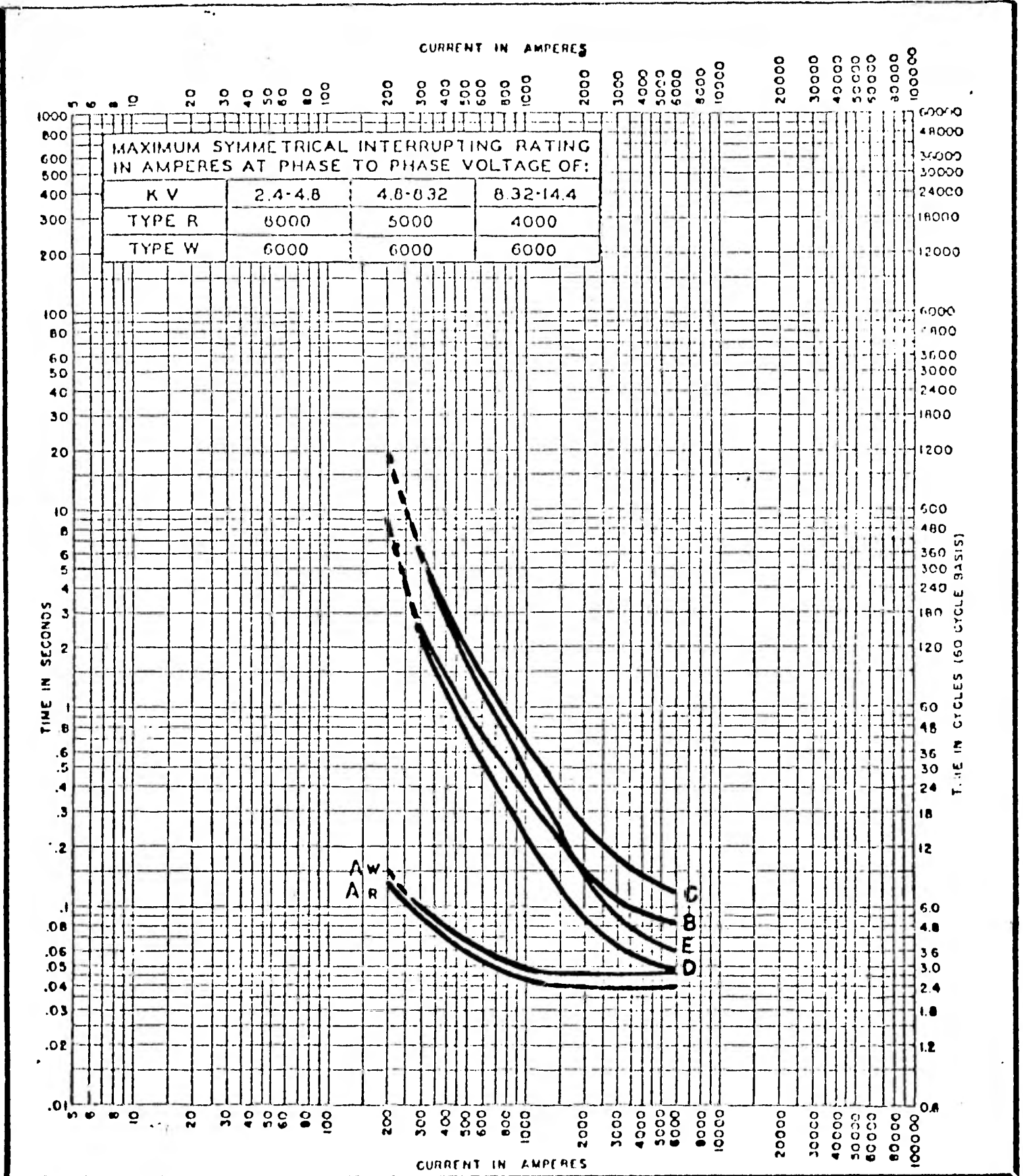
las corrientes de falla a tierra. Este dispositivo garantiza el conteo de todas las corrientes de falla a tierra interrumpidas por el equipo de respaldo.

d) Dispositivo de tiempo de restablecimiento. Una mejor coordinación - de seccionadores eléctricos con restauradores o relevadores de los interruptores, se obtiene con el accesorio o dispositivo de tiempo de restablecimiento. En los seccionadores normales, el tiempo de restablecimiento - despues de una falla transitoria, depende del número de conteos y del tiempo de memoria seleccionados y puede oscilar entre 5 y 22 minutos en tanto que el tiempo de restablecimiento de los restauradores es de 10 a 180 segundos. Este dispositivo elimina posibles salidas innecesarias al presentarse otras fallas transitorias durante el tiempo de restablecimiento del seccionador.

Los seccionadores se instalan sobre postes y su montaje es fácil y económico. Una de las ventajas más importantes es su economía; ésto se debe a la falta de capacidad interruptiva. Es importante aclarar que no tienen - capacidad interruptiva para corrientes de falla pero si tienen capacidad interruptiva suficiente para la corriente nominal.

Las características nominales de los seccionadores incluyen:

- 1). Voltaje nominal
- 2). Nivel básico de impulso (BIL)
- 3). Corriente nominal (  $I_n$  )
- 4). Corriente mínima actuante (  $1.6 I_n$  )
- 5). Corriente de apertura con carga
- 6). Capacidad de corta duración



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE (A, B, C y D) DE RESTAURADORES TIPO "R" y "W" DE 100 AMP. DE CAPACIDAD.

FIG. III - 1

UNIVERSAL  
CLAMP-TYPE TERMINALS  
accept copper or aluminum  
conductor in horizontal or  
vertical position

BUSHINGS  
are wet-process porcelain and  
can be field replaced

OPERATIONS COUNTER  
under sleet hood

MANUAL OPERATING  
HANDLE  
drops down when recloser  
locks out

CONTACT  
POSITION  
INDICATOR

TIME-DELAY UNITS (3)  
one each phase, provide  
fault-current timing on time-  
delayed trip operations

FUSE  
protects system in event of  
closing-coil failure

CLOSING SOLENOID  
CONTACTOR  
energizes solenoid for closing  
operation and interrupts  
current at completion of  
closing operation

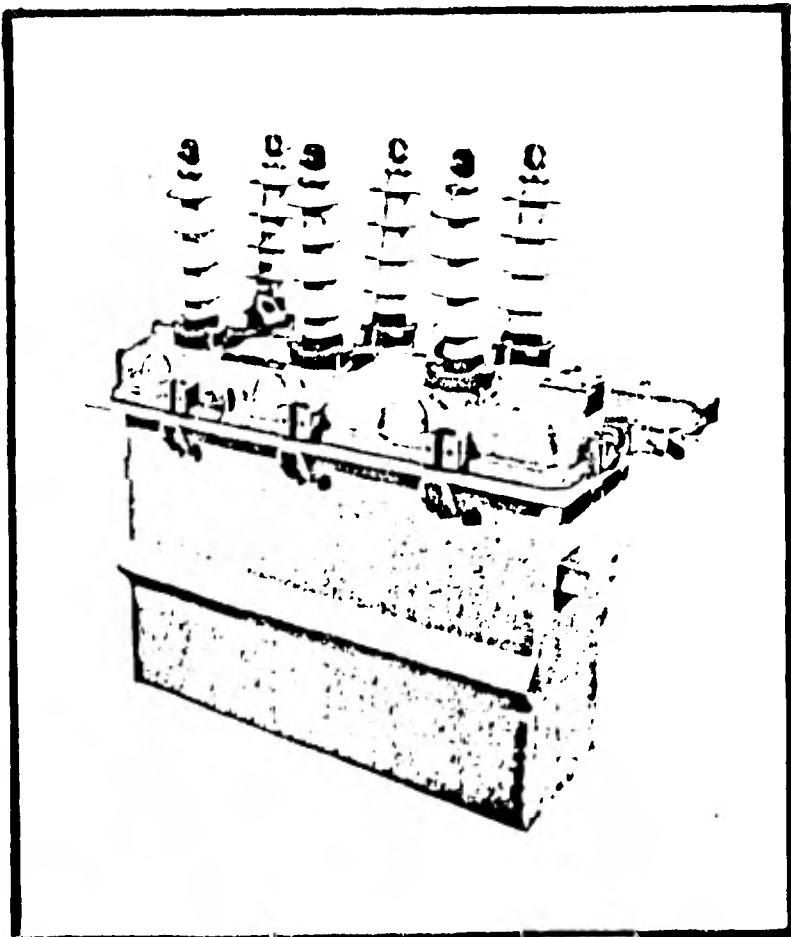
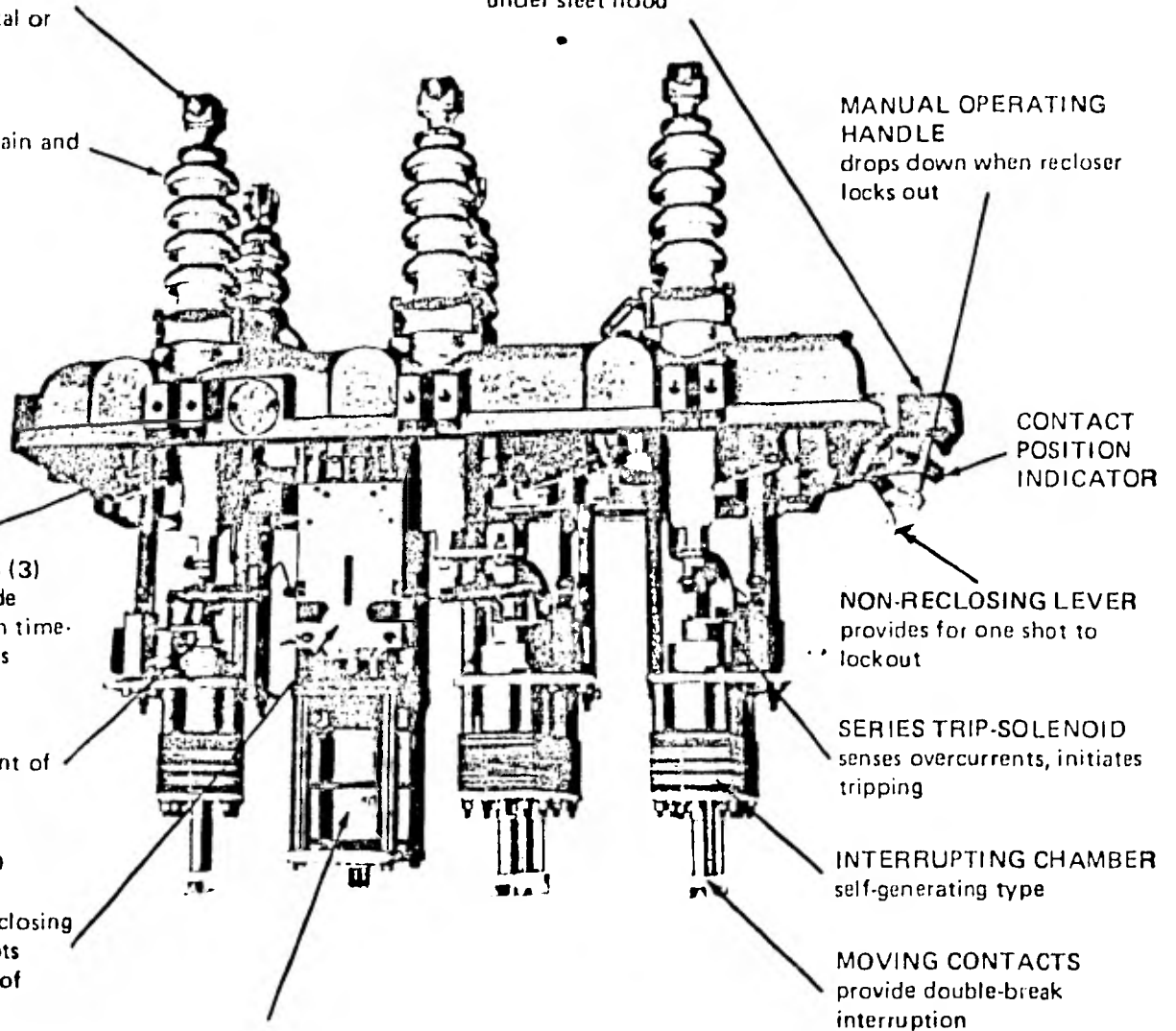
CLOSING SOLENOID  
charges opening springs and  
closes recloser contacts

NON-RECLOSING LEVER  
provides for one shot to  
lockout

SERIES TRIP-SOLENOID  
senses overcurrents, initiates  
tripping

INTERRUPTING CHAMBER  
self-generating type

MOVING CONTACTS  
provide double-break  
interruption



RESTAURADOR  
TRIFASICO  
TIPO R  
FIG. III - 2

ANEXO III - 1

Recloser Type	Rated System Nominal Voltage (kv)	Rated System Max Voltage (kv)	Rated Impulse Withstd Voltage (kv)	60-hz Insulation Level Withstand		Continuous Current (amps)
				Dry 1-min (kv)	Wet 10-sec (kv)	
R, RX	14.4	15.5	110	50	45	25 to 400
W	14.4	15.5	110	50	45	100 to 560
VW	14.4	15.5	110	50	45	50 to 560
VWV	24.9	27	125	60	50	50 to 560
WV	24.9	27	150	60	50	100 to 560
RV	34.5	38	150	70	60	25 to 400

CAPACIDADES DE RESTAURADORES MC- GRAW EDISON

Trip Coll Rating Cont (amps)	Min Trip (amps)	Type R 2.4 to 14.4 kv			Type RX 2.4 to 14.4 kv	Type W 2.4 to 14.4 kv			Type VW 2.4 to 14.4 kv	Type WV 24.9 kv	Type VWV 24.9 kv	Type RV 34.5 kv
		110-kv BIL 400 amps max			110-kv BIL 400 amps max	110-kv BIL 560 amps max			110-kv BIL 560 amps max	150-kv BIL 560 amps max	125-kv BIL 560 amps max	150-kv BIL 400 amps max
		4.8 kv	8.32 kv	14.4 kv	14.4 kv	4.8 kv	8.32 kv	14.4 kv	14.4 kv	24.9 kv	24.9 kv	34.5 kv
25	50	1500	1500	1500	1500	-	-	-	-	-	-	1500
35	70	2100	2100	2100	2100	-	-	-	-	-	-	2100
50	100	3000	3000	3000	3000	-	-	-	3000	-	3000	3000
70	140	4200	4200	4000	4200	-	-	-	4200	-	4200	4200
100	200	6000	5000	4000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
140	280	6000	5000	4000	6000	8400	8400	8400	8400	8000	8400	6000
160	320	6000	5000	4000	6000	9600	9600	9600	9600	8000	9600	6000
185	370	6000	5000	4000	6000	11100	10000	10000	11100	8000	10000	6000
225	450	6000	5000	4000	6000	12000	10000	10000	12000	8000	10000	6000
280	560	6000	5000	4000	6000	12000	10000	10000	12000	8000	10000	6000
400	800	6000	5000	4000	6000	12000	10000	10000	12000	8000	10000	6000
400X	560	6000	5000	4000	6000	12000	10000	10000	12000	8000	10000	6000
560	1120	-	-	-	-	12000	10000	10000	12000	8000	10000	-
560X	750	-	-	-	-	12000	10000	10000	12000	8000	10000	-

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS  
(AMPERES SIMETRICOS)



## C A P I T U L O    I V

### PROTECCION DE SOBRECORRIENTES POR RELEVADORES

#### IV.1 GENERALIDADES.

Al conjunto de aparatos puestos al servicio de un sistema eléctrico, que vigilan que se cumpla el propósito para el que fue creado, se llama protección.

La protección por relevadores es en la actualidad utilizada por tener la ventaja de ser una protección confiable. En condiciones anormales es decir, cuando se presentan disturbios en el sistema, ayuda a disminuir los daños y a mejorar el servicio. Estos relevadores se auxilian de otro equipo para llevar a cabo su función; éste equipo es un interruptor de potencia, el cual recibe la señal de apertura del relevador que detecta la falla. Por ésta razón un interruptor sin relevadores de protección únicamente es un equipo para abrir o cerrar con carga.

En los sistemas de distribución la selección de los relevadores de protección se hace desde su diseño y únicamente se van cambiando los ajustes de acuerdo con la variación de las condiciones de los circuitos de distribución. Estos relevadores se localizan en las subestaciones, instalados en el tablero de control.

Todo sistema eléctrico de potencia, dentro de los límites económicos, debe diseñarse de tal manera que pueda estar adecuadamente protegido mediante uno o varios sistemas prácticos.

Para que un sistema fuera protegido en forma perfecta tendrían que usarse protecciones de protecciones, ya que el sistema protector puede fallar también; sin embargo desde un punto de vista práctico y económico no se puede llegar más que hasta ciertos límites establecidos por los relevadores usuales que se fabrican en forma normal. A medida que se descubren métodos más seguros, se abandonan los que resultan ser complicados y costosos.

Las características esenciales de un sistema eléctrico son voltaje, corriente, frecuencia, fase, polaridad, potencia, factor de potencia, -- etc., las cuales se alteran al suceder una falla en el sistema.

Los relevadores tienen conocimiento de una o varias de estas características y están arreglados para mantenerse inactivos mientras éstas no varían. Al ocurrir una falla el relevador detecta y selecciona la característica del sistema adecuado y actúa sobre otro sistema aparte, ya sea cerrando o abriendo algún contacto que pertenece al circuito de apertura o cierre del interruptor correspondiente para el aislamiento de la falla o de la parte del sistema donde se originó dicha falla. Así por ejemplo, un relevador de sobrecorriente actúa sobre un contacto del circuito de disparo de un interruptor de línea cuando las condiciones de corriente de ésta línea arrojan ciertos valores indeseables. Si hay una inversión de potencia en una región de un sistema y se tienen colocados relevadores de potencia direccional, éstos, debido al acoplamiento de sus bobinas de corriente y potencial, actúan sobre un contacto que cierra el circuito de apertura de un interruptor, que corta la comunicación indeseable.

Hay un elemento intermedio entre los relevadores y el sistema por proteger. Este elemento son los transformadores de instrumentos que son de dos clases:

- 1) Transformadores de Corriente.
- 2) Transformadores de Potencial.

La existencia de estos transformadores de instrumentos es necesaria debido a las altas corrientes y altos voltajes de los sistemas por proteger y no sería práctico que los relevadores fueran diseñados para esos voltajes y corrientes.

Con el fin de normalizar el voltaje y corriente de los relevadores, se ha llegado a establecer un voltaje de 120 volts para los transformadores de potencia en lado secundario, y 5 amperes nominales en el secundario de los transformadores de corriente. Si un circuito, por ejemplo,

conduce 400 amperes a 7200 volts, los transformadores de instrumento deberán de ser de una relación de 400/5 Amp., y 7200/120 Volts, o sea - 80/1 y 60/1 respectivamente.

#### IV.2 FUNCION DE LA PROTECCION POR RELEVADORES.

Un relevador es un dispositivo que colocado en un circuito eléctrico puede producir cambios en otro o en su propio circuito.

Un relevador de tipo sencillo consta de una bobina y un contacto conectados en la forma que se indica en la Fig. No. IV-1

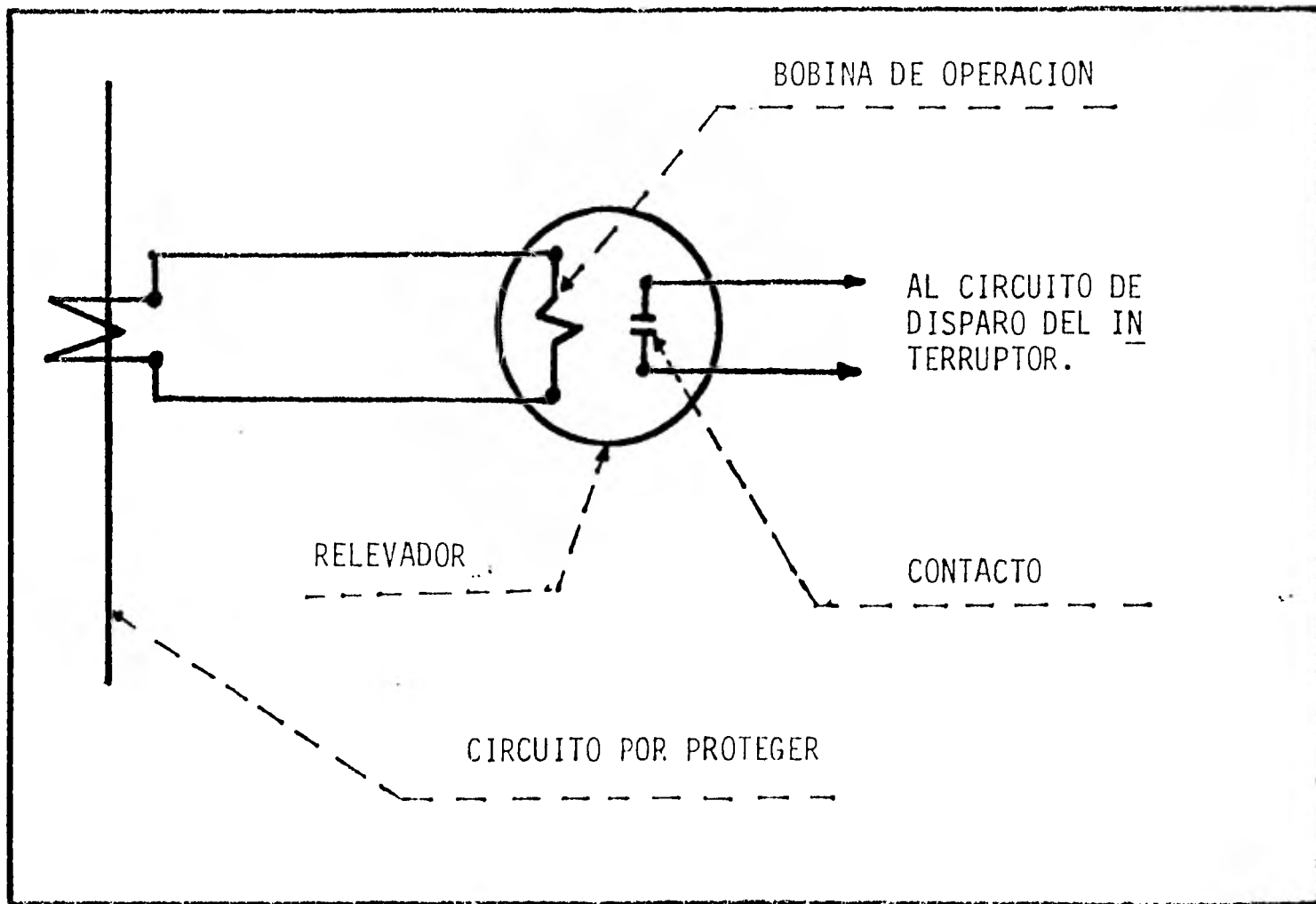


FIG. IV- 1

Como se observa en la Fig. No. IV-1, del circuito por proteger se reciben las señales que pueden ser, por ejemplo una sobrecorriente y hacer cerrar el contacto que pertenece a un circuito distinto, el cual se utiliza para abrir el interruptor que se encuentra al principio de la línea.

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, - cuando éste sufre un cortocircuito o empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda ocasionar daños o interfiera de otra manera - con el buen funcionamiento eficaz del resto del sistema. Los relevadores de protección están auxiliados en el desempeño de su función, como ya se indicó anteriormente, por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el relevador se los ordena.

Los interruptores están localizados de tal manera que cada transformador, línea de transmisión, línea de distribución, etc., pueda desconectarse por completo del resto del sistema. Estos interruptores deben tener la capacidad interruptiva suficiente para que puedan conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que puede fluir a través de ellos, e interrumpir entonces dicha corriente: deben soportar también el cierre con la corriente de cortocircuito e interrumpirla - nuevamente, si la falla persiste.

Aunque la función principal de la protección por relevadores es reducir los efectos de los cortocircuitos, surgen otras condiciones - anormales de funcionamiento que también necesitan esta protección, - principalmente cuando se trata de generadores y de motores.

Una función secundaria de la protección por relevadores es indicar el sitio y el tipo de la falla. Dichos datos además de ayudar en la reparación oportuna, proporcionan medios para el análisis de la eficacia de la prevención de las fallas.

Debido a que el tipo de falla eléctrica que origina los máximos -

efectos destructivos es el cortocircuito, se debe tener un equipo de protección contra dichos cortocircuitos confiable. Hay dos grupos de esos equipos de protección:

- 1) PROTECCION PRIMARIA
- 2) PROTECCION DE RESPALDO

La protección primaria es la primera línea de defensa, es la primera que opera en condiciones anormales y la protección de respaldo actua cuando la protección primaria falla. La experiencia ha demostrado que la protección de respaldo no es justificable económicamente para - casos distintos de los cortocircuitos.

La protección primaria puede fallar por diversas causas, entre las más comunes se tienen las siguientes:

- a) Falla en la corriente o tensión de alimentación de los relevo  
dores .
- b) Disparo de la tensión de alimentación de corriente directa.
- c) Falla en los relevadores de protección.
- d) Falla en el disparo o en el mecanismo del interruptor.
- e) Falla en el interruptor.

La protección de respaldo deberá estar dispuesta de tal manera que cualquier cosa que pueda originar la falla en la protección primaria no origine también la falla de la protección de respaldo. Esto se satisfa  
ce si los relevadores de respaldo están localizados de tal manera que no empleen o controlen ninguna cosa en común, con los relevadores prima  
rios que vayan a ser respaldados.

Los relevadores de protección tienen tres características esenciales para su funcionamiento:

- a) Sensibilidad
- b) Selectividad
- c) Velocidad

Deben ser sencibles para que funcionen en forma segura cuando sea necesario. Deben ser capaces de seleccionar entre aquellas condiciones en las que se requiere un funcionamiento rápido y aquellas en las que no debe funcionar o se requiere funcionamiento de acción retardada; además deben operar a la velocidad requerida, ya que el objeto principal de la protección por relevadores es desconectar un elemento defectuoso de un sistema lo más rápido posible. La sensibilidad y la selectividad son esenciales para asegurar que sean disparados los interruptores apropiados, pero la velocidad es también muy importante. Con estas características los relevadores son dignos de confianza y su aplicación e instalación deberá aprovecharse al máximo.

La aplicación adecuada del equipo de protección por relevadores involucra una selección adecuada no solo del equipo de relevadores sino también de los equipos asociados. Por ejemplo, la carencia de fuentes apropiadas de corriente y tensión para alimentarlos puede comprometer, sino exponer la protección. Algunos equipos de protección pueden tener solo una operación en varios años; los relevadores de las líneas de transmisión funcionan más frecuentemente, pero aún así, éstas pueden funcionar solo algunas veces al año. Esta falta de uso frecuente de los relevadores y su equipo asociado deben compensarse en otras formas para estar seguro de que el equipo de protección trabajará cuando venga su turno. Las pruebas de campo proporcionan un medio excelente para comprobar el buen funcionamiento de todo el equipo involucrado y el registro de datos del funcionamiento del relevador durante el servicio real es la mejor seguridad de que el equipo de protección está en condiciones apropiadas.

En los circuitos de distribución no se tiene éste problema debido a que la mayor parte de las fallas son transitorias y el equipo de protección opera en forma frecuente y por tal razón cualquier anomalía de éste se detectaría en un tiempo muy corto.

En la actualidad todo sistema de potencia moderno no podría funcionar sin la protección por relevadores, sin embargo la economía juega un

papel muy importante y habría que evaluar la protección por relevadores sobre la base de su contribución al mejor servicio económicamente posible a los consumidores. La contribución de la protección por relevadores es ayudar al resto del sistema de potencia a funcionar con la mayor eficacia y efectividad posible frente a las fallas. Esto lo realiza disminuyendo el daño en las instalaciones cuando ocurren las fallas ; - ésta disminución se efectúa como sigue:

- a) Reduciendo el costo de la reparación del daño.
- b) Reduce la probabilidad de que la falla pueda extenderse e involucrar otro equipo.
- c) Reduce el tiempo que el equipo está fuera de servicio.
- d) Reduce la pérdida en ingresos y la interrupción a los consumidores mientras el equipo está fuera de servicio.

Con el regreso oportuno del equipo al servicio, la protección por relevadores ayuda a reducir la cantidad del equipo de reserva requerido, ya que hay menor posibilidad de que ocurra otra falla antes de que la primera pueda repararse.

Todos los relevadores utilizados para la protección de cortocircuitos y muchos otros tipos, también funcionan en virtud de la corriente y/o tensión proporcionada a estos por los transformadores de corriente y tensión conectados en diversas combinaciones al elemento del sistema que va a protegerse. Por cambios individuales o relativos a estas dos magnitudes las fallas señalan su presencia, tipo y localización a los relevadores de protección. Para cada tipo y localización de falla, hay alguna diferencia característica en estas magnitudes así como varios tipos de equipos de protección por relevadores disponibles, cada uno de los cuales está diseñado para reconocer una diferencia particular y funcionan en respuesta de ésta. Existen muchas diferencias en la corriente y tensión, entre éstas se encuentran las siguientes: frecuencia, ángulo de fase, duración etc..., y puede presentarse una o más.

### IV.3 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS RELEVADORES.

Todos los relevadores funcionan en respuesta a una o más magnitudes eléctricas, ya sea para cerrar o abrir contactos. Los principios de funcionamiento son fundamentalmente dos:

- 1) Atracción Electromagnética.
- 2) Inducción Electromagnética.

Los primeros funcionan en virtud de un núcleo que es atraído dentro de un solenoide, o una armadura que es atraída por los polos de un electroimán. Estos relevadores pueden ser accionados por magnitudes de corriente alterna Fig. IV-2, 3 y 4. Los relevadores de inducción electromagnética utilizan el principio del motor de inducción por medio del cual el par se desarrolla por inducción en un rotor; éste principio de funcionamiento se aplica solo a relevadores accionados por corriente alterna. Fig. No. IV.5

Los relevadores de protección están provistos de un indicador que muestra cuando un relevador ha funcionado para disparar un interruptor. Estos indicadores son elementos coloreados de un modo característico y son accionados ya sea mecánicamente por el movimiento del mecanismo de accionamiento del relevador o eléctricamente por el flujo de la corriente del contacto y sale a la vista cuando funciona el relevador. Los indicadores están dispuestos para reponerse manualmente después de que se ha anotado su indicación y estar listos para el siguiente funcionamiento.

Por la rapidez de acción de los relevadores, éstos pueden ser de acción retardada ajustable y otros son instantáneos o de alta velocidad. Los instantáneos no tienen acción retardada intencional y el término se aplica a relevadores que funcionan en un tiempo máximo de aproximadamente 0.1 segundos y los de alta velocidad tienen un tiempo de funcionamiento menor a 0.1 segundos aproximadamente y por lo general, en 0.5 segundos o menos. El tiempo de funcionamiento de estos relevadores de alta velocidad está expresado, dada su pequeñez, en ciclos basándose en la frecuencia del sistema de potencia.



PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO  
DE ATRACCION ELECTROMECHANICA

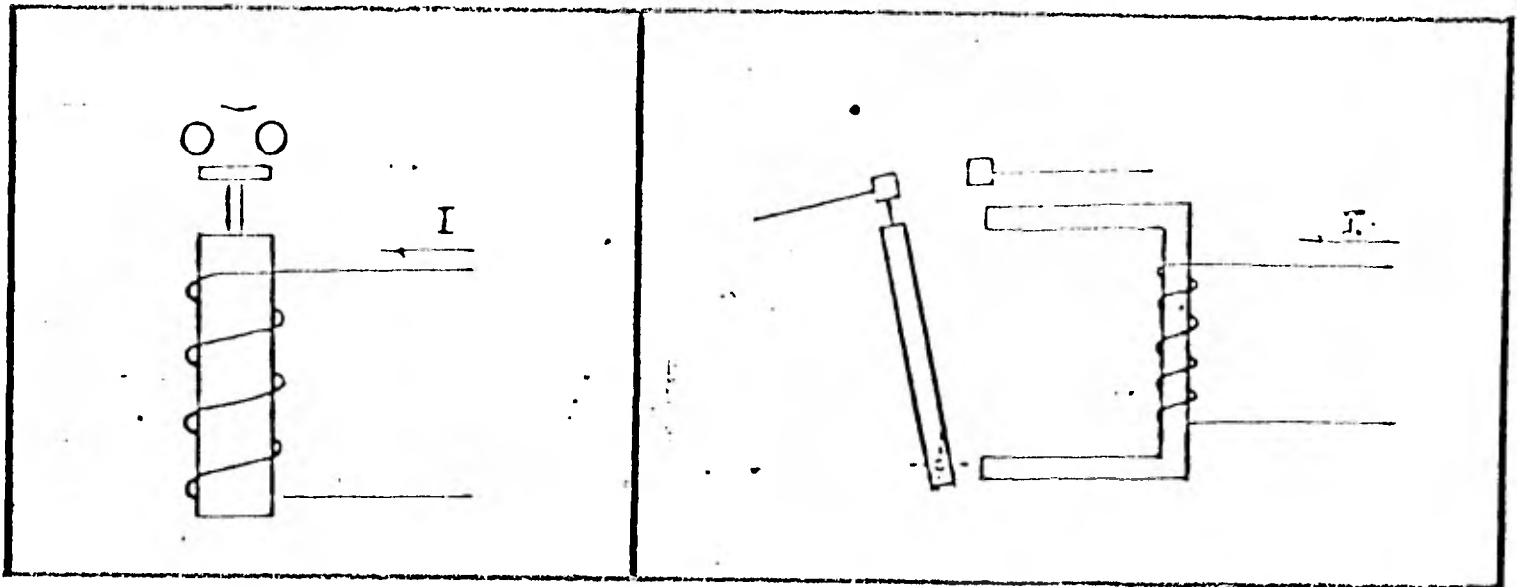


FIG. IV - 2

FIG. IV - 3

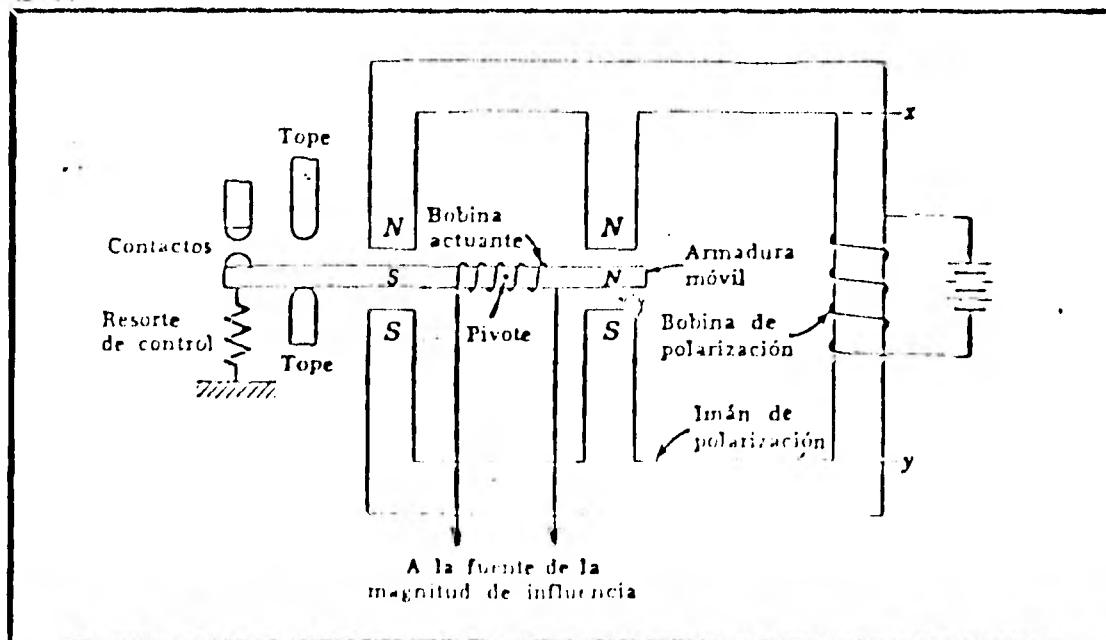


FIG. IV - 4

La acción retardada se obtiene en relevadores del tipo de inducción por un imán de arrastre, que es un imán permanente dispuesto de tal manera que el rotor del relevador corta el flujo entre los polos del mismo imán. Esto produce un efecto retardante en el movimiento del rotor en cualquier dirección.

La Fig. 4 muestra en esquema el principio de funcionamiento de un relevador de tipo de atracción electromagnética; se observa una armadura móvil magnetizada por la corriente que fluye en la bobina actuante que rodea la armadura y con tal polaridad como para cerrar los contactos. Una inversión de la polaridad de la magnitud actuante, que hace operar el relevador, invertirá las polaridades magnéticas de los extremos de la armadura y ocasionará que los contactos permanezcan abiertos. Aunque se muestra una bobina de polarización o de campo para la magnetización del imán de polarización, puede reemplazarse esta bobina por un imán permanente en la sección entre X y Y. Hay muchas variaciones físicas posibles para llevar a cabo este principio, siendo una de éstas una construcción similar a la de un motor de corriente directa.

La fuerza que tiende a mover la armadura puede expresarse como sigue, si despreciamos la saturación:

$$F = K_1 I_p I_a - K_2,$$

$$F = \text{Fuerza neta}$$

donde  $K_1$  = una constante de proporcionalidad

$I_p$  = la magnitud de la corriente en la bobina de polarización

$I_a$  = la magnitud de la corriente en la bobina de la armadura

$K_2$  = la fuerza de retención (que incluye la fricción)

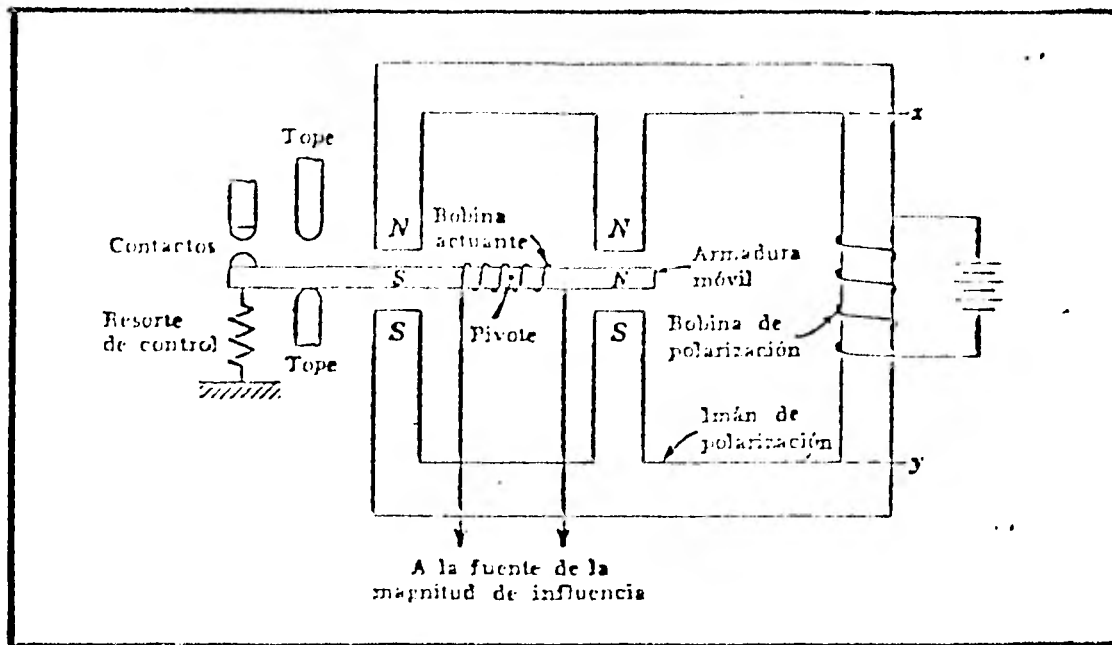


Fig. No. 4

En el punto de equilibrio cuando  $F = 0$ , el relevador está en el límite del funcionamiento y la característica de funcionamiento es :

$$I_p \quad I_a = \frac{K_2}{K_1} = \text{Constante}$$

$I_p$  e  $I_a$  se supone que fluyen a través de las bobinas en direcciones tales que la fuerza que da origen al funcionamiento es producida como se indica en la figura anterior. Es evidente que si se invierte la dirección de  $I_p$  o de  $I_a$  (pero no ambas), se invertirá la dirección de la fuerza. Por lo tanto, este relevador toma su nombre de direccional por la capacidad para distinguir entre direcciones opuestas del flujo de la corriente de la bobina actuante o entre polaridades opuestas. Si las direcciones relativas son correctas para el funcionamiento, el relevador iniciará su operación a una magnitud constante del producto de las dos corrientes.

Si se utiliza el imán permanente de polarización, o si se conecta la bobina de polarización a la fuente que ocasionará que fluya una magnitud -

constante de corriente, la característica de funcionamiento viene a ser:

$$I_a = \frac{K_2}{K_1 I_p} = \text{Constante}$$

sin embargo  $I_p$  debe tener la polaridad correcta, lo mismo que la magnitud debida; para que origine el funcionamiento del relevador.

Los relevadores de inducción electromagnética, a diferencia de los de atracción, son accionados con magnitudes de corriente alterna únicamente. La fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil, que puede ser un disco o bien otra forma de rotor de material no magnético conductor - de la corriente, por interacción de los flujos electromagnéticos con las corrientes parásitas que se inducen en el rotor por estos flujos. La figura número IV-5 muestra como se produce la fuerza en una sección de un rotor que está atravesado por dos flujos de corriente alterna adyacentes. Se muestran diversas magnitudes en un instante en que ambos flujos están dirigidos hacia abajo y se incrementan en magnitud. Cada flujo induce -- una tensión al rededor del mismo en el rotor y las corrientes fluyen en el rotor bajo la influencia de las dos tensiones. La corriente producida por un flujo reacciona con el otro y viceversa, para producir las fuerzas actuantes sobre el rotor.

Las magnitudes incluidas pueden expresarse como sigue:

$$\phi_1 = \Phi_1 \text{ sen } \omega t \quad \dots\dots \textcircled{1}$$

$$\phi_2 = \Phi_2 \text{ sen } (\omega t + \theta) \quad \dots \textcircled{2}$$

donde  $\theta$  es el ángulo de fase entre los dos ángulos  $\phi_1$  y  $\phi_2$ . Puede suponerse, con error despreciable, que las trayectorias en las que fluyen las corrientes del rotor tienen un coeficiente de autoinducción que no merece considerarse; por esto las corrientes del rotor están en fase con sus tensiones:

$$i_{\phi_1} \propto \frac{d\phi_1}{dt} \propto \Phi_1 \cos \omega t \quad \dots\dots \textcircled{3}$$

$$i_{\phi_2} \propto \frac{d\phi_2}{dt} \propto \Phi_2 \cos (\omega t + \theta) \quad \dots\dots \textcircled{4}$$

Como se observa en la figura, las fuerzas están en oposición y la resultante será la diferencia entre ellas:

$$F = (F_2 - F_1) \propto (\phi_2 i_{\phi_1} - \phi_1 i_{\phi_2}) \dots \textcircled{5}$$

Sustituyendo los valores de  $i_{\phi_1}$  e  $i_{\phi_2}$  de las ecuaciones 3 y 4 en 5 tenemos:

$$F \propto \phi_2 \dot{\phi}_1 \cos wt - \phi_1 \dot{\phi}_2 \cos (wt + \theta) \dots \textcircled{6}$$

pero a su vez sustituyendo los valores de  $\phi_1$  y  $\phi_2$  de las ecuaciones 1 y 2 en 6 :

$$F \propto \dot{\phi}_2 \sin (wt + \theta) \dot{\phi}_1 \cos wt - \dot{\phi}_1 \sin wt \dot{\phi}_2 \cos (wt + \theta) \dots \textcircled{7}$$

sacando  $\dot{\phi}_1$  y  $\dot{\phi}_2$  de 7 como factor común:

$$F \propto \dot{\phi}_1 \dot{\phi}_2 \left[ \sin (wt + \theta) \cos wt - \sin wt \cos (wt + \theta) \right] \dots \textcircled{8}$$

la expresión dentro del parentésis equivale a :

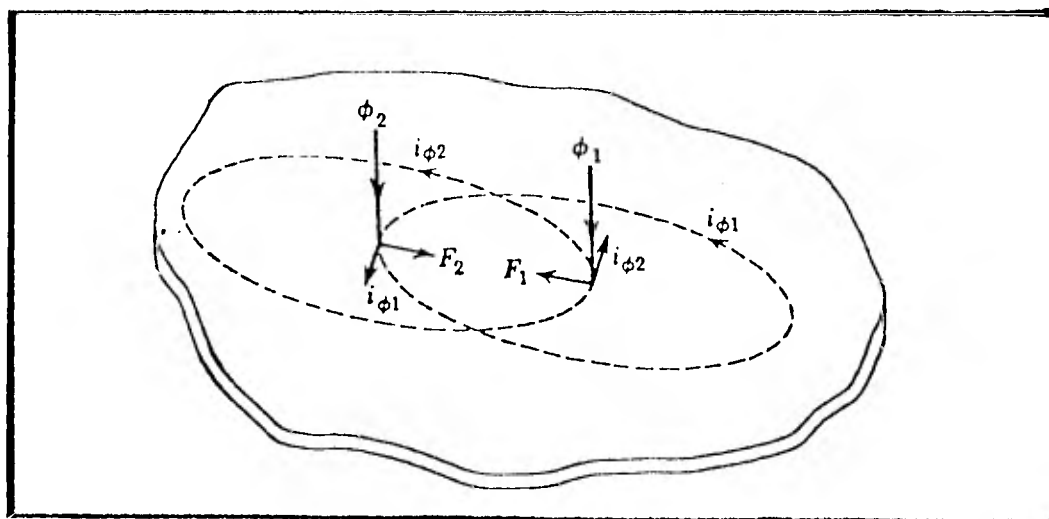
$$\sin \left[ (wt + \theta) - wt \right] = \sin \theta$$

Por lo tanto la expresión 8 se reduce a :

$$F \propto \dot{\phi}_1 \dot{\phi}_2 \sin \theta$$

La expresión anterior nos indica que la fuerza resultante es constante en todo momento dependiendo únicamente de los valores máximos de los -- flujos y el ángulo de fase entre ellos.

Los relevadores del tipo de inducción aprovechan este principio produciendo dos flujos sobre un disco, que se mueve actuando por la fuerza -- que resulta que es máxima cuando los flujos tienen un ángulo de fase entre sí de 90°.



PRODUCCION DEL PAR EN UN RELEVADOR DE INDUCCION

Fig. No. 5

Apoyandose en este principio de inducción se han construido dos clases originales de relevadores eléctricos:

- 1) Los que actúan debido a una sola fuente de señales
- 2) Los que actúan debido a dos o más fuentes

Un ejemplo de los primeros es el que se describe a continuación:

Fig. No. IV-6

Es un disco de inducción sobre el cual se cierra un circuito magnético con una sola bobina. El núcleo está dividido en dos regiones: una por la que pasa el flujo resultante de la corriente de la bobina y otra - donde se ha devanado y puesto en cortocircuito un embobinado o una sola espira que defasa una parte del flujo que atraviesa el entrehierro. De ésta manera una sola fuente de señales hace actuar al disco en determinadas condiciones.

Otro ejemplo es el de un relevador de sobrecorriente con característica de tiempo inverso como el que se indica en las Fig. Nos. IV-6, 7 y 8.

Lleva una bobina sobre el núcleo interior que es la única fuente de señales y ésta corriente crea otra por medio de un acoplamiento magnético sobre las bobinas del núcleo superior que produce una fuerza actuante en el disco debido al defasamiento final de los flujos.

La segunda clase de relevadores es la que pone en juego dos bobinas sobre un solo núcleo o sobre dos núcleos separados como por ejemplo el - wathhorimetro. Sobre una bobina se pueden mandar las señales de corriente tomadas desde un T.C. y sobre la segunda las señales de corriente to mandose desde un T.P.

De esta manera tambien con dos corrientes de fuentes distintas se hace operar el relevador.

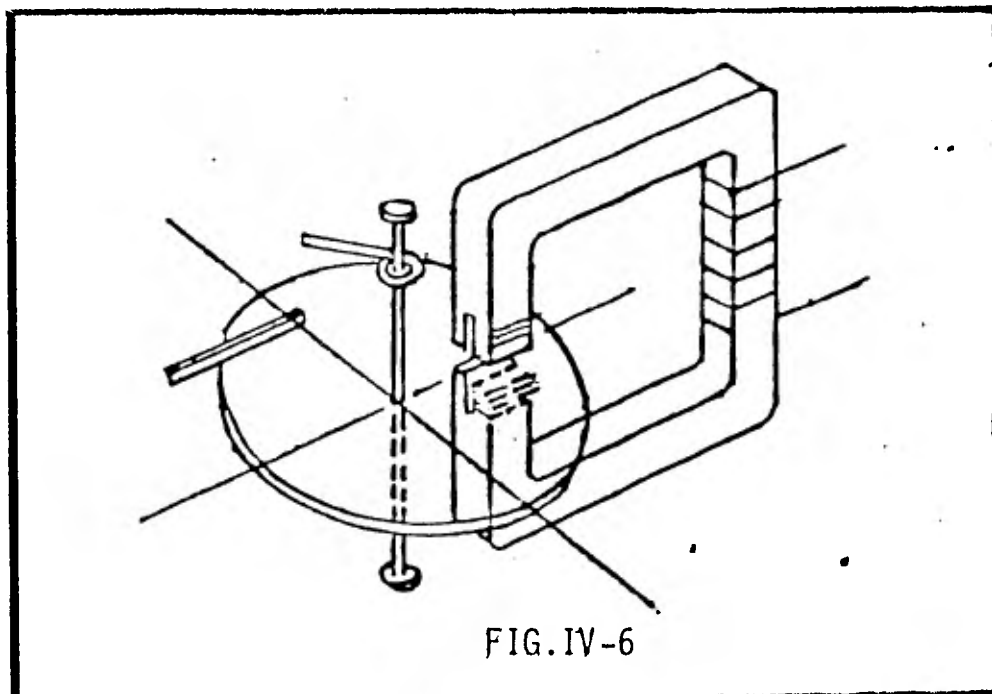


FIG. IV-6

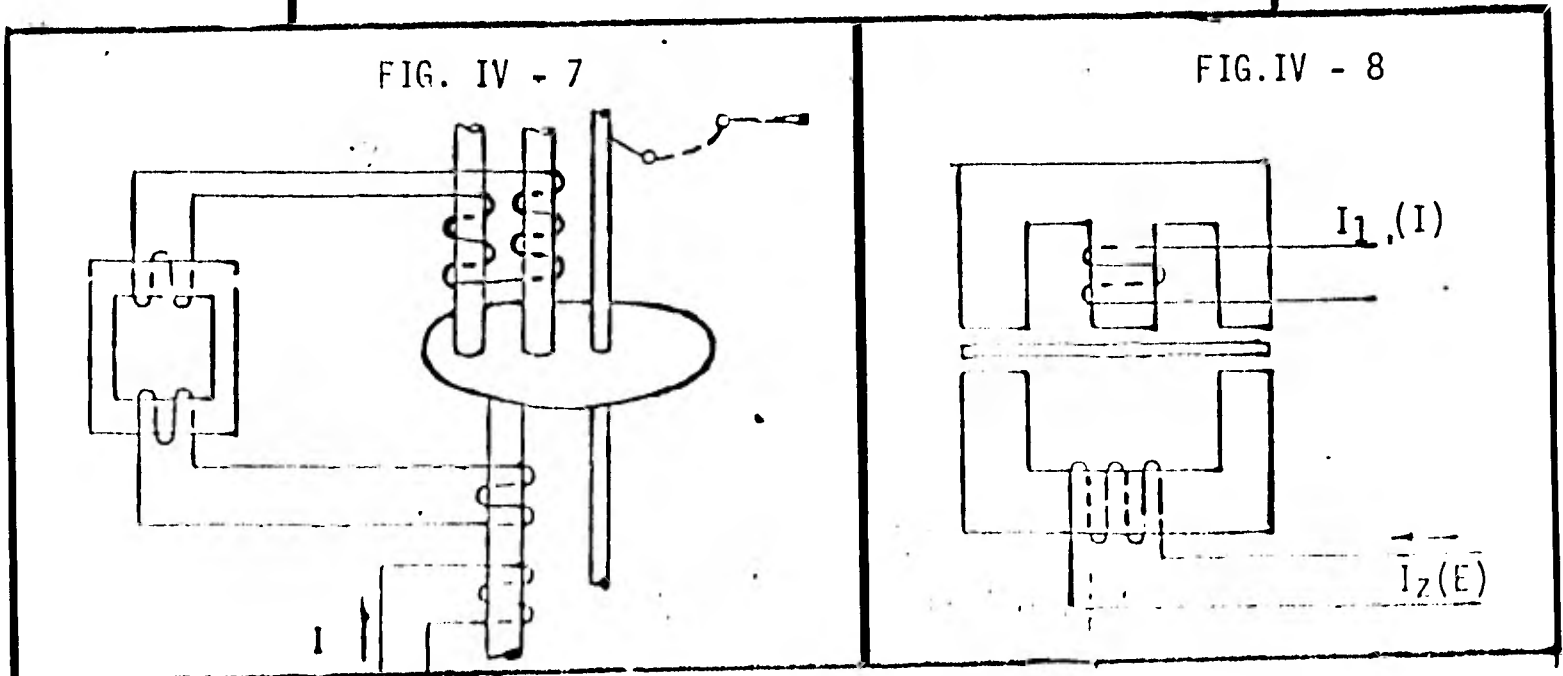


FIG. IV - 7

FIG. IV - 8

#### IV.4 CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION.

Es conveniente tener un conocimiento de las características generales y particulares de los relevadores de protección con el fin de aprovecharlas en la solución de los problemas que presenta la protección de un sistema de distribución .

Entre éstas características se tienen las siguientes :

- 1) Tiempo de operación.
- 2) Capacidad continua y de tiempo corto
- 3) Capacidad del contacto
- 4) Cargas del relevador
- 5) Reposición

- 1) Tiempo de operación.

Esto ha sido una de las principales características que ha contribuido al desarrollo tan amplio de la protección por relevadores, ya que puede lograr una coordinación perfecta en tiempos de apertura de los interruptores, de tal manera que se aíslan las regiones afectadas por fallas, abriéndose primero los interruptores más cercanos a la falla o los que así convenga para la mejor operación. Además se tiene una gran facilidad para ajustar el tiempo.

- 2) Capacidad continua y de tiempo corto.

En todos los relevadores se definen las capacidades de las bobinas de corriente y/o tensión como una guía de su aplicación. La capacidad - continua, específica lo que soportará un relevador bajo funcionamiento - continuo en una temperatura ambiente de 40° C.

- 3) Capacidad del contacto.

Los contactos de los relevadores de protección diseñados según su capacidad, para cerrar y abrir circuitos inductivos y no inductivos a magnitudes especificadas de corriente del circuito y tensión de c-a o c-d del mismo. Los relevadores de protección que disparan interruptores no deben



interrumpir el flujo de la corriente de la bobina de disparo porque se deteriorarían los contactos. Lo mismo sucede sin un interruptor falla al disparar, se dañarían casi con certeza los contactos del relevador.

#### 4) Cargas

La impedancia de las bobinas actuantes del relevador deben conocerse para que así se pueda determinar si las fuentes de transformadores - de tensión o de corriente del relevador tendrán la capacidad suficiente y la precisión adecuada para alimentar la carga del relevador junto con cualesquiera otras cargas que puedan imponerse a los transformadores. Estas impedancias las da el fabricante en los manuales de los relevadores.

#### 5) Reposición

Se llama reposición al restablecimiento de las condiciones normales del relevador despues de que éste ha actuado. Esta reposición puede hacerse en dos formas: la reposición eléctrica y la reposición manual; la primera puede considerarse automática puesto que al dejar de existir las condiciones de operación los contactos del relevador vuelven a quedar en la posición que tenían antes de la operación. La reposición manual es aquella en la que es necesaria la intervención del hombre, ya sea oprimiendo un botón o moviendo alguna palanca despues de haber dejado de existir las condiciones de operación, ya que el relevador por si solo no restablece las condiciones normales de sus contactos.

### IV.5 CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES.

De acuerdo a la función que desempeñan en forma específica, los relevadores de protección pueden ser de diversos tipos, aún cuando los principios básicos de funcionamiento sean los mismos. A continuación se mencionan algunos de estos tipos:

- 1) Relevadores de sobrecorriente.
- 2) Relevadores de distancia.
- 3) Relevadores diferenciales.

- 4) Releadores de voltaje
- 5) Releadores de frecuencia
- 6) Relevadores de gas etc...

Aun cuando el objetivo de éste trabajo es el estudio de la protección de sobrecorrientes, se hará una breve explicación de cada uno de los tipos de releadores enumerados anteriormente y posteriormente se verán los releadores de sobrecorriente con más detalle.

#### RELEVADORES DE DISTANCIA.

Estos relevadores se utilizan por lo general para la protección primaria y de respaldo en las fallas de fase en las líneas de subtransmisión y en las líneas de transmisión donde no es necesario el recierre automático de alta velocidad, para mantener la estabilidad y donde puede tolerarse la corta acción retardada para las fallas en el extremo de la zona. Estos releadores no se ven tan afectados por los cambios en la magnitud de la corriente de cortocircuito, lo cual no sucede con los relevadores de sobrecorriente, que sí se ven afectados. Esto se debe a que logran la selectividad con base en la impedancia de la línea en lugar de basarse en la corriente. Esta impedancia se mide entre el punto donde se localiza la falla y el punto en donde se encuentran instalados los relevadores.

Los releadores de distancia tienen tres elementos para una aplica--ción típica; el primero opera solamente para fallas que ocurran dentro de la zona de protección primaria de la línea y hace disparar el interruptor sin ningún retraso de tiempo, el segundo elemento opera n) solamente para fallas en la zona de protección primaria sino también en la zona adyacente o zona de protección de respaldo y hace disparar al interruptor despues de un breve retraso de tiempo, mientras que el tercer elemento es ajustado para incluir a una zona todavía más remota y hace disparar al interruptor - después de un lapso de tiempo más largo.

## RELEVADORES DIFERENCIALES

Por lo general todos los relevadores tienen en común la característica de poseer ajustes graduables para operar a un valor dado de alguna cantidad eléctrica como ya se mencionó anteriormente: la intensidad de corriente, el voltaje, la frecuencia, la potencia o una combinación de intensidad de corriente y voltaje, ángulo de defasamiento, etc.; sin embargo hay otros relevadores de protección que funcionan en virtud de una comparación continua entre dos o más corrientes y su operación se basa en el principio de que las condiciones de falla causarían un cambio entre los valores comparados. A este tipo de relevadores se les llama diferenciales.

Los relevadores diferenciales se utilizan en las subestaciones para proteger transformadores de potencia y generadores y consisten en un relevador de sobrecorriente conectado de tal manera que pueda evaluar la diferencia entre los valores de las intensidades de corriente obtenidas a partir de transformadores de corriente colocados en los lados opuestos del transformador de potencia. El relevador diferencial deberá hacer funcionar un relevador auxiliar de reposición manual que dispara los interruptores del transformador o transformadores. La característica de reposición manual es para disminuir la probabilidad de que un interruptor de transformador se recierre en forma inadvertida, sujetando así a ese transformador a un daño adicional.

En la práctica los relevadores diferenciales de porcentaje son los preferidos para obtener la protección diferencial, los cuales permiten una protección más sensible sin riesgo de operaciones falsas debido a las diferencias pequeñas en las corrientes de salida de los transformadores de corriente.

Los relevadores diferenciales deben satisfacer dos requisitos en sus conexiones:

- 1) No deben funcionar para carga o para fallas externas
- 2) Deben funcionar para fallas internas bastantes severas

## RELEVADORES DE VOLTAJE

Un relevador de voltaje es aquel que funciona con valores de voltaje predeterminados; puede ser de sobrevoltaje o de bajo voltaje o una combinación de ambos y son generalmente relevadores tipo solenoide con vastago móvil o relevadores de inducción; los dos tipos están equipados con ajustes diferentes.

Los relevadores de tipo solenoide con vástago móvil son por lo general instantáneos en su operación; no obstante, pueden ser equipados con amortiguadores u otros dispositivos de retraso. Los de tipo de inducción siempre están equipados con retraso de tiempo ajustables con características de tiempo inverso; esto es, mientras más grande sea la desviación del valor de voltaje ajustado en el relevador más rápido será la operación.

Algunas veces se requiere que estos relevadores toleren las perturbaciones causadas por los fenómenos transitorios; para cumplir con lo anterior se encuentran disponibles los relevadores de tiempo largo.

## RELEVADORES DE FRECUENCIA

Los relevadores de sobrefrecuencia operan cuando la frecuencia del sistema excede al valor ajustado en el relevador; en tanto que los relevadores de baja frecuencia operan cuando la frecuencia del sistema cae por debajo de dicho valor.

Se utiliza este tipo de relevadores en la inteligencia de que una desviación apreciable en la frecuencia indica una falla seria en el sistema. Estos relevadores en general y particularmente los de baja frecuencia se utilizan para restablecer automáticamente un equilibrio entre carga y generación. La velocidad de operación de estos relevadores depende de la desviación del valor ajustado en el relevador, sufrida por la frecuencia existente; hay tipos de relevadores que operan intantáneamente si la frecuencia se aparta del valor ajustado, en cambio hay otros tipos que operan en función del incremento o decremento de la frecuencia.

## RELEVADORES DE GAS

El relevador conocido como Buchholz es una combinación del relevador de acumulación de gas y del de presión; se usa para proteger los transformadores de potencia.

Se usa en transformadores con el tanque completamente lleno de aceite y que poseen además un tanque auxiliar o conservador en la parte superior que actúa como cámara de expansión.

Estos dos tanques el principal y el conservador se unen entre sí a través de un tubo y entre éstos insertado en el tubo, se encuentra el relevador Buchholz con sus dos elementos; uno es una cámara de recolección de gas en la que se acumula el gas originado por la desintegración o la descomposición lenta del aislamiento en presencia de un arco eléctrico; cuando se ha acumulado una cierta cantidad de gas se cierra un contacto que manda una señal de alarma. El gas acumulado puede extraerse e introducirse un analizador de gas para determinar la clase de aislamiento que está siendo deteriorado. El otro elemento contiene una válvula que se hace funcionar por el paso del aceite a través de la tubería cuando ocurre una falla severa y que cierra los contactos que disparan los interruptores del transformador.

## RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

Los relevadores de sobrecorriente son los más comúnmente utilizados para la protección contra cortocircuitos en los sistemas de distribución de energía eléctrica, principalmente en circuitos radiales. Hay varios tipos de relevadores de sobrecorriente: instantáneos, de tiempo retardado y combinados; generalmente éstos últimos son los más usados.

La protección de sobrecorriente es la más económica y la más difícil de aplicar y la que más frecuentemente necesita reajuste o reemplazo a medida que cambia el sistema. Se utiliza por lo general para protección contra fallas de fase o de tierra, tanto en sistemas de distribución como en sistemas industriales y en alguna línea de transmisión donde no puede justificarse el costo de la protección de distancia. Se emplean

tambien para la proteccion primaria de falla a tierra en algunas de las lineas de transmision donde se emplean relevadores de distancia para fallas de fase.

Para la proteccion de sobrecorriente generalmente se emplean dos o tres relevadores de sobrecorriente contra fallas entre fases y un relevador de sobrecorriente separado para fallas monofasicas a tierra. Siempre se prefieren los relevadores de tierra separados porque pueden ajustarse para proporcionar proteccion mas rapida y mas sensible en fallas monofasicas a tierra que la que puedan proporcionar los relevadores de fase. Sin embargo, en algunas ocasiones se confia en los relevadores de fase para la proteccion contra todo tipo de fallas.

En la proteccion de circuitos puede aprovecharse al maximo la ventaja de la caracteristica de tiempo inverso debido a que la magnitud de la corriente de falla depende, la mayoria de las veces, de la localizacion de esta y se mantiene practicamente inafectada por cambios en la generacion o en el sistema de transmision. Esta caracteristica de tiempo permite formar cascadas en cuanto a tiempo de apertura, proporcionando la mejor selectividad con fusibles y con restauradores.

Los relevadores de sobrecorriente tienen la caracteristica de tiempo inverso debido a que a mayor corriente de falla, menos tiempo tardan en operar. El principio en el que se basan es el de induccion, aun cuando pueden contar con un elemento instantaneo que es de accion electromagnetica.

Estos relevadores poseen sus curvas de operacion llamadas de tiempo inverso. Una curva de tiempo inverso es aquella en la cual el tiempo de funcionamiento viene a ser menor a medida que el valor de la magnitud de influencia se incrementa. Cada tipo de relevador tiene sus curvas de tiempo inverso especificas. Fig. No. 9

En esta figura se muestra una serie de curvas y cada una de ellas es una posicion en la que se puede colocar el relevador; si por ejemplo se tiene la curva 4, el relevador trabajara de acuerdo con esta y operara en un tiempo determinado de acuerdo con la corriente que circule por su

bobina. Esta corriente está indicada en el eje horizontal en una forma indirecta puesto que no está marcada en amperes sino en veces o múltiplos de la corriente mínima de operación, es decir, si se desea que el relevador no opere con una cierta corriente "X" o que teóricamente opere pero en un tiempo infinito, esta será la base que tenemos marcada en la gráfica de la figura. Como se observa, ésta corriente empieza con 1.5 veces y se termina con 20 veces estando dentro de los límites medios y el relevador se puede ajustar para que trabaje en la curva que se desee.

Ajuste de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso para su coordinación:

El primer paso es seleccionar el valor mínimo de la corriente que originará el funcionamiento del relevador de tal manera que éste:

- 1) Funcione para todos los cortocircuitos en su propia línea.
- 2) Proporcione protección de respaldo para los cortocircuitos en los elementos del sistema inmediatamente adyacentes, bajo ciertas circunstancias.

Por ejemplo, si el elemento adyacente es una sección de línea, el relevador se ajustará para que opere con una corriente un poco menor que la que recibe por un cortocircuito en el extremo lejano de esta sección de línea.

El ajuste de un relevador de fase se hará en base a la corriente de falla entre fases. Este relevador no debe ser tan sensible como para que opere en condiciones de máxima carga en el circuito del que recibe su corriente; para que no suceda esto, se deja un margen de tolerancia y así pueda soportar transferencias de carga de otro circuito. Para un relevador de tierra se tomará en consideración una falla monofásica a tierra. Si hay dos o más secciones de líneas adyacentes, deberá considerarse la falla en el extremo de la sección que origina el flujo de la corriente mínima en el punto de localización del relevador que va a ajustarse.

El segundo paso en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso es ajustar la acción retardada para obtener selectividad con los relevadores de los elementos inmediatamente adyacentes del sistema.

Este ajuste deberá hacerse para las condiciones de flujo de máxima corriente en el punto de localización del relevador.

El ajuste para la selectividad se hace considerando condiciones de corriente máxima de falla porque, si se obtiene selectividad para tales condiciones, es seguro que se obtendrá para corrientes menores.

El ajuste de relevadores localizados en cascada deberá iniciarse en el relevador eléctricamente más distante de la fuente de generación y trabajar entonces de regreso hacia dicha fuente. A continuación se presenta un ajuste de un relevador IAC51:

Se tiene un interruptor en un circuito de distribución con una corriente continua de 450 amperes y se desea que abra después de 1.9 segundos con una corriente de cortocircuito de 3750 amperes y los transformadores de corriente tienen una relación de transformación de 60/1. El ajuste del relevador se obtiene dividiendo la corriente continua de 450 Amp., entre la relación de transformación:  $450/60 = 7.5$ ; como no hay derivaciones o taps de 7.5, se usa la de 8.0; ésta será la mínima corriente de operación o de disparo.

Para encontrar la curva de ajuste que cumpla con ésta condición de 3750 Amp., y 1.9 seg., se divide ésta corriente de 3750 Amp., entre la relación de transformación:  $3750/60 = 62.5$  Amp., de corriente secundaria y si ésta corriente se divide entre la corriente mínima de operación:  $62.5/8 = 7.8$  veces la corriente mínima de operación; si con éste dato se entra a las curvas de la Fig.No. IV-9 se observa que con 7.8 veces la corriente mínima de operación y 1.9 seg., la curva que satisface ésta condición es la No. 6.

Los relevadores de tierra se pueden usar en condiciones ventajosas en los sistemas de distribución, ya que éstos tienen su neutro directamente aterrizado y las corrientes de falla a tierra pueden circular por sus conductores. Estos relevadores pueden ser ajustados a valores mucho más pequeños que para los relevadores de fase debido a que el relevador de tierra no ve la intensidad de la corriente normal de carga balanceada.

El ajuste de los relevadores de sobrecorriente a tierra es por lo ge



neral más difícil de efectuar que el de los relevadores de fase, en cualquier sistema. La principal razón es que la impedancia de secuencia cero de las líneas es aproximadamente de 2 a 5.5 veces la impedancia de secuencia positiva: esto trae como consecuencia dos efectos benéficos:

- 1) La magnitud de la corriente de secuencia cero varía mucho más con la localización de la falla.
- 2) La magnitud de ésta no está tan afectada por los cambios en la capacidad de generación.

Estos efectos hacen posible el mayor aprovechamiento de la característica de tiempo diverso: además ayudan a la aplicación de relevadores de sobrecorriente instantáneos.

Los relevadores de sobrecorriente instantáneos se aplican cuando la magnitud de falla alcanza un valor de aproximadamente del triple, a medida que la falla se mueve desde el extremo más lejano de la línea hacia el punto de instalación del relevador.

Los relevadores de sobrecorriente instantáneos funcionarán con fallas trifásicas exteriores hasta el 70% de la longitud de la línea aproximadamente y para fallas de fase a fase exteriores hasta el 50%. Si la corriente de falla a tierra no está limitada por una impedancia del neutro o si la resistencia de tierra no es muy elevada, protegerá también aproximadamente el 70% de la longitud de la línea; esto se debe a que la corriente de falla a tierra aumenta por lo general en una proporción más elevada a medida que la falla se mueve hacia el punto de instalación del relevador.

Los relevadores de sobrecorriente se fabrican en diferentes tipos y marcas: los que con más frecuencia se usan en los sistemas de distribución de Comisión Federal de Electricidad son los General Electric, los Westinghouse, Mitsubishi e Hitachi. Los primeros pueden ser de 4 tipos:

IAC51A	sin unidad instantánea
IAC51B	con unidad instantánea
IAC52B	sin unidad instantánea
IAC52B	con unidad instantánea

Los segundos pueden ser de y tipos;

- C02 Relevador de tiempo corto
- C05 Relevador de tiempo largo
- C06 Relevador de tiempo fijo mínimo
- C07 Relevador de tiempo moderadamente inverso
- C08 Relevador de tiempo inverso
- C09 Relevador de tiempo muy inverso
- C011 Relevador de tiempo extremadamente inverso

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso tipo IAC51 e IAC52 tienen dos rangos como se indica en la siguiente tabla:

Rango en Amperes	Taps Disponibles
0.5-4.0	0.5,0.6,0.7,0.8,1.0,1.2,1.5,2.0,2.3,3.0,4.0
2.0-16.0	2.0,2.5,3.0,4.0,5.0,6.0,7.0,8.0,10.0,12.0,16.0

La capacidad continua de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso para los rangos y taps indicados en la tabla anterior, se muestran a continuación:

RANGO DE 0.5 - 4.0 AMP.											
TAP	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.5	2.0	2.5	3.0	4.0
Capacidad	1.6	1.8	2.0	2.1	2.3	2.7	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0

---

RANGO DE 2.0 - 16.0 AMP.

---

TAP	2.0	2.5	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	10.0	12.0	16.0
CAPAC. 66	8.0	9.0	10.0	12.0	14.0	15.0	16.0	17.5	20.0	20.0	20.0

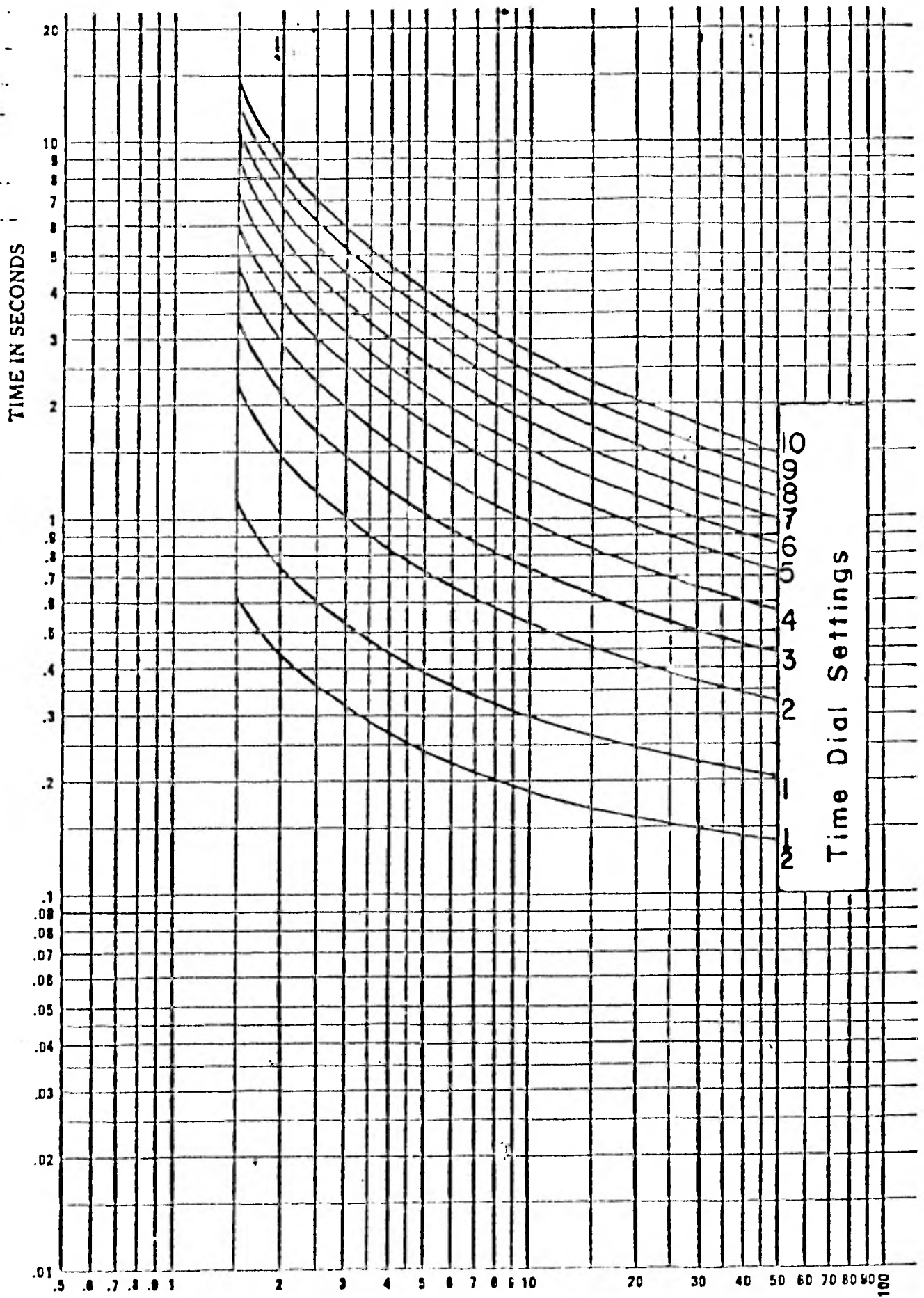
---

Para mayor información de éstos relevadores y los Westinghouse, es necesario consultar sus manuales respectivos. En las figuras Nos. IV-9 IV-16 se muestran las curvas de operación de los relevadores de sobrecorriente tipos IAC y CO.

#### RECIERRE AUTOMATICO

La experiencia ha demostrado que la mayoría de las fallas que se presentan en líneas de transmisión, subtransmisión y principalmente en distribución, son transitorias y si se desconecta del sistema en forma rápida el elemento defectuoso, al falla no persiste. Si ésta después del primer disparo y cierre aun continua, es conveniente hacer dos pruebas de recierre más como máximo antes de sacar de servicio la línea hasta que pueda encontrarse y repararse el disturbio.

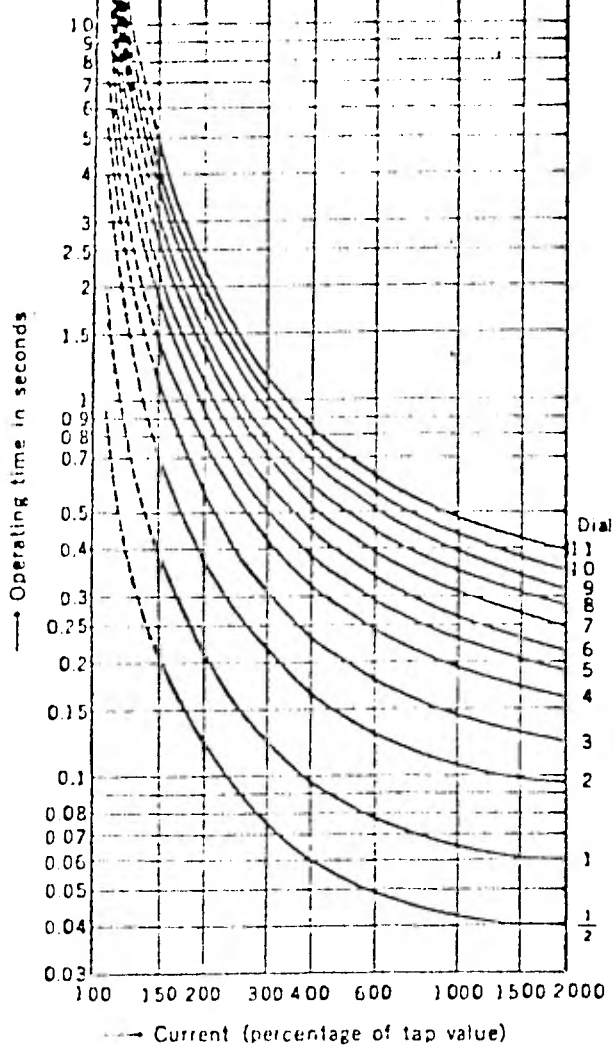
El recierre automático se aplica por lo general a todos los circuitos de distribución aérea y en algunas líneas de subtransmisión, éste recierre es de tipo múltiple. Los relevadores de sobrecorriente instantáneos y de tiempo inverso están arreglados de tal manera que cuando ocurre una falla el relevador instantáneo funciona para disparar el interruptor antes de que pueda quemarse un fusible de algún ramal y vuelve a recerrar inmediatamente después; sin embargo después de la primera salida los relevadores instantáneos salen de servicio en forma automática y, si la falla persiste, son los relevadores de tiempo inverso los que funcionarán para disparar el interruptor. Esto da tiempo para que se quemé el fusible del ramal que está provocando la salida de todo el circuito. Si el interruptor no se vuelve a disparar después de un cierto tiempo del recierre, los relevadores instantáneos regresan al servicio en forma automática.



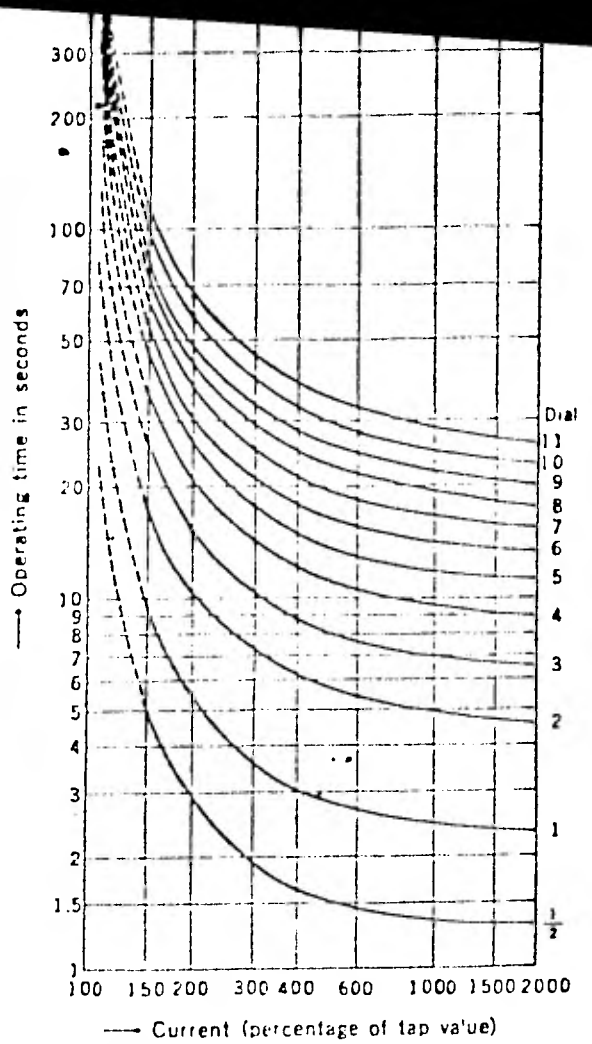
MULTIPLES OF RELAY TAP SETTING

FIG. IV - 9

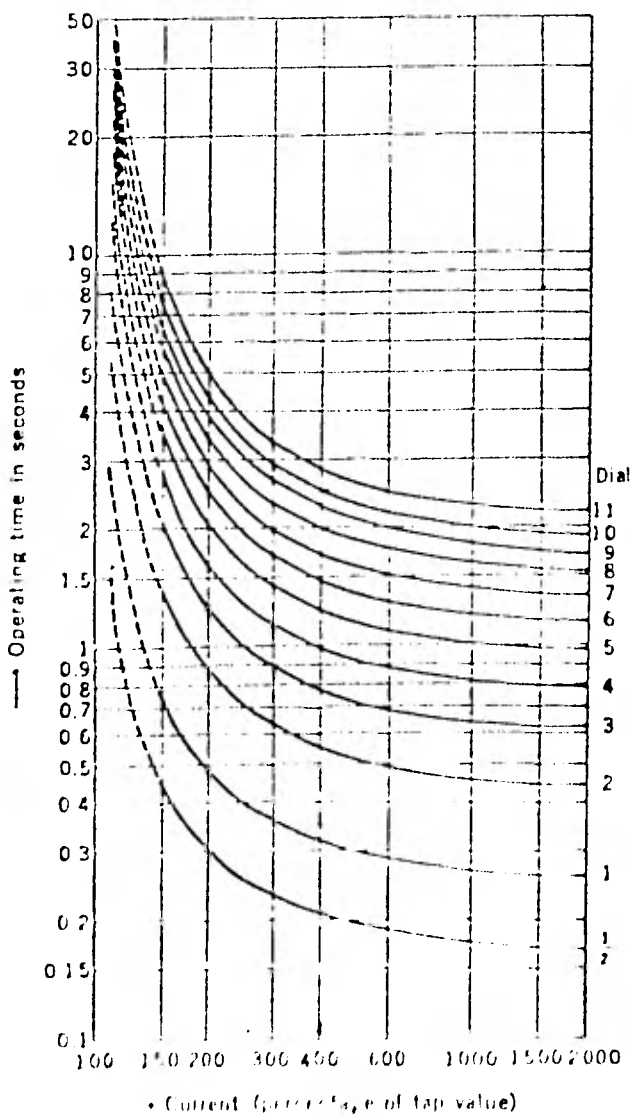
Time-current Curves of Type IAC Relays with Inverse-time Characteristics.



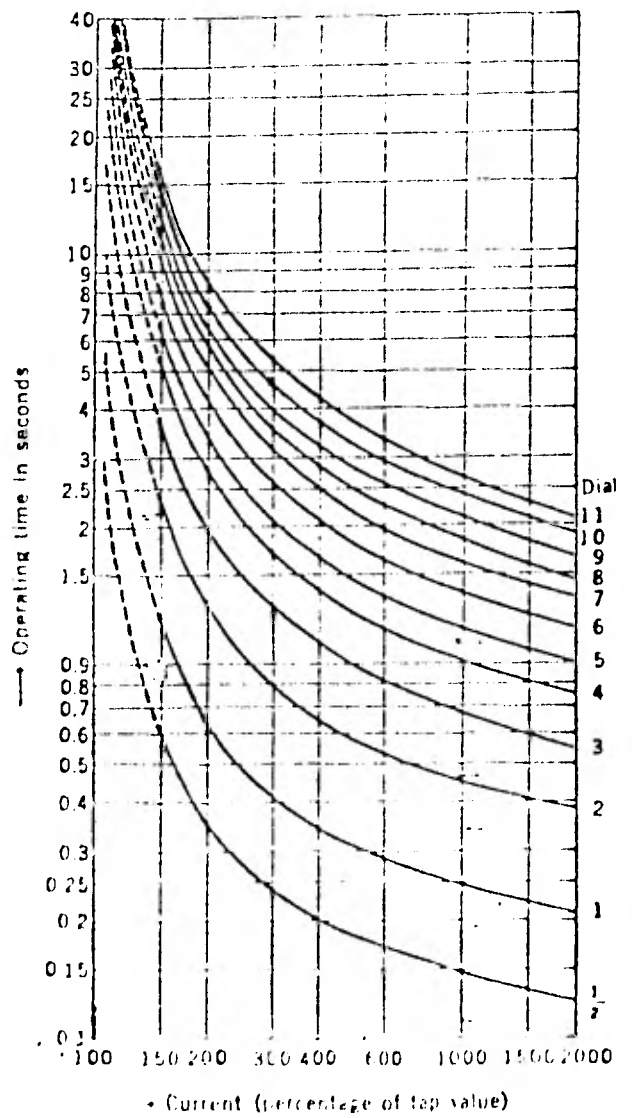
(a) CO-2 FIG. IV-10



(b) CO-5 FIG. IV-11

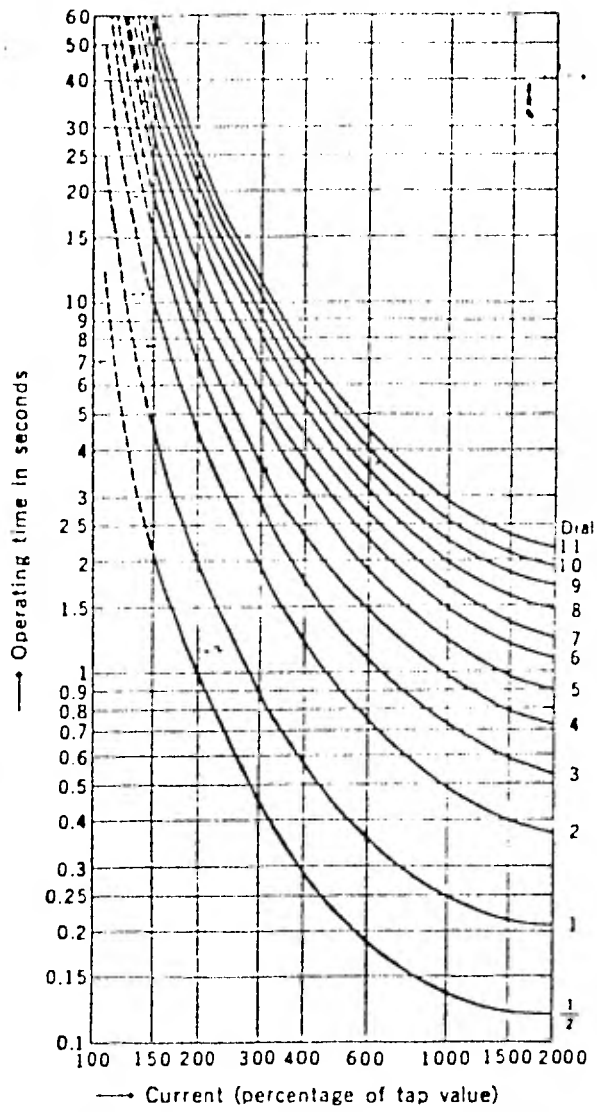


(c) CO-6 FIG. IV-12

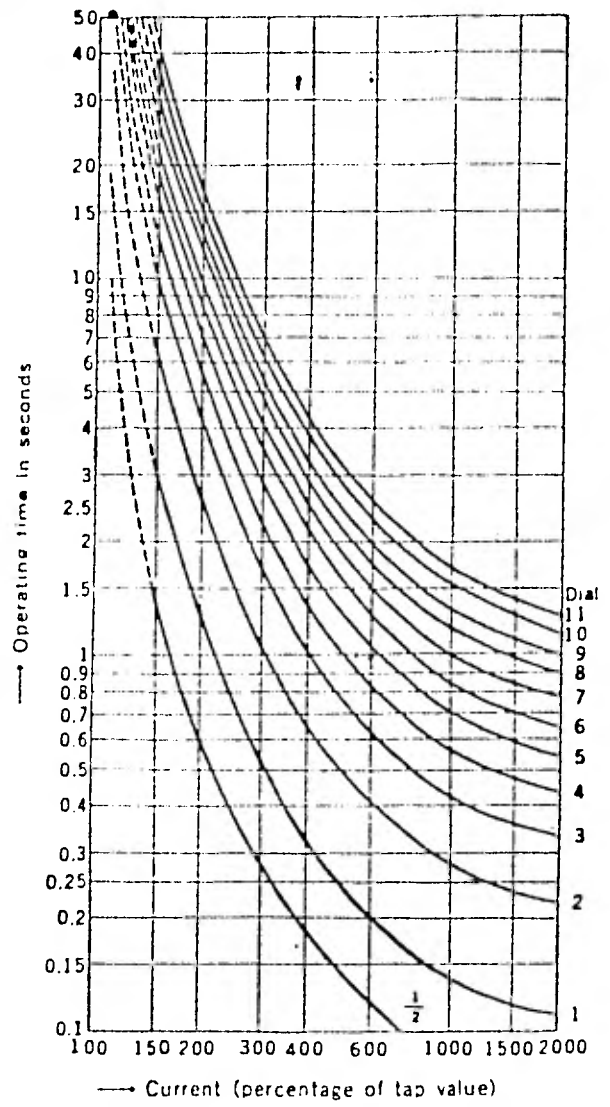


(d) CO-7 FIG. IV-13

Typical time curves of CO overcurrent relays

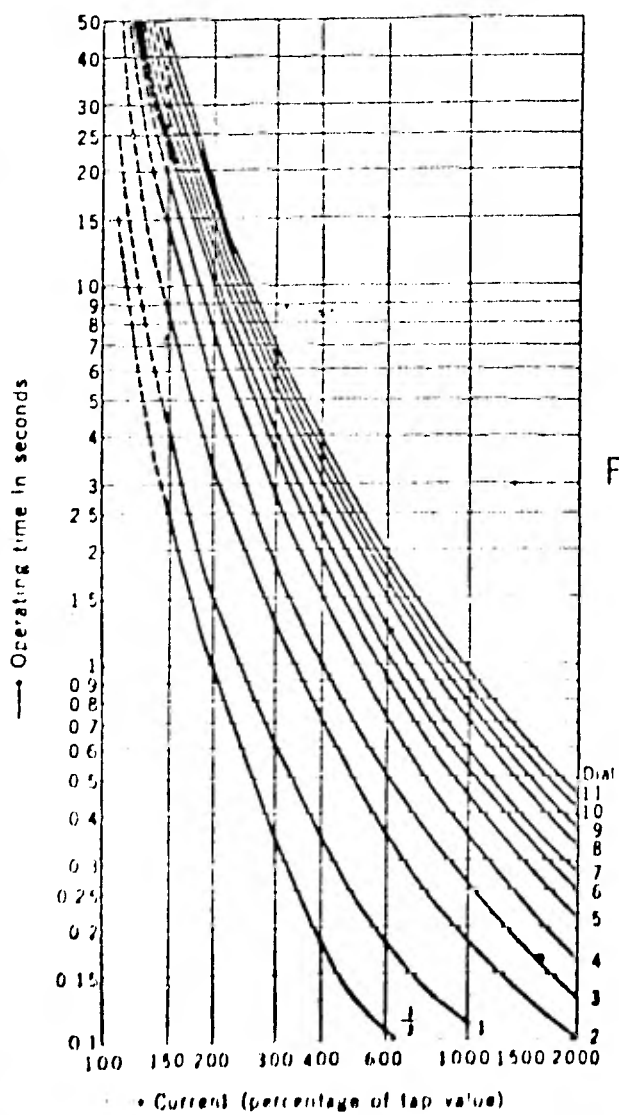


(e) CO-8 FIG. IV-14



(f) CO-9

FIG. IV-15



(g) CO-11

FIG. IV-16

Typical time curves of CO overcurrent relays, cont'd

## C A P I T U L O     V

### CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

#### V.1 GENERALIDADES.

La protección de un sistema eléctrico, no solo está sujeta a las condiciones normales de operación para asegurar la continuidad del servicio y seguridad de la instalación, sino que deben considerarse situaciones de operación transitoria bajo falla motivadas por sobre corrientes debidas a disturbios al producirse un cortocircuito en cualquier parte del sistema.

Los equipos y dispositivos de protección deben soportar los rangos de sobrecorriente a que están sujetos durante un disturbio y aplicados durante el tiempo calculado para su operación. Para obtener seguridad en la operación y confianza de que los componentes del sistema están libres de daño, es necesario efectuar el cálculo de los niveles de cortocircuito del sistema, en los distintos puntos, con el fin de determinar el tipo de protección y rango de la misma.

En la mayor parte de los sistemas industriales se obtiene la máxima-corriente de cortocircuito cuando se produce una falla trifásica. En cambio en los sistemas de distribución en que los transformadores de potencia que los alimentan son delta en el lado de alta tensión y estrella del lado de baja tensión con el neutro directamente conectado a tierra, generalmente se presenta la máxima corriente de cortocircuito cuando la falla ocurre entre fase y tierra.

En un cortocircuito de fase a tierra, la magnitud de la corriente depende de la forma en que se conecte el neutro. En las plantas generadoras y en algunas subestaciones reductoras, los generadores y transformadores tienen los neutros conectados a tierra a través de una reactancia, una resistencia o una combinación de las dos, con el objeto de limitar las corrientes de cortocircuito en el sistema, de manera que sea inferior a la corriente de cortocircuito debida a una falla trifásica.

Cuando los generadores y los transformadores delta-estrella tienen sus neutros conectados a tierra en ésta forma, solo es necesario calcular la corriente de falla trifásica, ya que es mayor que la que se produce - per cualquier otro tipo de falla en la línea. El cálculo de la corriente



de corto circuito monofásica o de fase a tierra es necesario en los sistemas de distribución cuando los transformadores que suministran energía están conectados en delta-estrella con el neutro directo a tierra.

La selección del equipo de protección se hará siempre en base a la máxima corriente de corto-circuito en el sistema ya sea producida por fallas trifásicas o monofásicas.

#### CAPACIDAD INTERRUPTIVA.

La capacidad interruptiva de un equipo de seccionalización y protección puede ser definida como "la máxima corriente de corto circuito que un dispositivo de protección puede interrumpir en forma segura". Por lo tanto, los dispositivos seleccionados para interrumpir corriente, deben tener una capacidad interruptiva suficiente con el voltaje de operación del sistema y para la corriente máxima a que estará sometido durante su operación.

La máxima corriente de corto circuito que circula a través de un equipo de protección: interruptor, restaurador, seccionalizador o fusible, se presenta cuando la falla se produce precisamente en las terminales de éste equipo.

Para lograr una buena aplicación de los equipos de protección, el primer paso es determinar la corriente de corto-circuito en el punto del sistema en donde se va a instalar el equipo y en base a ésta corriente se hará la selección del equipo que opere en condiciones de seguridad y eficiencia óptima.

Cuando se inicia una falla eléctrica, se manifieste generalmente como una corriente asimétrica, que puede descomponerse en una corriente alterna simétrica y una componente de corriente directa. Estas componentes de la corriente asimétrica se muestran en la figura V-1, en la cual se presenta la corriente asimétrica con la curva IA, la corriente alterna simétrica con la curva IS y la componente directa con la curva IT.

Para obtener la rapidez con que se amortigua la componente de corriente directa es necesario conocer el valor de la relación X/R del sistema,



entre la fuente y el punto de la falla, siendo estas la reactancia y resistencia total del circuito hasta el punto de falla que va a ser determinado.

Algunos equipos tienen indicada su capacidad interruptiva en valores de la componente simétrica de la corriente de corto circuito, limitado para ciertos valores de la relación  $X/R$  y en otros casos, la capacidad, está fijada en valores de la corriente asimétrica, para determinar la corriente asimétrica a partir de la simétrica, es necesario determinar esta relación  $X/R$ , que se empleará para obtener la corriente asimétrica, aplicando la Tabla II-1 que indica los factores de asimetría en cada caso.

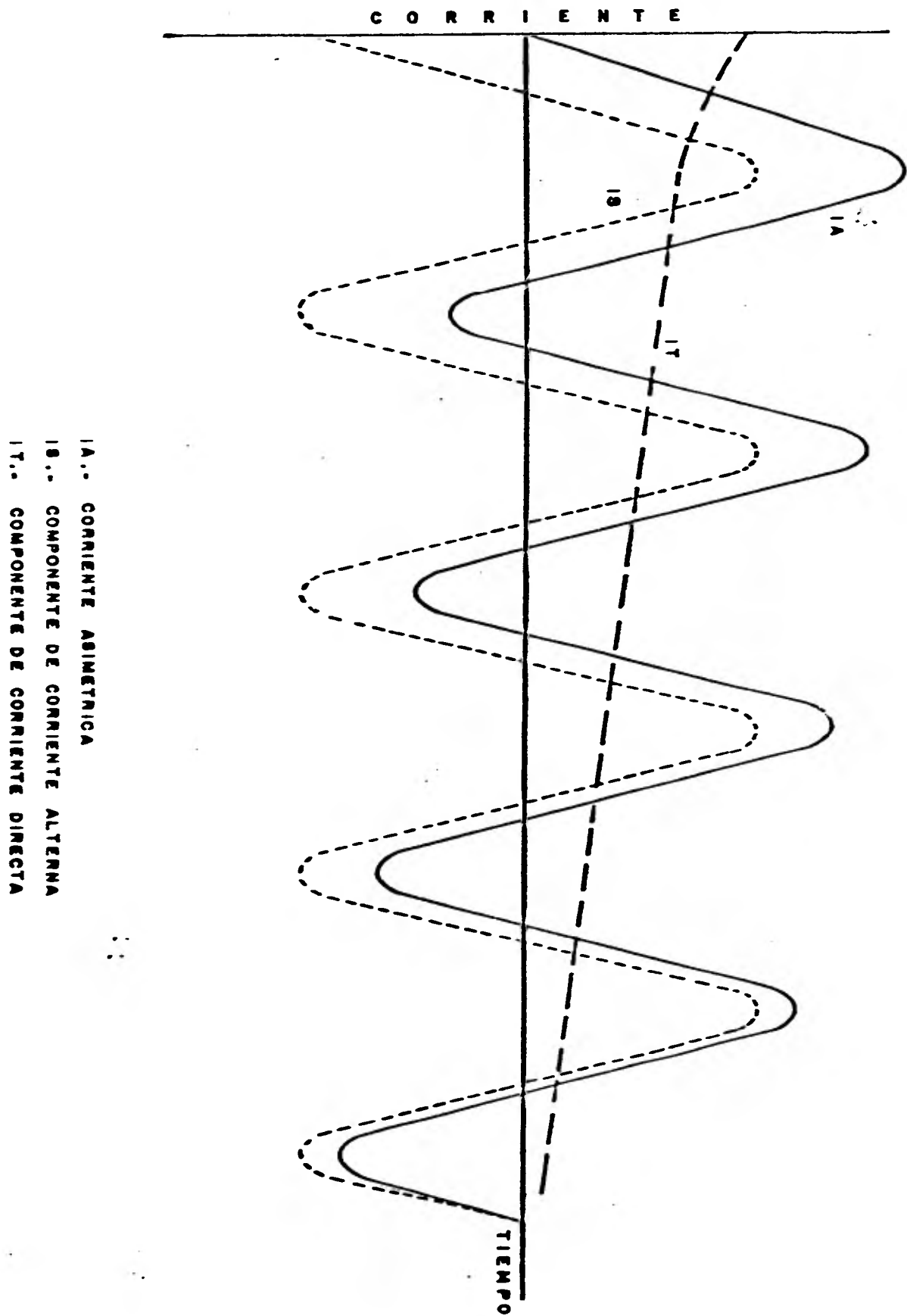


FIG.V -1

TABLA No. V-1  
 =====

FACTORES DE ASIMETRIA

<u>FACTOR DE POTENCIA CORTO CIRCUITO</u>	<u>RELACION X/R</u>	<u>FACTOR DE ASIMETRIA EN 1/2 CICLO IA=F x IS</u>
%		
0	∞	1.732
1	100.00	1.696
2	49.993	1.665
3	33.322	1.630
4	24.979	1.598
5	19.974	1.568
6	16.623	1.540
7	14.251	1.511
8	13.460	1.485
9	11.066	1.460
10	9.930	1.436
11	9.035	1.413
12	8.273	1.391
13	7.627	1.372
14	7.072	1.350
15	6.591	1.330
16	6.169	1.312
17	5.795	1.294
18	5.465	1.277
19	5.167	1.262
20	4.899	1.247
21	4.656	1.232
22	4.434	1.218
23	4.231	1.205
24	4.045	1.192
25	3.873	1.181
26	3.714	1.170
27	3.566	1.159

C O N T I N U A C I O N

28	3.429	1.149
29	3.300	1.139
30	3.180	1.130
31	3.067	1.121
32	2.961	1.113
33	2.861	1.105
34	2.766	1.098
35	2.676	1.091
36	2.592	1.084
37	2.511	1.078
38	2.434	1.073
39	2.361	1.068
40	2.291	1.062
41	2.225	1.057
42	2.161	1.053
43	2.099	1.049
44	2.041	1.045
45	1.984	1.041
46	1.930	1.038
47	1.878	1.034
48	1.828	1.031
49	1.779	1.029
50	1.732	1.026
55	1.518	1.015
60	1.333	1.009
65	1.169	1.004
70	1.020	1.002
80	0.750	1.0002
100	0.000	1.000

El cálculo de corrientes de corto circuito se realiza por diferentes métodos, algunos gráficos, otros analíticos y dependiendo del método que se use, pueden ser más o menos exactos:

Aquí se utiliza el método por componentes simétricas, empleando las cantidades en por unidad.

El método de cálculo de corrientes de corto-circuito por componentes simétricas se emplea en sistemas desbalanceados, es más exacto que otros pero también es más laborioso. En cambio el método por unidad es más aplicable a los sistemas de distribución por la facilidad que presenta además de que los valores que se obtienen son exactos. En ambos métodos es necesario contar con la siguiente información de los circuitos en donde se desea calcular las corrientes de corto circuito.

- 1). Diagrama unifilar indicando longitud, calibre de conductor, puntos en donde se desea conocer las corrientes.
- 2). Diagrama de impedancias monofásicas y trifásicas

## V.2 CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO-CIRCUITO POR COMPONENTES SIMETRICAS.

A raíz de la implantación de los grandes sistemas de energía eléctrica interconectados, surgió el problema de la inestabilidad de los mismos y las dificultades que esto presentaba, así como los problemas de coordinación de las protecciones de esos grandes sistemas. Debido a que en la actualidad ya no se justifican instalaciones aisladas de energía eléctrica, se comprende que el análisis de sistemas es más complicado y fue así como surgió el método por componentes simétricas el cual facilita el análisis de éstos grandes sistemas.

El método de componentes simétricas es aplicable también a sistemas de distribución desbalanceados. Se fundamenta en el teorema de FORTESCUE, relativo a la resolución en componentes simétricas de sistemas desbalanceados.

El teorema de Fortescue, aplicado a un sistema trifásico general de vectores, establece que cualquier sistema trifásico desbalanceado de vectores, puede ser resuelto en tres sistemas balanceados de vectores, éstos son los que se indican a continuación:

1). Un sistema balanceado de vectores trifásicos que tienen la misma secuencia de fases que el sistema de vectores original desbalanceado. A este sistema balanceado de vectores se le llama sistema de secuencia positiva y se le designa con el subíndice "1".

2). Un sistema balanceado de vectores trifásicos que tienen la secuencia de fases contraria a la del sistema de vectores original desbalanceado. A este sistema balanceado de vectores se le llama sistema de secuencia negativa y se le designa con el subíndice "2".

3). Un sistema de tres vectores monofásicos iguales en magnitud y que tienen la misma posición tiempo-fase con respecto a su eje de referencia - dado. A este sistema de vectores monofásicos se le llama sistema de secuencia cero y se le designa con el subíndice "0". Fig. II-2,3,4 y 5.

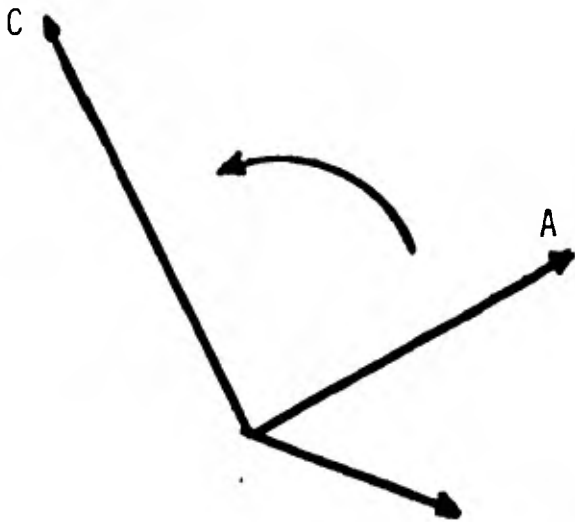


FIG. II-2

SISTEMA DE VECTORES DESBALANCEADOS

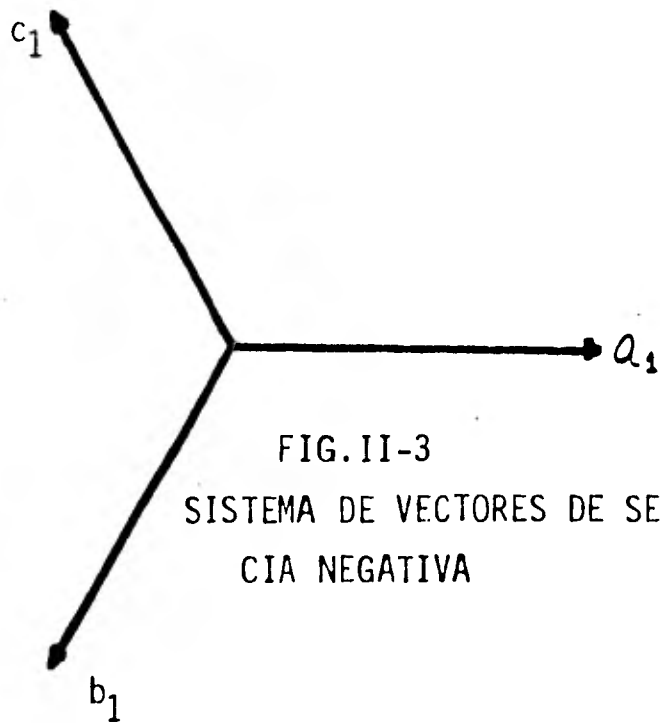


FIG. II-3

SISTEMA DE VECTORES DE SECUENCIA NEGATIVA

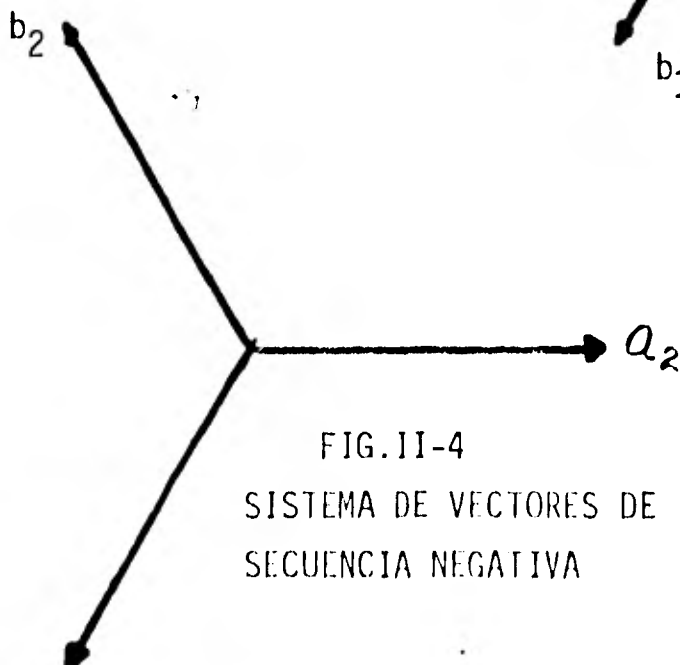


FIG. II-4

SISTEMA DE VECTORES DE SECUENCIA POSITIVA

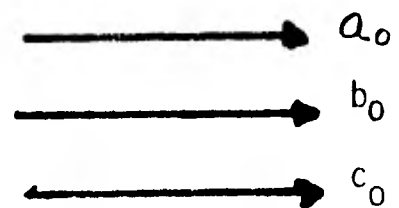


FIG. II-5

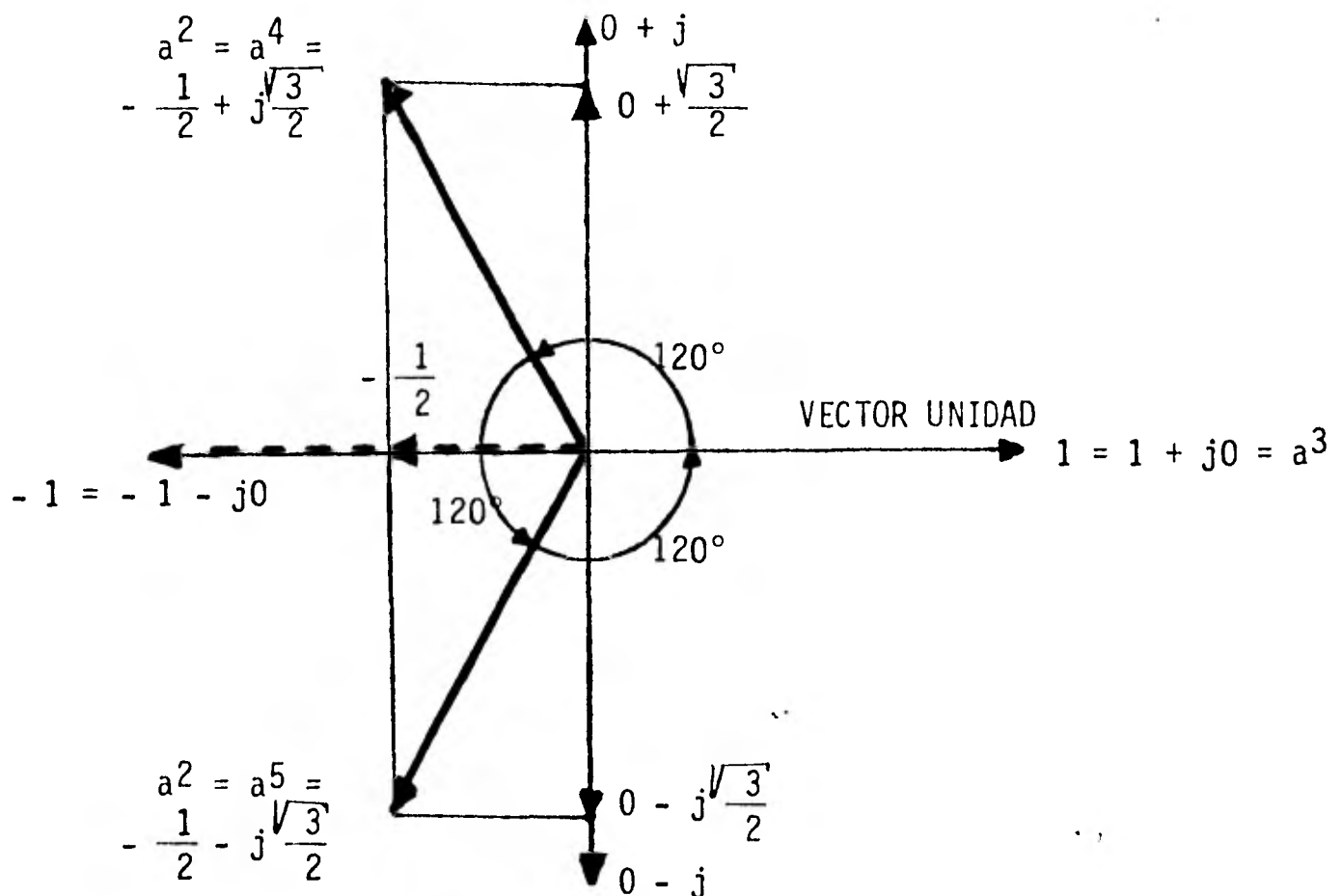
SISTEMA DE VECTORES DE SECUENCIA CERO

OPERADOR " a " .

Así como el operador "j" gira en ángulo positivo de  $90^{\circ}$  al vector que multiplica, así el operador "a" gira en ángulo positivo de  $120^{\circ}$  al vector que multiplica.

En el estudio de vectores el giro positivo de ellos es en el sentido contrario a las manecillas del reloj y es el sentido de la rotación de vectores que se utilizan en los cálculos de ingeniería eléctrica.

Las propiedades del operador "a" en función de los ángulos que forman los vectores con el eje de referencia son las siguientes :



$$1 = 1 + j0 = a^3 \quad \dots \text{vector unitario}$$

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = a^4 \quad \dots \text{multiplicando el vector unitario por "a" se gira } 120^{\circ}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = a^5 \quad \dots \text{multiplicando el vector unitario por "a^2" se gira } 240^{\circ}$$

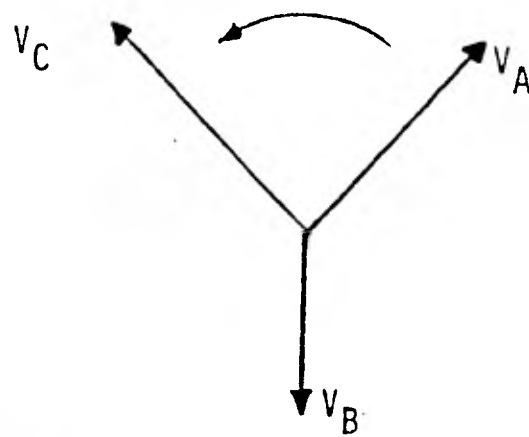
$$1 + a + a^2 = 0$$

$$a + a^2 = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = -1 \therefore a + a^2 = -1$$

$$a - a^2 = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = j\sqrt{3} \therefore a - a^2 = j\sqrt{3}$$

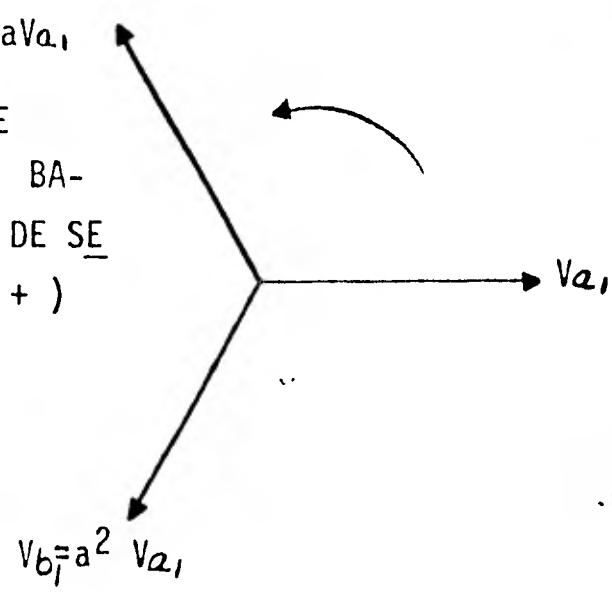
$$a^2 - a = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = -j\sqrt{3} \therefore a^2 - a = -j\sqrt{3}$$

Si el sistema de vectores trifásico desbalanceado es de voltaje tendremos:

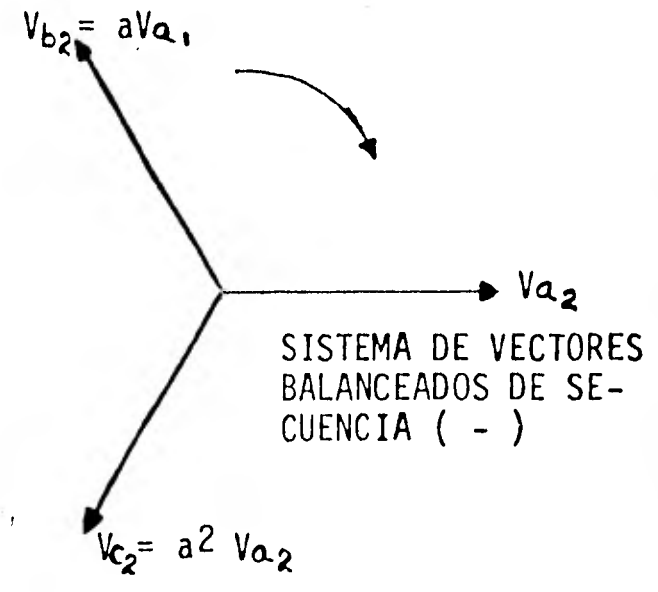


SISTEMAS DE VECTORES DESBALANCEADOS

SISTEMA DE VECTORES BALANCEADOS DE SECUENCIA (+)



SISTEMA DE VECTORES BALANCEADOS DE SECUENCIA (-)



SISTEMA DE VECTORES BALANCEADOS DE SECUENCIA CERO



$$V_A = V_{a_1} + V_{a_2} + V_{a_0} \quad \text{-----} \quad (1)$$

$$V_B = V_{b_1} + V_{b_2} + V_{b_0} = a^2 V_{a_1} + a V_{a_2} + V_{a_0} \quad \text{-----} \quad (2)$$

$$V_C = V_{c_1} + V_{c_2} + V_{c_0} = a V_{a_1} + a^2 V_{a_2} + V_{a_0} \quad \text{-----} \quad (3)$$

Multiplicando 2 por "a" tendremos

$$a V_B = a^3 V_{a_1} + a^2 V_{a_2} + a V_{a_0} = V_{a_1} + a^2 V_{a_2} + a V_{a_0} \quad \text{---} \quad (4)$$

porque  $a^3 = 1$

Multiplicando (3) por "a<sup>2</sup>" tendremos:

$$a^2 V_C = a^3 V_{a_1} + a^4 V_{a_2} + a^2 V_{a_0} = V_{a_1} + a V_{a_2} + a^2 V_{a_0} \quad \text{-----} \quad (5)$$

porque  $a^3 = 1$  y  $a^4 = a$

Sumando (1) con (4) y con (5) tendremos:

$$V_A + a V_B + a^2 V_C = V_{a_1}(1+a^3+a^3) + V_{a_2}(1+a^2+a) + V_{a_0}(1+a+a^2) = V_A + a V_B + a^2 V_C = 3 V_{a_1}$$

$$V_{a_1} = \frac{1}{3} (V_A + a V_B + a^2 V_C)$$

----- (6)

Multiplicando (2) por "a<sup>2</sup>" obtenemos:

$$a^2 V_B = a^4 V_{a_1} + a^3 V_{a_2} + a^2 V_{a_0} = a V_{a_1} + V_{a_2} + a^2 V_{a_0} \quad \text{-----} \quad (7)$$

Multiplicando (3) por "a" obtenemos:

$$a V_C = a^2 V_{a_1} + a^3 V_{a_2} + a V_{a_0} = a^2 V_{a_1} + V_{a_2} + a V_{a_0} \quad \text{-----} \quad (8)$$

Sumando (1) con (7) y con (8) resulta:

$$V_A + a^2 V_B + a V_C = V_{a_1} (1 + a + a^2) + V_{a_2} (1 + 1 + 1) + V_{a_0} (1 + a^2 + a)$$

$$V_A + a^2 V_B + a V_C = 3 V_{a_2}$$

$$V_{a_2} = \frac{1}{3} (V_A + a^2 V_B + a V_C) \quad \text{-----} \quad \textcircled{9}$$

Sumando  $\textcircled{1}$  con  $\textcircled{2}$  y con  $\textcircled{3}$  tendremos

$$V_A + V_B + V_C = V_{a_1} (1 + a^2 + a) + V_{a_2} (1 + a + a^2) + V_{a_0} (1 + 1 + 1) = 3 V_{a_0}$$

$$V_A + V_B + V_C = 3 V_{a_0}$$

$$V_{a_0} = \frac{1}{3} (V_A + V_B + V_C) \quad \text{-----} \quad \textcircled{10}$$

En resumen, se tiene que :

Para un sistema de vectores desbalanceados de voltajes ( $V_A$ ,  $V_B$  y  $V_C$ ) se obtienen tres sistemas de vectores balanceados:

1).- El sistema de vectores balanceados de secuencia positiva ( + )

$$V_{a_1} = \frac{1}{3} (V_A + a V_B + a^2 V_C) \quad \text{-----} \quad \textcircled{6}$$

$$V_{b_1} = a^2 V_{a_1} = \frac{1}{3} (a^2 V_A + a^3 V_B + a^4 V_C) = \frac{1}{3} (a^2 V_A + V_B + a V_C)$$

$$V_{c_1} = a V_{a_1} = \frac{1}{3} (a V_A + a^2 V_B + a^3 V_C) = \frac{1}{3} (a V_A + a^2 V_B + V_C)$$

2).- El sistema de vectores balanceados de secuencia negativa ( - )

$$V_{a_2} = \frac{1}{3} (V_A + a^2 V_B + a V_C) \quad \text{-----} \quad \textcircled{9}$$

$$V_{b_2} = a V_{a_2} = \frac{1}{3} (a V_A + a^3 V_B + a^2 V_C) = \frac{1}{3} (a V_A + V_B + a^2 V_C)$$

$$V_{c_2} = a^2 V_{a_2} = \frac{1}{3} ( a^2 V_A + a^4 V_B + a^3 V_C ) = \frac{1}{3} ( a^2 V_A + a V_B + V_C )$$

3).- El sistema de vectores iguales de secuencia cero (0)

$$V_{a_0} = V_{b_0} = V_{c_0} = \frac{1}{3} ( V_A + V_B + V_C ) \text{ ----- de 10}$$

Para un sistema de vectores desbalanceado de corrientes ( $I_A$ ,  $I_B$  y  $I_C$ ) se obtendrá por similitud con el sistema de voltajes:

1).- El sistema de vectores balanceados de secuencia positiva (+)

$$I_{a_1} = \frac{1}{3} ( I_A + a I_B + a^2 I_C )$$

$$I_{b_1} = a^2 I_{a_1} = \frac{1}{3} ( a^2 I_A + a^3 I_B + a^4 I_C ) = \frac{1}{3} ( a^2 I_A + I_B + a I_C )$$

$$I_{c_1} = a I_{a_1} = \frac{1}{3} ( a I_A + a^2 I_B + a^3 I_C ) = \frac{1}{3} ( a I_A + a^2 I_B + I_C )$$

2).- El sistema de vectores balanceados de secuencia negativa (-)

$$I_{a_2} = \frac{1}{3} ( I_A + a^2 I_B + a I_C )$$

$$I_{b_2} = a I_{a_2} = \frac{1}{3} ( a I_A + a^3 I_B + a^2 I_C ) = \frac{1}{3} ( a I_A + I_B + a^2 I_C )$$

$$I_{c_2} = a^2 I_{a_2} = \frac{1}{3} ( a^2 I_A + a^4 I_B + a^3 I_C ) = \frac{1}{3} ( a^2 I_A + a I_B + I_C )$$

3).- El sistema de vectores iguales de secuencia cero (0)

$$I_{a_0} = I_{b_0} = I_{c_0} = \frac{1}{3} ( I_A + I_B + I_C )$$

Aplicación del método de componentes simétricas en el cálculo de co rrientes de cortocircuito de fallas trifásicas, bifásicas y monofásica o de fase a tierra.

Se hacen las siguientes consideraciones:

a). El sistema es trifásico, equilibrado y con el neutro conectado - firmemente a tierra, es decir, los tres voltajes generados "E" son iguales en magnitud y están a  $120^\circ$  uno de otro; y las impedancias de la línea son iguales en las tres fases. ( $E_a = E_b = E_c = E_n$ )

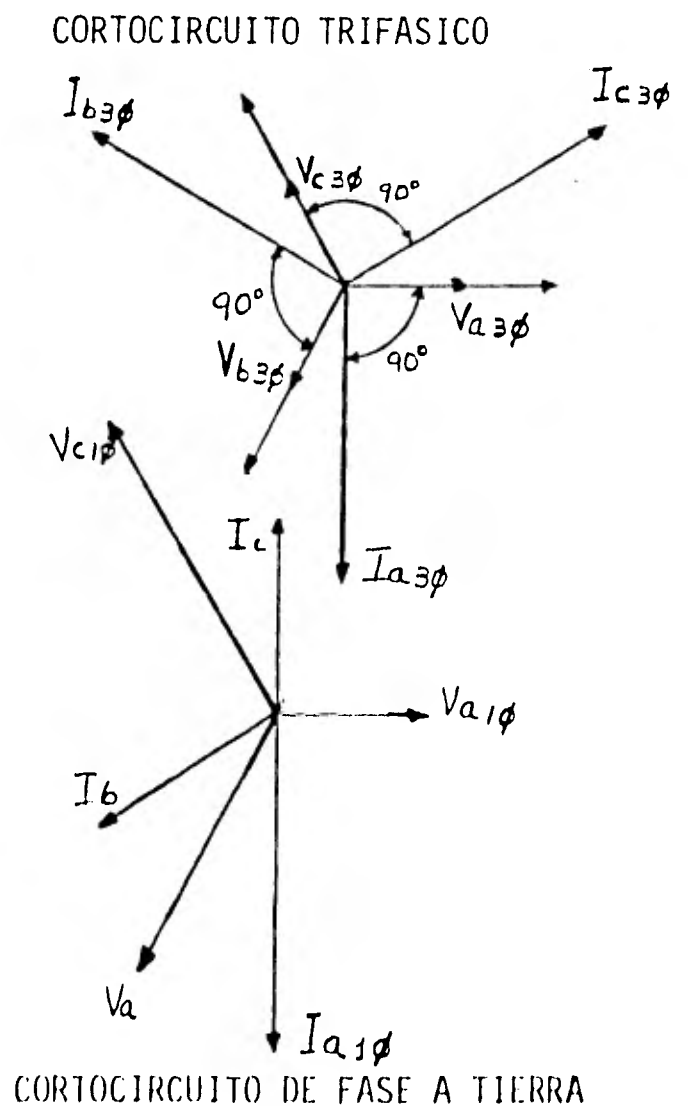
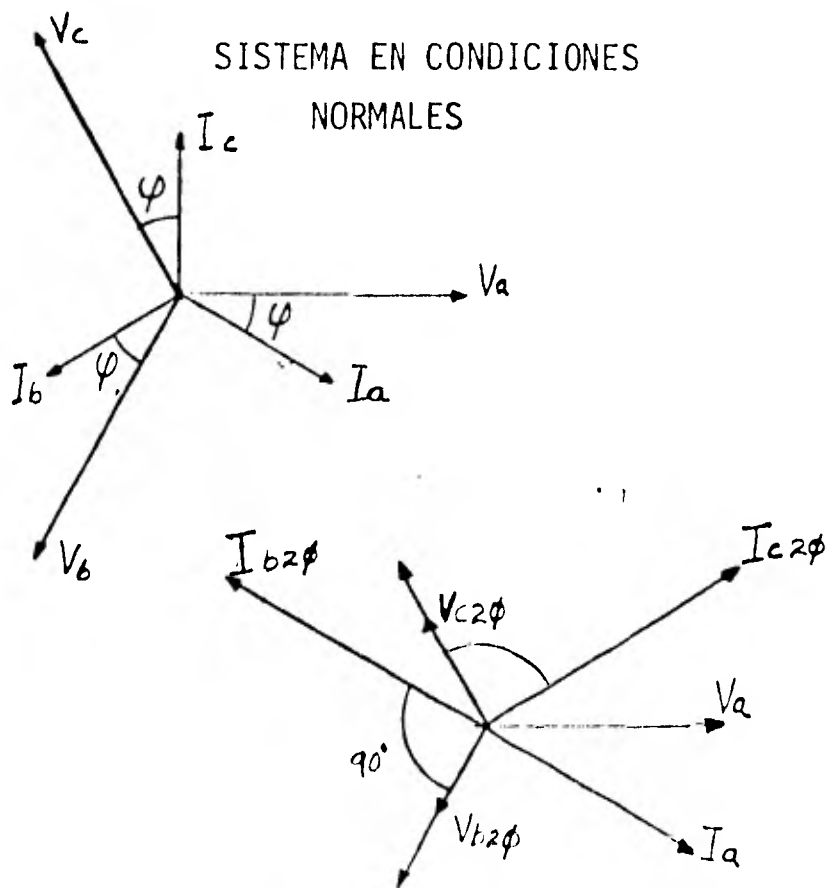
b). El voltaje generado solo tiene secuencia positiva.

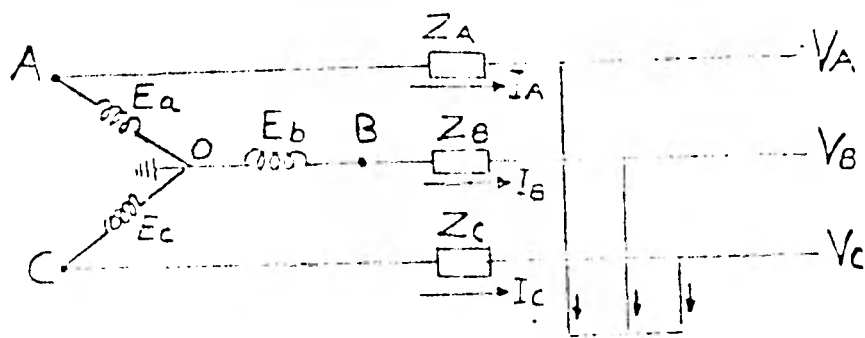
c). En el momento del cortocircuito, en las fases afectadas se desprecia de la corriente de carga.

d). En el punto de falla generalmente la impedancia es nula, es decir, no se forma arco y el contacto es firme entre conductores o entre conductores y tierra.

f). Durante la falla el voltaje se reduce y la corriente se incrementa en las fases afectadas.

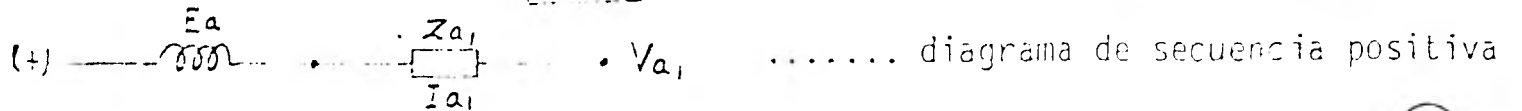
g). La frecuencia del sistema permanece constante durante el cortocircuito.





Condiciones:

$$\begin{aligned} V_A &= V_B = V_C = 0 \\ I_A &= I_B = I_C = ? \\ E_a &= E_b = E_c = E_{A0} = E_n \end{aligned}$$



..... diagrama de secuencia positiva

$$E_a = Z_{a1} I_{a1} + V_{a1} \quad \text{--- (1)}$$

$$\text{sustituyendo ; } E_a = Z_{a1} \left[ \frac{1}{3} (I_A + a I_B + a^2 I_C) \right] + \frac{1}{3} (V_A + a V_B + a^2 V_C) \quad \text{--- (2)}$$

Siendo el sistema equilibrado se tiene :  $I_B = a^2 I_A$  e  $I_C = a I_A$

Por lo que, sustituyendo resulta:

$$E_a = Z_{a1} \left[ \frac{1}{3} (I_A + a^3 I_A + a^3 I_A) \right] + 0 \quad \therefore E_a = Z_{a1} I_A \quad \text{--- (3)}$$

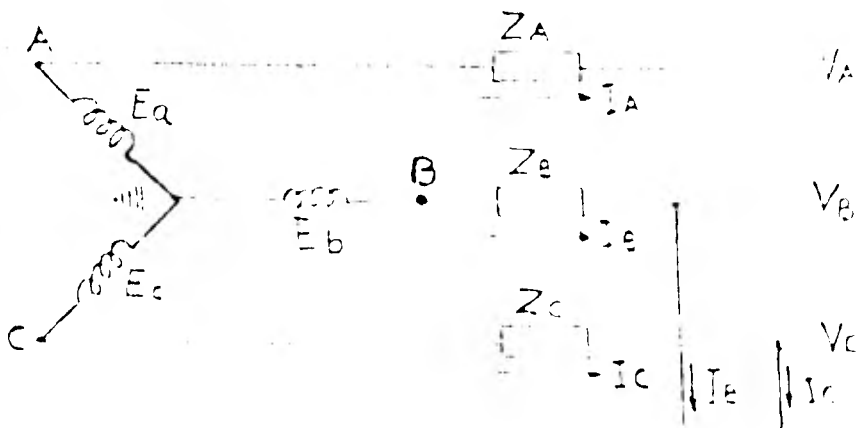
Si se designa la impedancia de secuencia positiva " $Z_{a1}$ " por " $Z_1$ " y siendo " $I_A$ " la corriente de cortocircuito trifásica  $I_{3\phi}$  se obtiene

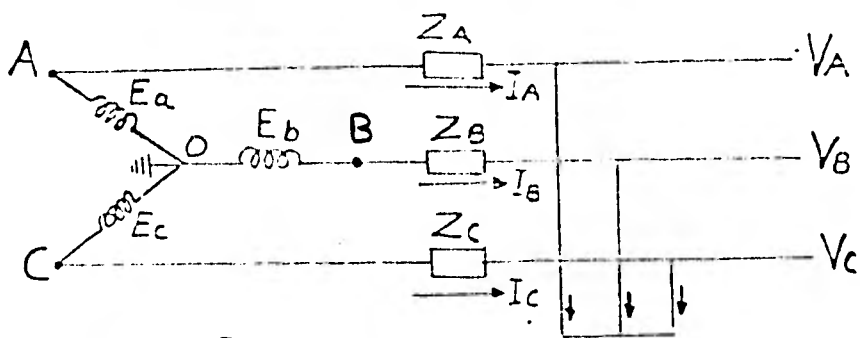
$$E_n = Z_1 I_{3\phi} \text{ o bien } \boxed{I_{3\phi} = \frac{E_n}{Z_1}} \quad \text{--- (4)}$$

Corriente de falla bifásica

Condiciones:

$$\begin{aligned} V_A &= ? \\ V_B &= V_C \\ I_A &= 0 \\ I_C &= -I_B \end{aligned}$$





Condiciones:

$$\begin{aligned} V_A &= V_B = V_C = 0 \\ I_A &= I_B = I_C = ? \\ E_a &= E_b = E_c = E_{A0} = E_n \end{aligned}$$

(+)  $\frac{E_a}{3} \rightarrow Z_{a1} \rightarrow V_{a1}$  ..... diagrama de secuencia positiva

$$E_a = Z_{a1} I_{a1} + V_{a1} \quad \text{--- (1)}$$

$$\text{sustituyendo ; } E_a = Z_{a1} \left[ \frac{1}{3} (I_A + a I_B + a^2 I_C) \right] + \frac{1}{3} (V_A + a V_B + a^2 V_C) \quad \text{--- (2)}$$

Siendo el sistema equilibrado se tiene :  $I_B = a^2 I_A$  e  $I_C = a I_A$

Por lo que, sustituyendo resulta:

$$E_a = Z_{a1} \left[ \frac{1}{3} (I_A + a^3 I_A + a^3 I_A) \right] + 0 \quad \therefore E_a = Z_{a1} I_A \quad \text{--- (3)}$$

Si se designa la impedancia de secuencia positiva " $Z_{a1}$ " por " $Z_1$ " y siendo " $I_A$ " la corriente de cortocircuito trifásica  $I_{3\phi}$  se obtiene

$$E_n = Z_1 I_{3\phi} \text{ o bien } \boxed{I_{3\phi} = \frac{E_n}{Z_1}} \quad \text{--- (4)}$$

Corriente de falla bifásica

Condiciones:

$$\begin{aligned} V_A &= ? \\ V_B &= V_C \\ I_A &= 0 \\ I_C &= - I_B \end{aligned}$$

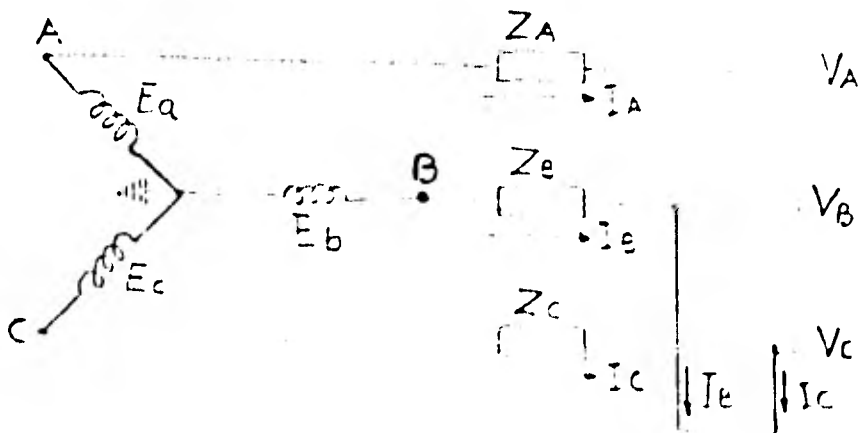


Diagrama de secuencia positiva.

$$E_a = Z_{a1} I_{a1} + V_{a1} \quad \text{--- (1)}$$

Diagrama de secuencia negativa.

$$0 = Z_{a2} I_{a2} + V_{a2} \quad \text{--- (2)}$$

Sustituyendo en (1) los valores de  $I_{a1}$  y  $V_{a1}$  será:

$$E_a = Z_{a1} I_{a1} + V_{a1} = Z_{a1} \left[ \frac{1}{3} (I_A + a I_B + a^2 I_C) + \frac{1}{3} (V_A + a V_B + a^2 V_C) \right] \quad \text{--- (3)}$$

Siendo  $I_A = 0$ ,  $I_C = -I_B$  y  $V_B = V_C = 0$  tendremos:

$$E_a = Z_{a1} \left[ \frac{1}{3} (a I_B - a^2 I_B) \right] + \frac{1}{3} V_A = Z_{a1} \frac{1}{3} I_B (a - a^2) + \frac{1}{3} V_A \quad \text{--- (4)}$$

Puesto que  $a - a^2 = j \sqrt{3}$  se obtiene:

$$E_a = \frac{j \sqrt{3}}{3} Z_{a1} I_B + \frac{1}{3} V_A = \frac{j}{\sqrt{3}} Z_{a1} I_B + \frac{1}{3} V_A \quad \text{--- (5)}$$

Sustituyendo en (2) los valores de  $I_{a2}$  y  $V_{a2}$  será:

$$0 = Z_{a2} I_{a2} + V_{a2} = Z_{a2} \left[ \frac{1}{3} (I_A + a^2 I_B + a I_C) \right] + \frac{1}{3} (V_A + a^2 V_B + a V_C) \quad \text{--- (6)}$$

Siendo  $I_A = 0$ ,  $I_C = -I_B$  y  $V_B = V_C = 0$  tendremos:

$$0 = Z_{a2} \left[ \frac{1}{3} (a^2 I_B - a I_B) \right] + \frac{1}{3} V_A = Z_{a2} \frac{1}{3} I_B (a^2 - a) + \frac{1}{3} V_A \quad \text{--- (7)}$$

Puesto que  $a^2 - a = -j\sqrt{3}$  se obtiene: C

$$0 = \frac{j\sqrt{3}}{3} Z_{a2} I_B + \frac{1}{3} V_A = -\frac{j}{3} Z_{a2} I_B + \frac{1}{3} V_A \quad \text{--- (8)}$$

Restando de (5) a (8) tendremos:

$$E_a = \frac{j}{\sqrt{3}} Z_{a1} I_B + \frac{1}{3} V_A \quad \text{--- (5)} \quad E = \frac{j}{\sqrt{3}} I_B (Z_{a1} + Z_{a2})$$

$$0 = \frac{j}{\sqrt{3}} Z_{a2} I_B + \frac{1}{3} V_A \quad \text{--- (8)} \quad I_B = -j \frac{\sqrt{3} E_a}{(Z_{a1} + Z_{a2})} \quad \text{--- (9)}$$

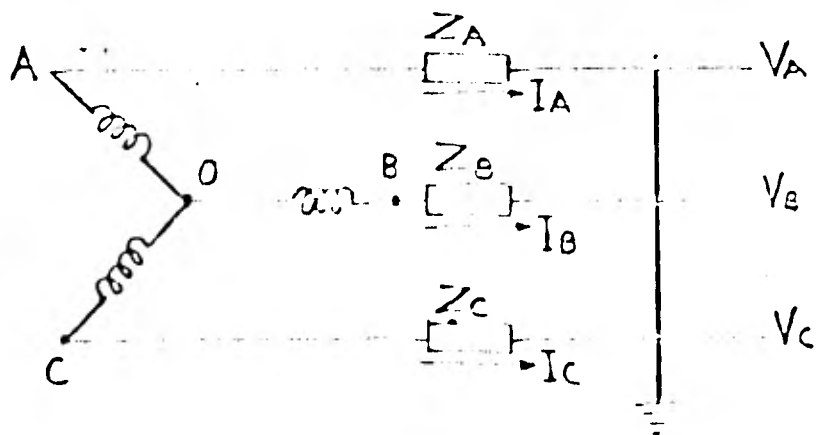
Siendo  $I_B$  la corriente de falla bifásica  $I_{2\phi}$  y  $Z_{a1}$  la impedancia de secuencia positiva  $Z_1$  y  $Z_2$  la impedancia de secuencia negativa  $Z_2$  y  $E_n$  el voltaje de generación el neutro  $E_n$  tendremos:

$$I_{2\phi} = \frac{j\sqrt{3} E_n}{(Z_1 + Z_2)} \quad \text{--- (10)}$$

No considerando el ángulo que produce  $j$  tendremos:

$$I_{2\phi} = \frac{\sqrt{3} E_n}{Z_1 + Z_2}$$

Corriente de falla fase - tierra

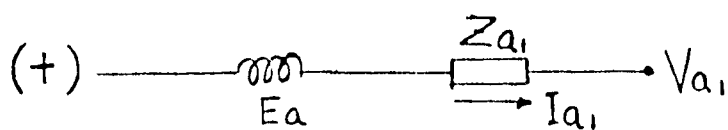


Condiciones:

$$\begin{aligned} V_A &= 0 & I_A &= \\ V_B &= & & \\ V_C &= & I_B &= I_C = 0 \end{aligned}$$



Diagrama de secuencia positiva :



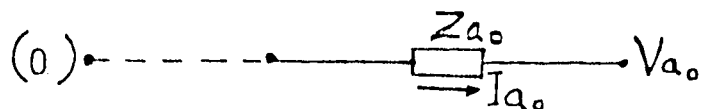
$$E_a = Z_{a1} I_{a1} + V_{a1} \text{ ----- (1)}$$

Diagrama de secuencia negativa :



$$0 = Z_{a2} I_{a2} + V_{a2} \text{ ----- (2)}$$

Diagrama de secuencia cero :



$$0 = Z_{a0} I_{a0} + V_{a0} \text{ ----- (3)}$$

Sustituyendo los valores de  $I_{a1}$ ,  $I_{a2}$ ,  $I_{a0}$ ,  $V_{a1}$ ,  $V_{a2}$  y  $V_{a0}$  en las ecuaciones (1), (2) y (3) la ecuación (1) será:

$$E_{a1} = Z_{a1} \left[ \frac{1}{3} (I_A + a I_B + a^2 I_C) \right] + \frac{1}{3} (V_A + a V_B + a^2 V_C)$$

Como  $I_B = I_C = 0$  y  $V_A = 0$  tendremos :

$$E_{a1} = \frac{1}{3} Z_{a1} I_A + \frac{1}{3} (a V_B + a^2 V_C) \text{ ----- (4)}$$

La ecuación (2) será :

$$0 = Z_{a2} \left[ \frac{1}{3} (I_A + a^2 I_B + a I_C) \right] + \frac{1}{3} (V_A + a^2 V_B + a V_C)$$

Como  $I_B = I_C = 0$  y  $V_A = 0$  tendremos :

$$0 = Z_{a2} \left[ \frac{1}{3} I_A + \frac{1}{3} (a^2 V_B + a V_C) \right] \text{ ----- (5)}$$

La ecuación (3) será :

$$0 = Z_{a_0} \left[ \frac{1}{3} (I_A + I_B + I_C) \right] + \frac{1}{3} (V_A + V_B + V_C)$$

Como  $I_B = I_C = 0$  y  $V_A = 0$  tendremos :

$$0 = \frac{1}{3} Z_{a_0} I_A + \frac{1}{3} (V_B + V_C) \text{ ----- (6)}$$

Sumando las ecuaciones (4), (5) y (6) se obtendrá

$$E_{a_1} = \frac{1}{3} I_A (Z_{a_1} + Z_{a_2} + Z_{a_0}) + \frac{1}{3} V_B (a + a^2 + 1) + \frac{1}{3} V_C (a^2 + a + 1) \text{ ----- (7)}$$

Siendo  $a^2 + a + 1 = 0$  tendremos :

$$E_{a_1} = \frac{1}{3} I_A (Z_{a_1} + Z_{a_2} + Z_{a_0}) \text{ ----- (8)}$$

Sabemos que  $E_{a_1} = E_n$ ,  $I_A = I_{\phi_T}$ ,  $Z_{a_1} = Z_1$ ,  $Z_{a_2} = Z_2$  y  $Z_{a_0} = Z_0$  al sustituir obtendremos :

$$E_n = \frac{1}{3} I_{\phi_T} (Z_1 + Z_2 + Z_0) \quad \therefore \quad I_{\phi_T} = \frac{3 E_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \text{ ----- (9)}$$

Resumen :

$$I_{3\phi} = E_n \frac{1}{Z_1}$$

$$I_{2\phi} = \sqrt{3} E_n \frac{1}{Z_1 + Z_2}$$

$$I_{\phi_T} = 3 E_n \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

En estas ecuaciones las corrientes de falla están en amperes, los voltajes en volts y la impedancia en ohms.

Para obtener las corrientes de cortocircuito con éste método de componentes simétricas, se deberán tener en cuenta los siguientes puntos:

a). Se consideran los valores absolutos de las impedancias,

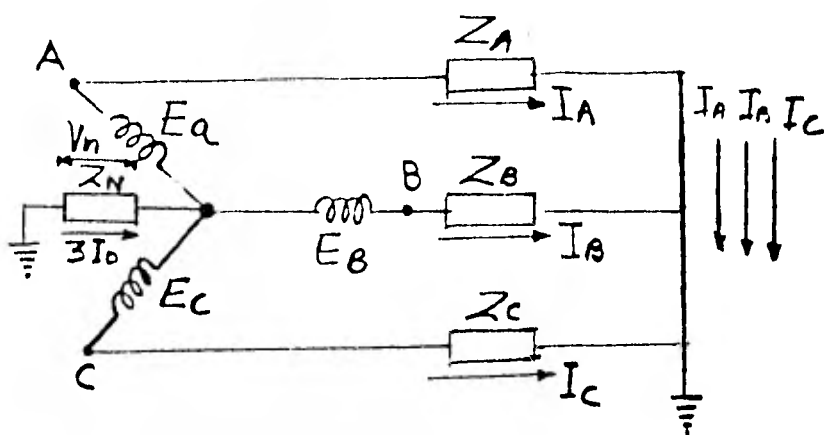
$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

b). En los generadores, las impedancias de secuencia positiva y negativa son diferentes y en ocasiones las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales, además en condiciones de cortocircuito el -- efecto de la resistencia y de la reactancia capacitiva puede despreciarse ante el de la reactancia inductiva, esto significa que se tomará como reactancia inductiva pura. Para el valor de la reactancia de secuencia positiva se puede tomar el valor de la reactancia subtransitoria o transitoria. Estos valores generalmente se conocen por unidad a la base de la potencia del generador en KVA.

c). En los transformadores de potencia las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales y la impedancia de secuencia cero depende de la conexión de los embobinados y en condiciones de cortocircuito, igual que en los generadores, el efecto de la resistencia y de la reactancia capacitiva puede despreciarse ante el de la reactancia inductiva pura - ( $Z_t = X_t$ ). Estos valores normalmente se conocen en por ciento a la base de la capacidad del transformador en KVA.

d). En las líneas de distribución las reactancias de secuencia positiva y negativa son iguales y la de secuencia cero distinta de ellas con un valor aproximadamente tres veces mayor; los valores de las impedancias se pueden obtener por medio de las tablas Nos. V 2,3 y 4. En condiciones de cortocircuito el efecto de la reactancia capacitiva puede despreciarse:  
 $Z = R_L + jX_L$

e). Cuando los generadores tienen el neutro conectado a tierra a través de una impedancia, tendrá que hacerse intervenir en el cálculo de cortocircuito con tres veces su valor puesto que como se observa en el diagrama que se muestra a continuación la impedancia del neutro se comporta como si fuera de triple valor al paso de la corriente de secuencia cero



$$I_A = I_B = I_C = I_0$$

$$I_F = I_A + I_B + I_C = 3I_0$$

$$V_N = 3I_A \times Z_N = I_A \times 3Z_N$$

f). Para la obtención de las corrientes de cortocircuito se usarán las impedancias equivalentes tanto de secuencia positiva, como negativa y cero; para ello se trazarán los diagramas monofásicos de impedancias.

g). Para el cálculo de la corriente de cortocircuito es necesario que los valores de las impedancias estén dados en por unidad, estos no eliminan la posibilidad de trabajar con valores en ohms o en por ciento y a una sola potencia base en KVA se hace mediante las fórmulas siguientes:

$$Z_{p.u.} = \frac{KVA}{10^3 KV^2} (Z_{\Omega}) = \frac{MVA_b (Z_{\Omega})}{KV^2}$$

$$Z_{p.u.} = \frac{Z\%}{100}$$

V.3 EJEMPLO DE CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EXPRESANDO LAS CANTIDADES ELECTRICAS EN POR UNIDAD.

El sistema POR UNIDAD constituye un medio de expresar los números en tal forma que se facilite su comparación. Un valor por unidad está dado por la relación siguiente:

$$\text{Por unidad} = \frac{\text{un número}}{\text{un número base}}$$

Como número base se puede elegir cualquiera que resulte conveniente.

En este método, se representan todos los elementos de un sistema a una misma base de capacidad (MVA), voltaje ( $KV_b$ ), corriente ( $I_b$ ) e impedancia-base ( $Z_b$ ) convirtiéndose todas las impedancias a estas bases y en por unidad. En esta forma el sistema puede ser resuelto en una forma sencilla - trabajando sobre un esquema simplificado de impedancias (reactancias y resistencias) en por unidad.

PRIMER PASO. Se seleccionan los valores base, los cuales generalmente son:

$$MVA_b = 100 \text{ MVA}$$

$$KV_b = 13.8 \text{ KV}$$

El voltaje base se selecciona por lo general tomando en consideración el voltaje del sistema para así obtener valores directos. Es importante - que los valores base sean conservados en todo el proceso de cálculo de un sistema, para facilitar identificaciones futuras y obtener mayor rápidez al incluir modificaciones por cambio de características de alguno de los elementos del sistema.

Para referir a una base los distintos valores de reactancias e impedancias, se utilizan las siguientes fórmulas:

$$X_{\text{sistema P.U.}} = \frac{MVA_b}{MVA_{\text{sist.}}} \text{ ----- (1)}$$

$$X \text{ transf. P.U.} = \frac{(\% X_T) (MVA_b)}{(1000) (MVA_b)} \quad \text{--- --- --- --- --- } \textcircled{2}$$

$$R \text{ transf. P.U.} = \frac{(\% R_T) (MVA_b)}{(100) (MVA_b)} \quad \text{--- --- --- --- --- } \textcircled{3}$$

Este valor generalmente se desprecia por su poca afectación.

$$X \text{ linea P.U.} = \frac{(X_L \text{ ohm}) (MVA_b)}{(KV)^2} \quad \text{--- --- --- --- --- } \textcircled{4}$$

$$R \text{ linea P.U.} = \frac{(R_L \text{ ohm}) (MVA_b)}{(KV)^2} \quad \text{--- --- --- --- --- } \textcircled{5}$$

SEGUNO PASO. Se prepara un diagrama unifilar del sistema o circuito de distribución que se va a analizar, anotando todas las características conocidas del equipo que interviene como son los transformadores de potencia, distancias y calibres de conductor de las líneas; en este diagrama se marcarán los puntos en que se desea conocer los valores de las corrientes de falla. En la Figura No. 6 se muestra un diagrama unifilar del circuito PTM-4030 Aeropuerto, en el cual se indican las características de la subestación (dos transformadores en paralelo de 18/24/30 MVA), capacidad de cortocircuito trifásico del sistema en el bus de alta tensión, características del circuito de distribución y los mínimos puntos en que se requiere obtener los valores de la corriente de cortocircuito, los cuales están enumerados en forma progresiva y arbitraria.

TERCER PASO. Se procede a calcular las reactancias y resistencias del sistema, transformador y circuito de distribución en cada tramo. Estas reactancias y resistencias deberán estar referidas a la potencia base y en por unidad.

$$MVA_b = 100$$

$$KV_b = 13.8$$

$$\text{MVA sist.} = P_{\text{cc3F}} = 546.4 \text{ MVA}$$

$$X \text{ sist.} = \frac{100}{546.4} = j \ 0.1830$$

Las impedancias de los transformadores son las siguientes:

$$\text{BANCO I} \quad \text{-----} \quad Z\% = 8.06$$

$$\text{BANCO II} \quad \text{-----} \quad Z\% = 8.17$$

Estas impedancias están referidas a la potencia base de 18 MVA, por lo que es necesario referirlas a la potencia base seleccionada de 100 MVA y después se calculará la impedancia equivalente:

$$\text{BANCO I} \quad Z_{\text{p.u.}} = \frac{8.06 \times 100}{100 \times 18} = j \ 0.44778$$

$$\text{BANCO II} \quad Z_{\text{p.u.}} = \frac{8.17 \times 100}{100 \times 18} = j \ 0.45389$$

Impedancia equivalente:

$$X_T = \frac{0.44778 \times 0.45389}{0.44778 + 0.45389} = j \ 0.2254$$

Para obtener las impedancias de las líneas se emplean las ecuaciones fundamentales siguientes: Estas se emplean para obtener las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero.

$$Z_1 = Z_2 = r_a + j (X_a + X_d)$$

$$Z_0 = r + Y_0 + j (X_a + X_0 - 2X_d)$$

Las resistencias y reactancias de secuencia cero:  $r_0$  y  $X_0$  se obtienen de la tabla siguiente:

RESISTIVIDAD		60 Hz
$\rho$		
$r_0$	todas	0.2860
$X_0$	1	2.030
	5	2.343
	10	2.469
	30	2.762
	100	2.888
	300	3.181
	1000	3.307
	5000	3.600
	10000	3.725

$$r_0 = 0.004764 f$$

$$X_0 = 0.006985 / \log_{10} 4665600 \frac{\rho}{f}$$

$f$  = frecuencia

$\rho$  = resistividad  
(ohm - metro)

Impedancias de fallas en  
P. U. totales:

Falla Trifásica

$$Z_{p. u.} = Z_1 = Z_2$$

Falla Monofásica

$$Z_{p. u.} = 2Z_1 + Z_0$$

Las resistencias  $r_a$  y reactancias  $X_a$  y  $X_d$  se obtienen de las tablas existentes. En esta forma se obtienen las impedancias en ohms/milla; es necesario hacer la conversión en ohms/Km y después referirlos a la base común y en por unidad empleando las fórmulas 4 y 5; en esta forma se obtienen las impedancias en P. U./Km, que al ser multiplicadas por la longitud de las líneas en KM., se obtienen únicamente en P. U.

Con el objeto de ahorrar tiempo en el cálculo de las impedancias de las líneas, se han elaborado tablas de impedancias en P. U./KM., de fallas trifásicas y de fase a tierra para conductores de cobre, ACSR y aluminio puro, considerando los calibres más usados en sistemas de distribución. Estas tablas de impedancias en RU/KM., se han obtenido de las impedancias en ohms/milla de las tablas Nos.V-2,3 y 4 en la siguiente forma:

Se tomará como ejemplo el conductor de cobre calibre 1/0 de la tabla No.



$$R = 0.607 \text{ ohms/milla}$$

$$X = 0.732 \text{ ohms/milla}$$

Haciendo la conversión a ohms/KM., se obtiene:

$$R = \frac{0.607}{1.609} = 0.37725 \text{ ohms/KM.}$$

$$X = \frac{0.732}{1.609} = 0.45494 \text{ ohms/KM.}$$

Refiriendo a la potencia base y al mismo tiempo convirtiendo en por unidad esta resistencia y reactancia se tiene:

de la formula 5

$$R = \frac{0.37725 \times 100}{(13.8)^2} = 1.98095 \text{ P. U. / KM.}$$

$$X = \frac{0.45494 \times 100}{(13.8)^2} = 0.23888 \text{ P. U. / KM.}$$

Por lo tanto la impedancia total de falla trifásica es :

$$Z_1 = Z_2 = 0.198095 + j 0.23888$$

IMPEDANCIA CONDUCTOR DE COBRE EN OHMS/MILLA  
 DISTANCIA EQUIVALENTE: 4.69 PIES  
 DISTANCIA ENTRE CONDUCTOR Y TIERRA: 4.00 PIES  
 RESISTIVIDAD DE TIERRA: 100 METROS-OHMS  
 TEMPERATURA DEL CONDUCTOR, 50° C.

CALIBRE CONDUCTOR		COMPONENTE DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA NEGATIVA.			COM.IMPEDANCIA SECUENCIA CERO PARA LINEAS SIN NEUTRO MULTIATERRIZADO			CALIBRE CONDUCTOR		COM. IMPEDANCIA SECUENCIA CERO DE LINEAS CON VARIOS CALIBRES DEL NEUTRO.		
		$R_1=R_2$	$X_1=X_2$	$Z_1=Z_2$	$R_0$	$X_0$	$Z_0$			$R_0$	$X_0$	$Z_0$
500,000CM	19	.130	.631	.642	.416	2.960	2.990	500,000CM	2/0	.556	1.822	1.900
450,000	19	.144	.637	.661	.430	2.966	3.000	500,000	1/0	.662	1.876	1.975
400,000	19	.162	.644	.664	.448	2.973	3.005	500,000	1	.692	1.939	2.062
350,000	19	.184	.652	.678	.471	2.981	3.010	450,000	2/0	.571	1.828	1.915
300,000	19	.215	.662	.696	.501	2.991	3.030	450,000	1/0	.636	1.862	1.990
250,000	19	.257	.673	.720	.540	3.002	3.050	450,000	1	.706	1.945	2.070
4/0	19	.303	.683	.747	.585	3.012	3.060	450,000				
3/0	12	.382	.691	.789	.668	3.020	3.095	400,000	2/0	.588	1.835	1.925
2/0	7	.481	.718	.866	.767	3.041	3.140	400,000	1/0	.654	1.890	1.995
1/0	7	.607	.732	.950	.893	3.060	3.180	400,000	1	.724	1.952	2.082
1	7	.765	.746	1.070	1.051	3.075	3.250	350,000	2/0	.611	1.843	1.935
2	7	.955	.757	1.215	1.241	3.086	3.330	350,000	1/0	.677	1.900	2.020
3	3	1.204	.771	1.430	1.490	2.100	3.430	350,000	1	.746	1.960	2.095
4	1	1.503	.795	1.700	1.789	3.124	3.600	300,000	2/0	.642	1.854	1.965
6	1	2.390	.823	2.500	2.676	3.152	4.135	300,000	1/0	.708	1.908	2.035
8	1	3.800	.851	3.910	4.086	3.180	5.185	300,000	1	.777	1.971	2.115
								250,000	1/0	.749	1.918	2.060
								250,000	1	.819	1.981	2.140
								250,000	2	.881	2.071	2.250
								4/0	1/0	.795	1.928	2.085
								4/0	1	.865	1.991	2.176
								4/0	2	.925	2.021	2.220
								3/0	1/0	.873	1.936	2.122
								3/0	1	.943	1.999	2.210
								3/0	2	1.004	2.089	2.318
								2/0	1	1.042	2.026	2.295
								2/0	2	1.103	2.116	2.390
								2/0	3	1.164	2.224	2.522
								1/0	2	1.229	2.130	2.460
								1/0	3	1.290	2.238	2.590
								1/0	4	1.308	2.352	2.682
								1	2	1.388	2.144	2.560
								1	3	1.449	2.252	2.680
								1	4	1.467	2.366	2.760
								2	2	1.577	2.154	2.665
								2	3	1.638	2.262	2.795
								2	4	1.666	2.376	2.910
								3	3	1.887	2.277	2.960
								3	4	1.905	2.391	3.050
								3	6	1.911	2.546	3.190
								4	4	2.05	2.415	3.275
								4	6	2.211	2.670	3.400
								6	6	3.099	2.697	4.110
								8	8	4.446	2.946	5.340

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 4 PIES RESTAR  
 .018 DE  $X_1 = X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 3.5 PIES RESTAR  
 .034 DE  $X_1 = X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 3 PIES RESTAR  
 .053 DE  $X_1 = X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 5 PIES SUMAR  
 .009 A  $X_1 = X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

T A B L A V - 3

IMPEDANCIA PARA CONDUCTOR "ACER" EN ONCE/MILLA  
 DISTANCIA EQUIVALENTE ENTRE FASES: 4.69 PIES  
 DISTANCIA EQUIVALENTE ENTRE LINEA Y TIERRA: 4.00 PIES  
 RESISTIVIDAD DE TIERRA: 100 METROS - OHMS  
 TEMPERATURA DEL CONDUCTOR 50° C

CALIBRE CONDUCTOR	COMPONENTE DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA-RELATIVA			COM. IMPEDANCIA DE CUENCIA CERO PARA LINEAS SIN NEUTRO MULTITERRIZADO			CALIBRE CONDUCTOR	COM. IMPEDANCIA SECUENCIA CERO DE LINEAS CON VARIOS CALIBRES DEL NEUTRO				
	$R_1=R_2$	$X_1=X_2$	$Z_1=Z_2$	$R_0$	$X_0$	$Z_0$		$R_0$	$X_0$	$Z_0$		
795,000 CM	26	.124	.585	.601	.415	3.100	3.130	795,000 CM	4/0	.604	1.975	1.935
715,000	26	.144	.591	.609	.430	3.106	3.135	795,000	3/0	.651	1.952	2.010
660,000	54	.160	.598	.618	.446	3.113	3.140	795,000	2/0	.706	1.986	2.100
636,000	26	.162	.598	.619	.448	3.113	3.140	715,000	4/0	.619	1.551	1.955
605,000	26	.172	.601	.627	.458	3.116	3.150	715,000	3/0	.666	1.916	2.025
556,500	26	.180	.606	.635	.472	3.121	3.065	715,000	2/0	.722	1.992	2.122
500,000	30	.206	.607	.641	.492	3.122	3.165	666,600	4/0	.635	1.859	1.965
477,000	26	.216	.616	.654	.502	3.131	3.170	666,600	3/0	.682	1.923	2.039
397,500	26	.259	.627	.678	.545	3.142	3.180	666,600	2/0	.738	1.999	2.130
336,400	26	.306	.637	.708	.592	3.152	3.200	636,000	4/0	.637	1.859	1.965
300,000	26	.342	.644	.729	.629	3.153	3.220	636,000	3/0	.684	1.923	2.042
266,800	26	.385	.651	.755	.671	3.166	3.240	636,000	2/0	.739	1.998	2.130
4/0	6	.592	.767	.968	.878	3.282	3.350	605,000	4/0	.647	1.861	1.965
3/0	6	.723	.807	1.385	1.009	3.322	3.470	605,000	3/0	.694	1.926	2.050
2/0	6	.895	.827	1.220	1.151	3.342	3.540	605,000	2/0	.749	2.002	2.138
1/0	6	1.120	.842	1.402	1.406	3.357	3.640	556,500	4/0	.661	1.866	1.980
1	6	1.380	.851	1.625	1.666	3.366	3.760	556,500	3/0	.708	1.931	2.058
2	6	1.620	.851	1.885	1.976	3.366	3.920	556,500	2/0	.763	2.007	2.150
3	6	2.070	.847	2.255	2.356	3.362	4.100	500,000	4/0	.682	1.867	1.990
4	6	2.570	.845	2.710	2.856	3.360	4.420	500,000	3/0	.729	1.932	2.072
6	6	3.380	.859	4.060	4.266	3.374	5.440	500,000	2/0	.785	2.003	2.160
								477,000	3/0	.738	1.941	2.075
								477,000	2/0	.794	2.017	2.080
								477,000	1/0	.852	2.116	2.280
								397,500	3/0	.780	1.952	2.100
								397,500	2/0	.836	2.078	2.193
								397,500	1/0	.894	2.127	2.310
								336,400	3/0	.828	1.962	2.125
								336,400	2/0	.883	2.038	2.215
								336,400	1/0	.942	2.137	2.338
								300,000	2/0	.920	2.015	2.241
								300,000	1	1.026	2.243	2.461
								266,800	2/0	.962	2.052	2.400
								266,800	1/0	1.021	2.151	2.372
								266,800	1	1.068	2.250	2.485
								4/0	1/0	1.227	2.267	2.576
								4/0	1	1.275	2.366	2.685
								4/0	2	1.292	2.456	2.770
								3/0	1/0	1.359	2.307	2.680
								3/0	1	1.407	2.406	2.785
								3/0	2	1.424	2.496	2.875
								2/0	1	1.578	2.426	2.895
								2/0	2	1.595	2.516	2.962
								2/0	3	1.597	2.624	3.070
								1/0	2	1.870	2.631	3.120
								1/0	3	1.822	2.639	3.230
								1/0	4	1.818	2.753	3.296
								1	2	2.001	2.640	3.295
								1	3	2.003	2.648	3.370
								1	4	2.079	2.762	3.450
								2	2	2.391	2.568	3.450
								2	3	2.393	2.669	3.506
								2	4	2.389	2.762	3.660
								3	3	2.773	2.446	3.830
								3	4	2.764	2.758	3.730
								3	6	2.576	2.912	3.400
								4	4	3.270	2.756	4.260
								4	6	3.135	2.330	4.330
								6	6	4.605	2.990	5.385

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 4 PIES RESTAR .016 DE  $X_1 = X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 3.5 PIES RESTAR .034 DE  $X_1 = X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 3 PIES RESTAR .053 DE  $X_1 = X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 5 PIES RESTAR .009 A  $X_1 = X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

. T A B L A V - 3

TABLA V - 4

PARA LINEAS CONDUCTORES DE ALUMINIO PURO EN OHMS POR MILLA  
 DIST. ENTRE LINEAS = 400 FT. LONG. ENTRE TORNILLOS = 4 PIES  
 TEMPERATURA DEL CONDUCTOR: 50° C.

CORRIENTE DE CARGA POSITIVA NEGATIVA	CORRIENTE DE CARGA POSITIVA NEGATIVA	CORRIENTE EN EL CABLE CERRO PARA LINEAS SIN NEUTRO MULTIFILAMENTADO			CALIBRE CONDUCTOR	CORRIENTE EN LA SECUNDA CERRO DE LINEAS CON VARIOS CALIBRES DEL NEUTRO.			
		$R_0$	$X_0$	$Z_0$		$R_0$	$X_0$	$Z_0$	
100	100	1.410	1.950	2.400	700,000	4/0	1.570	1.750	1.240
100	100	1.410	1.950	2.400	690,000	3/0	1.600	1.830	1.920
100	100	1.410	1.950	2.400	680,000	2/0	1.630	1.910	2.010
100	100	1.410	1.950	2.400	670,000	4/0	1.530	1.750	1.850
100	100	1.410	1.950	2.400	660,000	3/0	1.560	1.820	1.935
100	100	1.410	1.950	2.400	650,000	2/0	1.590	1.890	2.021
100	100	1.410	1.950	2.400	640,000	4/0	1.490	1.750	1.855
100	100	1.410	1.950	2.400	630,000	3/0	1.520	1.820	1.945
100	100	1.410	1.950	2.400	620,000	2/0	1.550	1.890	2.045
100	100	1.410	1.950	2.400	610,000	4/0	1.450	1.757	1.868
100	100	1.410	1.950	2.400	600,000	3/0	1.480	1.829	1.948
100	100	1.410	1.950	2.400	590,000	2/0	1.510	1.900	2.047
100	100	1.410	1.950	2.400	580,000	4/0	1.410	1.763	1.865
100	100	1.410	1.950	2.400	570,000	3/0	1.440	1.835	1.960
100	100	1.410	1.950	2.400	560,000	2/0	1.470	1.906	2.060
100	100	1.410	1.950	2.400	550,000	4/0	1.370	1.765	1.870
100	100	1.410	1.950	2.400	540,000	3/0	1.400	1.838	1.965
100	100	1.410	1.950	2.400	530,000	2/0	1.430	1.909	2.065
100	100	1.410	1.950	2.400	520,000	4/0	1.330	1.772	1.875
100	100	1.410	1.950	2.400	510,000	3/0	1.360	1.844	1.975
100	100	1.410	1.950	2.400	500,000	2/0	1.390	1.915	2.080
100	100	1.410	1.950	2.400	490,000	4/0	1.290	1.777	1.890
100	100	1.410	1.950	2.400	480,000	3/0	1.320	1.849	1.985
100	100	1.410	1.950	2.400	470,000	2/0	1.350	1.920	2.090
100	100	1.410	1.950	2.400	460,000	4/0	1.250	1.781	1.900
100	100	1.410	1.950	2.400	450,000	3/0	1.280	1.852	1.995
100	100	1.410	1.950	2.400	440,000	2/0	1.310	1.923	2.100
100	100	1.410	1.950	2.400	430,000	4/0	1.210	1.783	1.910
100	100	1.410	1.950	2.400	420,000	3/0	1.240	1.854	2.005
100	100	1.410	1.950	2.400	410,000	2/0	1.270	1.925	2.110
100	100	1.410	1.950	2.400	400,000	4/0	1.170	1.783	1.915
100	100	1.410	1.950	2.400	390,000	3/0	1.200	1.854	2.015
100	100	1.410	1.950	2.400	380,000	2/0	1.230	1.925	2.115
100	100	1.410	1.950	2.400	370,000	4/0	1.130	1.783	1.920
100	100	1.410	1.950	2.400	360,000	3/0	1.160	1.854	2.020
100	100	1.410	1.950	2.400	350,000	2/0	1.190	1.925	2.125
100	100	1.410	1.950	2.400	340,000	4/0	1.090	1.783	2.235
100	100	1.410	1.950	2.400	330,000	3/0	1.120	1.854	2.040
100	100	1.410	1.950	2.400	320,000	2/0	1.150	1.925	2.145
100	100	1.410	1.950	2.400	310,000	4/0	1.050	1.783	2.150
100	100	1.410	1.950	2.400	300,000	3/0	1.080	1.854	2.255
100	100	1.410	1.950	2.400	290,000	2/0	1.110	1.925	2.360
100	100	1.410	1.950	2.400	280,000	4/0	1.010	1.783	2.365
100	100	1.410	1.950	2.400	270,000	3/0	1.040	1.854	2.470
100	100	1.410	1.950	2.400	260,000	2/0	1.070	1.925	2.575
100	100	1.410	1.950	2.400	250,000	4/0	0.970	1.783	2.580
100	100	1.410	1.950	2.400	240,000	3/0	1.000	1.854	2.685
100	100	1.410	1.950	2.400	230,000	2/0	1.030	1.925	2.790
100	100	1.410	1.950	2.400	220,000	4/0	0.930	1.783	2.795
100	100	1.410	1.950	2.400	210,000	3/0	0.960	1.854	2.900
100	100	1.410	1.950	2.400	200,000	2/0	0.990	1.925	3.005
100	100	1.410	1.950	2.400	190,000	4/0	0.890	1.783	3.010
100	100	1.410	1.950	2.400	180,000	3/0	0.920	1.854	3.115
100	100	1.410	1.950	2.400	170,000	2/0	0.950	1.925	3.220
100	100	1.410	1.950	2.400	160,000	4/0	0.850	1.783	3.225
100	100	1.410	1.950	2.400	150,000	3/0	0.880	1.854	3.330
100	100	1.410	1.950	2.400	140,000	2/0	0.910	1.925	3.435
100	100	1.410	1.950	2.400	130,000	4/0	0.810	1.783	3.440
100	100	1.410	1.950	2.400	120,000	3/0	0.840	1.854	3.545
100	100	1.410	1.950	2.400	110,000	2/0	0.870	1.925	3.650
100	100	1.410	1.950	2.400	100,000	4/0	0.770	1.783	3.655
100	100	1.410	1.950	2.400	90,000	3/0	0.800	1.854	3.760
100	100	1.410	1.950	2.400	80,000	2/0	0.830	1.925	3.865
100	100	1.410	1.950	2.400	70,000	4/0	0.730	1.783	3.870
100	100	1.410	1.950	2.400	60,000	3/0	0.760	1.854	3.975
100	100	1.410	1.950	2.400	50,000	2/0	0.790	1.925	4.080
100	100	1.410	1.950	2.400	40,000	4/0	0.690	1.783	4.085
100	100	1.410	1.950	2.400	30,000	3/0	0.720	1.854	4.190
100	100	1.410	1.950	2.400	20,000	2/0	0.750	1.925	4.295
100	100	1.410	1.950	2.400	10,000	4/0	0.650	1.783	4.300

PARA DISTANCIA DE 400 PIES ENTRE TORNILLOS  
 .018 DE  $X_1 = X_2$  Y  $Z_1 = Z_2$   
 PARA DISTANCIA DE 400 PIES ENTRE TORNILLOS  
 .034 DE  $X_1 = X_2$  Y  $Z_1 = Z_2$   
 PARA DISTANCIA DE 400 PIES ENTRE TORNILLOS  
 .053 DE  $X_1 = X_2$  Y  $Z_1 = Z_2$   
 PARA DISTANCIA DE 400 PIES ENTRE TORNILLOS  
 .068 DE  $X_1 = X_2$  Y  $Z_1 = Z_2$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

T A B L A V - 4  
 IMPEDANCIA PARA CONDUCTOR DE ALUMINIO PURO DE OMS POR MILLA  
 DIST. EQUIV. ENTRE FASES: 400 PIES. EQUIV. ENTRE FASES-TIERRA: 4 PIES  
 RESISTIVIDAD DE TIERRA: 100 MTS-OMS TEMPERATURA DEL CONDUCTOR: 50° C.

CALIBRE CONDUCTOR		COMPONENTE DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA NEGATIVA			CON IMPEDANCIA EN DISTANCIA CERO PARA LINEAS SIN NEUTRO MULTITERMINADO			CALIBRE CONDUCTOR		CON IMPEDANCIA EN DISTANCIA CERO PARA LINEAS CON VARIOS CALIBRES DEL NEUTRO		
		$R_{1+2}$	$X_{1+2}$	$Z_{1+2}$	$R_0$	$X_0$	$Z_0$			$R_0$	$X_0$	$Z_0$
795,000 CM	37	.131	.601	.615	.418	2.930	2.955	795,000 CM	4/0	1.578	1.750	1.240
750,000	37	.139	.605	.620	.425	2.933	2.960	795,000	3/0	1.604	1.822	1.920
715,000	37	.146	.607	.625	.432	2.936	2.970	795,000	2/0	1.633	1.933	2.010
700,000	61	.149	.608	.626	.435	2.937	2.975	750,000	4/0	1.536	1.754	1.850
630,000	37	.163	.614	.633	.449	2.943	2.980	750,000	3/0	1.652	1.824	1.935
600,000	61	.173	.617	.642	.459	2.944	2.985	750,000	2/0	1.723	1.905	2.011
550,500	37	.180	.623	.651	.472	2.952	2.990	715,600	4/0	1.593	1.755	1.855
500,000	37	.207	.623	.660	.493	2.957	3.000	715,500	3/0	1.662	1.828	1.945
477,000	37	.217	.631	.667	.505	2.960	3.005	715,000	2/0	1.731	1.909	2.045
450,000	37	.230	.635	.675	.516	2.964	3.010	700,000	4/0	1.594	1.757	1.858
400,000	37	.268	.641	.691	.544	2.970	3.015	700,000	3/0	1.662	1.829	1.948
397,500	19	.260	.644	.695	.546	2.973	3.020	700,000	2/0	1.751	1.910	2.047
350,000	37	.294	.650	.711	.580	2.979	3.030	630,000	4/0	1.610	1.763	1.865
336,400	37	.306	.653	.721	.592	2.982	3.040	636,000	3/0	1.675	1.855	1.960
300,000	37	.343	.661	.743	.629	2.990	3.060	636,000	2/0	1.745	1.916	2.060
260,800	37	.386	.668	.771	.672	2.997	3.070	600,000	4/0	1.619	1.765	1.870
250,000	37	.411	.671	.785	.697	3.000	3.080	600,000	3/0	1.686	1.838	1.965
4/0	19	.436	.678	.834	.772	3.013	3.110	600,000	2/0	1.755	1.919	2.065
3/0	19	.612	.692	.821	.899	3.020	3.145	550,500	4/0	1.632	1.772	1.675
2/0	19	.774	.711	1.050	1.060	3.040	3.239	550,500	3/0	1.699	1.844	1.975
1/0	19	.974	.727	1.215	1.260	3.050	3.330	550,500	2/0	1.768	1.925	2.080
1	7	1.230	.746	1.442	1.516	3.075	3.430	500,000	4/0	1.653	1.777	1.690
2	7	1.549	.754	1.723	1.835	3.083	3.600	500,000	3/0	1.720	1.849	1.985
3	7	1.954	.774	2.102	2.240	3.103	3.830	500,000	2/0	1.789	1.950	2.090
4	7	2.461	.780	2.580	2.747	3.117	4.160	477,000	3/0	1.730	1.857	1.990
6	7	3.920	.817	4.000	4.267	3.146	5.260	477,000	2/0	1.800	1.933	2.095
								477,000	1/0	1.866	2.029	2.200
								450,000	3/0	1.743	1.856	2.000
								450,000	2/0	1.812	1.907	2.110
								400,000	3/0	1.771	1.862	2.015
								400,000	2/0	1.840	1.943	2.115
								400,000	1/0	1.966	2.039	2.230
								397,500	3/0	1.773	1.865	2.020
								397,500	2/0	1.842	1.946	2.125
								397,500	1/0	1.908	2.042	2.235
								350,000	3/0	1.807	1.871	2.035
								350,000	2/0	1.876	1.952	2.135
								350,000	1/0	1.932	2.048	2.250
								336,400	3/0	1.819	1.874	2.045
								336,400	2/0	1.888	1.955	2.150
								336,400	1/0	1.954	2.051	2.270
								300,000	2/0	1.925	1.963	2.170
								300,000	1/0	1.991	2.059	2.240
								300,000	1	1.045	2.191	2.350
								260,800	2/0	1.968	1.970	2.190
								260,800	1/0	1.034	2.066	2.310
								260,800	1	1.086	2.196	2.450
								250,000	2/0	1.993	1.973	2.200
								250,000	1/0	1.059	2.065	2.320
								250,000	1	1.113	2.281	2.460
								4/0	1/0	1.134	2.076	2.370
								4/0	1	1.188	2.208	2.610
								4/0	2	1.215	2.317	2.620
								3/0	1/0	1.261	2.090	2.470
								3/0	1	1.315	2.222	2.580
								3/0	2	1.342	2.330	2.690
								2/0	1	1.476	2.241	2.692
								2/0	2	1.603	2.349	2.790
								2/0	3	1.507	2.484	2.909
								1/0	2	1.703	2.457	2.910
								1/0	3	1.767	2.600	3.030
								1/0	4	1.091	2.608	3.130
								1	2	1.955	2.383	3.075
								1	3	1.463	2.515	3.195

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 4 PIES RESTAR  
 .016 DE  $X_1=X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 3.5 PIES RESTAR  
 .034 DE  $X_1=X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 5 PIES RESTAR  
 .053 DE  $X_1=X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

PARA DISTANCIA EQUIVALENTE DE 6 PIES SUMAR  
 .008 A  $X_1=X_2$  Y RESOLVER PARA  $Z_1 = Z_2$

$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$

T A B L A V - 4

Las tablas del No. V-7 al 16 muestran las impedancias de falla trifásica y de fase a tierra para los distintos voltajes de distribución y del material y calibre que generalmente se usa en estos sistemas.

De las tablas Nos. 10 y 12 se toman los valores de impedancias en P.U./KM., para los conductores de cobre y ACSR usados en este ejemplo, a una base de 100 MVA y 13.8 KV.

<u>CALIBRE</u>	<u>Z EN P.U./KM. TRIFASICA</u>
ACSR 266.8 MCM	0.1257 + j 0.2125 = 0.245 59.2°
C U 4 AWG	0.4905 + j 0.2599 = 0.5551 27.9°
C U 2 AWG	0.3146 + j 0.2485 = 0.4009 38.3°
C U 1/0 AWG	0.1981 + j 0.2394 = 0.3107 50.4°
C U 3/0 AWG	0.1246 + j 0.2302 = 0.2618 61.6°

	<u>Z EN P.U./KM. MONOFASICA</u>
ACSR 266.8 MCM	0.4704 + j 1.3975
C U 4 AWG	1.5659 + j 1.5388
C U 2 AWG	1.0372 + j 1.5046
C U 1/0 AWG	0.6876 + j 1.4771
C U 3/0 AWG	0.4673 + j 1.4497

CUARTO PASO. Con los valores obtenidos de impedancia en P.U. a las base seleccionadas, se preparan los diagramas de impedancias en P.U para falla trifásica y monofásica tal como se muestran en las figuras Nos. 7 y 8 .

Estos diagramas son de gran utilidad para el cálculo de corrientes de cortocircuito en cada uno de los puntos seleccionados, evitando errores al hacer el asiento de datos para el cálculo, así como para facilitar cambios futuros por modificaciones en las características de alguna parte del circuito, haciendo más rápido y sencillo el nuevo cálculo.

QUINTO PASO. A partir de los diagramas de impedancias, se procede al cálculo de la potencia y corriente de cortocircuito en los puntos deseados, aplicando las fórmulas siguientes:

$$MVA_{CC \ 3F} = \frac{MVA_b}{Z_s + Z_T + Z_L \ 3F}$$

$$MVA_{CC \ 1F} = \frac{3 \ MVA_b}{2Z_s + 3Z_T + Z_L \ 1F}$$

$$\text{Donde } Z_L \ 1F = 2Z_1 + Z_0$$

Para facilitar el cálculo de la potencia y corriente de cortocircuito en cada uno de los puntos, se prepara una tabla, en la cual se indican las resistencias y reactancias acumuladas en cada uno de éstos. En esta misma tabla se calcula también la relación X/R, con el objeto de obtener, si así se desea, la corriente de cortocircuito asimétrica aplicando los valores de la tabla No. 1, para cada valor de X/R. Ver tabla No. V-5

A partir de los valores obtenidos en la tabla No. V-5 de resistencias y reactancias, se calculan las potencias y corrientes de cortocircuito en cada punto seleccionado. Ver tabla No. V-6

SEXTO PASO. Una vez que han sido calculadas las potencias y corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas en cada uno de los puntos seleccionados, se prepara un diagrama unifilar en el cual se marca en cada punto, el valor calculado de corriente de cortocircuito. Este diagrama servirá para seleccionar el equipo de protección más adecuado en los puntos en donde se desee instalar de acuerdo a las necesidades existentes, ya que la corriente y potencia de cortocircuito son básicas para seleccionar la capacidad interruptiva de los equipos de protección y para realizar la coordinación de protecciones y éstas operen eficientemente. figura V-9.

# SUBESTACION PUERTO MARQUES

## DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO PTM 4030

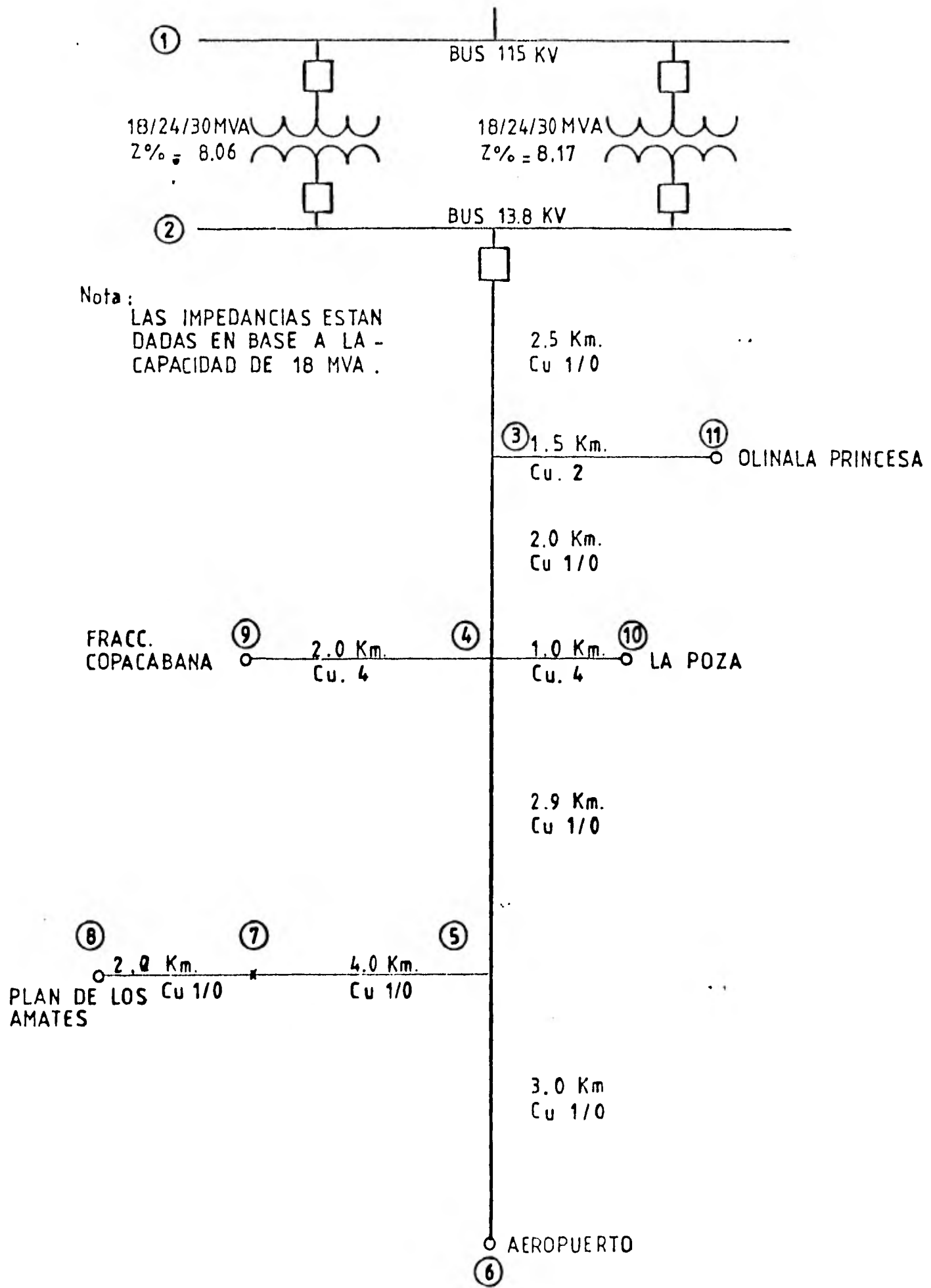
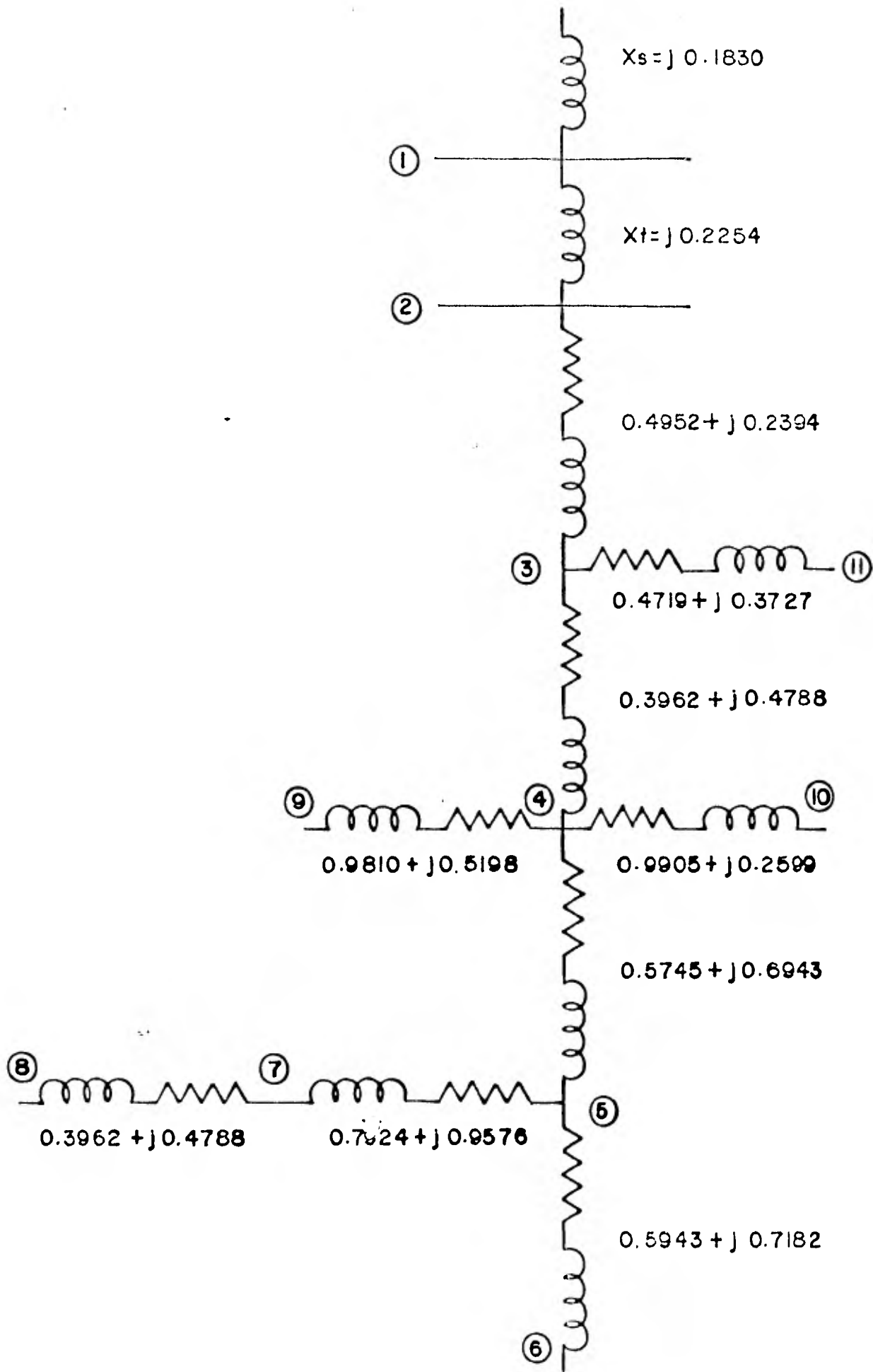


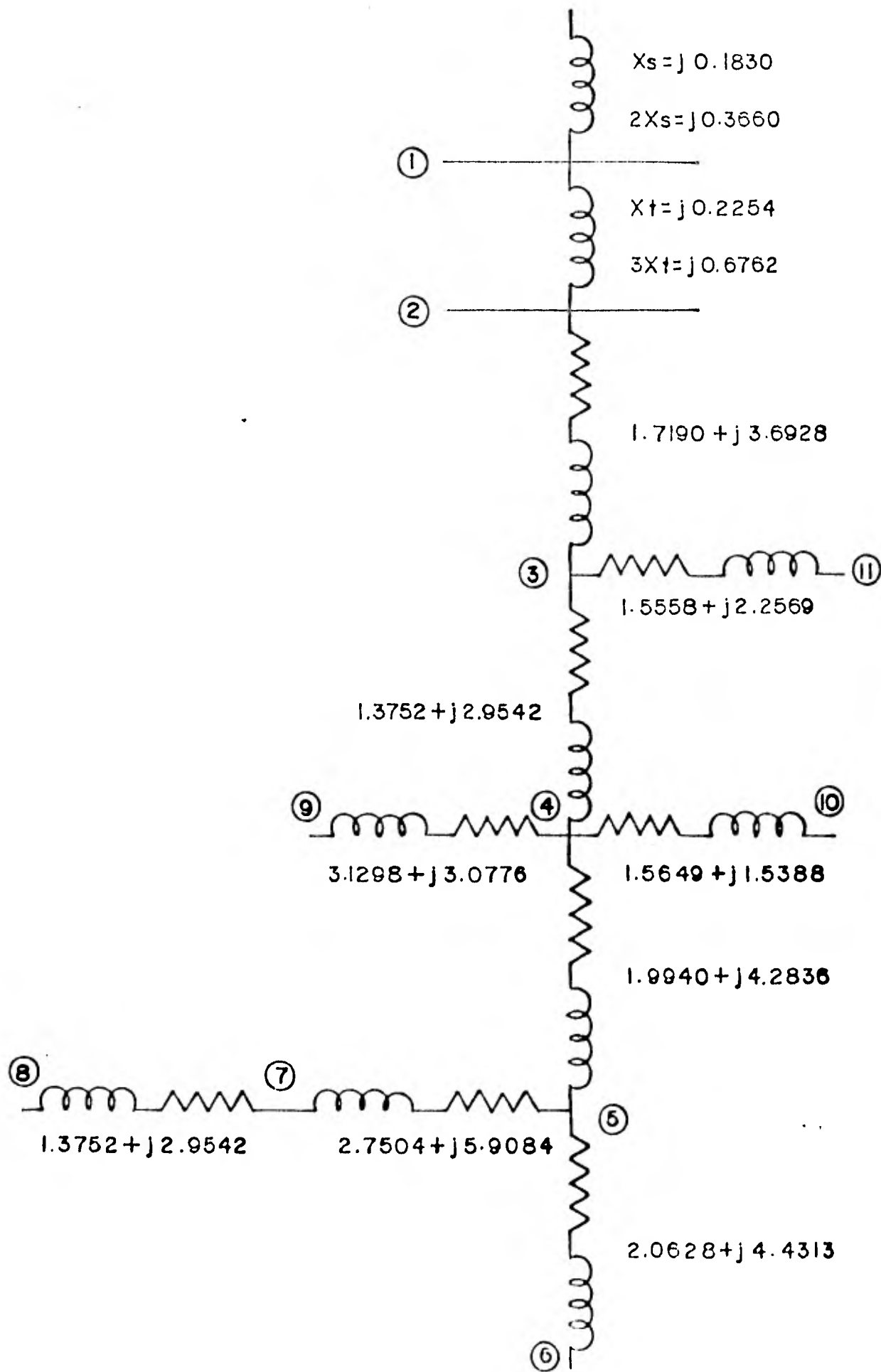


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN P.U. PARA EL CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFASICAS



# CIRCUITO PTM 4030

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN P.U. PARA EL CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFASICAS



RESISTENCIAS Y REACTANCIAS DE CORTOCIRCUITO

TRIFASICO Y MONOFASICO

CIRCUITO PTM 4030

FECHA OCTUBRE/81

TRIFASICO

MONOFASICO

PUNTO	TRIFASICO			MONOFASICO		
	R	X	X/R	R	X	X/R
1	0	0.1830	∞	0	0.3660	∞
2	0	0.4084	∞	0	1.0422	∞
3	0.4952	0.6478	1.3081	1.7190	4.7350	2.7545
4	0.8914	1.1266	1.2638	3.0942	7.9542	2.5707
5	1.4659	1.8209	1.2422	5.0882	11.9728	2.3530
6	2.0600	2.5391	1.2324	7.1510	16.4041	2.2939
7	2.2583	2.7785	1.2303	7.8386	17.9084	2.2846
8	2.6545	3.2573	1.2271	9.2138	20.8354	2.2613
9	1.8724	1.6464	0.8793	6.2240	11.0318	1.7724
10	1.3819	1.3865	1.0033	4.6591	9.4930	2.0375
11	0.9671	1.0205	1.0552	3.2748	6.9919	2.1350

TABLA V - 5

POTENCIAS Y CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICAS EN

FALLAS TRIFASICAS Y MONOFASICAS

CIRCUITO PTM-4030

FECHA OCTUBRE /81

TRIFASICO

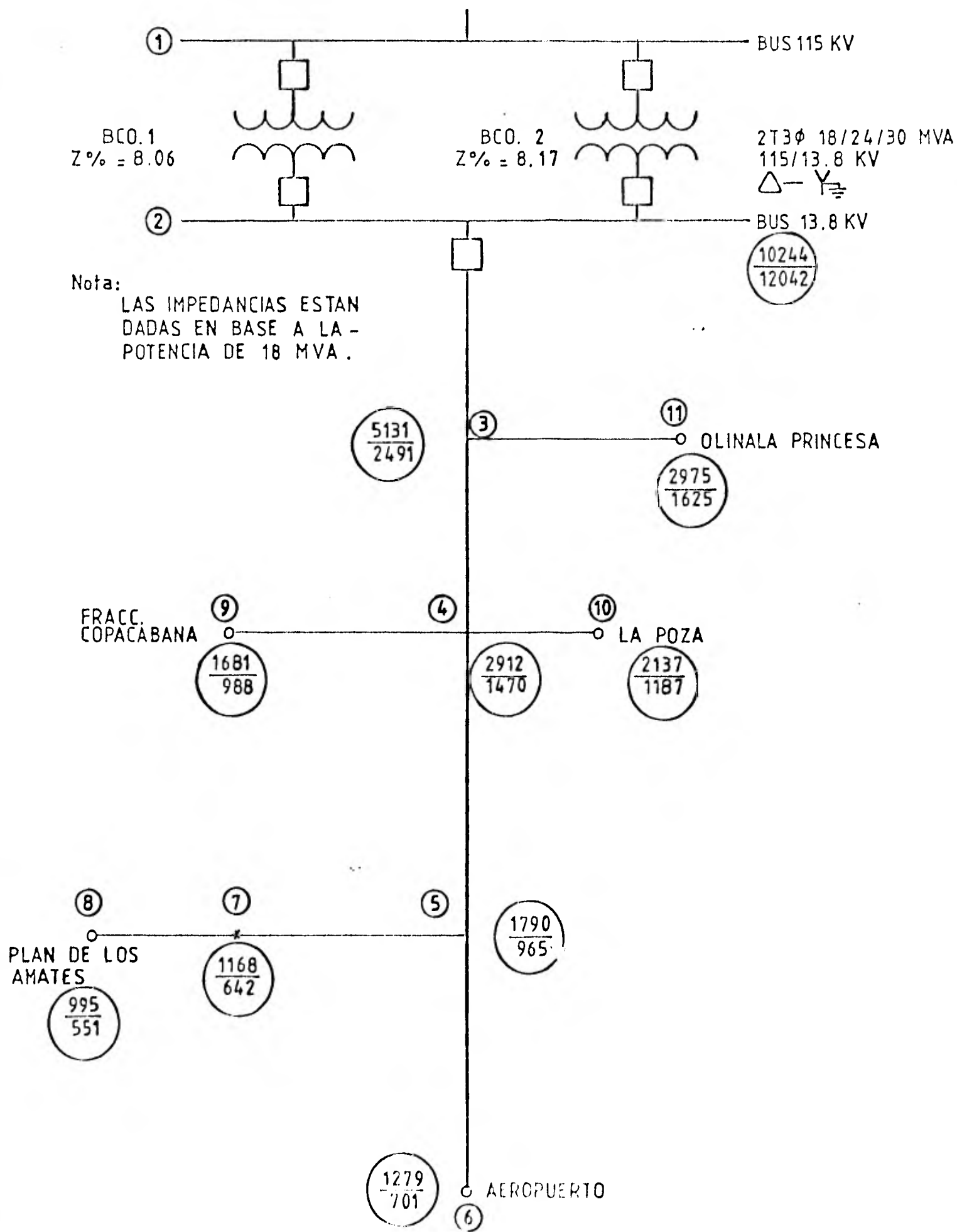
MONOFASICO

PUNTO	$\sqrt{R^2 + X^2}$	MVAcc	Icc	$\sqrt{R^2 + X^2}$	MVAcc	Icc
1	0.1830	546.40	2743	0.3660		
2	0.4084	244.86	10244	1.0422	287.85	12043
3	0.8154	122.64	5131	5.0374	59.55	2491
4	1.4366	69.61	2912	8.5348	35.15	1470
5	2.3376	42.78	1790	13.0091	23.06	965
6	3.2698	30.58	1279	17.8950	16.76	701
7	3.5805	27.93	1168	19.5488	15.34	642
8	4.2019	23.79	995	22.7817	13.17	551
9	2.4933	40.17	1681	12.6664	23.68	988
10	1.9575	51.08	2137	10.5747	28.37	1187
11	1.4059	71.12	2975	7.7208	38.85	1625.

TABLA V - 6

# CIRCUITO PTM 4030

## CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICAS



$\frac{I_3}{I_1}$   $I_3$  : CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TRIFASICA  
 $I_1$  : CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO MONOFASICA

FIG. V-9

IMPEDANCIAS EN " P.U. / K.M. "  
 " CONDUCTORES "ACSR"  
 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION  
 VOLTAJE : 6.6 KV

Calibres de Conductores		Impedancia Total de Falla trifásica	Impedancia Total de Falla de Fase a tierra (monofásica)
4-6/1	AWG	3.6659 + j1.2052 = 3.8587   18.19°	11.4061 + j6.9369
2-6/1	AWG	2.4109 + j1.2139 = 2.6984   26.70°	7.6401 + j6.9627
1/0-6/1	AWG	1.5977 + j1.2009 = 1.9993   36.95°	5.2007 + j6.9243
2/0-6/1	AWG	1.2765 + j1.7393 = 1.7393   42.8°	4.2380 + j6.8626
3/0-6/1	AWG	1.0313 + j1.1510 = 1.5470   48.15°	3.5021 + j6.7744
4/0-6/1	AWG	0.8443 + j1.0964 = 1.3844   52.4°	2.9414 + j6.6061
266.8-26/7	MCM	0.5493 + j0.9286 = 1.0706   59.2°	2.0556 + j6.1070
336.4-26/7	MCM	0.4366 + j0.9085 = 0.9166   64.32°	1.7174 + j6.0472
397.5-26/7	MCM	0.3693 + j0.8945 = 0.9697   67.55°	1.5164 + j6.0083
477.0-26/7	MCM	0.3081 + j0.8788 = 0.9329   70.70°	1.3324 + j5.9572
636.0-26/7	MCM	0.2312 + j0.8532 = 0.8849   74.82°	1.1012 + j5.8785

BASES : 100 MVA, 6.6 KV, ZB = 0.4356  
 RESISTIVIDAD DE LA TIERRA: 100 OHM-METRO, DISTANCIA EQUIVALENTE 4.69 PIES = 1.43 M, SISTEMA TRIFASICO, 3 HILOS, NEUTRO ATERRIZADO EN SUBESTACION. TEMPERATURA DEL CONDUCTOR. 50° C. 60 C.P.S.

TABLA V - 7

IMPEDANCIAS EN P.U. / KM.  
 " CONDUCTORES DE ALUMINIO PURO "AAC"  
 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION  
 VOLTAJE : 6.6 KV

Calibre de Conductores	Impedancia Total de Falla trifásica	Impedancia Total de Falla de fase a tierra (monofásica)
4-6/1 AWG	3.5104 + j1.1239 = 3.6839   17.75°	10.9394 + j6.6944
2-6/1 AWG	2.2095 + j1.0754 = 2.4603   26°	7.0366 + j6.5489
1/0-6/1 AWG	1.3892 + j1.0370 = 1.7322   36.75°	4.5762 + j6.4335
2/0-6/1 AWG	1.1039 + j1.0143 = 1.4945   42.6°	3.7202 + j6.3649
3/0-6/1 AWG	0.8731 + j0.9872 = 1.3189   48.55°	3.0284 + j6.2823
4/0-6/1 AWG	0.6931 + j0.9671 = 1.1886   54.4°	2.4878 + j6.2321
266.8-26/1 MCM	0.5506 + j0.9527 = 1.1012   60°	2.0600 + j6.1890
336.4-26/1 MCM	0.4366 + j0.9317 = 1.0291   64.9°	1.7174 + j6.1167
397.5-26/1 MCM	0.3710 + j0.9186 = 0.9919   68.03°	1.5208 + j6.0782
477.0-26/1 MCM	0.3094 + j0.9002 = 0.9527   71.05°	1.3368 + j6.0223
636.0-26/1 MCM	0.2325 + j0.8757 = 0.9046   75.12°	1.1056 + j5.9497

BASES: 100 MVA, 6.6 KV, ZB = 0.4356

RESISTIVIDAD DE LA TIERRA: 100 OHM-METRO, DISTANCIA EQUIVALENTE 4.69 PIES = 1.43 m. SISTEMA TRIFASICO, 3 HILOS, NEUTRO ATERRIZADO EN SUBESTACION, TEMPERATURA DEL CONDUCTOR 50° C. 60 C.P.S.

IMPEDANCIA EN " P.U. / KM. "  
 " CONDUCTORES DE COBRE "  
 ALIMENTADOR PRIMARIO DE DISTRIBUCION  
 VOLTAJE : 6.6 KV

Calibre de Conductores	AWG	Impedancia Total de Falla trifásica	Impedancia Total de Falla de Fase a tierra (monofásica)
6-6/1	AWG	3.4086 + j1.1759 = 3.6057   119.03°	10.6339 + j6.8443
4-6/1	AWG	2.1435 + j1.1358 = 2.4257   27.9°	6.8386 + j6.7245
2-6/1	AWG	1.3748 + j1.0859 = 1.7519   38.3°	4.5326 + j6.5751
1-6/1	AWG	1.0912 + j1.0658 = 1.5256   44.3°	3.6808 + j6.5148
1/0-6/1	AWG	0.8657 + j1.0462 = 1.3578   50.4°	3.0048 + j6.4549
2/0-6/1	AWG	0.6856 + j1.0261 = 1.2345   56.25°	2.4659 + j6.3951
3/0-6/1	AWG	0.5445 + j1.0059 = 1.1441   61.6°	2.0421 + j6.3352
4/0-6/1	AWG	0.4318 + j0.9763 = 1.0676   66.15°	1.7044 + j6.2456

BASES: 100 MVA, 6.6 KV, ZB = 0.4356

RESISTIVIDAD DE LA TIERRA: 100 OHMS-METRO DISTANCIA EQUIVALENTE 1.43 m. SISTEMA TRIFASICO  
 3HILOS, NEUTRO ATERRIZADO EN SUBESTACION. TEMPERATURA DEL CONDUCTOR 50°C. 60 C.P.S.

T A B L A V - 9



IMPEDANCIAS EN P.U. / KM.  
 " CONDUCTORES " ACSR "  
 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION  
 VOLTAJE : 13.8 KV

Calibres de Conductores	Impedancia Total de falla trifásica	Impedancia Total de falla de fase a tierra (monofásica)
4-6/1	0.8389 + j0.2758 = 0.883 18.19°	2.6101 + j1.5874
2-6/1	0.5517 + j0.2778 = 0.6175 26.7°	1.7483 + j1.5933
1/0-6/1	0.3656 + j0.2748 = 0.4575 36.95°	1.1901 + j1.5845
2/0-6/1	0.2921 + j0.2704 = 0.398 42.8°	0.9698 + j1.5704
3/0-6/1	0.2360 + j0.2634 = 0.354 48.15°	0.8014 + j1.5502
4/0-6/1	0.1932 + j0.2509 = 0.3168 52.4°	0.6731 + j1.5117
266.8-26/7 MCM	0.1257 + j0.2125 = 0.245 59.2°	0.4704 + j1.3975
336.4-26/7 MCM	0.0999 + j0.2079 = 0.233 64.32°	0.3930 + j1.3838
397.5-26/7 MCM	0.0845 + j0.2047 = 0.2219 67.55°	0.3470 + j1.3749
477.0-26/7 MCM	0.0705 + j0.2011 = 0.2135 70.7°	0.3049 + j1.3632
636.0-26/7 MCM	0.0529 + j0.1952 = 0.2025 74.82°	0.2520 + j1.3452

BASES: 100 MVA, 13.8 KV,  $Z_B = 1.9043$

RESISTIVIDAD DE LA TIERRA: 100 OHM-METRO, DISTANCIA EQUIVALENTE 4.69 PIES= 1.43 MTS. SISTEMA TRIFASICO, 3 HILOS, NEUTRO ATERRIZADO EN SUBESTACION. TEMPERATURA DEL CONDUCTOR 50° C. 60 C.P.S.

IMPEDANCIAS EN P.U. / KM,  
 " CONDUCTORES DE ALUMINIO PURO "AAC"  
 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION  
 VOLTAJE : 13.8 KV

Calibres de Conductores	Impedancia Total de Falla trifásica	Impedancia total de Falla de fase a tierra (monofásica)
4-6/1	0.8033 + j0.2572 = 0.843   17.75°	2.5033 + j1.5319
2-6/1	0.5056 + j0.2461 = 0.563   26°	1.6102 + j1.4986
1/0-6/1	0.3179 + j0.2373 = 0.3964   36.75°	1.0472 + j1.4722
2/0-6/1	0.2526 + j0.2321 = 0.342   42.6°	0.8513 + j1.4565
3/0-6/1	0.1998 + j0.2259 = 0.3018   48.55°	0.6930 + j1.4376
4/0-6/1	0.1586 + j0.2213 = 0.272   54.4°	0.5693 + j1.4261
266.8-26/1	0.1260 + j0.2180 = 0.252   60°	0.4714 + j1.4144
336.4-26/1	0.0999 + j0.2132 = 0.2355   64.9°	0.3930 + j1.3997
397.5-26/1	0.0849 + j0.2102 = 0.227   68.03°	0.3480 + j1.3909
477.0-26/1	0.0708 + j0.2060 = 0.218   71.05°	0.3059 + j1.3781
636.0-26/1	0.0532 + j0.2004 = 0.207   75.12°	0.2530 + j1.3615

BASES: 100 MVA, 13.8 KV,  $Z_B = 1.9043$  OHMS  
 RESISTIVIDAD DE LA TIERRA: 100 OHM-METRO, DISTANCIA EQUIVALENTE 4.69 PIES = 1.43 MTS. SISTEMA TRIAFASICO, 3 HILOS, NEUTRO ATERORIZADO EN SUBESTACION, TEMPERATURA DEL CONDUCTOR 500C. 60 C.P.S.

IMPEDANCIAS EN P.U. / K.M.  
 " CONDUCTORES DE COBRE "  
 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION  
 VOLTAJE : 13.8 KV

Calibres de Conductores A.W.G	Impedancia Total de Falla trifásica	Impedancia Total de Falla de Fase a Tierra (monofásica)
6	0.7800 + j0.2691 = 0.8251   19.03°	2.4334 + j1.5662
4	0.4905 + j0.2599 = 0.5551   27.9°	1.5649 + j1.5388
2	0.3146 + j0.2485 = 0.4009   38.3°	1.0372 + j1.5046
1	0.2497 + j0.2439 = 0.3491   44.3°	0.8423 + j1.4908
1/0	0.1981 + j0.2394 = 0.3107   50.4°	0.6876 + j1.4771
2/0	0.1569 + j0.2348 = 0.2825   56.25°	0.5643 + j1.4634
3/0	0.1246 + j0.2302 = 0.2618   61.6°	0.4673 + j1.4497
4/0	0.0988 + j0.2234 = 0.2443   66.15°	0.3900 + j1.4292

BASES: 100 KVA, 13.8 KV,  $Z_B = 1.9043$  OHMS  
 RESISTIVIDAD DE LA TIERRA: 100 OHMS-METRO, DISTANCIA EQUIVALENTE 1.43 MTS, SISTEMA TIRFASICO,  
 3 HILOS, NEUTRO ATERORIZADO EN SUBESTACION, TEMPERATURA DEL CONDUCTOR 50° C, 60 C.P.S.

T A B L A V - 12

155 f

IMPEDANCIA EN P.U. / KM.  
 " CONDUCTORES ACSR "  
 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION  
 VOLTAJE : 22 KV

Calibres de Conductores		Impedancia Total de Falla trifásica			Impedancia Total de Falla de fase a tierra (monofásica)	
		Real	Imaginario		Real	Imaginario
4-6/1	AWG	0.3300	+ j0.1085 = 0.3474	<u>18.19°</u>	1.0268	+ j0.6244
2-6/1	AWG	0.2170	+ j0.1093 = 0.2429	<u>26.7°</u>	0.6873	+ j0.6268
1/0-6/1	AWG	0.1438	+ j0.1081 = 0.1799	<u>36.95°</u>	0.4682	+ j0.6233
2/0-6/1	AWG	0.1149	+ j0.1063 = 0.1566	<u>42.8°</u>	0.3815	+ j0.6178
3/0-6/1	AWG	0.0928	+ j0.1036 = 0.1393	<u>48.15°</u>	0.3153	+ j0.6098
4/0-6/1	AWG	0.0760	+ j0.0987 = 0.1246	<u>52.4°</u>	0.2648	+ j0.5947
266.8-26/7	MCM	0.0494	+ j0.0836 = 0.0964	<u>59.2°</u>	0.1851	+ j0.5498
336.4-26/7	MCM	0.0393	+ j0.0818 = 0.0917	<u>64.32°</u>	0.1546	+ j0.5444
397.5-26/7	MCM	0.0332	+ j0.0805 = 0.0873	<u>67.55°</u>	0.1365	+ j0.5409
477.0-26/7	MCM	0.0277	+ j0.0791 = 0.0839	<u>70.7°</u>	0.1199	+ j0.5363
636.0-26/7	MCM	0.0208	+ j0.0768 = 0.0797	<u>74.82°</u>	0.0991	+ j0.5292

BASES: 100 MVA, 22 KV, ZB = 4.84

RESISTIVIDAD DE LA TIERRA: 100 OHMS-METRO, DISTANCIA EQUIVALENTE 4.69 PIES= 1.43 M. SISTEMA TRIFASICO, 3 HILOS, NEUTRO ATERORIZADO EN SUBESTACION, TEMPERATURA DEL CONDUCTOR 50° C, 60 C.P.S.

IMPEDANCIAS EN P.U. / KM.  
 " CONDUCTORES DE ALUMINIO PURO "AAC"  
 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION  
 VOLTAJE: 22 KV

Calibre de Conductores		Impedancia Total de Falla trifásica	Impedancia Total de Falla de fase a tierra (monofásica)
4-6/1	AWG	0.3160 + j0.1012 = 0.3316 $\angle$ 17.75°	0.9848 + j0.6026
6-6/1	AWG	0.1989 + j0.0968 = 0.2215 $\angle$ 26°	0.6334 + j0.5895
1/0-6/1	AWG	0.1251 + j0.0933 = 0.1560 $\angle$ 36.75°	0.4119 + j0.5792
2/0-6/1	AWG	0.0994 + j0.0913 = 0.1345 $\angle$ 42.6°	0.3349 + j0.5729
3/0-6/1	AWG	0.0786 + j0.0889 = 0.1187 $\angle$ 48.55°	0.2726 + j0.5655
4/0-6/1	AWG	0.0624 + j0.0871 = 0.1070 $\angle$ 54.4°	0.2239 + j0.5610
266.8-26/7	MCM	0.0496 + j0.0858 = 0.0991 $\angle$ 60°	0.1854 + j0.5564
336.4-26/7	MCM	0.0393 + j0.0839 = 0.0926 $\angle$ 64.9°	0.1546 + j0.5506
397.5-26/7	MCM	0.0334 + j0.0827 = 0.0893 $\angle$ 68.03°	0.1369 + j0.5472
477.0-26/7	MCM	0.0278 + j0.0810 = 0.0858 $\angle$ 71.05°	0.1203 + j0.5412
636.0-26/7	MCM	0.0209 + j0.0788 = 0.0814 $\angle$ 75.12°	0.0995 + j0.5356

BASES: 100 MVA, 22 KV, ZB= 4.84

RESISTIVIDAD DE LA TIERRA: 100 OHM-METRO, DISTANCIA EQUIVALENTE 4.69 PIES= 1.43 M. SISTEMA TRIFASICO, 3 HILOS, NEUTRO ATERRIZADO EN SUBESTACION, TEMPERATURA DEL CONDUCTOR 50°C. 60 C.P.S.

IMPEDANCIAS EN P.U. / K. M.  
 " CONDUCTORES DE COBRE "  
 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION  
 VOLTAJE : 22 KV

Calibre de Conductores AWG	Impedancia Total de Falla trifásica	Impedancia Total de Falla de fase a tierra (monofásica)
6-6/1 AWG	0.30685 + j0.10586 = 0.3246 <u>19.03°</u>	0.95729 + j0.61614
4-6/1 AWG	0.19296 + j0.10224 = 0.2184 <u>27.9°</u>	0.61563 + j0.60536
2-6/1 AWG	0.12376 + j0.09776 = 0.1577 <u>38.3°</u>	0.40803 + j0.59191
1-6/1 AWG	0.09823 + j0.09595 = 0.1373 <u>34.9°</u>	0.33136 + j0.58648
1/0-6/1 AWG	0.07793 + j0.09418 = 0.1222 <u>34.9°</u>	0.27050 + j0.58109
2/0-6/1 AWG	0.05396 + j0.09237 = 0.1111 <u>56.25°</u>	0.22276 + j0.57570
3/0-6/1 AWG	0.04902 + j0.09056 = 0.1029 <u>61.6°</u>	0.18383 + j0.57031
4/0-6/1 AWG	0.03887 + j0.08788 = 0.0961 <u>66.15°</u>	0.15343 + j0.56225

BASES: 100 KVA, 22 KV, ZB = 4.84

RESISTIVIDAD DE LA TIERRA: 100 OHMS-METRO, DISTANCIA EQUIVALENTE 1.43 M. SISTEMA TRIFASICO  
 3 HILOS, NEUTRO ATERORIZADO EN SUBESTACION. TEMPERATURA DEL CONDUCTOR 50°C. 60 C.P.S.

T A B L A V - 15

IMPEDANCIA EN P.U. / K.M.,  
 " CONDUCTORES ACSR "  
 ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION  
 VOLTAJE : 34.5 KV

Calibre de Conductores		Impedancia Total de Falla Trifásica			Impedancia Total de Falla de fase a tierra (monofásica)	
		Real	Reactiva		Real	Reactiva
4-6/1	AWG	0.13422	+ j0.04413 = 0.1413	18.19°	0.41762	+ j0.25398
2-6/1	AWG	0.08827	+ j0.04445 = 0.0988	26.7°	0.27973	+ j0.25493
1/0-6/1	AWG	0.05849	+ j0.04397 = 0.0732	36.95°	0.19041	+ j0.25352
2/0-6/1	AWG	0.04674	+ j0.04326 = 0.0637	42.8°	0.15517	+ j0.25126
3/0-6/1	AWG	0.03776	+ j0.04214 = 0.0566	48.15°	0.12822	+ j0.24803
4/0-6/1	AWG	0.03091	+ j0.04014 = 0.0507	52.4°	0.10769	+ j0.24187
266.8-26/7	MCM	0.02011	+ j0.03400 = 0.0392	59.2°	0.07526	+ j0.22360
336.4-26/7	MCM	0.01598	+ j0.03326 = 0.0373	64.32°	0.06288	+ j0.22141
397.5-26/7	MCM	0.01352	+ j0.03275 = 0.0355	67.55°	0.05552	+ j0.21998
477.0-26/7	MCM	0.01128	+ j0.03217 = 0.0342	70.17°	0.04878	+ j0.21811
636.0-26/7	MCM	0.00846	+ j0.03123 = 0.0324	74.82°	0.04032	+ j0.21523

BASES: 100 MVA, 34.5 KV, ZB = 11.9025

RESISTIVIDAD DE LA TIERRA : 100 OHM-METRO, DISTANCIA EQUIVALENTE 4.69 PIES = 1.43 M, SISTEMA TRIFASICO, 3 HILOS, NEUTRO ATERRIZADO EN SUBESTACION, TEMPERATURA DEL CONDUCTOR 50°C. 60 C.P.S.

T A B L A V - 16

## C A P I T U L O VI

### COORDINACION DE PROTECCIONES

#### VI.1 GENERALIDADES.

En un sistema de distribución aéreo, las líneas generalmente son proyectadas y construidas para operar en forma radial, aún cuando en algunos casos se tienen operando en anillo abierto, pudiendo ser alimentadas de uno o de otro circuito de la misma o de diferente subestación, dependiendo de las condiciones de operación. Estos anillos abiertos, pueden operar momentáneamente cerrados durante el tiempo que duren las maniobras que se realizan para la transferencia de carga, sin interrumpir el servicio.

Por ésta forma de operación radial de un sistema de distribución los circuitos y ramales de éstos se protegen con dispositivos de sobrecorriente no direccionales, ya sea relevadores o bobinas serie.

La coordinación de protecciones en un sistema de energía eléctrica es de gran importancia, ya que de ésta manera se libera en una forma rápida y efectiva cualquier falla por cortocircuito que llegue a presentarse en el alimentador principal o en alguno de los ramales; además mediante la coordinación adecuada de protecciones pueden evitarse interrumpir los servicios que están fuera del área donde ocurra la falla. Por ésta razón, con la existencia de la correcta coordinación de protecciones en un sistema de distribución de energía, se obtiene un mayor índice de continuidad en el servicio, menor número de interrupciones y el tiempo de duración de éstas se reduce considerablemente. Esto trae como consecuencia un incremento en la energía vendida, reducción de pérdidas y disminución de quejas y protestas por parte de los consumidores.

Es importante considerar que para aplicar los criterios y reglas básicas de coordinación de protecciones eléctricas en circuitos de distribución, se deben calcular anticipadamente las corrientes de cortocircuito, las cuales se indicarán en un diagrama unifilar del circuito en estudio.



En este mismo diagrama se indicará la corriente de carga en los puntos - donde se requiera instalar equipo de protección; así podrá seleccionarse en forma correcta la capacidad nominal e interruptiva del equipo de protección. Fig.VI-1

Con los equipos de protección contra sobrecorrientes usados en los circuitos de distribución, se pueden hacer varias combinaciones y para cada una de éstas, existen reglas básicas de coordinación. Las combinaciones que se analizarán son las siguientes:

- 1) Fusible - Fusible
- 2) Restaurador - Fusible (lado carga)
- 3) Fusible (lado fuente) - Restaurador
- 4) Restaurador - Restaurador
- 5) Restaurador-seccionalizador
- 6) Restaurador-seccionalizador - Fusible
- 7) Interruptor - Fusible
- 8) Interruptor - Seccionalizador
- 9) Interruptor - Restaurador

Reglas básicas de coordinación que se aplican en todos los casos anteriores (aún cuando al verse cada uno de estos casos se mencionarán reglas específicas):

a) En la protección primaria de transformadores de potencia o distribución, debe hacerse la selección del equipo de protección de manera - que cumpla con la corriente de magnetización ( $12 I_n$  en 0.1 segundo), corriente de carga fría ( $6 I_n$  en 1.0 segundo), corriente nominal y curva de sobrecarga de corta duración del transformador.

b) La separación mínima entre las curvas de dos equipos de protección (relevador o restaurador), que se quieren coordinar, debe ser de 0.3 segundos (18 ciclos) para asegurar una correcta coordinación.

c) El equipo de protección principal (protector) debe despejar la

falla cuando ésta sea permanente antes de que el equipo de protección de respaldo (protegido) opere y en el caso de restauradores, antes de que éste quede bloqueado.

d) Las salidas causadas por fallas permanentes deben quedar restringidas a secciones pequeñas del circuito por el tiempo más breve posible.

e) Las líneas troncales de un circuito y cargas importantes de éste, deben ser protegidas contra salidas por fallas en ramales y secciones con carga de secundaria importancia.

El estudio de coordinación de protecciones se realiza en forma gráfica sobre papel logarítmico, trazando las curvas de operación de cada uno de los equipos de protección que intervienen en el circuito, a efecto de obtener el ajuste adecuado y que actúe en la forma programada al ocurrir la falla despejándola con el equipo de protección que debe hacerlo, evitando tener disparos incorrectos o simultáneos.

Para facilitar el trazado de las curvas, se utilizan plantillas de plástico o acrílico recortadas en la forma de la curva tiempo-corriente que se indica en el instructivo o la placa del propio relevador o restaurador, trasladada a la escala logarítmica que será utilizada, procediéndose como se indica a continuación:

#### RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE.

1) Se traza la curva para una palanca 10 (dial 10) a la escala que se tengan las curvas de todos los demás equipos de protección.

2) Se determina en la curva el valor múltiplo de tap, en este caso, múltiplo de tap 4 y su valor de tiempo correspondiente. Estos datos son marcados en forma legible en la plantilla que contiene la curva del relevador (Línea de origen, de múltiplo de tap y de tiempo). Fig. VI-2

3) Para otras palancas seleccionadas diferentes de 10 se aplica una regla de tres simple, para determinar el tiempo en que se debe situar la plantilla para el trazado de la curva en la hoja logarítmica:

$$\frac{t_{10}}{t_x} = \frac{10}{P} \quad ; \quad t_x = \frac{P t_{10}}{10} \quad \text{donde:}$$

P = Palanca seleccionada

$t_x$  = Tiempo buscado

$t_{10}$  = Tiempo para palanca 10

4) La corriente mínima de disparo o pick up de un relevador, se determina en la forma siguiente:

$I_d$  = Tap X Relación de transformación de corriente (R.T.C.), donde:

$I_d$  = Corriente primaria mínima de disparo (pick up)

Tap = Tap seleccionado en el relevador (corriente secundaria)

R.T.C. = Relación de transformación en por unidad

Ejemplo: Si Tap = 4 amperes, R.T.C. = 100/5 = 20/1

$I_d$  = 4 X 20 = 80 amperes.

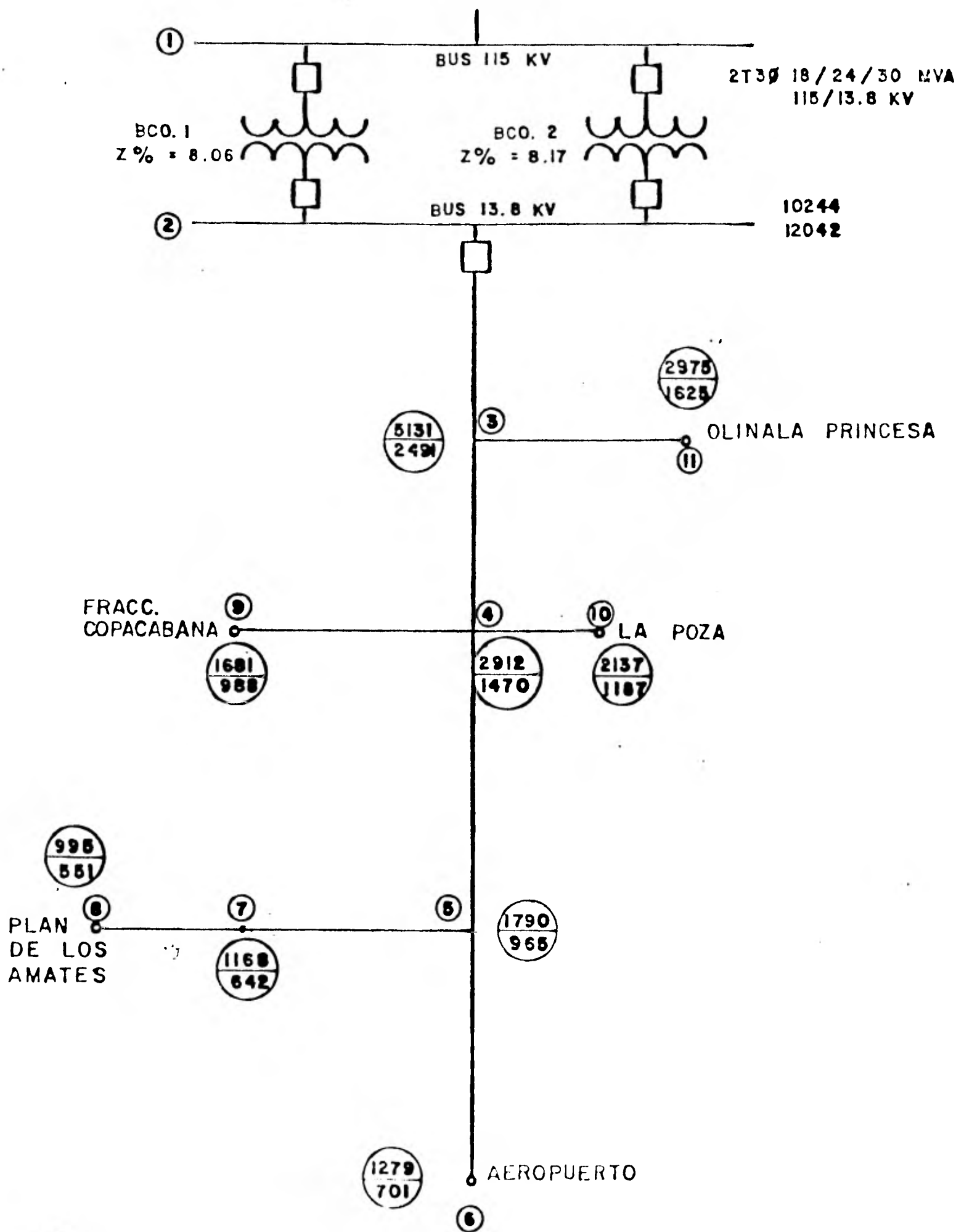
5) Para situar la plantilla en la hoja a escala logarítmica, se procede a colocar la línea de tiempo  $t$  (EF de la figura VI-2), en el valor del tiempo  $t_x$  obtenido en la forma indicada en el inciso 3 de acuerdo a la palanca del relevador y la línea de múltiplo de tap (DE de la figura VI-2), se hace coincidir con el valor obtenido de  $I_d$  o pick up del relevador de acuerdo al procedimiento indicado en el inciso 4. En esta forma se lleva a cabo el trazado de la curva sobre la hoja a escala logarítmica.

Debido a que al proyectarse una coordinación de protecciones, se desconoce el valor de palanca, tap y la relación de transformación de corriente que debe darse al relevador, el procedimiento que se sigue en este caso es el siguiente:

Se coloca la curva del relevador en el punto adecuado que coordine con el resto de protecciones y a partir de los valores obtenidos en la hoja a escala logarítmica, se calculan los ajustes del relevador y la relación de transformación.

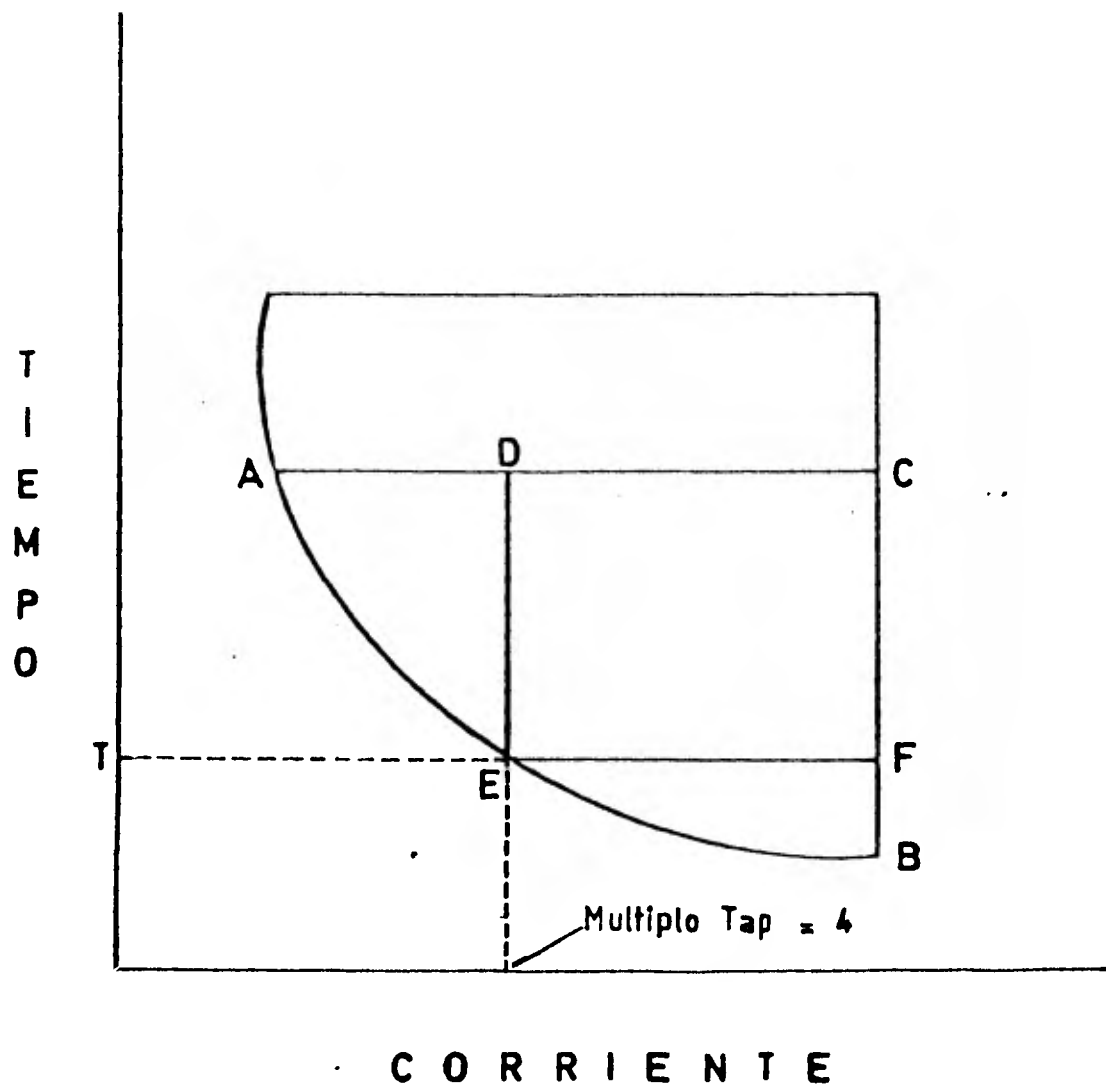
# CIRCUITO PTM 4030

## CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICAS .



I<sub>3</sub>: CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TRIFASICA

I<sub>1</sub>: CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO MONOFASICO



AB.- CURVA OPERACION RELEVADOR TIEMPO INVERSO

AC.- LINEA DE ORIGEN

DE.- LINEA CORRIENTE MULTIPLO Tap = 4

EF.- LINEA TIEMPO T. PARA MULTIPLE Tap = 4

PLANTILLA RELEVADOR HITACHI C2-B2

RANGO 4-10 A

PALANCA = 10

T = 2.95 Seg.

## AJUSTE DE LA UNIDAD INSTANTANEA

Los relevadores de sobrecorriente poseen, como ya se indicó, una unidad instantánea de operación de alta velocidad para protección de fallas próxima al lugar donde se encuentra instalado el relevador.

El área protegida por la unidad instantánea está determinada por la siguiente fórmula:

$$n = \frac{K_s (1 - K_i) + 1}{K_i}$$

Donde:

$n$  = longitud protegida de la línea en por unidad de sección

$K_i = \frac{\text{Pick up de unidad instantánea}}{\text{Máxima corriente de falla al final}}$

$K_s = \frac{\text{Impedancia en la fuente}}{\text{Impedancia de la línea protegida}}$

Los valores recomendados para  $K_i$  son de 1.3 para las unidades tipo IIT, SC, IT y 1.15 para unidades tipo KC-2, KC-4, KO, KR e IR de la marca Westinghouse o similares.

En el ajuste de la unidad instantánea hay que considerar el valor de la corriente de magnetización y la corriente de carga fría del circuito, pudiendo tomarse como dato que el ajuste debe ser superior a tres veces el ajuste del tap de tiempo o alrededor de seis veces la corriente máxima del circuito protegido.

## RESTAURADORES

En virtud de que los restauradores tienen curvas fijas, especiales para cada valor de bobina serie (curvas A, B, C, D, E) y falla a tierra, instantáneas y de tiempo, en cada caso se traza una curva considerando un múltiplo de tap 2, ya que el pick up o corriente mínima de disparo es el 200 % de la corriente nominal. Este trazado de la curva sobre la hoja a escala logarítmica, se hace en forma similar a la indicada para los relevadores.

## VI.2 COORDINACION DE FUSIBLE CON FUSIBLE.

Por definición convencional, cuando dos o más fusibles o cualquier otro equipo de protección se aplican a un sistema, el equipo que está más cerca de la falla del lado de la fuente de suministro es el "protector" y el que está más cerca de la fuente de suministro es el equipo de respaldo o "protegido".

### REGLAS ESENCIALES PARA LA COORDINACION:

a) Para la correcta coordinación entre dos fusibles, a un valor determinado de corriente, se requiere que el máximo tiempo de apertura del fusible protector no debe exceder del 75 % del mínimo tiempo de fusión del fusible de respaldo o protegido. Esta regla garantiza que el fusible protector interrumpirá y abrirá la falla antes que el fusible protegido sea dañado.

b) La demanda máxima en amperes de la parte protegida por un fusible, no deberá exceder o sobrepasar la capacidad nominal de dicho fusible.

c) Como la operación de un fusible representa una falla permanente, éstos deben actuar después de los disparos instantáneos del restaurador de respaldo como regla general.

La figura no. VI-3 muestra el diagrama unifilar típico de un circuito de distribución con fusibles de protección en tres puntos distintos: A, B y C. Si ocurre una falla en el punto 1, el fusible B es el de respaldo o protegido y el C es el protector, el cual deberá interrumpir la parte fallada. Para una falla en el punto 2, el fusible A es el protegido y no deberá operar; será el fusible B, en este caso protector, el que seccione la falla sin afectar en lo más mínimo el resto del sistema que deberá seguir operando en forma normal.

La coordinación de fusibles puede establecerse con el empleo de las curvas tiempo-corriente o por tablas de coordinación. Estas tablas están basadas en datos derivados de las curvas tiempo-corriente, produciendo así la misma clase de coordinación con menos trabajo. Las tablas VI-1, 2, 3, 4 y

5 muestran la coordinación entre los distintos tipos de fusibles.

Las curvas tiempo-corriente de fusibles, como se mencionó anteriormente, son dos para cada capacidad y velocidad de operación:

- a) La curva tiempo-corriente de mínimo tiempo de fusión (Minimum melting time)
- b) La curva tiempo-corriente de máximo tiempo de apertura (Total clearing time).

En todos los casos la corriente mínima de fusión o pick up es del 200 % de la corriente nominal del fusible. Figs. VI-5 y 6

Para evitar errores en la coordinación, las curvas tiempo-corriente de los fusibles se grafican en papel a escala logarítmica como se muestra en el ejemplo siguiente:

La figura VI-4 muestra el diagrama unifilar del circuito en estudio indicando en cada punto de ubicación de los fusibles los valores de corriente de cortocircuito trifásica y monofásica en amperes simétricos. Los fusibles a seleccionar son de tipo K.

De acuerdo con la corriente de carga en el punto C, se pueden instalar fusibles de 15 amperes (15 K), los cuales pueden conducir 23 amperes. Para corriente de 800 amperes el máximo tiempo de apertura del fusible 15K es de 0.04 segundos, como se observa en la figura VI-6.

El siguiente paso es encontrar un fusible que soporte 36 amperes continuos, que interrumpa 1550 amperes y que coordine con el fusible 15 K. El fusible 20K no es satisfactorio porque solo puede conducir 30 amperes continuos, el fusible 25K puede conducir 38 amperes continuos, sin embargo está muy limitado y cualquier aumento de carga provocaría daños en él; además el tiempo mínimo de fusión con 800 amperes es de 0.018 segundos fundiéndose antes que el 15K.

El tiempo mínimo de fusión del fusible 50K con 800 amperes es 0.07 segundos y la relación del tiempo máximo de apertura del fusible 15K al tiempo mínimo de fusión del fusible 50K es de  $(0.04/0.07) \times 100 = 57 \%$ , lo cual está dentro del rango de coordinación que es de 75 %.



Un fusible 100 K instalado en el punto A puede conducir 150 amperes continuos y se puede coordinar satisfactoriamente con el fusible 50 K -- instalado en el punto B. La relación de tiempo máximo de apertura del - fusible 50 K y tiempo mínimo de fusión del fusible 100 K es de  $0.06/0.1 = 60\%$  lo cual es adecuado para coordinar. La figura VI-7 muestra gráficamente esta coordinación.

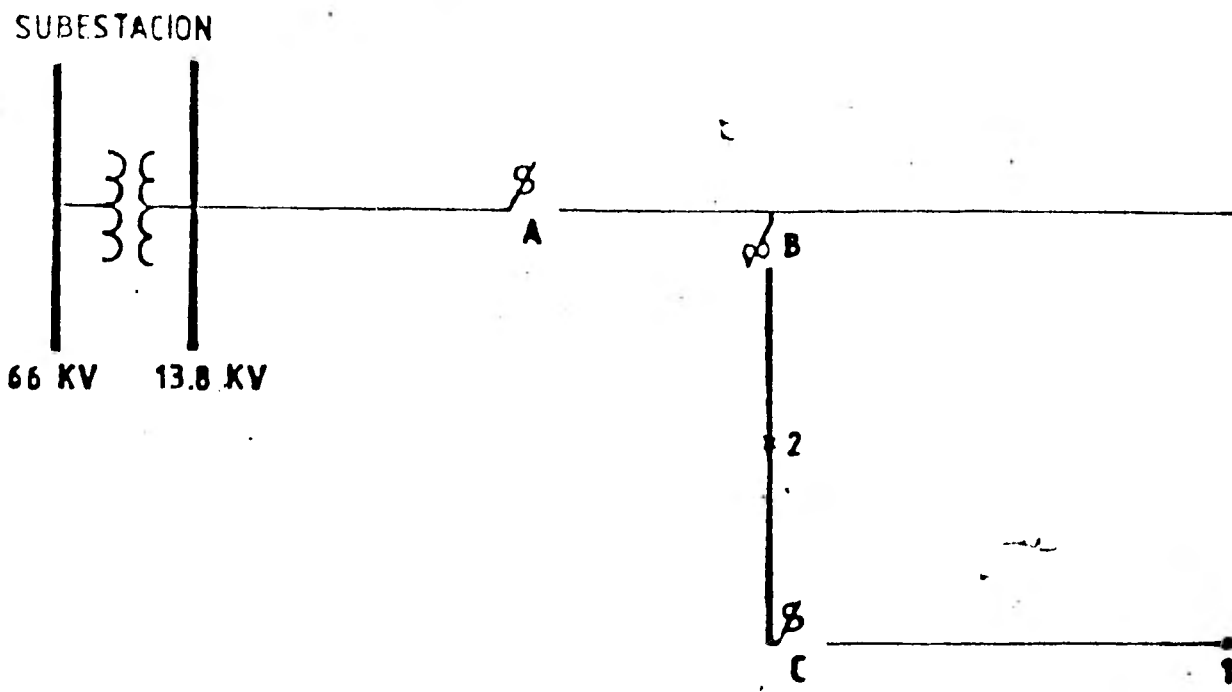
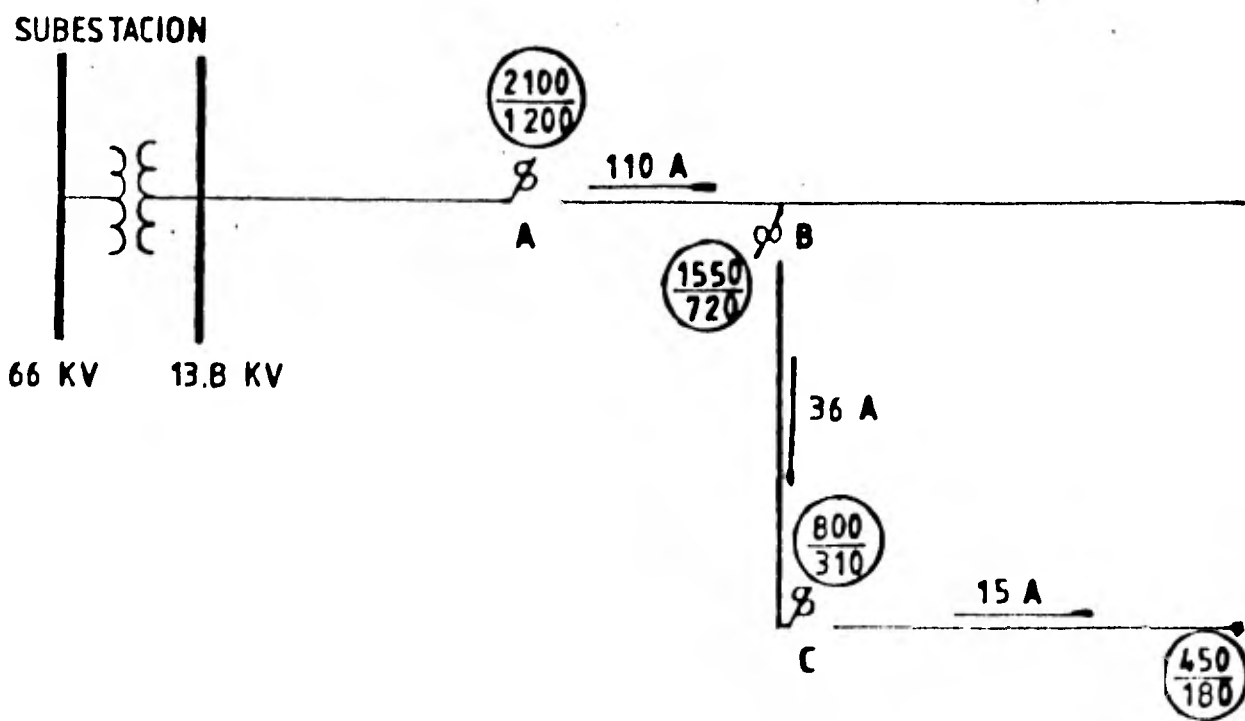
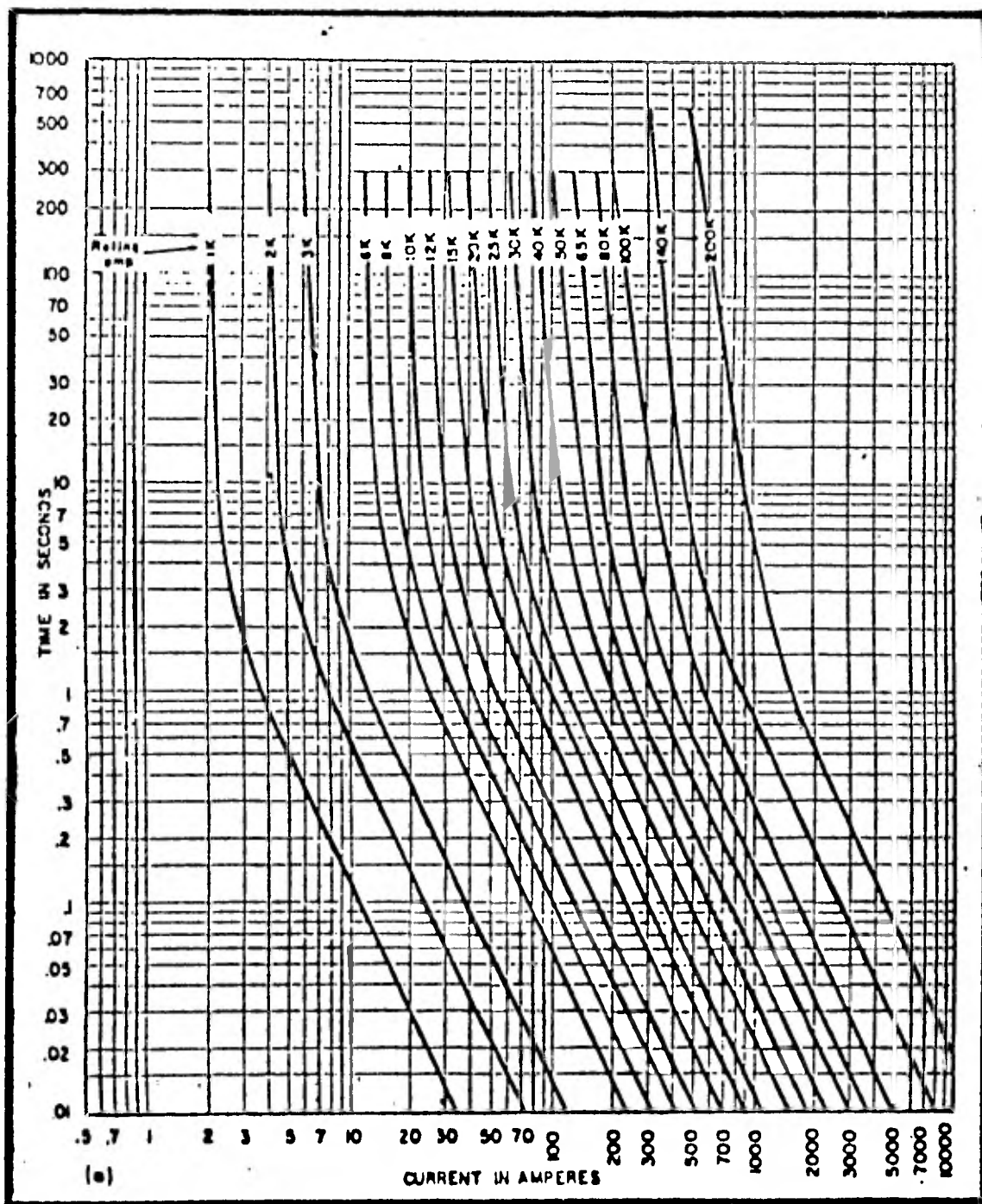


FIG. VI-3

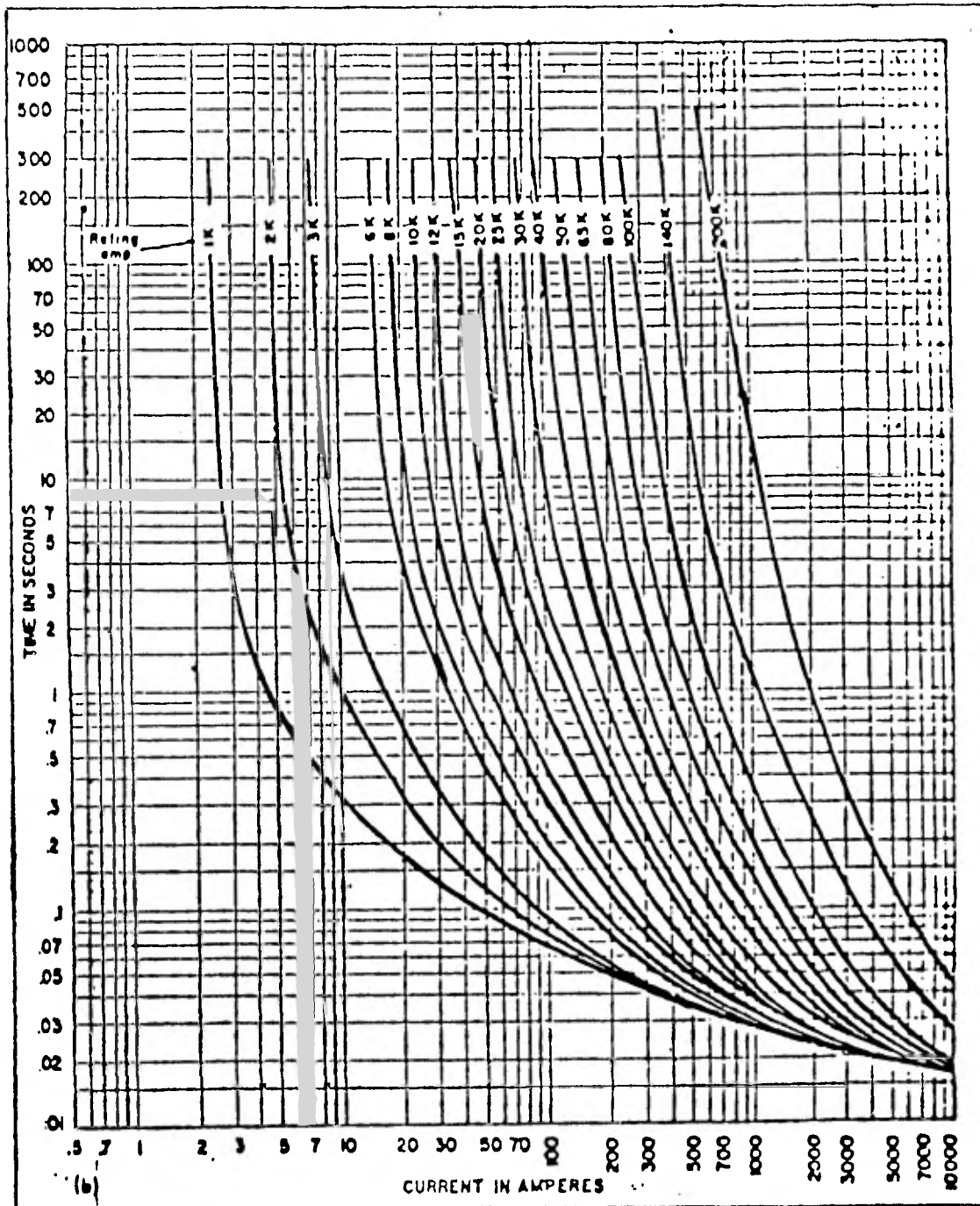


- 150 -    FIG. VI-4



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE  
 MINIMO TIEMPO DE FUSION DE FUSIBLES TIPO K

FIG. VI - 5



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE  
 MAXIMO DE APERTURA DE FUSIBLES TIPO K

FIG. VI - 6

CORRIENTE EN AMPERES

FIG. VI-7

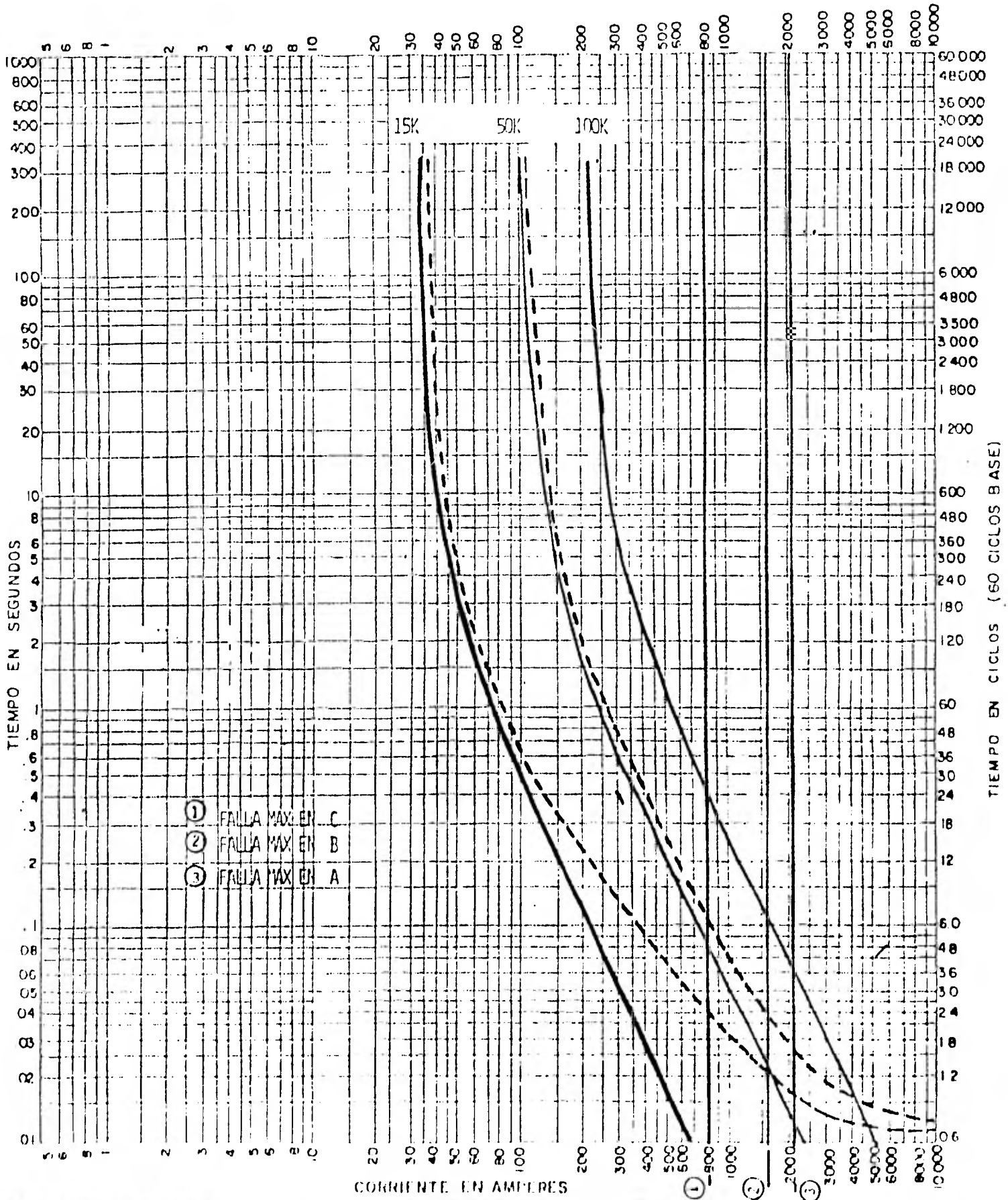


FIG. VI - 7

T A B L A No. VI - 1  
COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO K

FUSIBLE PROTECTOR CAP. EN AMPERES	FUSIBLE PROTEGIDO (CAP. EN AMP.)													
	8K	10K	12F	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	MAXIMA CORRIENTE DE FALLA EN AMP.													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

T A B L A No. VI - 2  
COORDINACION DE FUSIBLES TIPO T

FUSIBLE PROTECTOR CAP. EN AMPERES	FUSIBLE PROTEGIDO (CAP. EN AMP.)													
	8K	10K	12T	14T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	MAXIMA CORRIENTE DE FALLA EN AMP.													
6K		350	630	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2500	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

T A B L A    No. VI-3  
COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO K Y TIPO H

FUSIBLE PROTEC. CAP. EN AMPERES	FUSIBLE PROTEGIDO CAP. EN AMP.													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	MAXIMA CORRIENTE DE FALLA EN AMP.													
1H	124	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

T A B L A    No. VI-4  
COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO T Y TIPO H

FUSIBLE PROTEC. CAP. EN AMPERES	FUSIBLE PROTEGIDO CAP. EN AMP.													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	MAXIMA CORRIENTE DE FALLA EN AMP.													
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

T A B L A    No. VI-5  
COORDINACION ENTRE FUSIBLES TIPO N

FUSIBLE PROTEC. CAP. EN AMPERES	FUSIBLE PROTEGIDO EN AMP.													
	8	10	14	20	25	30	40	50	60	75	85	100	150	200
	MAXIMA CORRIENTE DE FALLA EN AMP.													
5	22	150	280	400	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
8			175	250	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
10				200	370	640	1250	1450	2650	2650	3500	4950	8900	10000
15					200	450	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
20						175	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
25							900	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
30								1300	2000	2650	3500	3500	4950	10000
40									1500	2500	3500	4950	8900	10000
50										1700	3200	4900	8900	10000
60											2000	4900	8900	10000
75												3700	8900	10000
80													8900	10000
100													6000	10000
150														3000

### VI.3 COORDINACION DE RESTAURADOR CON FUSIBLE (LADO CARGA)

Para obtener coordinación entre un restaurador y los fusibles instalados en el lado carga del restaurador, éste debe detectar todas las corrientes de falla de la zona protegida tanto por el propio restaurador como por los fusibles. En general se obtiene máxima coordinación ajustando el restaurador para dos operaciones rápidas seguidas de dos operaciones lentas, la primera operación rápida permite despejar el 80% de fallas transitorias, la segunda permite despejar de 5 al 10% adicional y antes de la tercera operación del restaurador, el fusible se funde interrumpiendo las fallas permanentes.

Se obtiene coordinación en menor grado cuando se usa una operación rápida seguida de tres lentas, ésta secuencia permite que se despeje el 80% de fallas durante la primera operación del restaurador y generalmente se usa cuando se instalan seccionadores automáticos en aceite entre el restaurador y los fusibles del lado carga. No es posible la seccionización selectiva por medio de fusibles, en una sección de línea con falla dentro de la zona de protección del restaurador, cuando se usan secuencias exclusivamente todas de operaciones rápidas o todas de operaciones lentas.

#### REGLAS ESENCIALES PARA LA COORDINACION

a) Para todos los valores de corrientes de falla en la sección de línea protegida por el elemento fusible, el tiempo mínimo de fusión de éste debe ser mayor que el tiempo de operación de la curva rápida del restaurador, afectado por un factor multiplicador (curva corregida o de referencia). La magnitud de éste factor multiplicador varía con el número de operaciones rápidas y los intervalos de tiempo de recierre entre operaciones rápidas. La tabla VI-6 muestra el factor K por el que hay que multiplicar el tiempo de la curva instantánea del restaurador de respaldo del fusible protector.

b) Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección de línea protegida por el fusible, el tiempo máximo de apertura de -



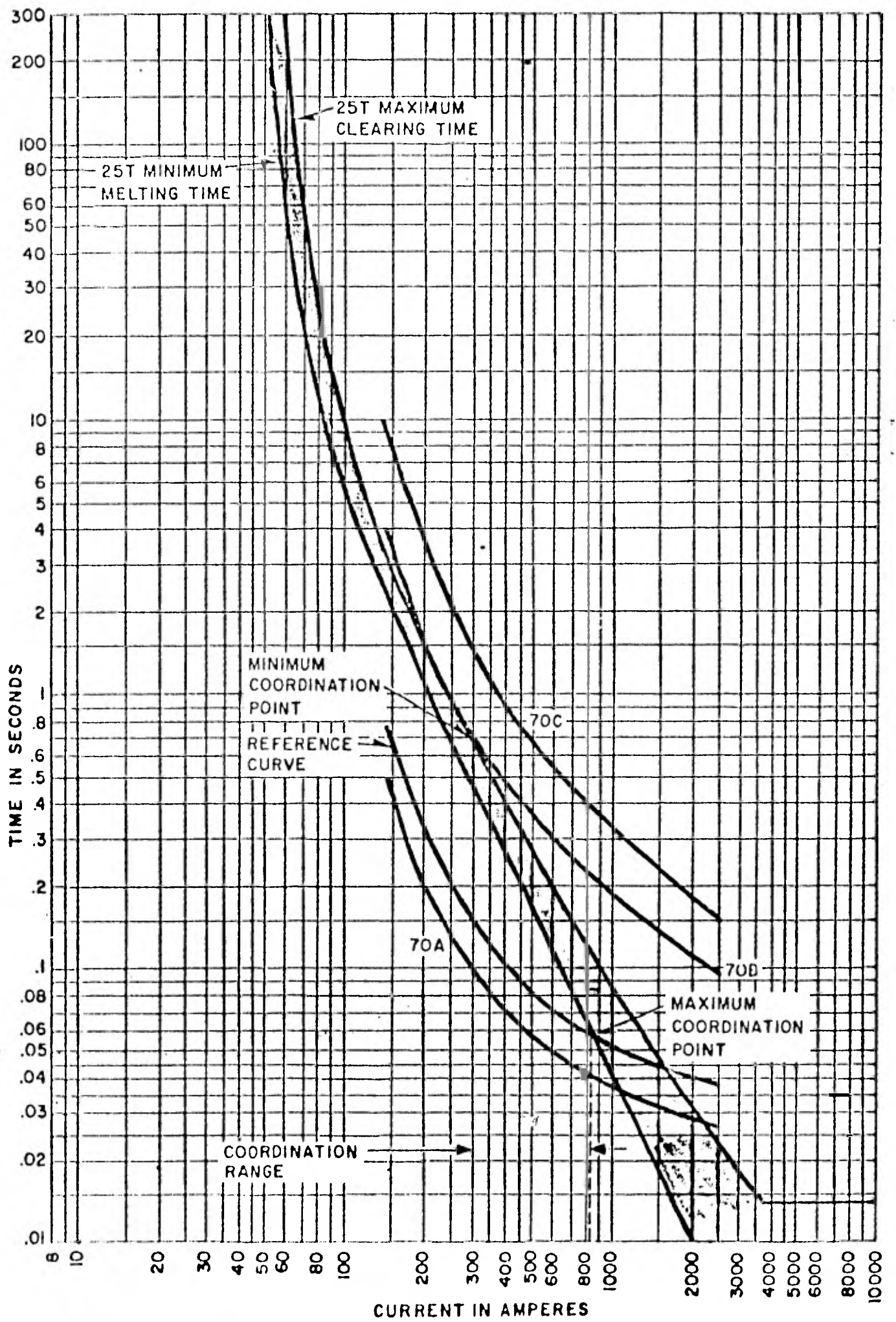
éste no debe ser mayor que el mínimo tiempo de operación de la curva lenta del restaurador.

c) La demanda máxima en amperes de la parte protegida por un restaurador no deberá pasar del 83% de la corriente de pick up de la protección de las fases.

El rango de coordinación entre un restaurador y un fusible del lado carga está determinado por las primeras reglas. La primera establece el punto de máxima coordinación que se determina por la intersección de la curva corregida o de referencia del restaurador y la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible. La regla del inciso "b" establece el punto de mínima coordinación determinado por la intersección de la curva de operación lenta del restaurador y la curva de máximo tiempo de apertura del fusible. Fig.VI-8.

La figura VI-8 ilustra la coordinación entre un restaurador de 70 amperes y un fusible 25 T ;el restaurador está ajustado a una secuencia de 2A2B (dos operaciones rápidas en la curva A y dos operaciones lentas en la curva B). El rango de coordinación puede ser aumentado si se cambia el ajuste del restaurador a la secuencia 2A2C, puesto que el punto de mínima coordinación en éste caso correspondería a la mínima corriente de operación del restaurador, es decir 140 amperes.

Al igual que la coordinación entre fusibles, para la coordinación de restaurador con fusible también existen tablas de coordinación basadas en las curvas tiempo-corriente; éstas tablas facilitan el estudio y abarcan la mayor parte de la coordinación entre restauradores y fusibles existentes en el mercado, incluyendo tanto unidades monofásicas como trifásicas ajustadas para secuencias de dos operaciones rápidas y dos lentas. Los valores de éstas tablas pueden ser modificados para secuencias de una operación rápida y tres lentas. Tablas VI-7,8,9,10,11 y 12.



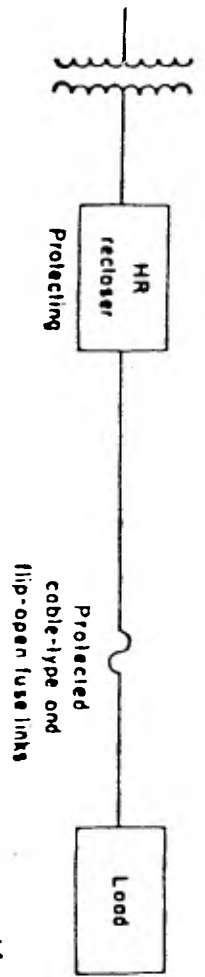
RANGO DE COORDINACION ENTRE UN FUSIBLE 25 T Y UN RESTAURADOR DE 70/140 AMP.

FACTOR K PARA LA COORDINACION RESTAURADOR-FUSIBLE (LADO CARGA)

TIEMPO DE RECIERRE EN CICLOS	UNA OPERACION RAPIDA	DOS OPERACIONES RAPIDAS
25 - 30	1.2	1.8
60	1.2	1.35
90	1.2	1.35
120	1.2	1.35

T A B L A VI-6

HR Recloser Sequence—2 Instantaneous, Plus 2 Extended Time-delay with G-E "N"-type Link. Located on Load Side of the Recloser



RATINGS IN AMPERES OF G-E TYPE N FUSE LINK

Recloser Rating (Cont.)	Frame Size	RANGE OF CO-ORDINATION—RMS AMPERES																					
		1N	2N	3N	5N	6N	10N	15N	20N	25N	30N	40N	45N	50N	51/75N	85N	95N	52/100N	125N	101/150N	200N	102/300N	
5	50	Min	Min	Min	Min	10	10	17	37	68	110	125	150	185	272	390	570	820	1080	1400	1850	2400	3000
10	50	Min	Min	20	24	56	72	20	20	24	24	200	250	300	320	325	330	330	330	330	330	330	330
15	50	Min	Min	30	30	30	45	68	106	106	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
25	50	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
35	50	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
50	50	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
70	100	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
100	100	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
140	100	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
25	200	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
35	200	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
50	200	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
70	200	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
100	200	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
140	200	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
200	200	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
200	200	Min	Min	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

# G-E co-ordinating fuse links.

**HR Recloser Sequence—2 Instantaneous, Plus 2 Standard Time-delay with "K"-type Fuse Links  
Located on Load Side of the Recloser**



Recloser Rating Amp (Continued)	Frame Size Amp	RATINGS IN AMPERES OF G-E TYPE K FUSE LINKS																			
		2K	3K	4K	6K	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K		
5	50	Min	10	58	105	140	170	207	232	250	280	320	380	440	490	510	585	640	640	980	1450
10	50	Max	27	82	120	140	170	207	232	250	280	320	380	440	490	510	585	640	640	980	1450
15	50	Min	..	20	48	187	232	280	337	350	380	422	485	535	585	610	655	640	640	980	1450
25	50	Max	..	55	96	92	159	207	232	237	250	280	320	380	440	490	535	535	535	980	1450
35	50	Min	..	..	66	112	155	187	207	232	250	280	320	380	440	490	535	535	535	980	1450
50	100	Max	..	..	..	50	82	122	155	155	230	280	337	380	422	485	535	535	535	980	1450
70	100	Min	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
100	100	Max	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
140	100	Min	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
25	200	Max	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
35	200	Min	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
50	200	Max	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
70	200	Min	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
100	200	Max	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
140	200	Min	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
200	200	Max	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
280	200	Min	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..

T A B L A VI - 8

HR Recloser Sequence—2 Instantaneous, Plus 2 Standard Time-delay with G-E "T"-Type Fuse Link.  
 Located on Load Side of Recloser



Recloser Rating Amp (Continued)	From Site Amp	RANGE OF CO-ORDINATION—RMS AMPERES																	
		2N°	3N°	4T	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	45T	60T	100T	140T	200T	
5	50	Min	17.5	28	112	105	185	200	310	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000
10	50	Min	49	49	125	187	250	310	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000
15	50	Min	55	55	127	187	250	310	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000
25	50	Min	98	98	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
35	50	Min	100	100	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
50	50	Min	100	100	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
70	100	Min	100	100	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
100	100	Min	100	100	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
140	100	Min	100	100	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
25	200	Min	117	117	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
35	200	Min	117	117	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
50	200	Min	162	162	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
70	200	Min	202	202	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
100	200	Min	255	255	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
140	200	Min	395	395	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
200	200	Min	445	445	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000
280	200	Min	485	485	160	247	360	470	605	635	830	1000	1050	1170	1500	2000	2000	2000	2000

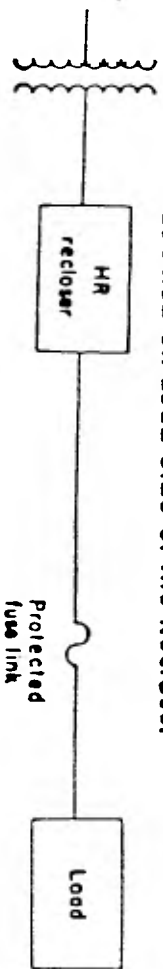
\* The 1N, 2N, and 3N ampere ratings of the G-E 5-ampere series Hi-surge fuse links have time-current characteristics closely approaching those established by the American standards for 1T, 2T, and 3T ampere ratings, respectively.

Hence, they are recommended for applications requiring 1T, 2T, or 3T fuse links.

# G-E co-ordinating fuse links.



**HR Recloser Sequence—2 Instantaneous, Plus 2 Extended Time-delay with G-E "K"-Type Fuse Link.**  
**Located on Load Side of the Recloser**



RATINGS IN AMPERES OF G-E TYPE K FUSE LINKS . . .

Recloser Rating Amp (Continuous)	Frame Size Amp	RANGE OF CO-ORDINATION—RMS AMPERES																	
		2K	3K	4K	6K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	63K	80K	100K	140K	200K	
5	50	..	10	31	63	100	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
10	50	..	27	82	120	125	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
15	50	..	..	59	96	126	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
25	50	..	..	..	66	112	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
35	50	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
50	50	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
70	100	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
100	100	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
140	100	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
25	200	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
35	200	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
50	200	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
70	200	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
100	200	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
140	200	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
200	300	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
200	300	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..
200	200	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..	..





#### VI.4 COORDINACION DE FUSIBLE (LADO FUENTE) CON RESTAURADOR

Para efectuar la coordinación entre un fusible del lado fuente y un restaurador, es indispensable que todos los tiempos de operación del restaurador sean más rápidos que los tiempos de fusión del fusible. En esta aplicación, el fusible normalmente protege al sistema de distribución de una falla interna del transformador de potencia o de una falla en el lado secundario que alimenta el bus y que no puede ser detectada por el restaurador. Esta protección en algunos casos se extiende hasta la zona de protección del restaurador para respaldar su operación, siempre y cuando los rangos de coordinación lo permitan.

Tomando en cuenta que el estudio de coordinación se basa en corrientes de falla en el lado de carga del restaurador, es necesario ajustar las curvas características tiempo-corriente de los fusibles, multiplicando los valores de corriente por la relación de transformación, es decir por la relación de los voltajes de fase a fase del lado de alta y del lado de baja tensión. Para el ejemplo de la figura VI-9, el factor de ajuste es 2.5, por la relación de 34.5 a 13.8 KV.

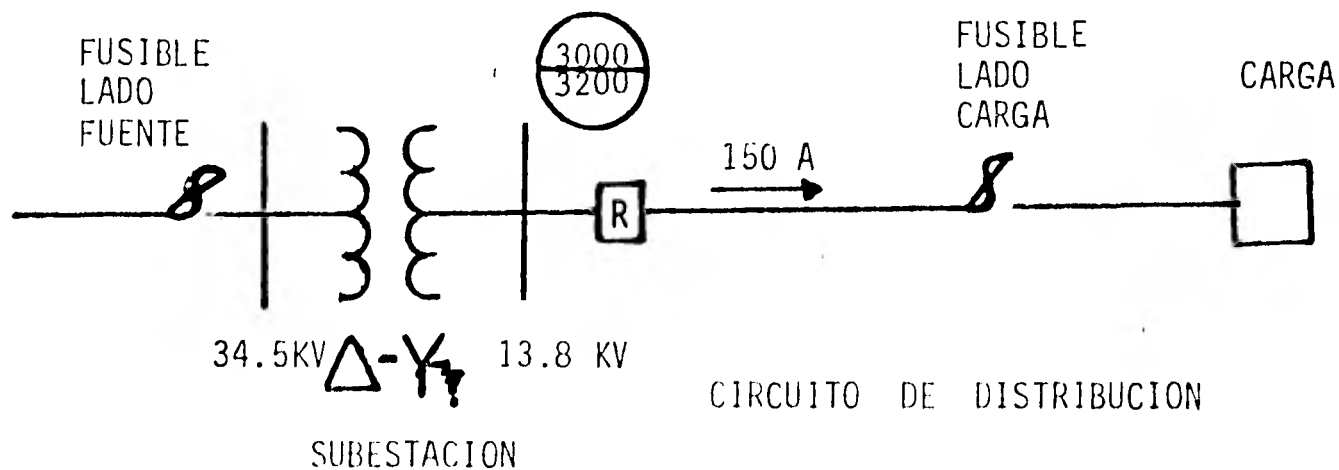


FIG. VI - 9

## REGLA ESENCIAL DE COORDINACION

Con la curva del fusible y la del restaurador referidas a la misma base en amperes, se aplica la siguiente regla:

Para la máxima corriente de falla existente en el punto de ubicación del restaurador, el tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo que tarda en despejar la falla el restaurador en su curva lenta multiplicada por un factor específico, el cual varía de acuerdo con las secuencias de operación y tiempo de recierre. La tabla VI-13 que se muestra a continuación indica el factor K1 por el cual se debe multiplicar el tiempo de las curvas lentas del restaurador (B,C,D,E) para coordinar un restaurador de lado carga con un fusible de lado fuente. La intersección de esta curva corregida con la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible, determina la máxima corriente de coordinación.

T A B L A VI-13

### FACTOR K1 PARA COORDINACION DE FUSIBLE (LADO FUENTE) CON RESTAURADOR

TIEMPO DE RECIERRE EN CICLOS	DOS RAPIDAS DOS LENTAS	UNA RAPIDA TRES RAPIDAS	CUATRO LENTAS
25	2.7	3.2	3.7
30	2.6	3.1	3.5
60	2.1	2.5	2.7
90	1.85	2.1	2.2
120	1.7	1.8	2.9
240	1.4	1.4	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Estos factores  $K_1$  toman en cuenta el tiempo de calentamiento y de enfriamiento del fusible y el método empleado para coordinar es dibujar las curvas tiempo-corriente del fusible y del restaurador en una misma hoja, teniendo la precaución de desplazar la curva lenta del restaurador hacia arriba en función del factor  $K_1$ .

En la figura VI-9 se observa que la corriente de carga es de 150 amperes en el restaurador, por lo tanto un restaurador con bobinas de 160 amperes es adecuado. Para propósitos de ejemplificar una coordinación se supone una secuencia de operación en el restaurador de 2A2E con un intervalo de recierre de dos segundos. De la tabla VI-13 se obtiene, con estos datos un factor de 1.7, que es el factor  $K$  correspondiente a una secuencia de dos operaciones rápidas y dos lentas con un intervalo de recierre de dos segundos o 120 ciclos.

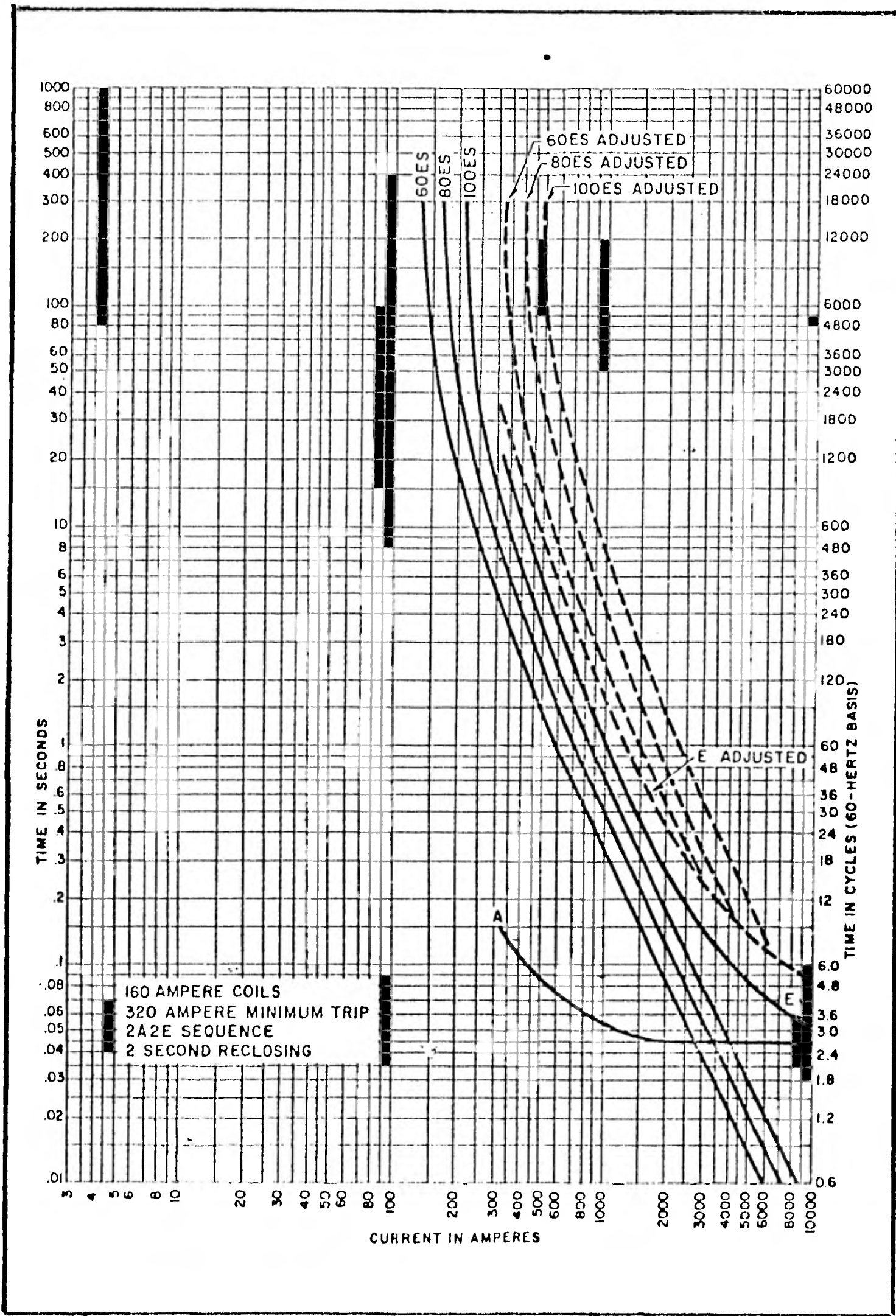
El método empleado es dibujar en una misma hoja a escala logarítmica las curvas de fusibles y del restaurador como se muestra en la figura VI-10. Las curvas del fusible deben ser transpuestas hacia la derecha -- multiplicando las corrientes de la curva original por un factor 2.5, que es la relación de transformación. La curva lenta del restaurador debe -- ser elevada por el factor de 1.7, que es el factor obtenido en la forma -- explicada anteriormente.

Al seleccionar un fusible de protección al transformador, generalmente se considera que este fusible puede llevar la corriente de plena carga del transformador y que además soporte las corrientes transitorias como son la corriente de magnetización y la corriente de carga fría, para un determinado tiempo. El método de selección de éstos fusibles ya fue explicado con detalle en el capítulo II. Si la corriente primaria a plena carga del transformador es de 60 amperes, puede verse en la figura VI-10 que el fusible 60 ES tiene como corriente mínima de fusión 138 amperes -- aproximadamente y por lo tanto suministra una protección de sobrecarga -- de 230%. Sin embargo la corriente de falla en el bus de la subestación, -- que es el punto de ubicación del restaurador es de 3000 amperes y la curva ajustada del fusible 60 ES se cruza con la curva "E" ajustada del restaurador a un valor de corriente menor de 3000 amperes y por lo tanto --

depejaría la falla el fusible antes que el restaurador.

Siguiendo el mismo análisis, un fusible 80 ES se funde a una corriente mínima de 168 amperes aproximadamente y suministrará una protección de sobrecarga de 280%. La curva 80 ES ajustada cruzará la curva "E" ajustada del restaurador a un valor de corriente mayor a 3000 amperes y así la coordinación es satisfactoria. El fusible 100 ES extiende la protección contra sobrecarga más allá del 300% y por lo tanto es inaceptable, porque resultaría riesgoso tanto para el equipo como para el conductor. La razón de esto es la duración y magnitud de las corrientes de falla y el calibre y tipo de conductor que determinan la reacción de los conductores al esfuerzo eléctrico, ya que si se establece un arco en un punto débil del conductor, este calor concentrado lo recuece y disminuyen sus cualidades mecánicas; si el conductor es cubierto, con mucho más razón, ya que en el conductor desnudo el arco tiende a alejarse del punto de origen y también a ser movido por el viento. Para evitar que el conductor se dañe y cambie su resistencia lo suficiente como para que la línea resulte mecánicamente peligrosa es necesario despejar la falla a la mayor rapidez posible. Los restauradores que poseen tiempos rápidos de despeje de 2 1/2 ciclos o menos ofrecen protección efectiva contra sobrecorrientes relativamente altas; por esta razón es importante que los equipos de protección contra sobrecorrientes operen en curvas más rápidas que las curvas de daños del conductor. Por ejemplo, es muy posible que la curva rápida "A" del restaurador proteja de daños al conductor, sin embargo operando con una curva lenta, el daño del conductor puede producirse con el mismo rango de corriente de falla. Para asegurar que el conductor no va a sufrir ningún daño, existen curvas de daños al conductor y es necesario tomarlas en consideración.

El análisis anterior es aplicable a los restauradores controlados electrónicamente e hidráulicamente, aún cuando se obtienen ventajas adicionales aplicando los restauradores con control electrónico y es debido a que la coordinación con fusibles del lado alimentación o fuente ha sido simplificada con la introducción de un accesorio de operación instantánea. La aplicación de éste accesorio hace que cualquier curva de tiempo-corriente instalada en el control electrónico se convierta en instantánea a múltiplos específicos del valor mínimo de operación: 1.4, 2.0, 2.8, 4.0 y 5.6 .



COORDINACION DE UN FUSIBLE (LADO FUENTE) CON UN RESTAURADOR

## VI.5 COORDINACION DE RESTAURADOR CON RESTAURADOR

La coordinación de los restauradores en serie varía de acuerdo con la forma de operación de éstos, clasificándose en tres tipos:

- 1) Restauradores operados solamente con bobina serie
- 2) Restauradores operados por bobina serie y bobina potencial de cierre.
- 3) Restauradores operados por control electrónico.

Para coordinar los restauradores en los tipos que se indican con los incisos 1 y 2, es necesario conocer las características tiempo-corriente de estos equipos; para los restauradores controlados electrónicamente, además de conocer las curvas tiempo-corriente, es necesario conocer los intervalos de recierre.

Los restauradores operados solamente por bobinas serie incluye todos los monofásicos y trifásicos de pequeña capacidad; los métodos para coordinar estos restauradores son tres:

- a) Usar diferentes tamaños de bobinas y las mismas secuencias de operación.
- b) Usar los mismos tamaños de bobinas y diferentes secuencias de operación.
- c) Usar una combinación de tamaños de bobinas y secuencias de operación.

Sobre una base de 60 ciclos, dos restauradores en serie con curvas tiempo-corriente con menos de dos ciclos de separación siempre operarán simultáneamente; con curvas entre 2 y 12 ciclos de diferencia, pueden operar simultáneamente; con curvas en donde la separación es mayor de 12 ciclos, los restauradores no operarán simultáneamente. Como referencia, en Comisión Federal de Electricidad se coordina dejando una separación entre curvas tiempo-corriente de 18 ciclos.

La figura VI-12 ilustra un ejemplo de coordinación de restauradores en serie por medio de selección de bobinas solamente. Tres restauradores

con capacidades de bobinas serie diferentes se ajustan para una secuencia de operación 2A2B; las curvas tiempo corriente de estos restauradores indican que para una corriente de falla de 800 amperes, las curvas rápidas "A" están más cerca de dos ciclos; si ésta corriente de falla se presenta en la zona de protección del restaurador de 35 amperes puede hacer que todos los restauradores ejecuten sus operaciones rápidas simultáneamente. Durante las operaciones lentas la separación entre las curvas a 800 amperes es de aproximadamente 5 ciclos entre las unidades de 35 y 70 amperes y de 7 ciclos entre las las unidades de 70 y 100 amperes; en este caso pueden ocurrir operaciones simultáneas. A 400 amperes de falla, la separación entre las curvas de las unidades de 35 y 70 amperes en su curva lenta aumenta a 15 ciclos y entre las unidades de 70 y 100 amperes es de 22 ciclos; a este nivel de corriente de falla debe haber coordinación.

Un ejemplo de coordinación por medio de selección de operaciones se ilustra en la figura VI-11, en donde todos los restauradores tienen bobina serie de 70 amperes, pero cada uno tiene una secuencia de operación distinta. Si se produce una falla en el punto  $F_1$ , todos los restauradores operarán simultáneamente en su curva rápida "A". Los restauradores  $R_2$  y  $R_3$  operarán simultáneamente una segunda vez en su curva rápida "A", pero el restaurador  $R_1$  no operará, ya que se encontrará ahora en una curva lenta "C". Si la falla persiste, los restauradores  $R_2$  y  $R_3$  operarán nuevamente en su curva lenta simultáneamente. Sin embargo, el restaurador  $R_3$  está ajustado solamente para una operación lenta y si abre ya no hará su recierre y aislará la sección con falla; los restauradores  $R_1$  y  $R_2$  se repondrán nuevamente. Si la falla se presenta en  $F_2$ , solamente operará el restaurador  $R_1$  haciendo todas sus operaciones hasta quedar abierto si la falla es permanente. Aun cuando éste método involucra algunas operaciones simultáneas, puede asegurarse una coordinación positiva incluyendo coordinación con fusibles.



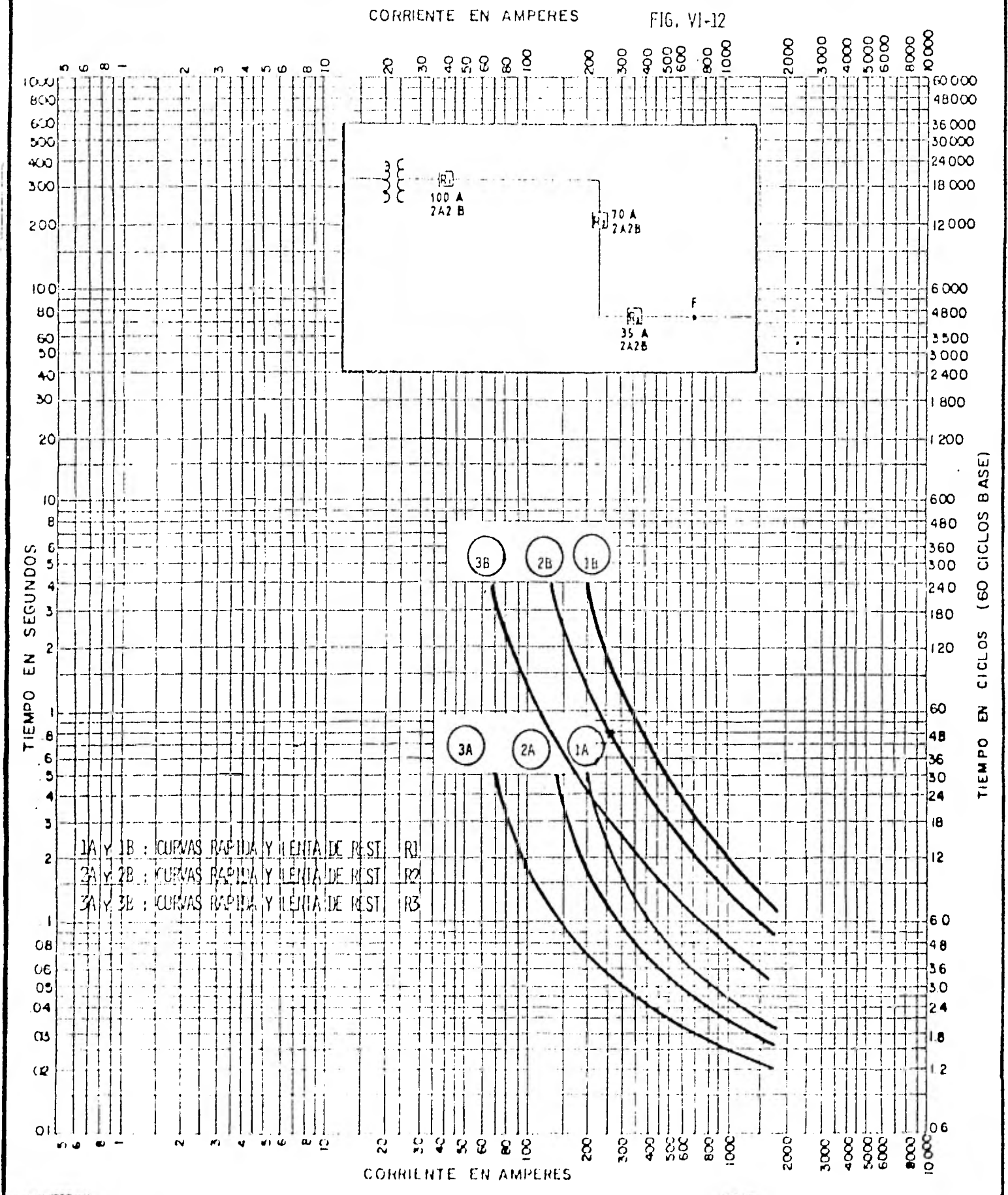
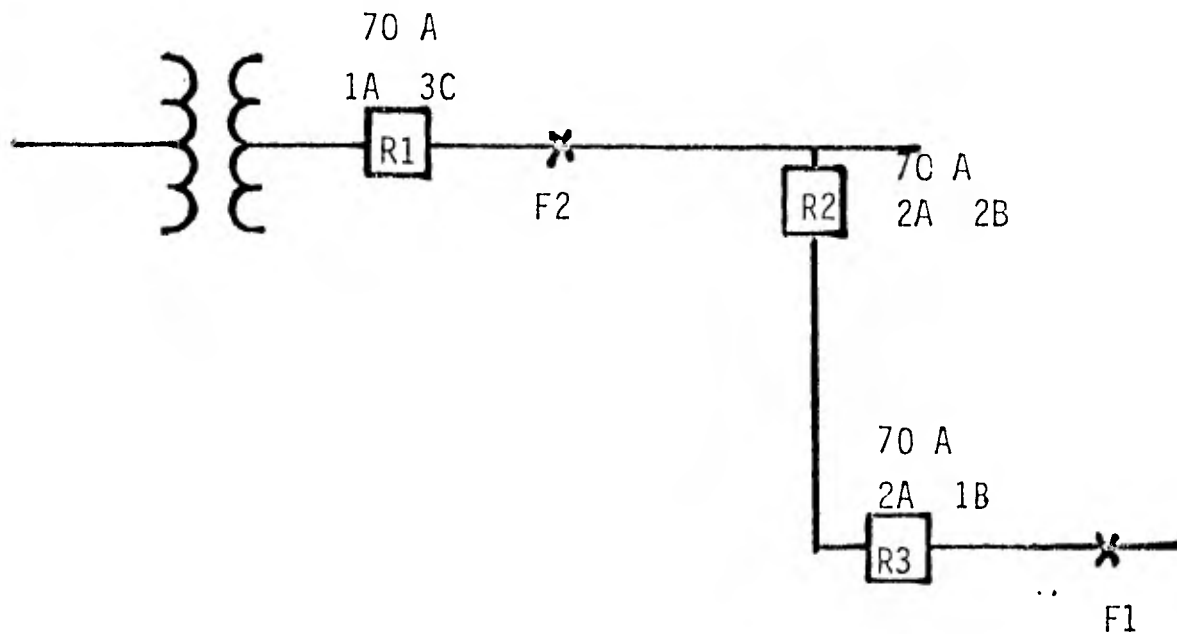


FIG. VI - 12



F I G. VI-11

El tercer método, que combina la selección de capacidad de las bobinas y de la secuencia operativa se ilustra en la figura VI-13. Este método es el más recomendable ya que provee mejores posibilidades de coordinación del sistema; pueden eliminarse o al menos minimizarse las operaciones simultáneas y puede mantenerse una buena coordinación con fusibles. Por ejemplo, si se presenta una falla en el punto  $F_1$  o en el punto  $F_2$ , para 500 amperes las curvas "A" de tiempo-corriente de los restauradores de 35 y 100 amperes, están separadas 2.5 ciclos aproximadamente y puede ser que operen simultáneamente, pero para las operaciones en sus curvas lentas y con la misma corriente de falla la separación entre las curvas de los restauradores es aproximadamente de 27 ciclos, asegurando una buena coordinación a partir de la segunda operación, ya que el restaurador  $R_1$  está ajustado para realizar únicamente una operación rápida seguida de tres operaciones lentas.

Para coordinar restauradores con bobina serie y bobina de potencial de recierre, también se requiere estudiar las curvas características de tiempo-corriente. Estos tipos de restauradores utilizan una bobina de potencial de recierre conectada del lado de la alimentación del restaurador y energizada desde la línea, por lo tanto el restaurador situado en el punto más remoto debe tener disponible voltaje de fase del lado de la alimen

tación para cerrar sus contactos. Para esto el restaurador de respaldo - debe estar cerrado antes o al mismo tiempo que cuando el restaurador más remoto intenta cerrar. Como estos tipos de restauradores tienen intervalos de recierre de 0.5 a 2 segundos, la demora de tiempo entre un restaurador protector dispuesto para cerrar y el cierre real no deberá exceder de 1.5 segundos; este valor es la diferencia entre los intervalos de recierre de un restaurador protegido, ajustado para dos segundos y un restaurador protector ajustado para 0.5 segundos; no resultará ninguna pérdida en la continuidad de la secuencia operativa como consecuencia de esta demora de 1.5 segundos, al coordinar con otros restauradores del mismo tipo, sin embargo puede ser necesario considerar el intervalo de recierre - al coordinar con restauradores controlados electrónicamente o con relevadores.

La protección de fallas a tierra también está disponible en este -- grupo de restauradores trifásicos controlados hidráulicamente. En circuitos trifásicos de cuatro hilos con el neutro multiaterrizado, el restaurador trifásico de respaldo requerirá una coordinación muy cercana con los restauradores protectores monofásicos o fusibles, si se usan. El ajuste - del valor mínimo de operación a tierra del restaurador trifásico debe -- ser siempre mayor que la corriente de carga máxima en el equipo monofásico protector de mayor capacidad; así se asegura que la apertura definitiva de un equipo protector no actuará la bobina de operación a tierra, causando la apertura definitiva trifásica del restaurador protegido. El mecanismo de operación a tierra debe ser ajustado para tener igual o menor número de operaciones rápidas que la secuencia de operación de bobinas - serie; si el mecanismo de operación a tierra está ajustado para dos operaciones rápidas y la secuencia de operación de las bobinas serie está --- ajustada para una operación rápida, dependiendo de los ajustes de valor - mínimo y de la magnitud de la falla, el restaurador controlará el tiempo de las fallas monofásicas en la curva más rápida de operación de las bobinas serie; entonces puede ocurrir una operación del mecanismo de falla a tierra seguida por operaciones lentas en las bobinas serie (de fase) y esto podrá interferir con la coordinación planeada.

CORRIENTE EN AMPERES

FIG. VI-13

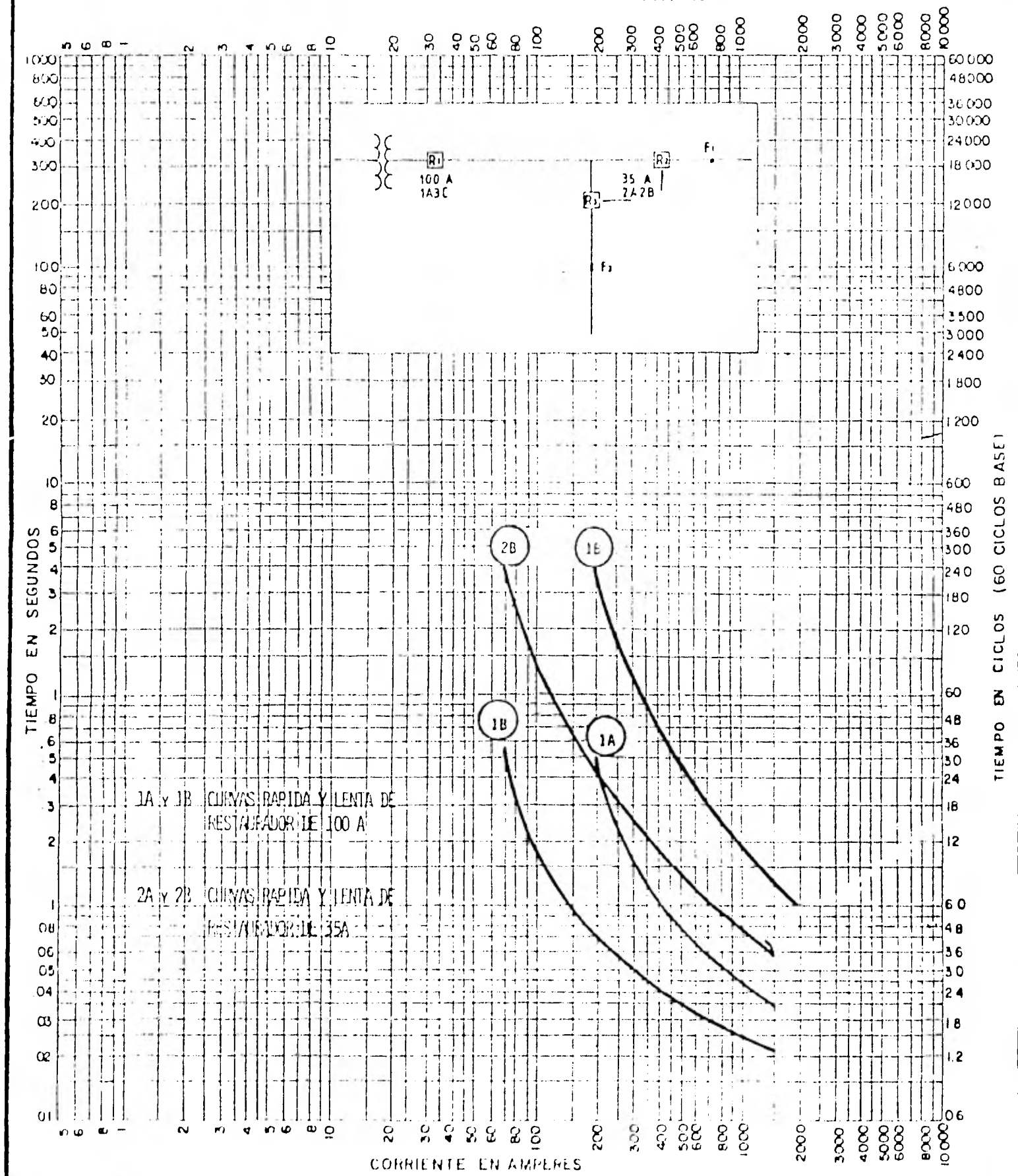


FIG. VI -13

En circuitos trifásicos de tres hilos, con neutro conectado a tierra en la subestación, el ajuste de valor mínimo de operación a tierra se determina efectuando un estudio del sistema y una determinación de la resistencia de tierra. Como el mecanismo de operación a tierra es actuado por una corriente de secuencia cero y en virtud de que esta corriente solo puede ser producida por una falla de fase a tierra o dos fases a tierra, los ajustes de operación mínima de fase a tierra pueden substancialmente ser diferentes uno del otro, necesitando consideraciones especiales para coordinar.

Los restauradores controlados electrónicamente ofrecen un amplio rango de características de operación para cumplir con los requisitos de los sistemas individuales. Para que todos los restauradores estén coordinados, debe considerarse cada intervalo de recierre, intervalo de reposición, nivel del valor mínimo de operación de fallas a tierra y fallas de fase, secuencia y selección de curvas tiempo-corriente y aplicación de accesorios.

Para una coordinación correcta entre los restauradores controlados electrónicamente, debe seguirse el siguiente procedimiento:

- 1) Coordinar las unidades por medio de una selección apropiada de niveles de valores mínimos de operación y curvas tiempo-corriente, de manera similar a la descrita para restauradores hidráulicos.

- 2) Elegir intervalos de recierre para que el restaurador protegido esté cerrado o programado para cerrar cuando el restaurador protector esté programado para cerrar.

- 3) Seleccionar los intervalos de reposición de modo que cada restaurador cumpla con la secuencia preseleccionada para todas las condiciones de falla.

Debe efectuarse un estudio del sistema antes de poder seleccionar los valores mínimos de operación y curvas tiempo-corriente para obtener la mejor coordinación posible. Con restauradores controlados electrónicamente, pueden seleccionarse ajustes de corriente mínima de operación a varios valores independientemente de la corriente de carga del sistema real.

Esta corriente mínima de operación debe tomar en cuenta la corriente normal de carga y cualquier sobrecarga anticipada. Los ajustes deben elegirse para que el restaurador opere para cualquier corriente de falla en su zona de protección y la corriente mínima de operación del restaurador -- protegido debe ser mayor que la del restaurador protector para dar a éste la oportunidad de despejar la falla primero.

En restauradores que utilizan bobinas cierre bajo voltaje, al igual que los restauradores controlados hidráulicamente, se debe considerar la presencia de voltaje en el lado de alimentación del restaurador protector cuando éste está programado para cerrar.

#### VI.6 COORDINACION DE RESTAURADOR CON SECCIONALIZADOR

El procedimiento para realizar la coordinación de un restaurador con un seccionalizador es diferente a los casos anteriores, debido a que no es necesario hacer un estudio de curvas tiempo-corriente en virtud de que los seccionalizadores carecen de éstas curvas.

Entre las reglas esenciales para la coordinación de un restaurador con un seccionalizador están las siguientes:

a) La corriente mínima de operación (conteo) de un seccionalizador, debe ser el 80% de la corriente mínima de disparo del restaurador.

b) Los seccionalizadores deberán ajustarse para una operación de -- conteo menos, como mínimo, que el equipo de respaldo y para cada seccionalizador adicional que se instale en serie deberá ajustarse con una operación menos que el anterior. Fig. VI-14..

La corriente mínima de operación o de conteo de los seccionalizadores es el 160% de la capacidad de la bobina y se asegura la coordinación cuando tanto el restaurador como el seccionalizador utilizan bobinas de la misma capacidad continua. Por ejemplo, si se usa en ambos dispositivos bobinas de 50 amperes, la corriente mínima de apertura del restaurador es de 100 amperes y la corriente mínima de operación del seccionalizador es

de 80 amperes. En esta forma se está cumpliendo con lo que se indica en el inciso "a". En la misma forma, si se usan bobinas de 35 amperes en ambos equipos, las corrientes mínimas de apertura y de conteo serán 70 y 56 respectivamente. Fig. VI-15

Además para que haya una buena coordinación entre un restaurador y un seccionalizador y para mayor seguridad de éste, las curvas de tiempo-corto de los seccionalizadores y la acumulativa del restaurador, para dos operaciones rápidas, no deberán interceptarse. Si éstas curvas se interceptan, la corriente correspondiente al punto de intercepción deberá ser mayor que la corriente de falla en el punto de aplicación del seccionalizador. En la figura No. 17 se ilustran las curvas de tiempo-corto de los seccionalizadores para sus distintas capacidades y en la tabla No. 14 las capacidades y los rangos en amperes.

Aun cuando los seccionalizadores no tienen curvas características de tiempo-corriente, un factor que debe ser considerado para asegurar la coordinación del restaurador con el seccionalizador es el tiempo de retención de conteo del seccionalizador.

Un seccionalizador hidráulico tiene reposición automática y en el caso de que una falla transitoria sea despejada por el restaurador de respaldo antes de que el seccionalizador complete su número preajustado de operaciones de conteo hasta la apertura, el seccionalizador "se olvida" de sus operaciones de conteo y se repone a su estado original. Al tiempo requerido para que el seccionalizador "olvide" una operación de conteo, se llama tiempo de retención de conteo o tiempo de memoria. El proceso de reposición comienza en el mismo instante en que el seccionalizador hace su primera cuenta. Esto coincide con la primera interrupción del restaurador de respaldo.

c) Para mantener la coordinación entre el restaurador y el seccionalizador bajo condición de falla permanente, la suma de los tiempos de apertura y tiempos de recierre del restaurador experimentados por el seccionalizador no debe exceder del tiempo de memoria del seccionalizador. Si el tiempo acumulado del restaurador es mayor que el tiempo de memoria del seccionalizador, éste puede hacer operaciones de conteo adicionales que puede ser causa de que el restaurador de respaldo abra innecesariamente.

Normalmente los factores del tiempo acumulado del restaurador y del tiempo de memoria del seccionizador no presentan problemas cuando se coordinan restauradores hidráulicos y seccionizadores hidráulicos, debido a que el tiempo de acumulado de los restauradores hidráulicos es suficientemente corto.

Todas estas reglas de coordinación son aplicadas tanto a seccionizadores controlados hidráulicamente con restaurador de respaldo también con control hidráulico, a seccionizadores hidráulicos y restaurador con control electrónico y a seccionizadores electrónicos:

La corriente mínima de operación del seccionizador debe ser menor que la mínima corriente de apertura del restaurador de respaldo. Además, el tiempo total acumulado del restaurador no debe exceder del tiempo de memoria del restaurador y el número de operaciones de conteo del seccionizador, hasta su apertura, debe ser una menos que el total de operaciones hasta su apertura definitiva del restaurador.

Es necesario considerar que el seccionizador percibe y responde a cualquier corriente en exceso de su corriente de operación, ya sea corriente de falla o de entrada brusca debida a la entrada de carga fría o corriente de magnetización del transformador. En el caso de corriente de falla, el seccionizador puede contar y cortar cuando el restaurador de respaldo interrumpe la falla, que es la operación que se intenta obtener. Sin embargo, en el caso de la corriente de entrada, si la magnitud de ésta excede la corriente de operación del seccionizador, pero está aún por debajo de la corriente mínima de operación del restaurador, el seccionizador puede contar y abrir cuando la corriente de entrada caiga por debajo de la corriente de operación del seccionizador.

Para evitar lo anterior, se debe seleccionar un seccionizador con una corriente de operación mayor a cualquier valor de corriente de entrada posible pero esto implica aumentar la corriente mínima de disparo o apertura del restaurador y en algunos casos esto no es posible, porque se aumenta el riesgo de daños al conductor o al transformador que alimenta en condiciones de falla; en estos casos pueden agregarse accesorios al seccionizador para controlar aperturas indeseadas bajo condiciones de corriente de entrada. El accesorio de restricción de voltaje bloquea la operación del seccionizador mientras



exista voltaje del lado fuente y si el restaurador libra una corriente de falla, el seccionalizador contará normalmente ya que el voltaje de lado fuente es igual a cero. Si la corriente de entrada logra que el restaurador abra el voltaje de alimentación se pierde y el seccionalizador abre innecesariamente aquí la solución es adicionar un accesorio de restricción de corriente.

En la figura No. 16 se muestra un problema de falla permanente, el restaurador detecta ésta falla y abre, interrumpiendo el voltaje, pero el seccionalizador no detectó la falla por no encontrarse alimentada por ella; el restaurador recierra, el seccionalizador detecta la corriente de entrada (carga fría) y si esta es mayor que la corriente de operación, cuenta al abrir el restaurador nuevamente ya que la falla es permanente. El restaurador cierra nuevamente y vuelve a disparar, el seccionalizador cuenta y esta operación se repite hasta que el restaurador abre definitivamente y el seccionalizador con una operación menos que el restaurador abre también innecesariamente. Con el accesorio de restricción de corriente de entrada evita esto en la forma siguiente: cuando el restaurador abre, el control del seccionalizador registra si la corriente que condujo en ese instante es mayor o menor que la corriente de operación. Si la corriente es menor, la falla no está alimentando el seccionalizador y automáticamente eleva el rango de operación por medio de un multiplicador preajustado (2, 4 ó 6) y permanece en estas condiciones un determinado periodo de tiempo (0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5 ó 0.6 segundos después de que cerró nuevamente el restaurador o regresa el voltaje de alimentación). Cuando el restaurador recierra y la corriente de entrada fluye a través del seccionalizador, el nivel de la corriente de operación es entonces suficiente para evitar una operación por conteo.

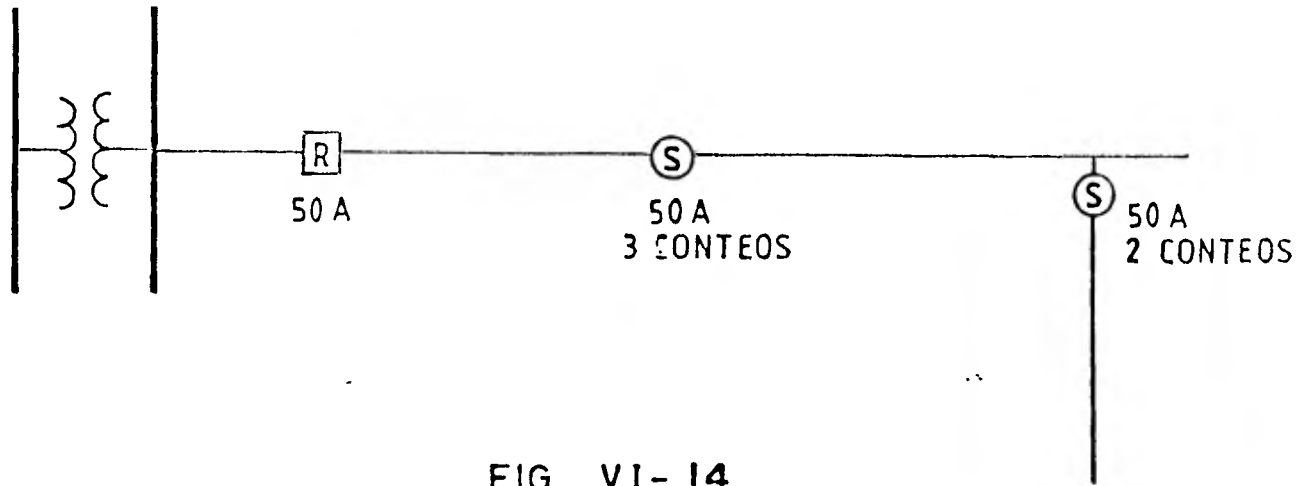


FIG. VI-14

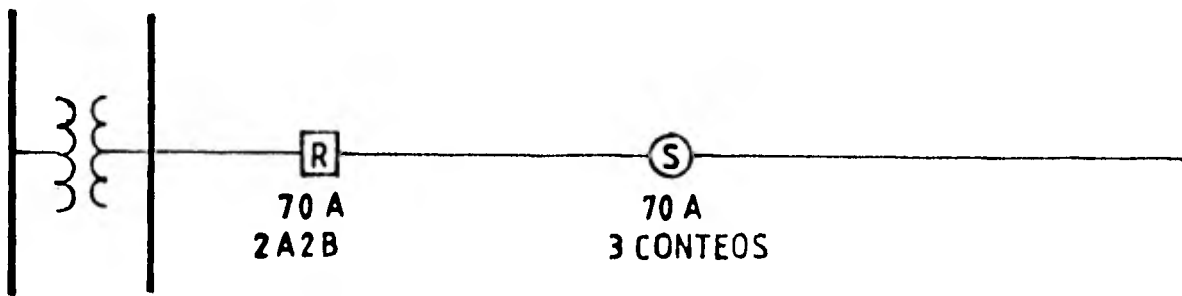
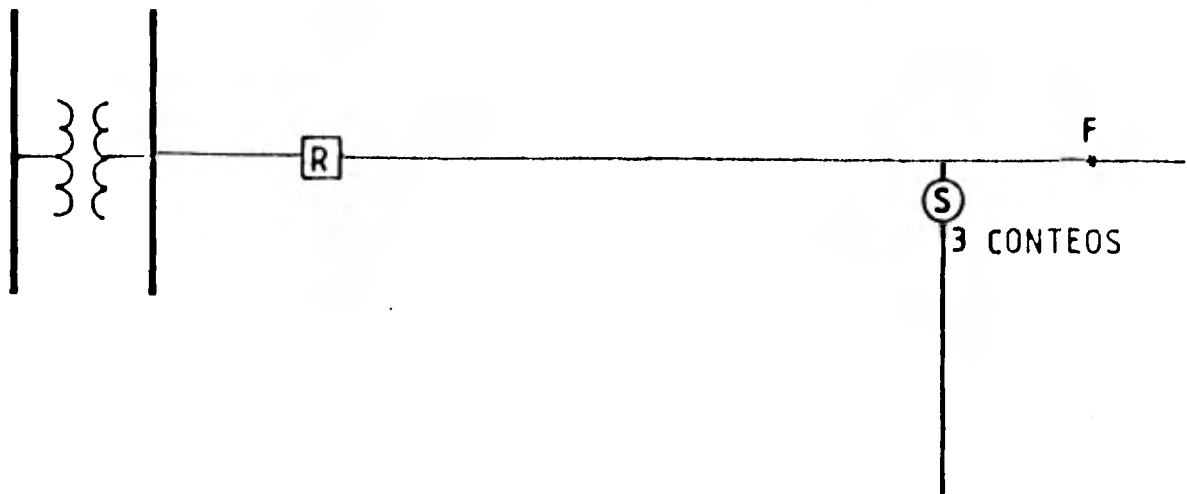
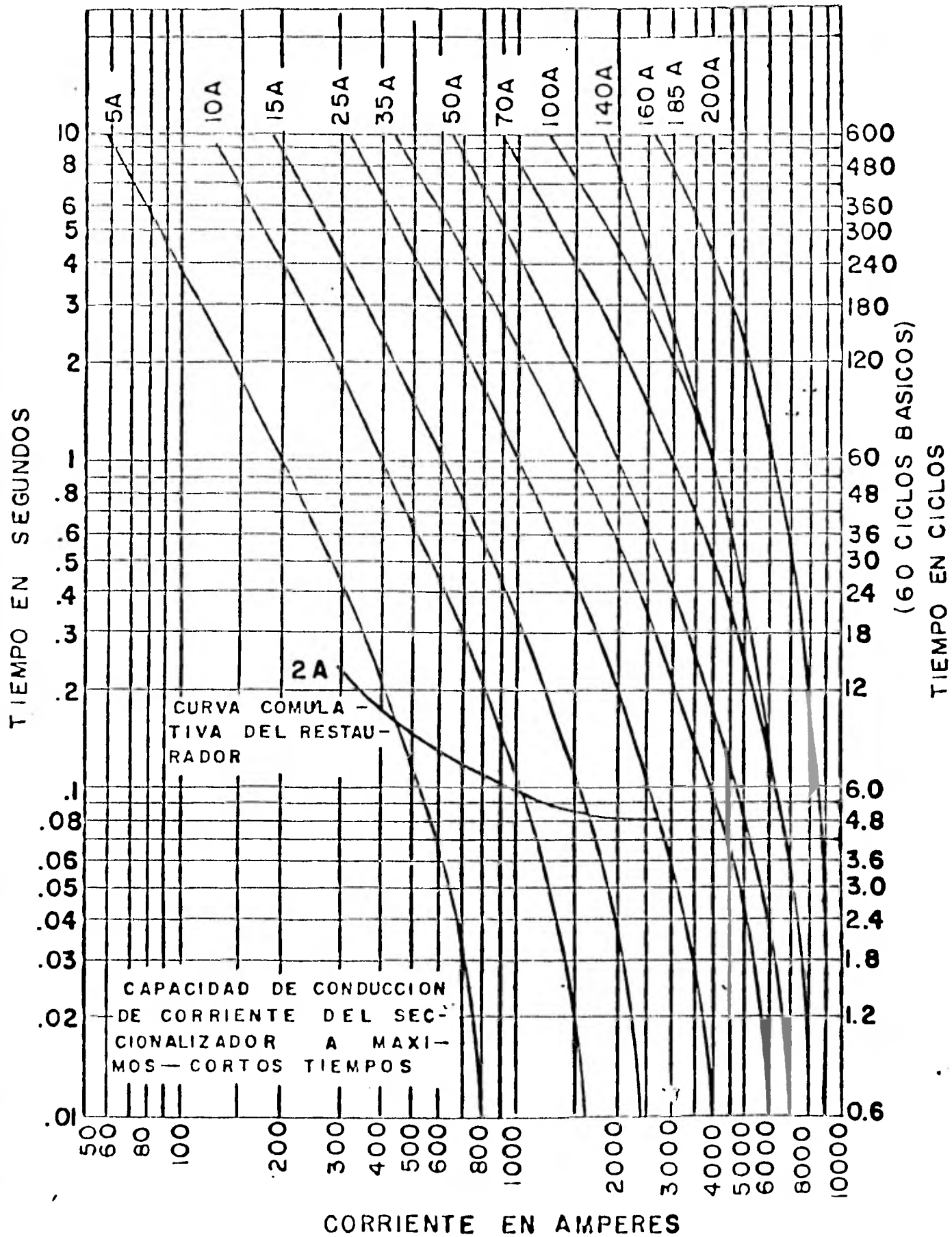


FIG. VI-15



# COORDINACION DE RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR



FALLA DE CORRIENTE MAXIMA TOLERABLE EN LA LOCALIZACION DEL SECCIONALIZADOR LA QUE ESTA DETERMINADA POR LA INTERSECCION DE LA CURVA DE CORRIENTE DE TIEMPO-CORTO DEL SECCIONALIZADOR Y LAS CURVAS DE OPERACION RAPIDAS DEL RESTAURADOR.

C A R A C T E R I S T I C A S . D E  
S E C C I O N A L I Z A D O R E S

CAPACIDAD DE CORRIENTE NO MINAL	MAXIMA CO RRIENTE DE OPERACION	MAXIMA CO RRIENTE ASIMETRI- CA MOMEN- TANEA	MAXIMA CO RRIENTE EN UN SE- GUNDO	MAXIMA CO RRIENTE EN DIEZ SEGUNDOS	MAXIMA CO RRIENTE DE DISEÑO
5	8	800	200	60	800
10	16	1600	400	125	1600
15	24	2400	600	190	2400
25	40	4000	1000	325	4000
35	56	6000	1500	450	6000
50	80	7000	2000	650	7000
70	112	8000	3000	900	8000
100	160	8000	4000	1250	8000
140	225	8000	4000	1800	8000
140	256	9000	5700	2600	9000
185	296	9000	5700	2600	9000
200	320	9000	5700	2600	9000

## VI.7 COORDINACIÓN RESTAURADOR - SECCIONALIZADOR - FUSIBLE

La coordinación entre un restaurador, un seccionalizador y un fusible en serie, requiere primeramente que el restaurador y el fusible se coordinen como se describió previamente para coordinación de restaurador con fusible de lado carga. Sin embargo el restaurador deberá ajustarse para una operación rápida seguida de tres lentas y en estas condiciones el restaurador y el seccionalizador se coordinan como se describió anteriormente.

Si el restaurador se ajusta para dos operaciones rápidas seguidas de dos operaciones lentas y existe una falla permanente dentro de la zona de protección del fusible, el restaurador operará dos veces en su curva rápida, el seccionalizador contará dos veces y el fusible no se fundirá; pero antes de que el restaurador opere por primera vez en su curva lenta, el fusible se fundirá para interrumpir el circuito. El seccionalizador contará la fusión del fusible como la tercera interrupción de una corriente de falla en exceso de su corriente mínima de operación o de conteo y el seccionalizador abrirá sus contactos al mismo tiempo y en consecuencia no se habrá mantenido la coordinación apropiada. Fig. VI.18

Con una operación rápida seguida de tres lentas, al ocurrir una falla más allá del fusible, el restaurador operará una vez y despejará la falla en 80% de los casos. Si la falla persiste, el elemento fusible se fundirá antes de la primera operación lenta del restaurador y el seccionalizador contará la segunda interrupción de corriente de falla por el fusible. Después de que el fusible ha despejado la falla, los mecanismos del restaurador y del seccionalizador se repondrán para otra secuencia completa de operaciones. Fig. VI-19.

Con el accesorio de restricción de voltaje para seccionalizadores trifásicos controlados hidráulicamente así como electrónicamente, es posible mantener la coordinación restaurador-seccionalizador-fusible, reteniendo - al mismo tiempo la secuencia operativa común del restaurador de dos operaciones rápidas seguidas de dos lentas. La operación de un fusible más allá del seccionalizador no hará que éste opere o cuente debido a que existirá voltaje durante la falla en el lado de alimentación.

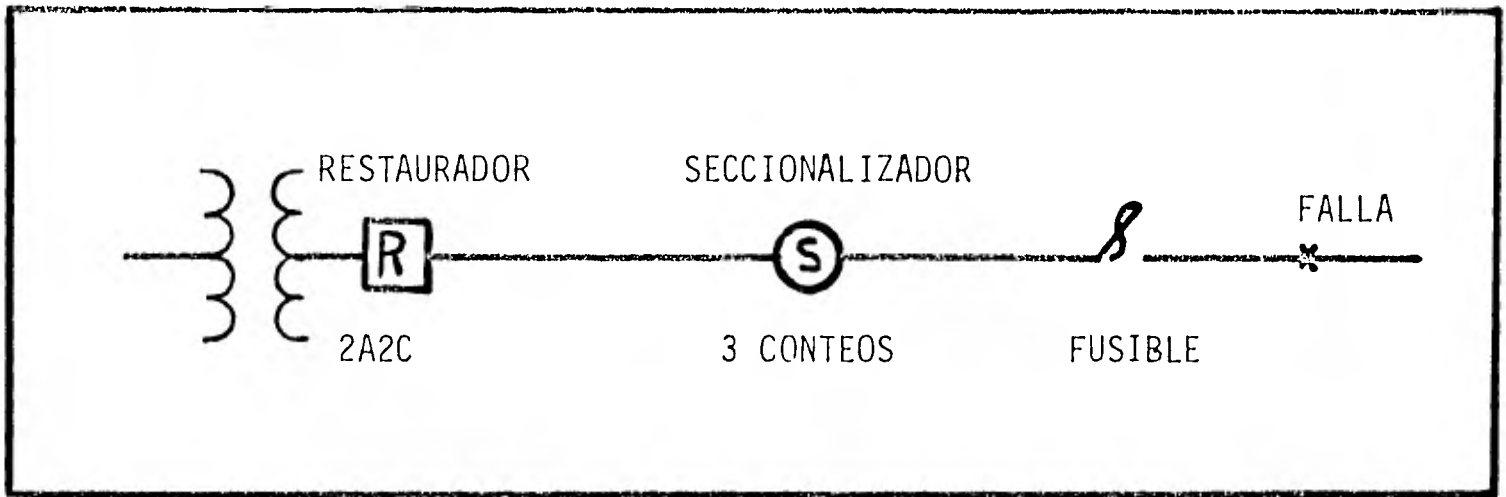


FIG. No. 18

Se obtiene coordinación en esta forma si al seccionalizador se le adiciona el accesorio de restricción de voltaje

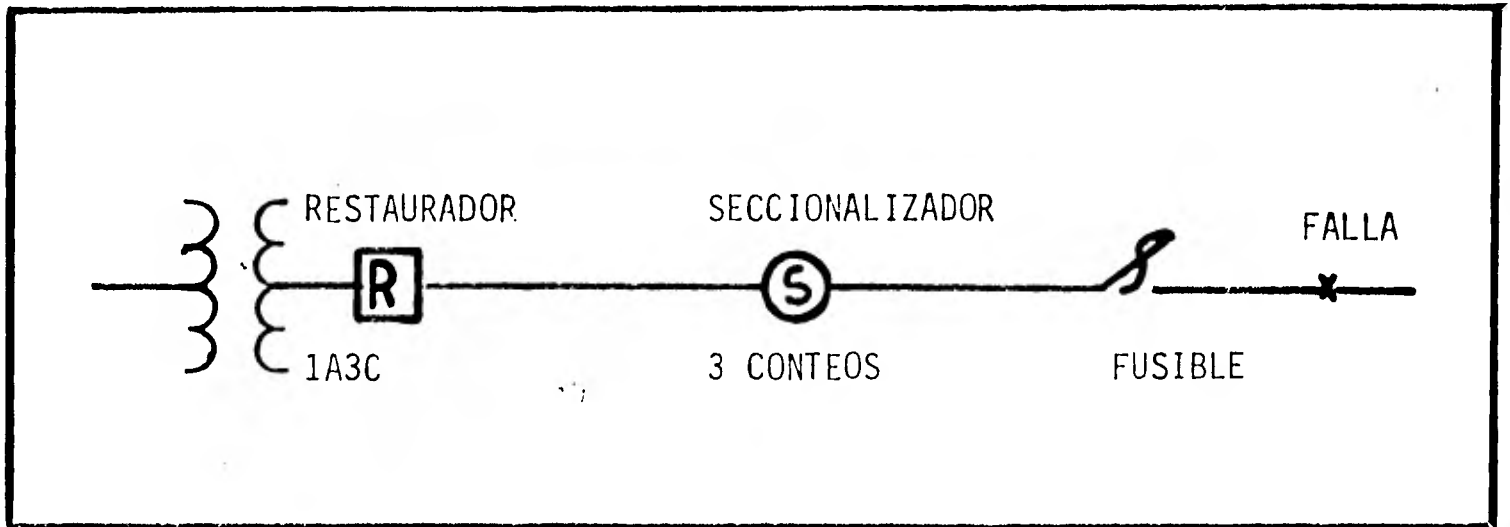


FIG. No. 19

## COORDINACION INTERRUPTOR + FUSIBLE

Para la coordinación de fusibles de lado carga con un interruptor, se procede de igual forma que para la coordinación de restaurador-fusible, - siempre y cuando el comportamiento de operación del interruptor sea similar al del restaurador, es decir, que cuente con el recierre automática en una determinada secuencia. La secuencia de operaciones rápidas y lentas en un interruptor están determinadas por el tipo de relevador de recierre utilizado y en la mayor parte de los casos solo es posible obtener la secuencia de una operación rápida y las restantes lentas.

## COORDINACION INTERRUPTOR - SECCIONALIZADOR

La coordinación entre un interruptor y un seccionalizador es similar a la coordinación entre un restaurador y un seccionalizador y generalmente el número de operaciones fijadas al seccionalizador es una menos que el número total de operaciones del interruptor. La coordinación se asegura cuando la corriente mínima de disparo del interruptor es mayor que la corriente mínima de operación del seccionalizador y un factor que debe ser considerado es el tiempo de retención o memoria del seccionalizador.

Los tiempos de memoria para el caso de los seccionalizadores hidráulicos en general se consideran de un minuto, al término del cual el seccionalizador se recupera nuevamente volviendo a su estado original. Para el caso de los seccionalizadores con control electrónico, los tiempos de memoria pueden ser ajustables a valores específicos de 30, 45 ó 90 segundos. Las mismas limitaciones que presentan los seccionalizadores en el caso anterior, se presentan aquí y se corrigen también con accesorios.

## COORDINACION DE INTERRUPTOR - RESTAURADOR

La coordinación de un interruptor en aceite y un restaurador ocurre más comúnmente en una subestación donde el interruptor es el equipo de respaldo. Al coordinar estos equipos deben considerarse dos factores:

a) Un interruptor abre varios ciclos después que su relevador de sobrecorriente opera.

b) Los relés del interruptor tienden a integrar el tiempo de despeje u operación del restaurador, es decir que el tiempo de reposición del relé es extremadamente largo y si la corriente de falla se vuelve a aplicar antes de que el relé se reponga completamente, el tiempo de reposición del relé se desplaza hacia el punto de disparo partiendo del punto de reposición incompleta.

Para una correcta coordinación entre un interruptor y un restaurador, la curva acumulativa de tiempos del restaurador no deberá cortar a la curva de los relevadores del interruptor, dentro del rango de las fallas mínima y máxima que protege el restaurador.

Como se ilustra en la Fig. No. 20, las características de operación de los equipos indican la posibilidad de coordinación; aquí se muestra una curva acumulativa del restaurador la cual se compara con la curva característica del relevador del interruptor; las dos curvas no se cruzan, ya que la curva del restaurador está por debajo de la del relevador. Los equipos coordinan siempre que la separación entre ambas curvas en la zona de protección no sea menor a 0.3 segundos o 18 ciclos.



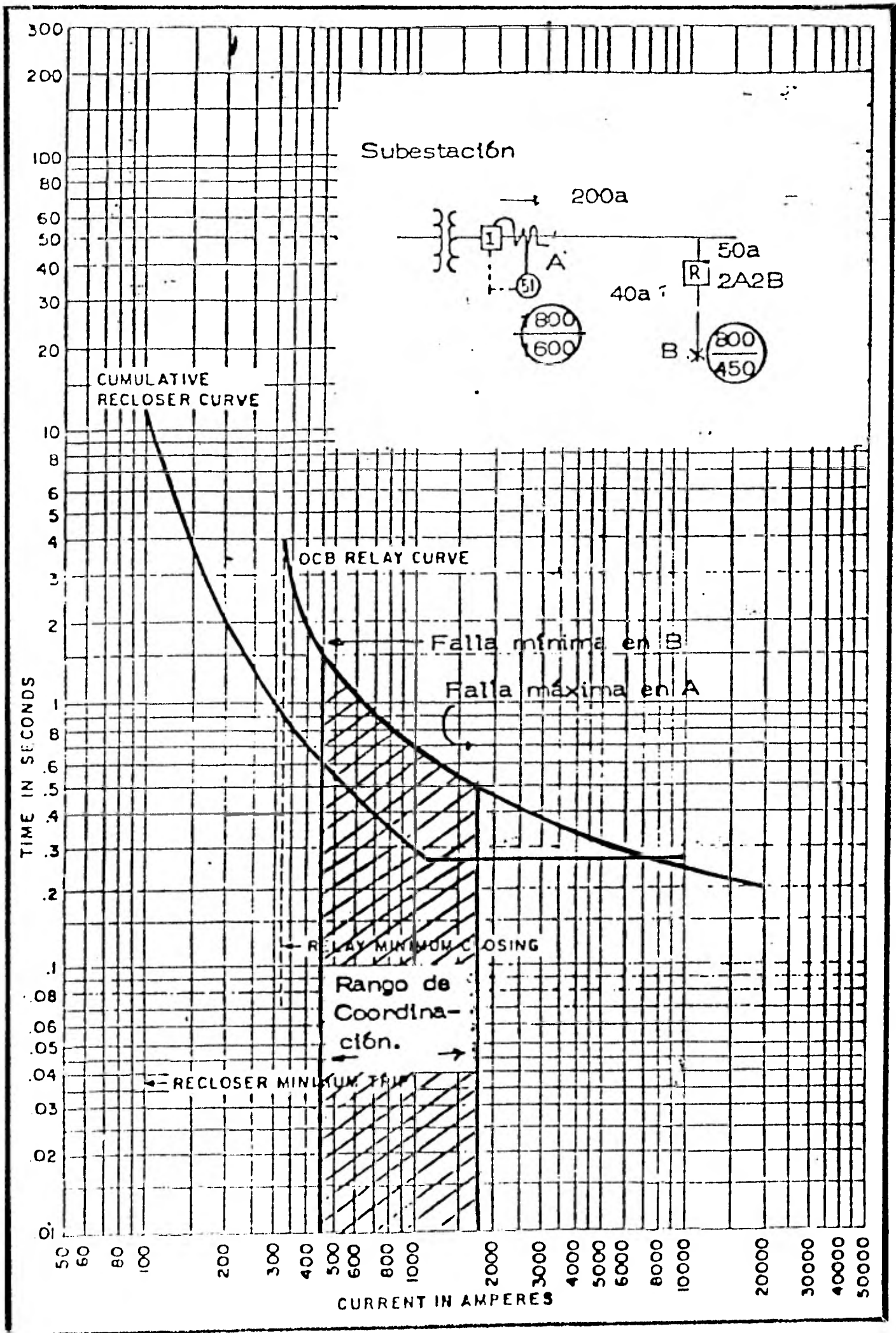


FIG. VI-20

## C A P I T U L O   V I I

### COORDINACION DE PROTECCIONES DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION ALIMENTADOS DESDE LA SUBESTACION PUERTO MARQUES

#### VII.1 GENERALIDADES.

La subestación Puerto Marqués está ubicada a una distancia de 8 Km. del Puerto de Acapulco, a un costado de la carretera al Aeropuerto Internacional como se indica en la figura VII-1.

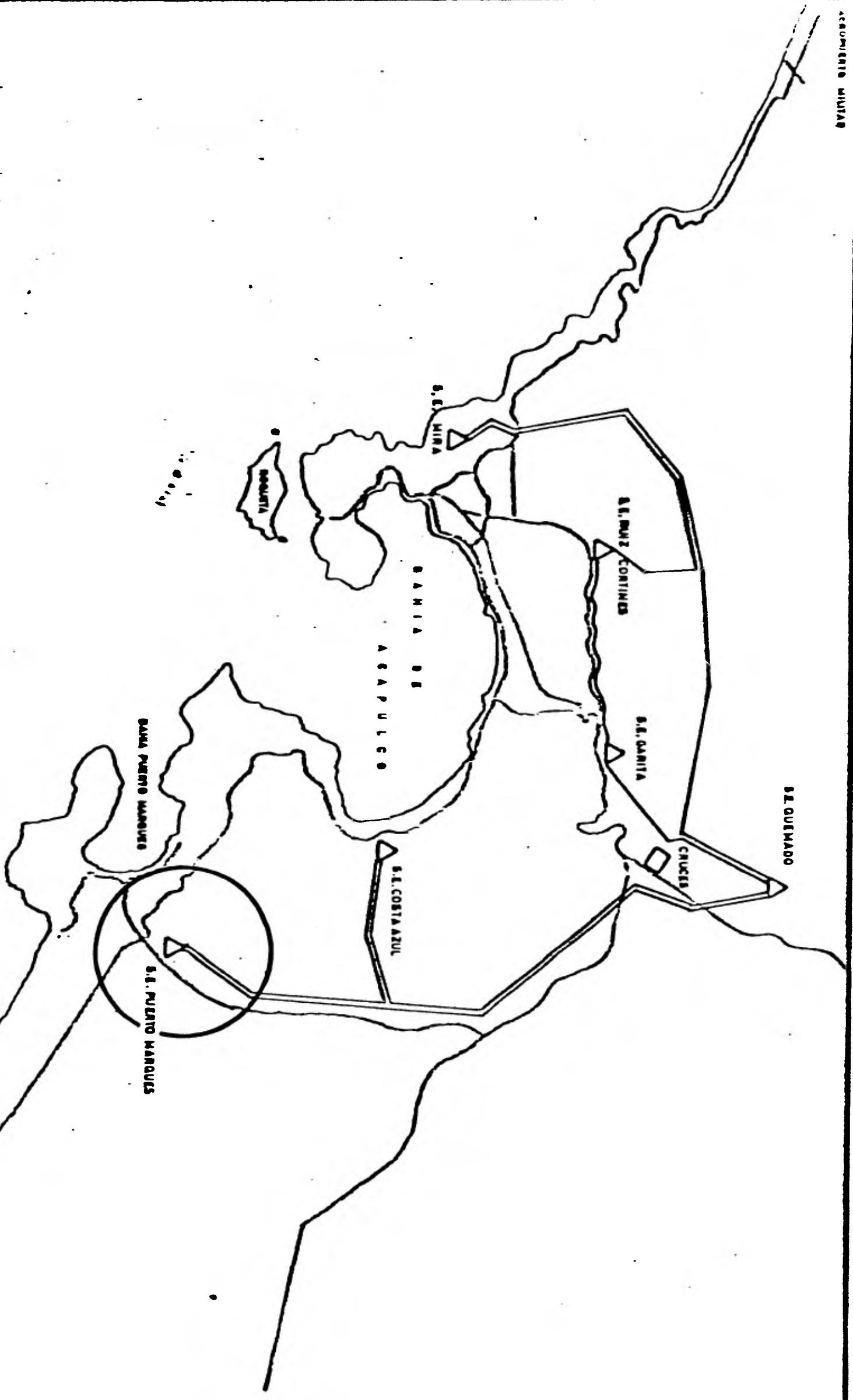
Las características de la subestación son las siguientes:

Voltaje primario:	115 KV
Voltaje secundario:	13.8 KV
Capacidad instalada:	60 MVA con dos transformadores en paralelo de - 18/24/30 MVA cada uno.
Número de circuitos de distribución :	3 en operación y 2 disponibles para futuras car_ gas.

Esta subestación fue diseñada para operar a plena capacidad con 5 circuitos de distribución, sin embargo actualmente se está operando con 3 circuitos, en virtud de que la demanda no es muy fuerte en esa área, ya que está en etapa de desarrollo principalmente en lo que respecta a fraccionamientos y hoteles.

Los circuitos de distribución que están en operación actualmente, se indican en el cuadro siguiente:

Número del circuito	Nombre	Demanda máxima	Número de con_ sumidores.
PTM-4010	Puerto Marqués	6201 Kw	5589
PTM-4020	Princess	6268 Kw	608
PTM-4030	Aeropuerto	4268 Kw	875



**DIVISION CENTRO SUR**

ZONA VIII - ACAPULCO

LOCALIZACION DE LAS SUBESTACIONES  
DEL PUERTO DE ACAPULCO.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Aprobado

Fecha:

El diagrama unifilar de la subestación está indicado en la Fig. VII-2 en la cual se muestra además del equipo que se tiene instalado las protecciones.

## VII.2 CALCULOS DE CORRIENTE DE CORTO-CIRCUITO DE CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION.

Empleando el método visto en el capítulo VI a continuación se hará el cálculo de corrientes de cortocircuito con el objeto de seleccionar el equipo y estar en condiciones de realizar la coordinación entre los equipos de protección seleccionados. Se principiará con el cálculo del circuito PTM-4010 para lo cual se cuenta con el diagrama unifilar mostrando en la figura VII-3, de éste se obtienen los diagramas de impedancias monofásicas y trifásicas como se observa en las figuras VII-4 y VII-5 respectivamente. De estos diagramas se obtienen las resistencias y reactancias en cada punto las cuales están indicadas en la tabla VII-1. De esta tabla se obtienen las potencias y corrientes de cortocircuito que se indica en la tabla VII-2. Esta misma información se indica en la figura VII-6.

En la misma forma y empleando la misma secuencia se hace con los circuitos PTM-4020 (Fig. VII-8,9, 10 y 11, Tablas VII-3 y 4) y PTM-4030 (Fig. VII-13, 14, 15 y 16, Tablas VII-5 y 6).

Una vez que se tienen las corrientes de cortocircuito y se ha seleccionado el equipo Fig. VII-7, 12 y 17, se procede a la coordinación de los mismos. (Fig. VII-18, 19 y 20)

El diagrama unifilar de la subestación está indicado en la Fig. VII-2 en la cual se muestra además del equipo que se tiene instalado las protecciones.

## VII.2 CALCULOS DE CORRIENTE DE CORTO-CIRCUITO DE CADA UNO DE LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION.

Empleando el método visto en el capítulo VI a continuación se hará el cálculo de corrientes de cortocircuito con el objeto de seleccionar el equipo y estar en condiciones de realizar la coordinación entre los equipos de protección seleccionados. Se principiará con el cálculo del circuito PTM-4010 para lo cual se cuenta con el diagrama unifilar mostrando en la figura VII-3, de éste se obtienen los diagramas de impedancias monofásicas y trifásicas como se observa en las figuras VII-4 y VII-5 respectivamente. De estos diagramas se obtienen las resistencias y reactivas en cada punto las cuales están indicadas en la tabla VII-1. De esta tabla se obtienen las potencias y corrientes de cortocircuito que se indica en la tabla VII -2. Esta misma información se indica en la figura VII-6.

En la misma forma y empleando la misma secuencia se hace con los circuitos PTM-4020 (Fig. VII-8,9, 10 y 11, Tablas VII-3 y 4) y PTM-4030 (Fig. VII-13, 14, 15 y 16, Tablas VII-5 y 6).

Una vez que se tienen las corrientes de cortocircuito y se ha seleccionado el equipo Fig. VII-7, 12 y 17, se procede a la coordinación de los mismos . (Fig. VII-18, 19 y 20)

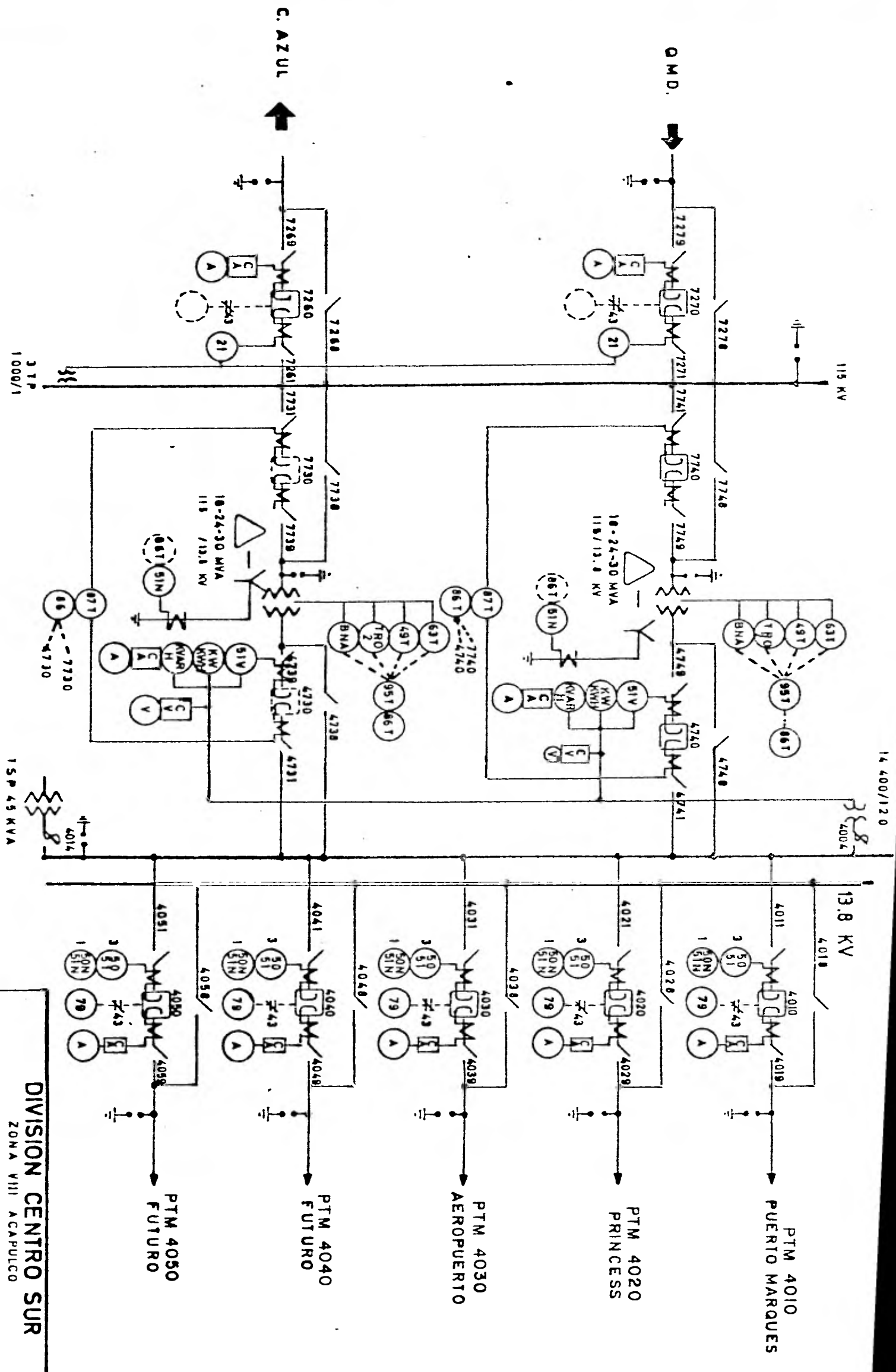


FIG. VII 2

**DIVISION CENTRO SUR**  
ZONA VIII ACAPULCO

**S. E. PUERTO MARQUES**

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD**

ESC. PREPARADO: J.E.P.O. REVISADO: J.G.R.	APROBADO:   
OCT. 5 DE 1981	PLANO NO.

# SUBESTACION PUERTO MARQUES

## DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO PTM 4010.

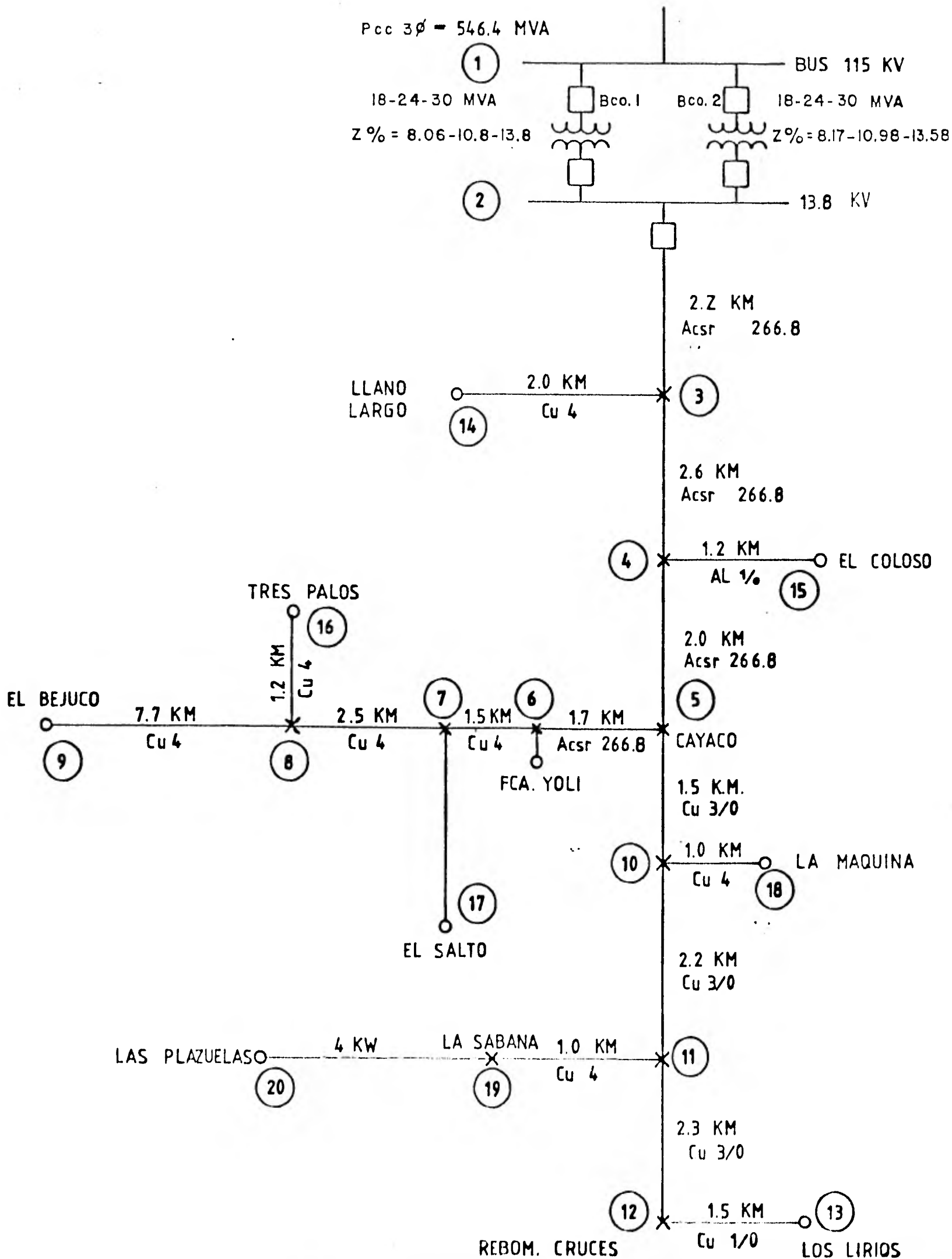
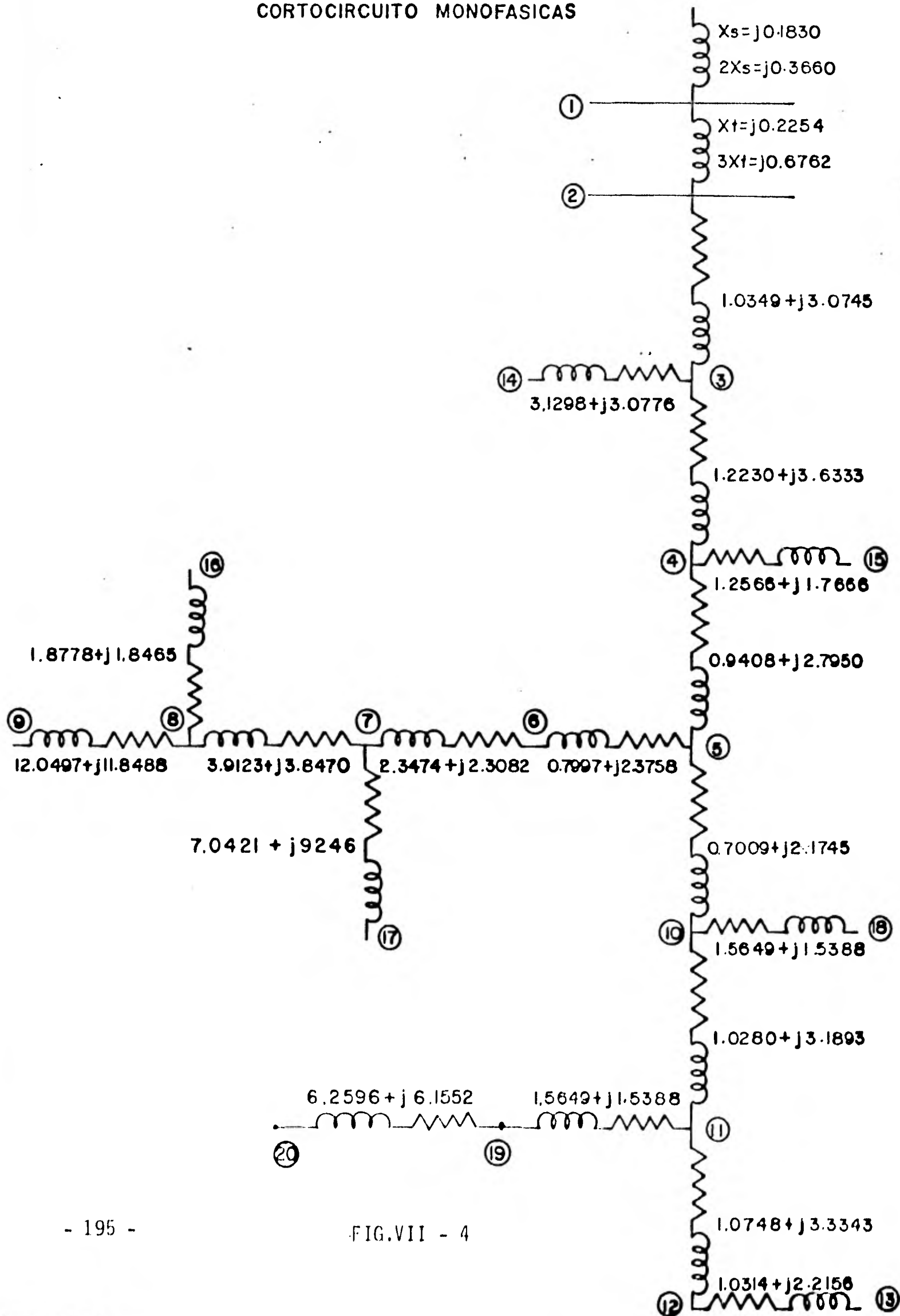


FIG. VII - 3

# SUBESTACION PUERTO MARQUES

## CIRCUITO PTM 4010

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN P.U. PARA EL CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFASICAS





SUBESTACION PUERTO MARQUES  
CIRCUITO PTM 4010

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN P.U. PARA EL CALCULO DE CORRIENTES DE  
CORTOCIRCUITO TRIFASICAS

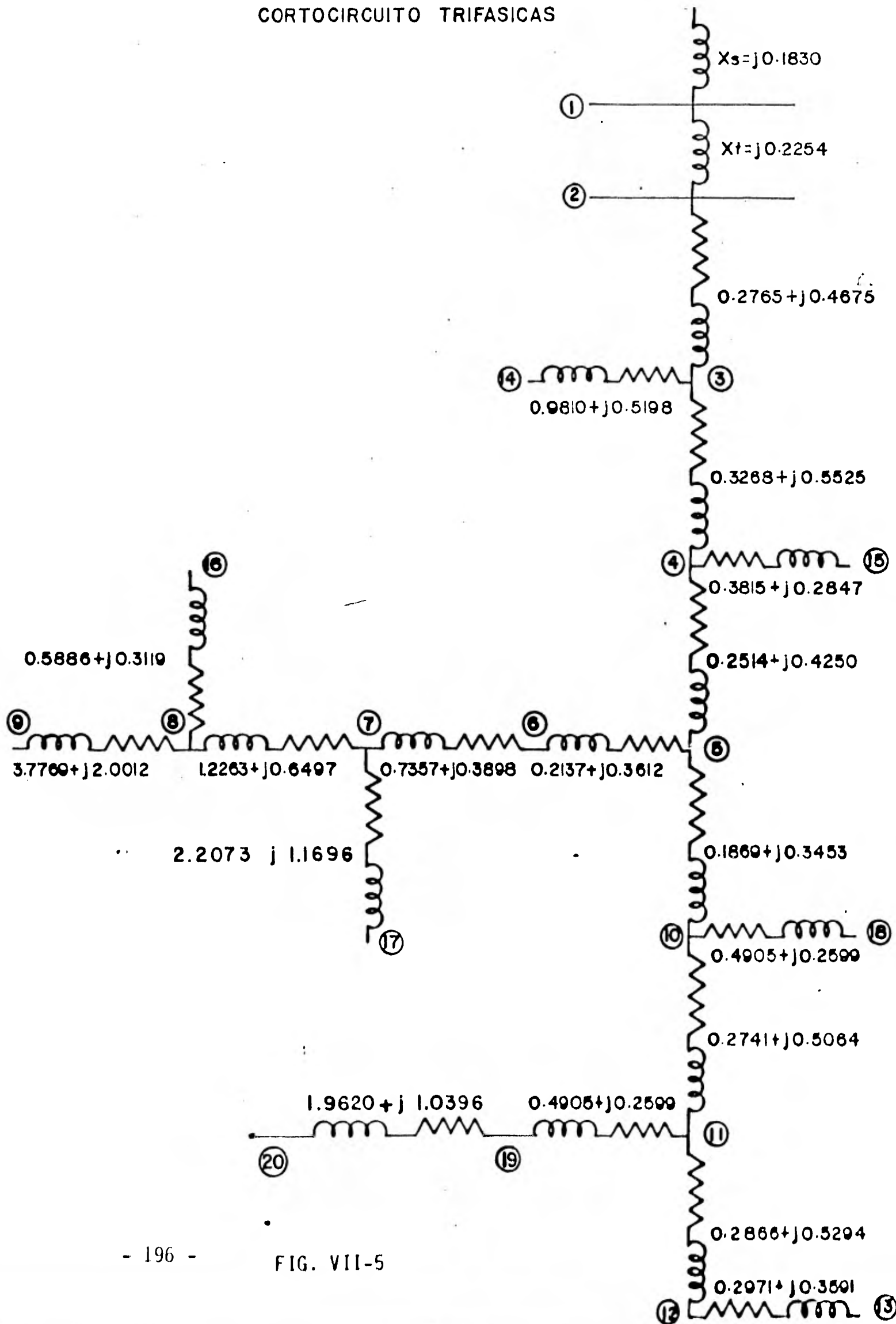


FIG. VII-5

## RESISTENCIAS Y REACTANCIAS DE CORTOCIRCUITO

TRIFASICO Y MONOFASICO

C I R C U I T O PTM-4010F E C H A OCTUBRE/81

PUNTO	T R I F A S I C O			M O N O F A S I C O		
	R	X	X/R	R	X	X/R
1	0	0.1830	∞	0	0.3660	∞
2	0	0.4084	∞	0	1.0422	∞
3	0.2765	0.8759	3.1678	1.0349	4.1167	3.9779
4	0.6033	1.4284	2.3676	2.2579	7.7500	3.4324
5	0.8547	1.8534	2.1685	3.1987	10.545	3.2967
6	1.0684	2.2146	2.0728	3.9984	12.9208	3.2315
7	1.8041	2.6044	1.4436	6.3458	15.2290	2.3998
8	3.0304	3.2541	1.0738	10.2581	19.0760	1.8596
9	6.8073	5.2553	0.86332	22.3078	30.9248	1.3862
10	1.0416	2.1987	2.1109	3.8996	12.7195	3.2617
11	1.3157	2.7051	2.0560	4.9276	15.9088	3.2285
12	1.6023	3.2345	2.0187	6.0024	19.2431	3.2059
13	1.8994	3.5936	1.8970	7.0338	21.4587	3.0508
14	1.2575	1.3957	1.1099	4.1647	7.1943	1.7274
15	0.9848	1.7131	1.7395	3.5145	9.5166	2.7078
16	3.6190	3.5660	0.9853	12.1359	20.9225	1.7240
17	4.0114	3.7740	0.9408	13.3879	22.1536	1.6547
18	1.5321	2.4586	1.6047	5.4645	14.2583	2.6092
19	1.8062	2.9650	1.6416	6.4925	17.4476	2.6873
20	3.7682	4.0046	1.0627	12.7521	23.6028	1.8509

T A B L A VII - 1

POTENCIAS Y CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICAS EN  
FALLAS TRIFASICAS Y MONOFASICAS

C I R C U I T O PTM-4010

F E C H A OCTUBRE / 81

T R I F A S I C O

M O N O F A S I C O

PUNTO	T R I F A S I C O			M O N O F A S I C O		
	$\sqrt{R^2 + X^2}$	MVAcc	Icc	$\sqrt{R^2 + X^2}$	MVAcc	Icc
1	0.1830	546.40	2743	0.3660		
2	0.4084	244.86	10244	1.0422	287.85	12 043
3	0.9185	108.87	4555	4.2448	70.67	2957
4	1.5506	64.49	2698	8.0722	37.16	1555
5	2.0410	48.99	2050	11.0195	27.22	1139
6	2.4588	40.67	1701	13.5253	22.18	928
7	3.1682	31.56	1320	16.4982	18.18	761
8	4.4466	22.49	941	21.6592	13.85	579
9	8.5998	11.63	486	38.1311	7.867	329
10	2.4329	41.10	1719	13.3039	22.55	943
11	3.0081	33.24	1391	16.6545	18.01	754
12	3.6096	27.70	1159	20.1575	14.88	623
13	4.0647	24.60	1229	22.5821	13.28	556
14	1.8786	53.23	2227	8.3128	36.09	1510
15	1.9760	50.60	2117	10.1448	29.57	1237
16	5.0807	19.68	823	24.1874	12.40	519
17	5.5076	18.15	760	25.8847	11.59	485
18	2.8969	34.52	1444	15.2696	19.65	822
19	3.4718	28.80	1205	18.6164	16.11	674
20	5.4987	18.18	760	26.8274	11.18	468

T A B L A VII - 2

**SUBESTACION PUERTO MARQUES**  
**DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO PTM 4010**  
**CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICAS**

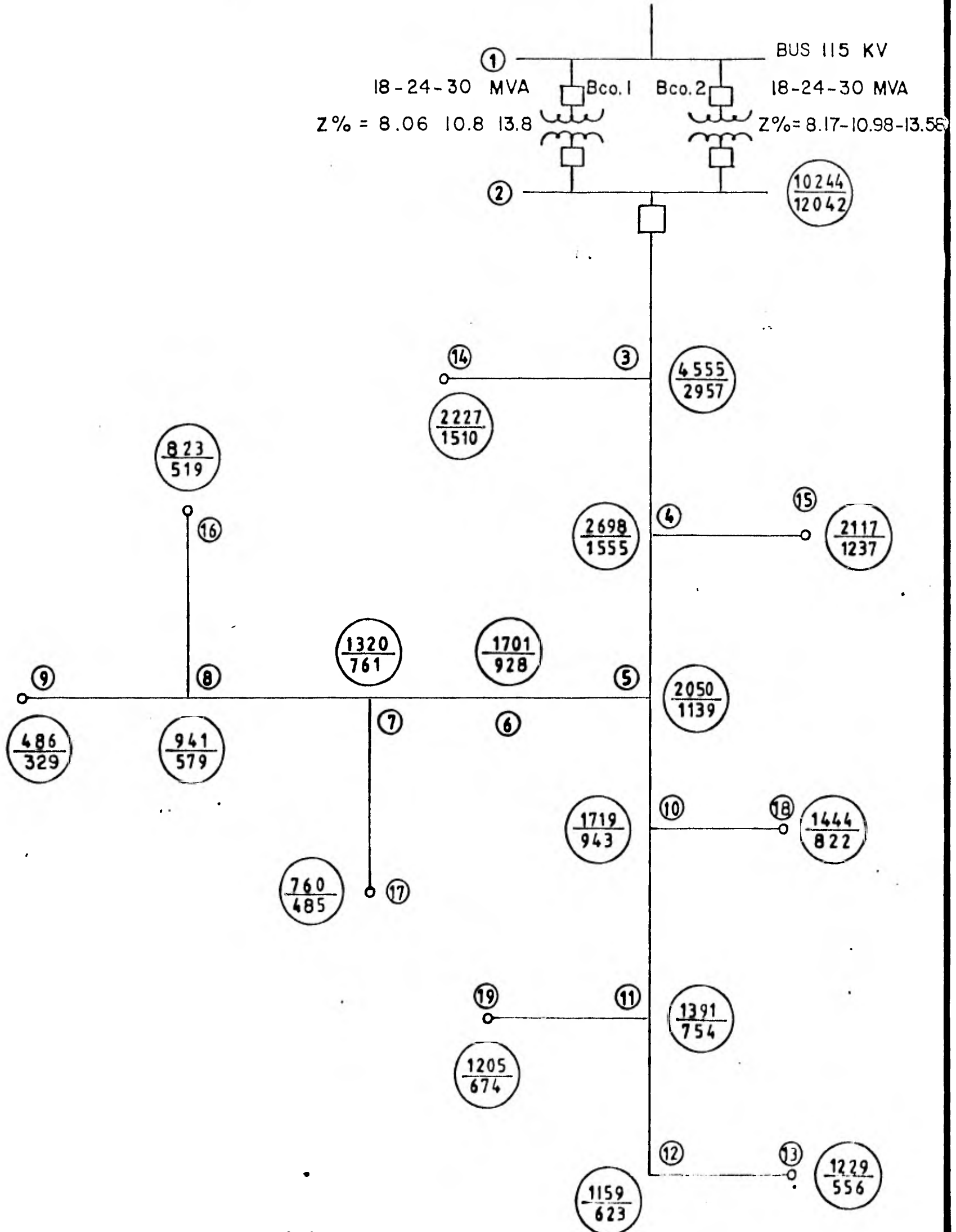
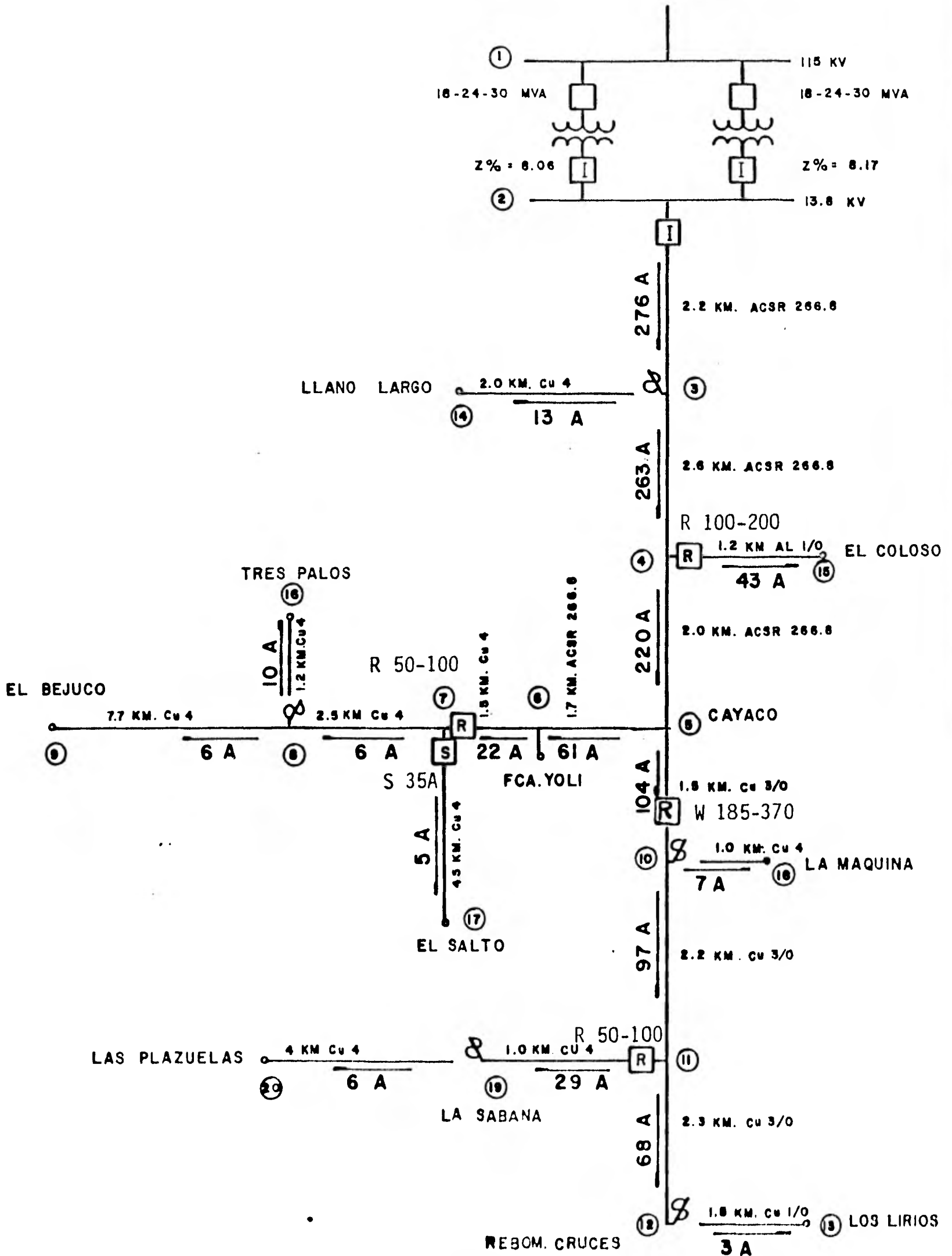


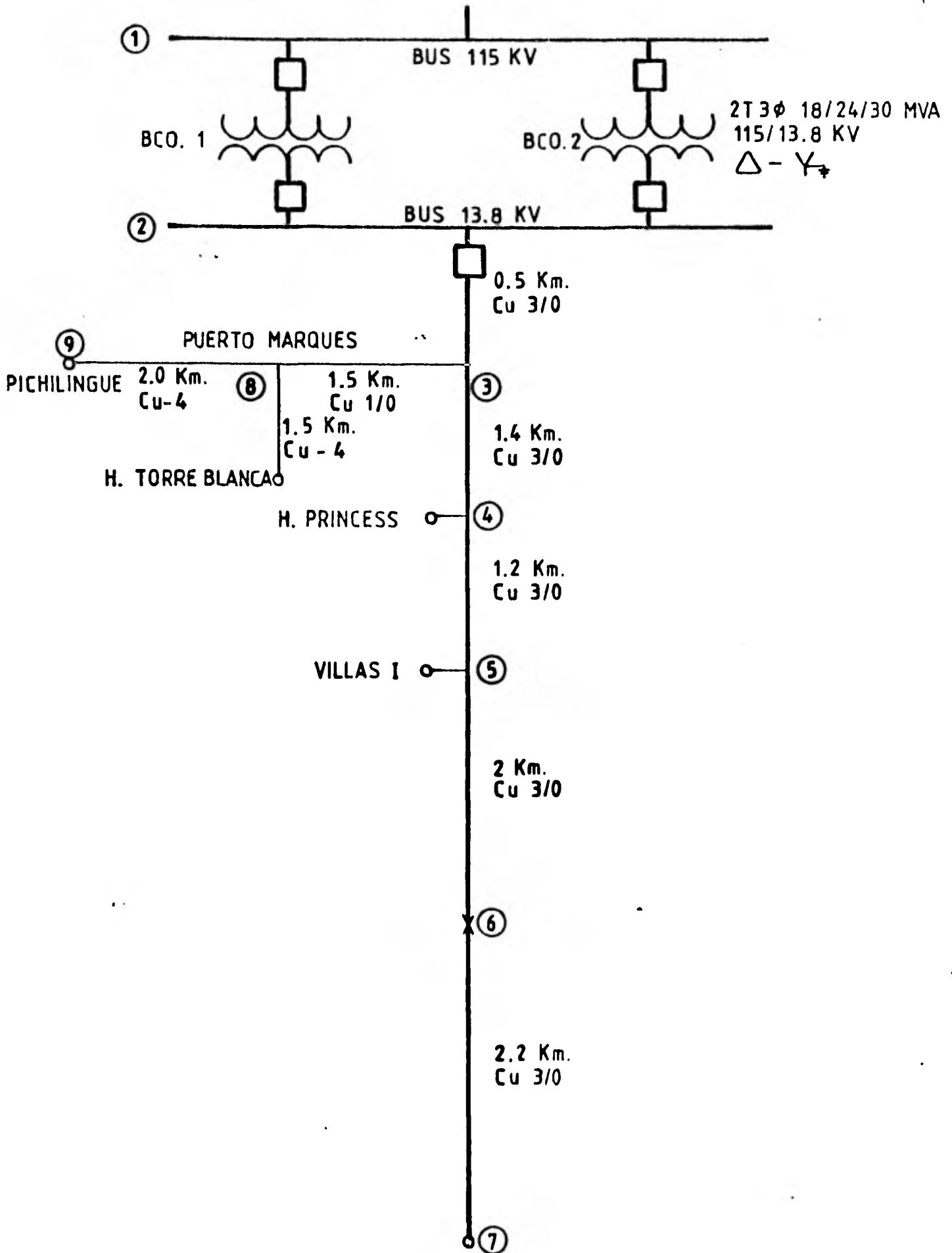
FIG. VII-6

**SUBESTACION PUERTO MARQUES**  
**DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO PTM 4010**  
**CORRIENTES DE CARGA Y EQUIPO DE PROTECCION SELECCIONADO**



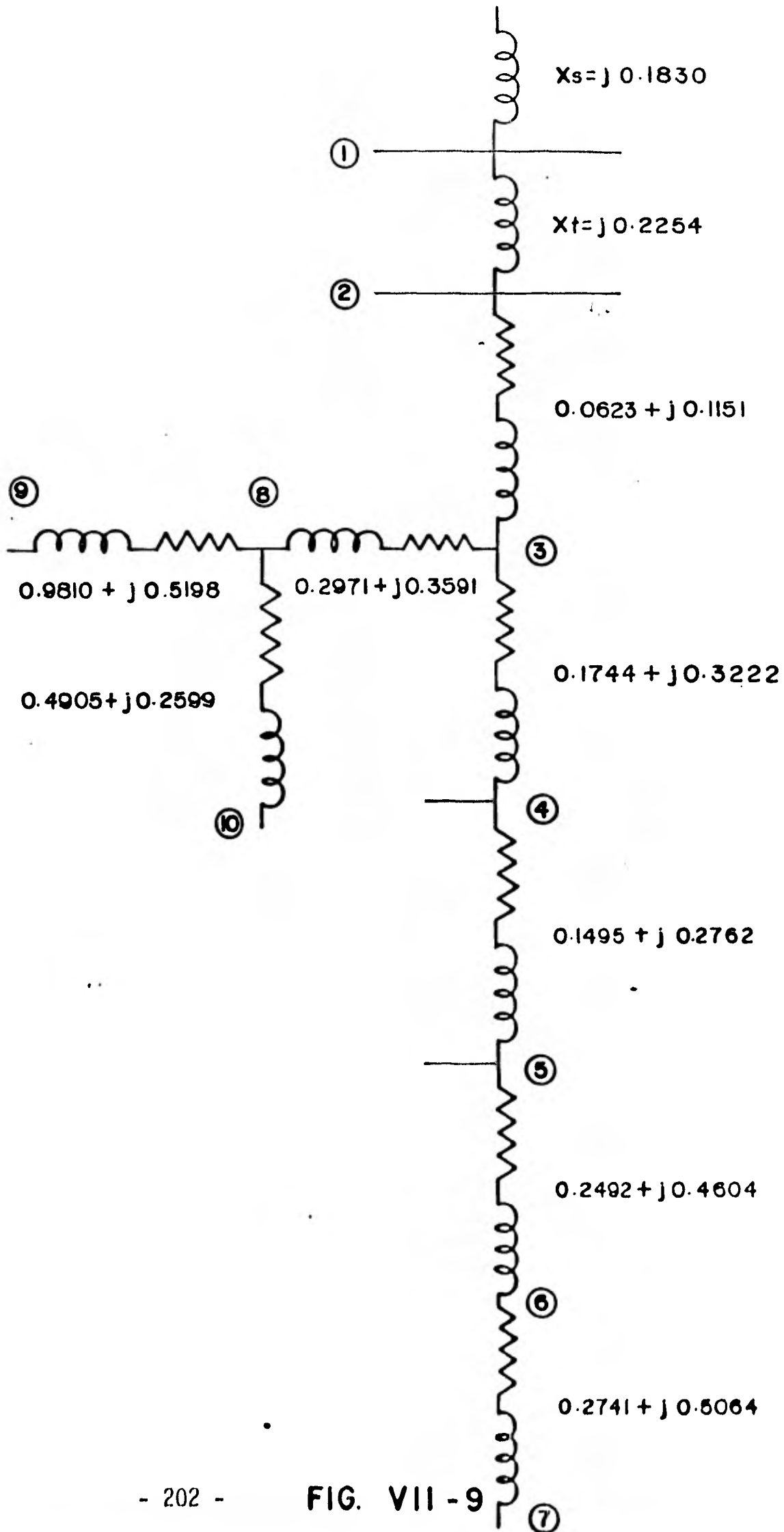
# SUBESTACION PUERTO MARQUES

## DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO PTM 4020



# CIRCUITO PTM-4020 (PRINCESS)

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN P.U. PARA EL CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFASICAS



# CIRCUITO PTM-4020 (PRINCESS)

RAMA DE IMPEDANCIAS EN P.U. PARA EL CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO

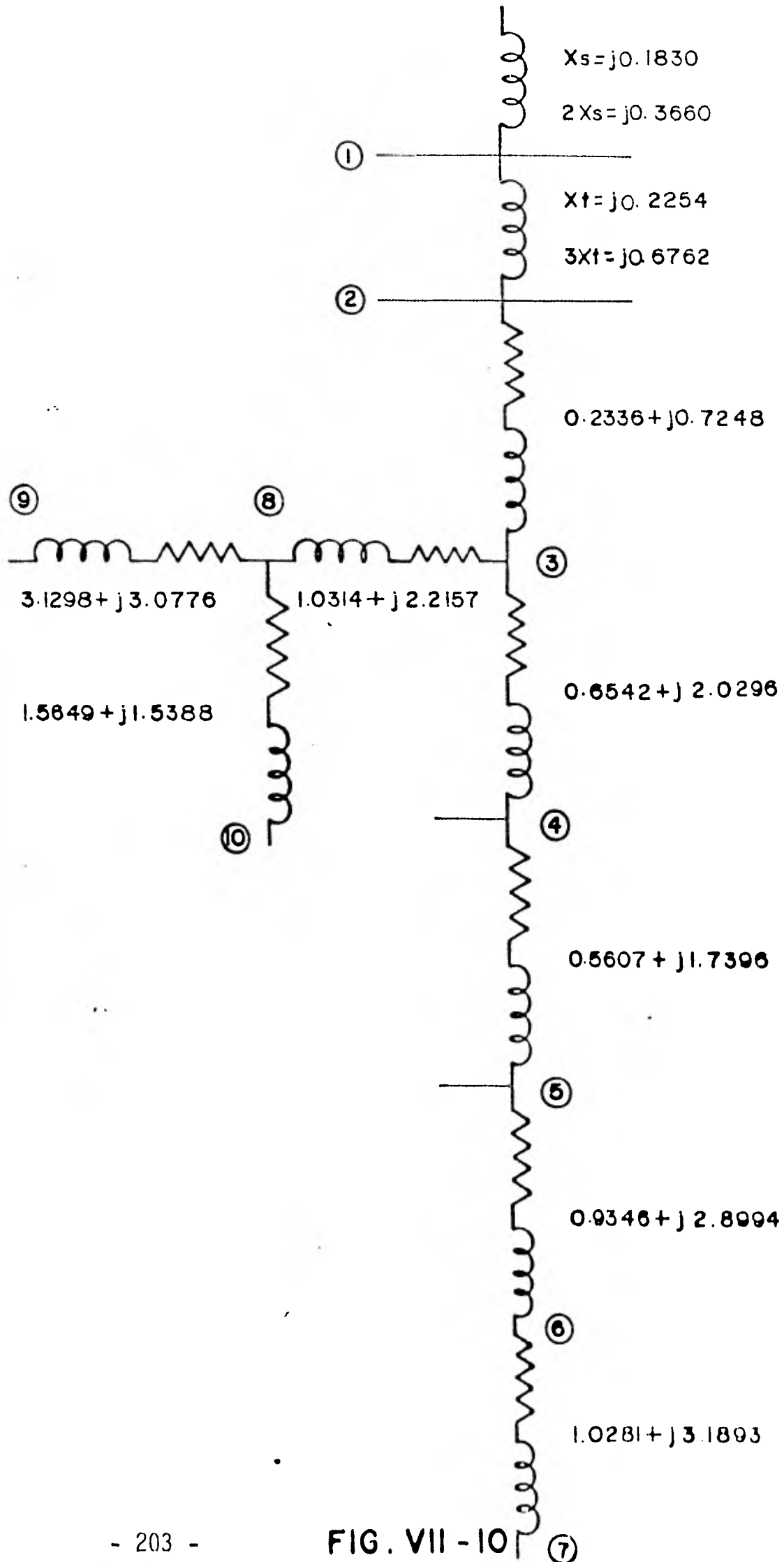


FIG. VII - 10



R ESISTENCIAS Y REACTANCIAS DE CORTOCIRCUITO

TRIFASICO Y MONOFASICO

C I R C U I T O PTM-4020

F E C H A OCTUBRE /81

T R I F A S I C O

M O N O F A S I C O

PUNTO	T R I F A S I C O			M O N O F A S I C O		
	R	X	X/R	R	X	X/R
1	0	0.1830	$\infty$	0	0.3660	$\infty$
2	0	0.4084	$\infty$	0	1.0422	$\infty$
3	0.0623	0.5235	8.4029	0.2336	1.7670	7.5642
4	0.2367	0.8457	3.5729	0.8878	3.7966	4.2764
5	0.3895	1.1219	2.8804	1.4485	5.5396	3.8244
6	0.6354	1.5823	2.4902	2.3831	8.4356	3.5398
7	0.9095	2.0887	2.2965	3.4112	11.6249	3.4078
8	0.3594	0.8826	2.4558	1.2650	3.9827	3.1484
9	1.3404	1.4024	1.0463	4.3948	7.0603	1.6065
10	0.8499	1.1425	1.3443	2.8299	5.5215	1.9511

T A B L A VII - 3

POTENCIAS Y CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICAS EN  
 FALLAS TRIFASICAS Y MONOFASICAS  
 C I R C U I T O PTM-4020  
 F E C H A OCTUBRE /81

T R I F A S I C O

M O N O F A S I C O

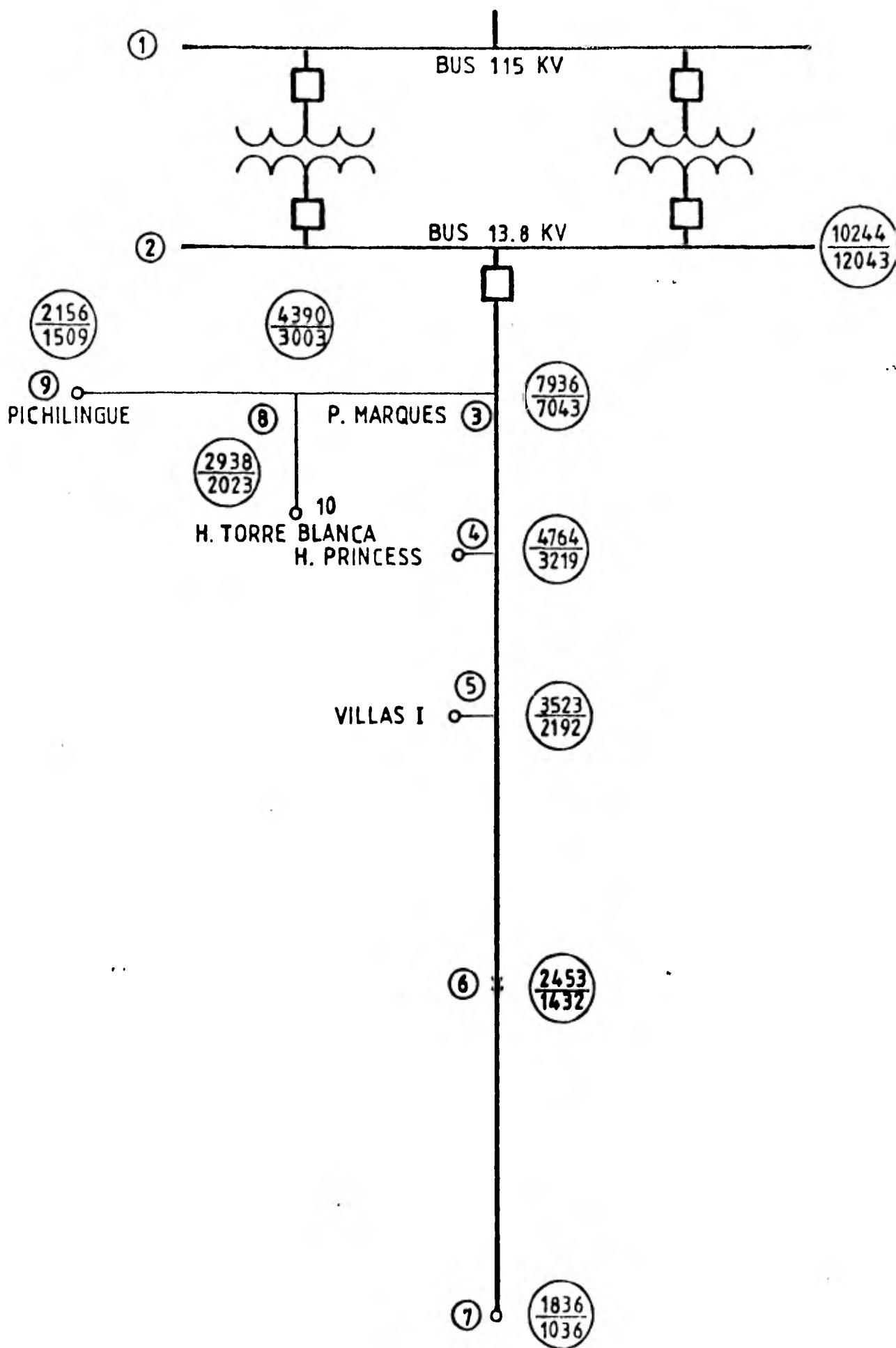
PUNTO	$\sqrt{R^2 + X^2}$	MVAcc	Icc	$\sqrt{R^2 + X^2}$	MVAcc	Icc
1	0.1830	546.4	2743	0.3660		
2	0.4084	244.86	10244	1.0422	287.85	12043
3	0.5272	189.68	7936	1.7821	168.34	7043
4	0.8782	113.87	4764	3.8990	76.94	3219
5	1.1876	84.20	3523	5.7258	52.39	2192
6	1.7051	58.64	2453	8.7657	34.22	1432
7	2.2781	43.89	1836	12.1151	24.76	1036
8	0.9529	104.90	4390	4.1787	71.79	3003
9	1.9399	51.55	2156	8.3164	36.07	1509
10	1.4239	70.23	2938	6.2044	48.35	2023

T A B L A VII - 4

SUBESTACION PUERTO MARQUES

CIRCUITO PTM 4020

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICAS



**SUBESTACION PUERTO MARQUES**  
**DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO PTM 4020**  
 CORRIENTES DE CARGA Y EQUIPO DE PROTECCION SELECCIONADO

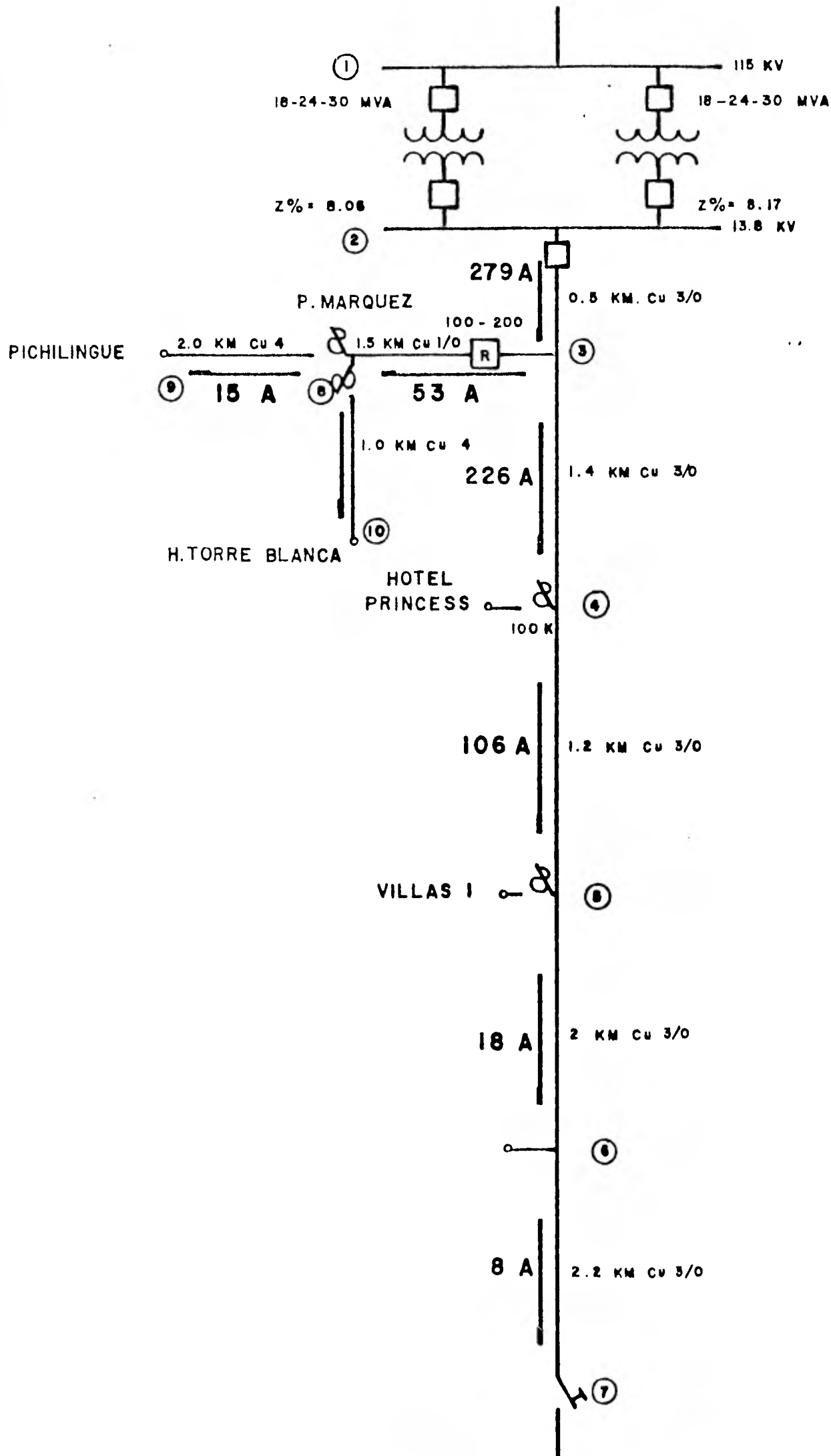
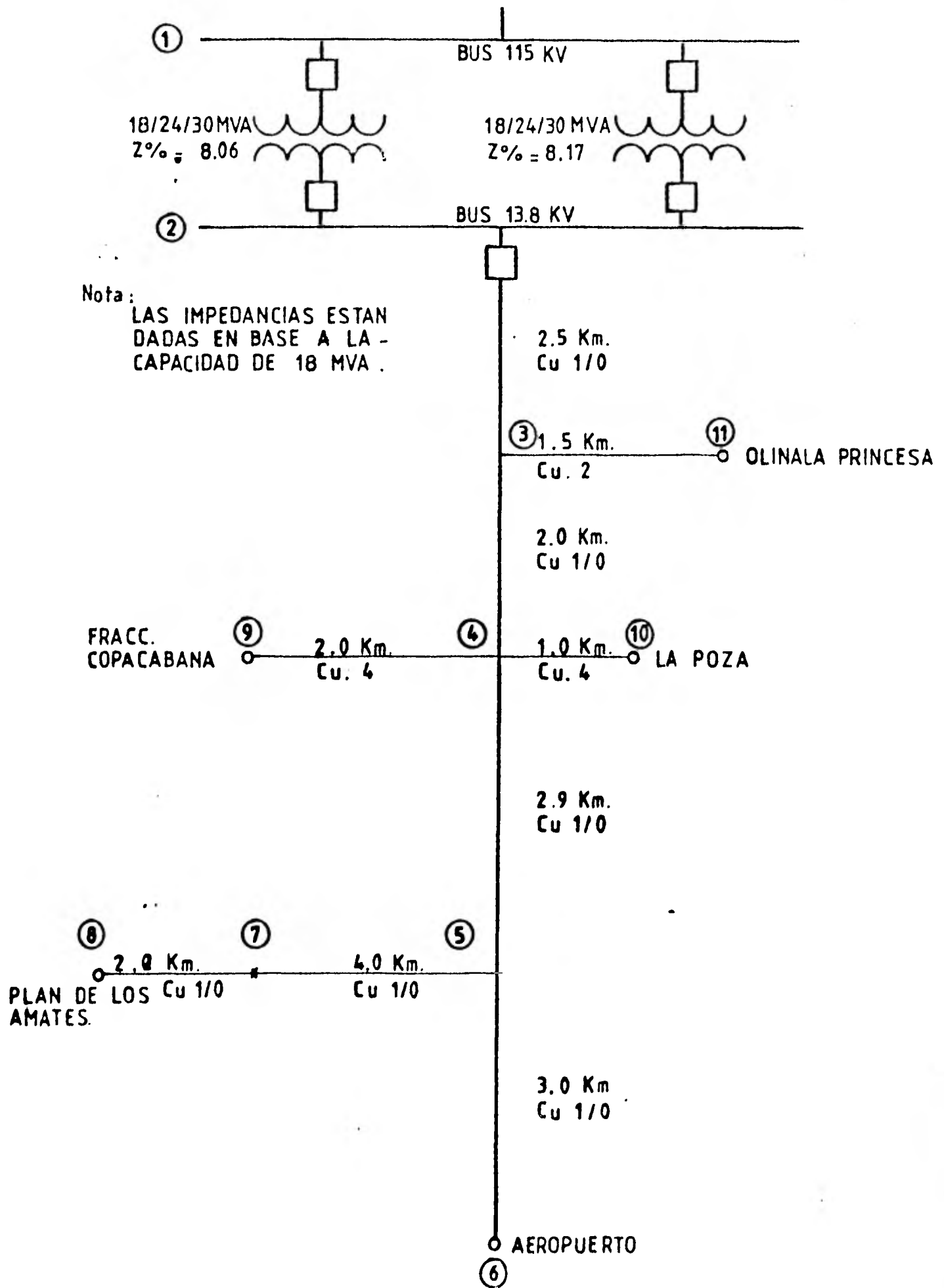


FIG. VII-12

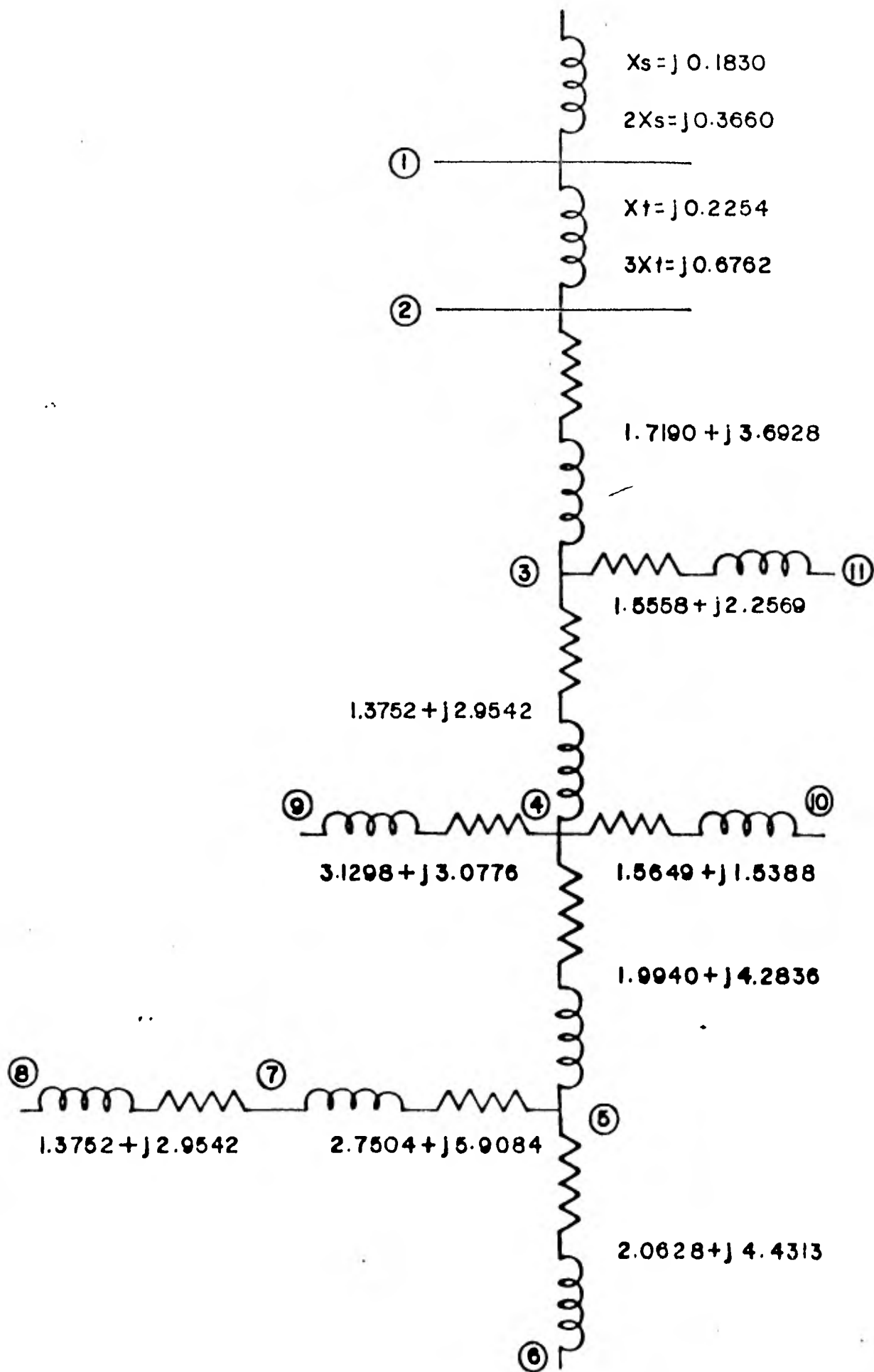
# SUBESTACION PUERTO MARQUES

## DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO PTM 4030



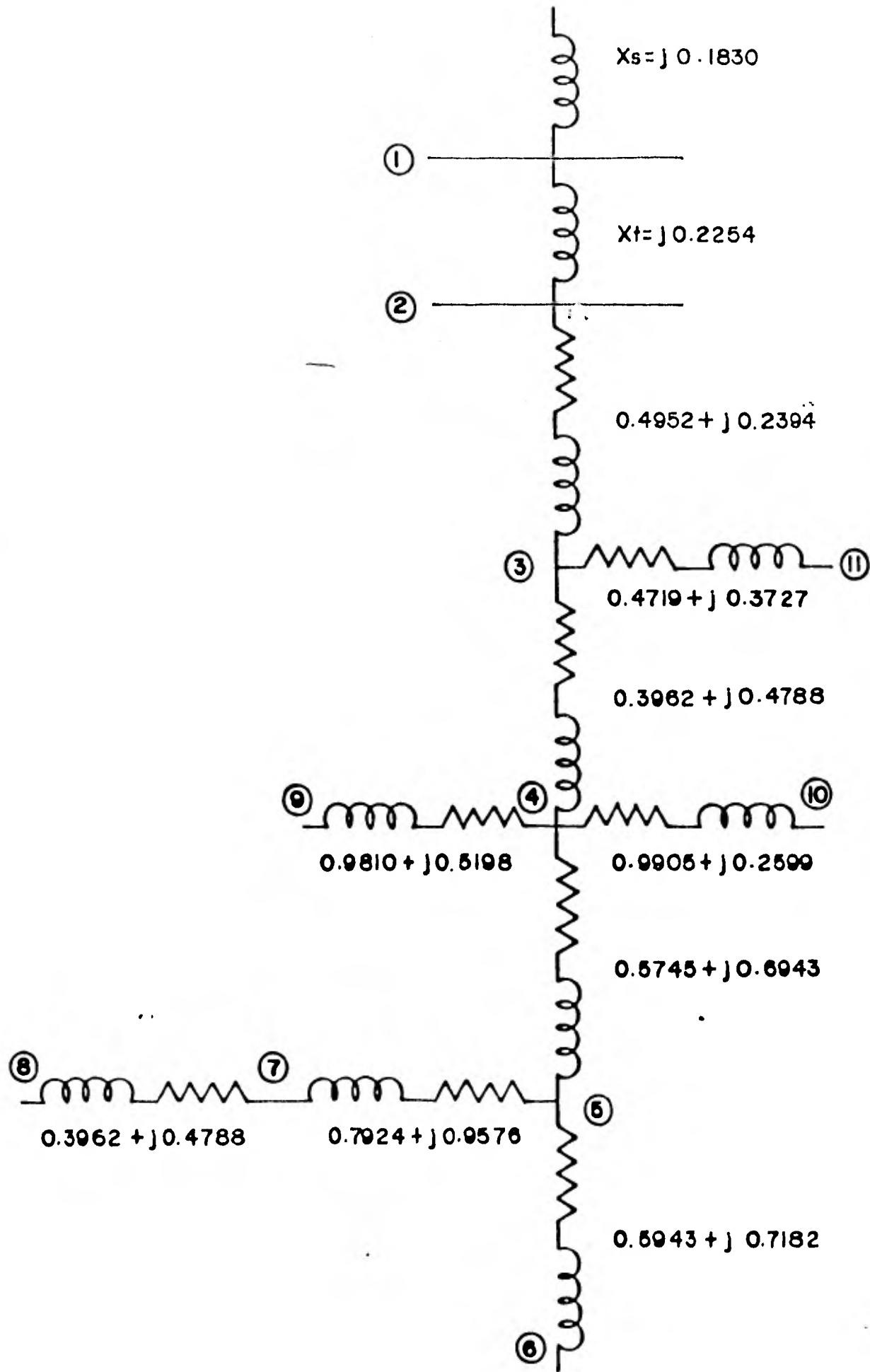
# CIRCUITO PTM 4030

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN P.U. PARA EL CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFASICAS



# CIRCUITO PTM 4030

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN P.U. PARA EL CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO TRIFASICAS



RESISTENCIAS Y REACTANCIAS DE CORTOCIRCUITO

TRIFASICO Y MONOFASICO

CIRCUITO PTM 4030

FECHA OCTUBRE/81

TRIFASICO

MONOFASICO

PUNTO	TRIFASICO			MONOFASICO		
	R	X	X/R	R	X	X/R
1	0	0.1830	$\infty$	0	0.3660	$\infty$
2	0	0.4084	$\infty$	0	1.0422	$\infty$
3	0.4952	0.6478	1.3081	1.7190	4.7350	2.7545
4	0.8914	1.1266	1.2638	3.0942	7.9542	2.5707
5	1.4659	1.8209	1.2422	5.0882	11.9728	2.3530
6	2.0600	2.5391	1.2324	7.1510	16.4041	2.2939
7	2.2583	2.7785	1.2303	7.8386	17.9084	2.2846
8	2.6545	3.2573	1.2271	9.2138	20.8354	2.2613
9	1.8724	1.6464	0.8793	6.2240	11.0318	1.7724
10	1.3819	1.3865	1.0033	4.6591	9.4930	2.0375
11	0.9671	1.0205	1.0552	3.2748	6.9919	2.1350

TABLA VII - 5



POTENCIAS Y CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICAS EN

FALLAS TRIFASICAS Y MONOFASICAS

C I R C U I T O PTM-4030

F E C H A OCTUBRE /81

T R I F A S I C O

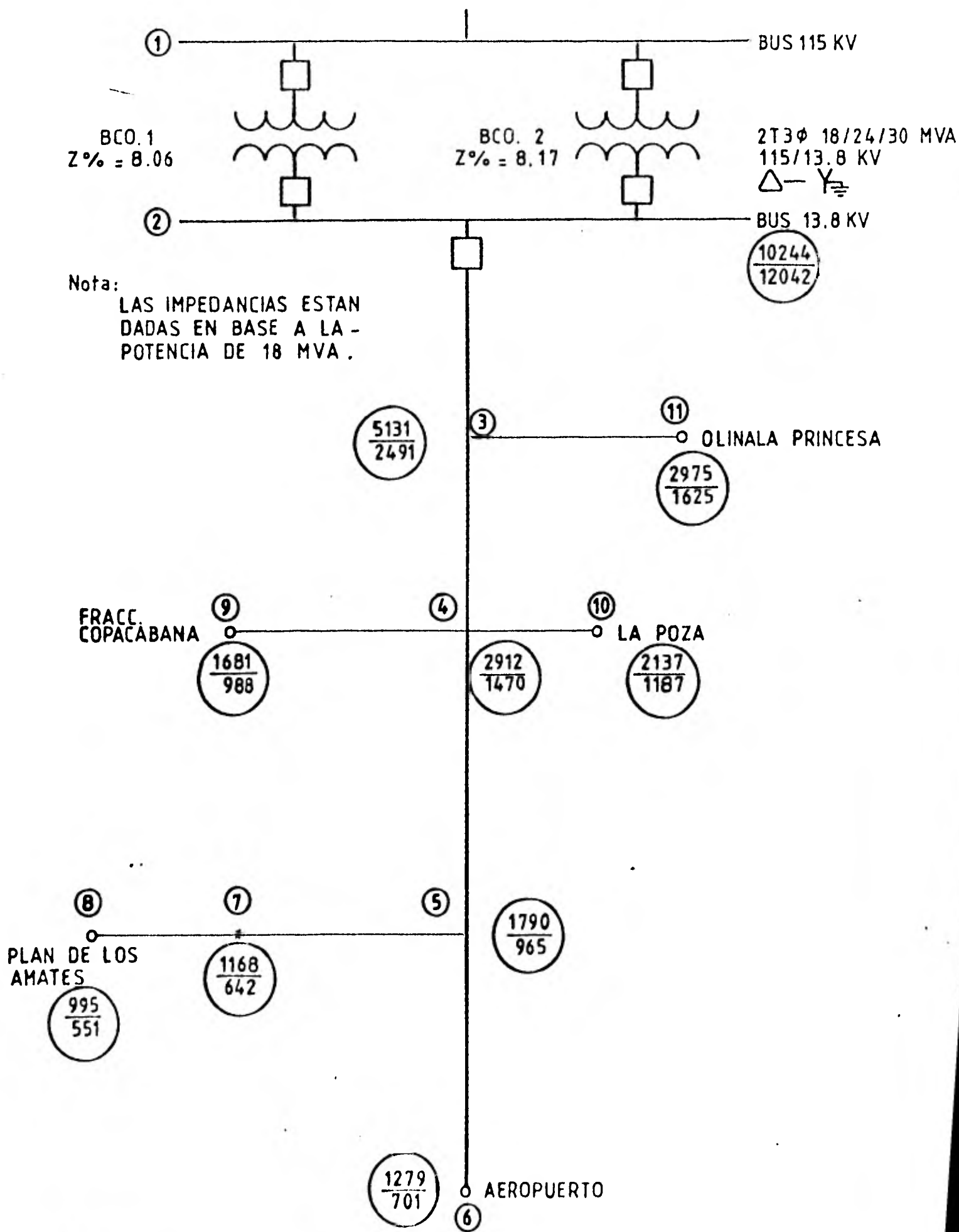
M O N O F A S I C O

PUNTO	$\sqrt{R^2 + X^2}$	MVAcc	Icc	$\sqrt{R^2 + X^2}$	MVAcc	Icc
1	0.1830	546.40	2743	0.3660		
2	0.4084	244.86	10244	1.0422	287.85	12043
3	0.8154	122.64	5131	5.0374	59.55	2491
4	1.4366	69.61	2912	8.5348	35.15	1470
5	2.3376	42.78	1790	13.0091	23.06	965
6	3.2698	30.58	1279	17.8950	16.76	701
7	3.5805	27.93	1168	19.5488	15.34	642
8	4.2019	23.79	995	22.7817	13.17	551
9	2.4933	40.17	1681	12.6664	23.68	988
10	1.9575	51.08	2137	10.5747	28.37	1187
11	1.4059	71.12	2975	7.7208	38.85	1625.

T A B L A VII - 6

# CIRCUITO PTM 4030

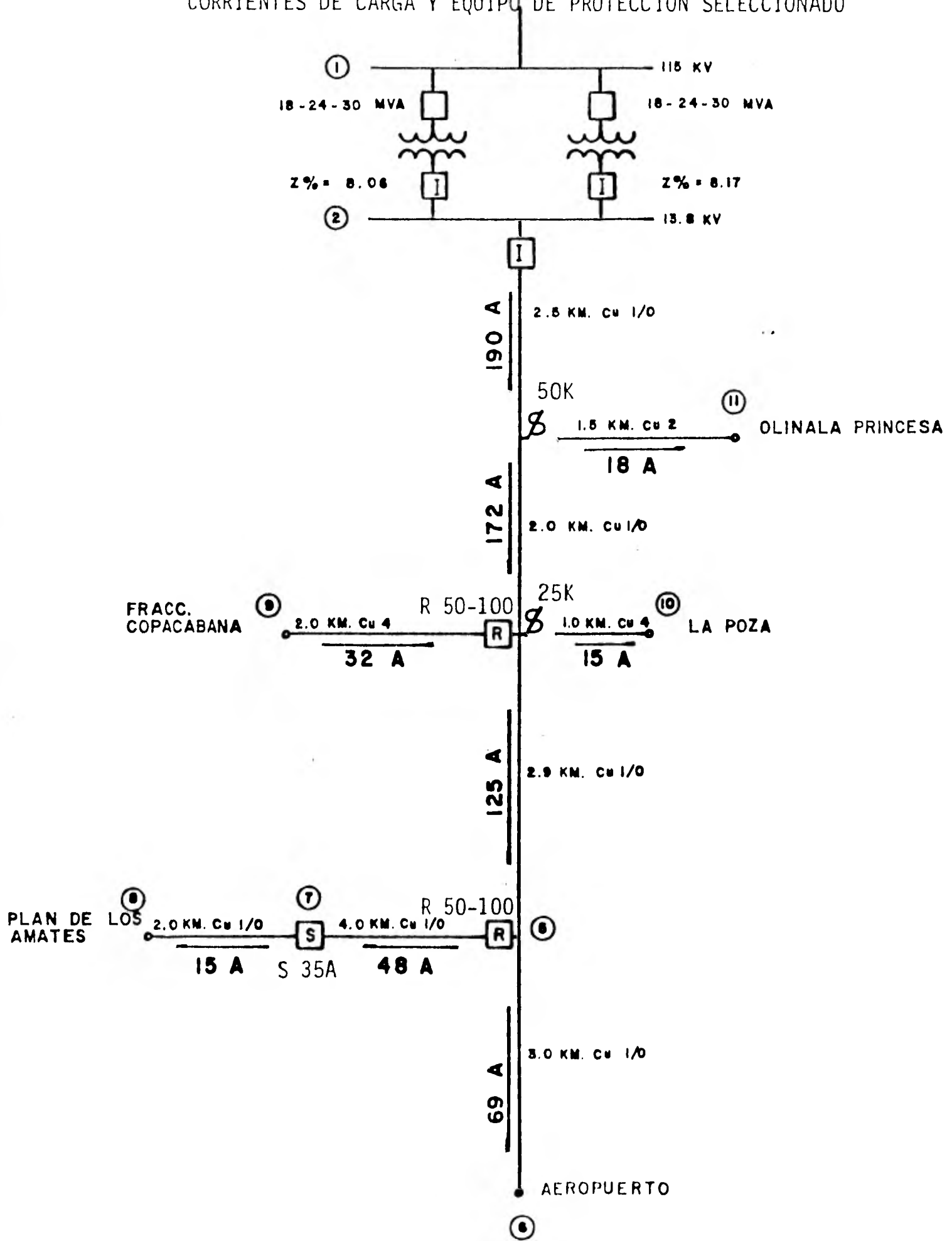
## CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICAS



$I_3$  : CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TRIFASICA  
 $I_1$  : CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO MONOFASICA

# SUBESTACION PUERTO MARQUES

## DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO PTM 4030 CORRIENTES DE CARGA Y EQUIPO DE PROTECCION SELECCIONADO



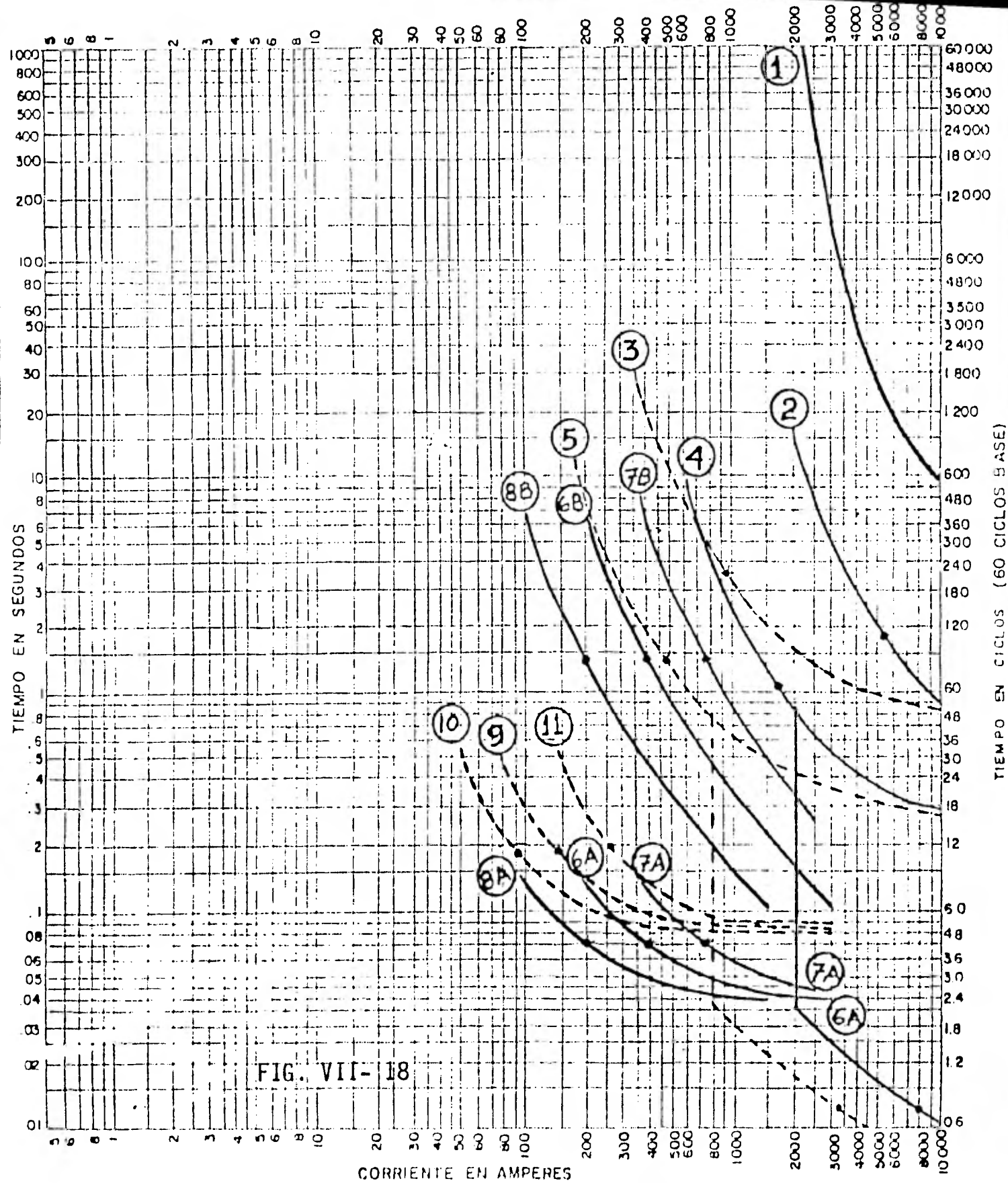


FIG. VII-18

**CURVA 1** SEGURIDAD TRANSFORMADOR 18/24/30 MVA  
115 KV - 13.8 KV DELTA - ESTRELLA  $\Delta-Y$

**CURVA 8** RESTAURADOR TIPO R (PAMAL LA SABANA)  
50 - 100 CURVAS A Y B

**CURVA 2** 51 FASE INT. 4730 Y 4740 MITSUBISHI  
CO - 01, TAP 1, PAL. 2.5, R.T.C. 200/5 (115 KV)

**CURVA 9** TIERRA RESTAURADOR R 100-200  
BORNA DISP. A TIERRA 70 AMP.

**CURVA 3** 51 NT BCO. 1 Y 2 MITSUBISHI  
CO - 01, TAP 2, PAL. 5, R.T.C. 600/5

**CURVA 10** TIERRA RESTAURADOR R 50 - 100  
BORNA DE DISP. A TIERRA 46 AMP. (2.3 EN 100/5)

**CURVA 4** 50 - 51 FASE INT. 1010 MITSUBISHI  
CO - 01, TAP 5, PAL. 1.5, R.T.C. 100/5 (115 KV)

**CURVA 11** TIERRA RESTAURADOR R 185 - 370  
BORNA DE DISP. A TIERRA 133 AMP.

**CURVA 5** 51 FASE INT. 1010 MITSUBISHI  
TAP 1.5, PAL. 2, R.T.C. 100/5 (115 KV)

**CURVA 6** RESTAURADOR TIPO R 100-200  
CURVAS A Y B

**CURVA 7** RESTAURADOR TIPO R 185 - 370  
CURVAS A Y B

SUBESTACION <u>QUEPICO MARQUEZ</u>	
CIRCUITO <u>PIM - 1015 (1000 MVA)</u>	
KV <u>13.8 KV</u>	FECHA <u>1951</u>
PB <u>100 MVA</u>	FORMO <u>1011</u>

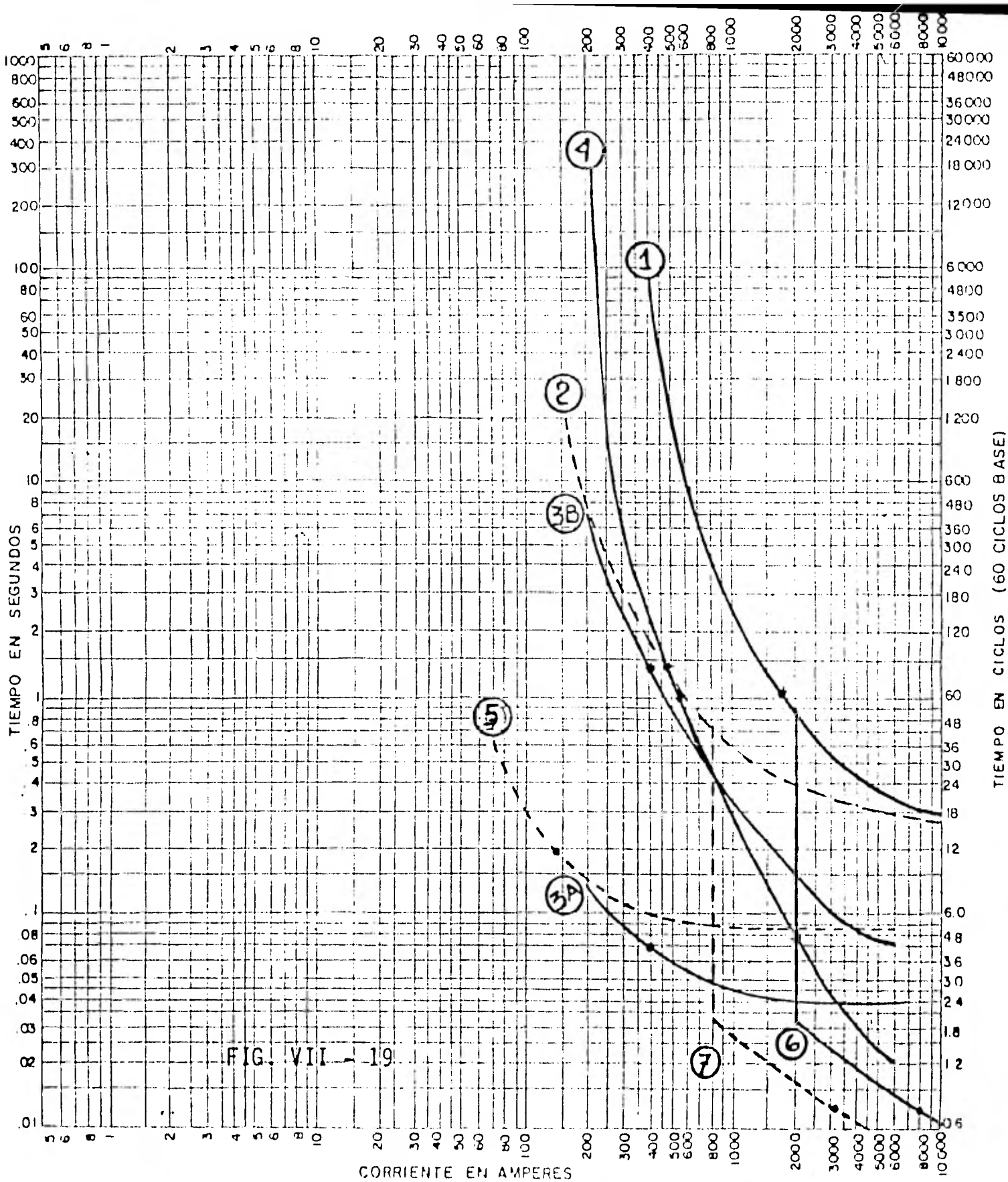


FIG. VII - 19

CURVA 1 50 - 51 FASE INT. 4020 MITSUBISHI  
CO-21, TAP 5, PALANCA 1.5, R.T.C. 400/5  
INST. 25

CURVA 2 50 - 51 NEUTRO INT. 4020 MITSUBISHI  
CO-21, TAP 1.5, PALANCA 2, R.T.C. 400/5  
INST. 10

CURVA 3 RESTAURADOR TIPO W (PARAL A PUERTO)  
MAG. (1) 100 - 200 CURVAS A Y B

CURVA 4 FUSIBLE 100 AMP (N. FRANCESA)

CURVA 5 TIERRA PUERTO W 100 - 200  
SISTEMA DISYUNTOR TIPO W

CURVA 6 DISYUNTOR TIPO W (PARAL A PUERTO)

CURVA 7 OPERACION INSTANTANEA DE NEUTRO  
DISYUNTOR

CURVA 8

CURVA 9

CURVA 10

CURVA 11

SUBESTACION	PUERTO MARQUEZ
CIRCUITO	PIM - 1020 (PREN 155)
KV	11.8 KV
FECHA	FEB 11
PB	100 MVA
FORMO	J.M.H.

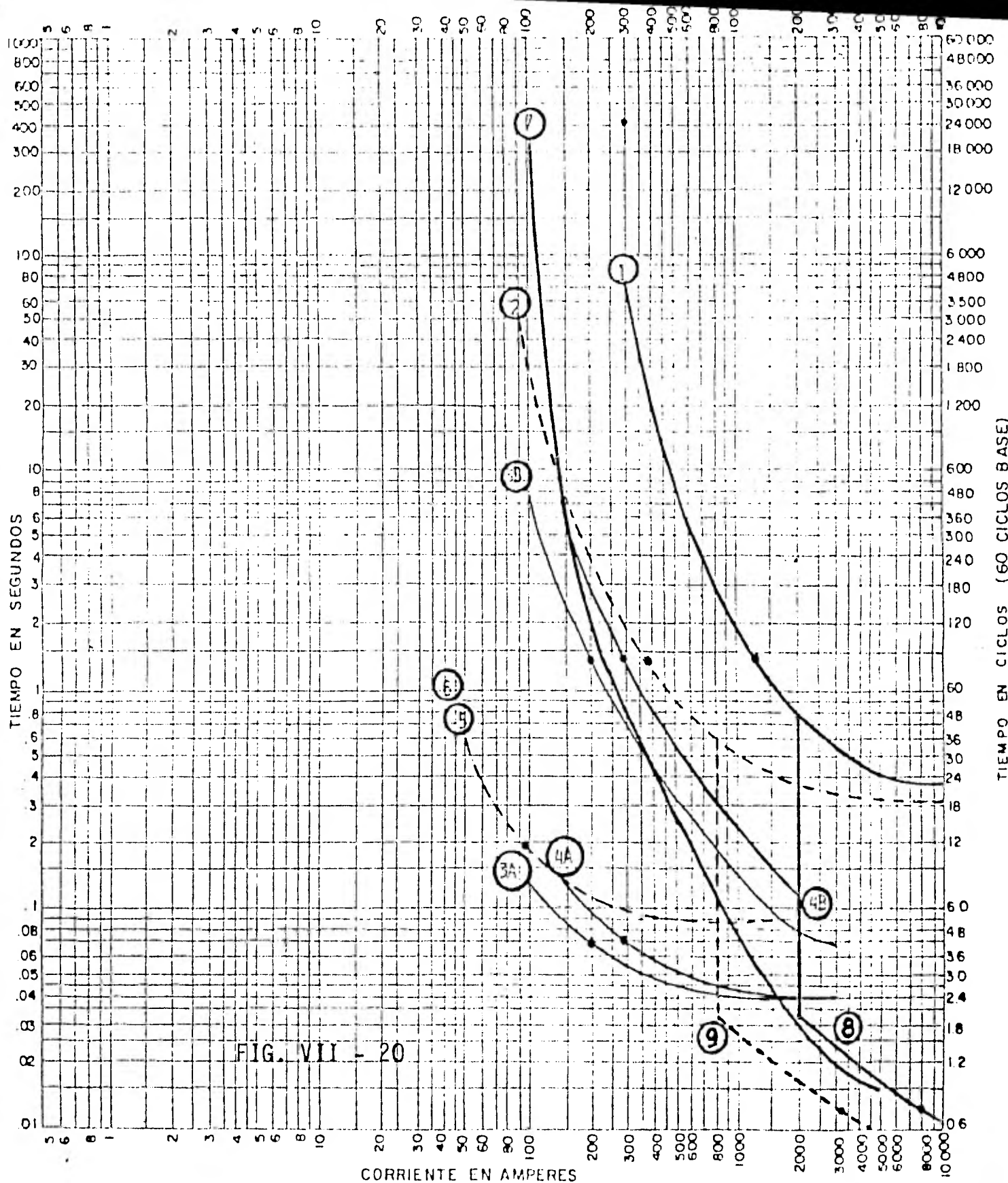


FIG. VII - 20

- CURVA 1 50 - 51 FASE INTERRUPTOR 4030 MITSUBISHI CO-81, TAP 5, PALANCA 2, R.T.C. 300/5, INS-TANTANEO 30.
- CURVA 2 50-51 NEUTRO, INTERRUPTOR 4030, MITSUBISHI CO-81, TAP 1.5, PALANCA 2, R.T.C. 300/5, INSTANTANEO 30.
- CURVA 3 INSTANTANEO TIPO B (CURVA COORDINADA) 50 - 100 CURVAS A Y B.
- CURVA 4 INSTANTANEO TIPO B (CURVA PLAN DE LOS KWATS) 70 - 100 CURVAS A Y B.
- CURVA 5 INSTANTANEO TIPO B (CURVA COORDINADA) 50 - 100 CURVAS A Y B.
- CURVA 6 INSTANTANEO TIPO B (CURVA PLAN DE LOS KWATS) 70 - 100 CURVAS A Y B.
- CURVA 7 INSTANTANEO TIPO B (CURVA COORDINADA) 50 - 100 CURVAS A Y B.

- CURVA 8 OPERACION INSTANTANEA DE FASE INTERRUPTOR 4030
- CURVA 9 OPERACION INSTANTANEA DE NEUTRO INTERRUPTOR 4030
- CURVA 10
- CURVA 11

SUBESTACION	LIBERTAD MARCHES
CIRCUITO	111-4030 (ALTO VOLTAJE)
KV	13.8 KV
P.B.	100 MVA
FECHA	1970
FORMO	J.M.P.

## C O N C L U S I O N E S .

El mayor índice de fallas en sistemas de distribución de energía es por sobrecorrientes, razón por la cual todo sistema por pequeño que sea debe ser protegido con el equipo adecuado para reducir los efectos de ésta sobrecorriente.

Los equipos de protección contra sobrecorrientes pueden ser desde el más simple como es el fusible, hasta el más complicado y eficiente como es el interruptor con relevadores. Estos equipos se seleccionan dependiendo de la importancia del sistema, de la corriente de carga y de la corriente de falla que se tenga en el punto de instalación.

Al realizar una buena coordinación de protecciones con todos los equipos instalados a lo largo de un solo circuito de distribución, desde el remate hasta la subestación, se obtienen grandes ventajas que benefician tanto a la compañía suministradora como al usuario:

SE REDUCEN DAÑOS AL EQUIPO INSTALADO  
SE REDUCE EL TIEMPO DE INTERRUPCION  
SE REDUCE EL NUMERO DE INTERRUPCIONES  
EL AREA INTERRUMPIDA ES MAS PEQUEÑA  
HAY MAYOR CONTINUIDAD EN EL SERVICIO DE ENERGIA  
HAY MAYOR CONFIABILIDAD, ETC..

Estas ventajas traen como consecuencia que la industria se desarrolle sin obstáculos y que el avance del país continúe con ritmo acelerado.

## BIBLIOGRAFIA

EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES

C. RUSSELL MASON

INTRODUCCION AL ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE MEDIANA Y ALTA TENSION

GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

TECNICAS DE LAS ALTAS TENSIONES

GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

REDES ELECTRICAS TOMO I Y II

JACINTO VIQUEIRA LANDA

CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA

KERCHNER Y CORCORAN

DISTRIBUTION SYSTEM PROTECTION MANUAL

MC GRAW-EDISON

APPLICATION MANUAL OVERCURRENT PROTECTION FOR DISTRIBUTION SYSTEMS

GENERAL ELECTRIC

APPLICATION AND COORDINATION OF RECLOSERS, SECTIONALIZERS AND FUSES

I E E E

TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK

WESTINGHOUSE ELECTRIC CORP. 1964



SELECTION, APPLICATION AND MAINTENANCE OF AUTOMATIC CIRCUIT RECLOSERS  
MC GRAW - EDISON

USE OF RECLOSERS IN DISTRIBUTION SECTIONALIZING AND THROW OVER SCHEMES,  
BOLETIN 65051  
MC GRAW - EDISON

PROTECCION EN PEQUEÑOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION  
NOTAS DE CURSO C.F.E. DIVISION CENTRO SUR

PRIMER SEMINARIO NACIONAL DE INGENIERIA DE DISTRIBUCION  
C.F.E. 1979

ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA  
WILLIAM D. STEVENSON, JR.

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES, CONEXION Y DESCONEXION (SWITCHEO)  
PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCION  
C.F.E. SUBGERENCIA DE DISTRIBUCION

COORDINACION DE PROTECCIONES EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION Y  
CIRCUITOS DE LAS MISMAS  
C.F.E. DIVISION ORIENTE

DISTRIBUTION SYSTEM OVERCURRENT PROTECTION  
COURSE NOTES, MC GRAW - EDISON 1979