



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE QUERETARO

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTROMECHANICA

COORDINACION DE LAS PROTECCIONES DE
SOBRECORRIENTE DE LA SUBESTACION ELECTRICA
SAN JUAN DEL RIO, CON UNA CAPACIDAD DE 40 MVA

MEMORIA DE EXPERIENCIA PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO ELECTROMECHANICO

PRESENTA

José Manuel Jaramillo Martínez

QUERETARO, QRO., ENERO DE 1996.

No. ADQ. 651513

CLASIFI. 621.31

ROBACED/REINFORCED

537c

U.A.Q. ING.

Faint, illegible text, possibly bleed-through from the reverse side of the page.

Faint, illegible text, possibly bleed-through from the reverse side of the page.

Faint, illegible text, possibly bleed-through from the reverse side of the page.

Faint, illegible text, possibly bleed-through from the reverse side of the page.

Faint, illegible text at the bottom of the page.

AGRADECIMIENTOS

A mi esposa Chely que me ha brindado su apoyo y su amor incondicional, con el que me apoyo para lograr mis objetivos y brindarle a ella mis logros. Espero que siempre te sientas orgullosa de mí como yo lo estoy de ti.

A mis padres que me han respaldado durante toda mi vida en mis decisiones y quien sin su apoyo no sería lo que ahora soy. Los amo mucho y estoy muy orgulloso de Ustedes.

A CFE, una gran institución que me ha brindado esta oportunidad para culminar mis estudios y me ha permitido formar parte de su gran equipo de trabajo.

A la UAQ por darme la educación en sus aulas y aprovechar al máximo los conocimientos que me transmitieron cada uno e los profesores que he tenido a lo largo de mi vida.

A Todos aquellos que me ayudaron de alguna forma para llegar hasta donde me encuentro.

GRACIAS!

INTRODUCCION

El presente trabajo va encaminado a proporcionar los conocimientos básicos de una subestación eléctrica y sus protecciones para todo el personal afín a esta rama de estudio. El contenido pretende ser lo más sencillo posible, así como proporcionar toda la información utilizada para el cálculo de los ajustes en las protecciones de sobrecorriente de una subestación.

El uso de las protecciones en un sistema eléctrico es indispensable para la protección de los equipos instalados y en especial para el objetivo de Comisión Federal de Electricidad que es el de suministrar energía eléctrica con la máxima calidad, continuidad y economía. La coordinación de protecciones en una red eléctrica tiene como finalidad restringir las interrupciones por fallas permanentes a la sección más pequeña del circuito y por el menor tiempo posible.

En el primer capítulo se describe en forma muy general una subestación eléctrica y sus principales elementos. El segundo capítulo expone las formas generales de protección más comúnmente usadas para fallas en las redes eléctricas de distribución, profundizando un poco más en el tercer capítulo, además de abarcar las protecciones internas de un transformador de potencia. Un estudio de coordinación de protecciones de una subestación se trata en el

cuarto capítulo con todas las variables que intervienen para determinar los ajustes de cada dispositivo de protección, comprobando por medio de gráficas la correcta coordinación de los elementos para la presencia de corrientes de cortocircuito.

INDICE

TEMA	Pag.
CAPITULO I DESCRIPCION DE UNA SUBESTACION ELECTRICA	
1.1 Definición.....	1
1.2 Clasificaciones.....	1
1.3 Elementos principales de una subestación eléctrica.....	2
1.3.1 Transformador de potencia.....	2
1.3.2 Interruptor de potencia.....	3
1.3.3 Banco de baterías.....	4
1.3.4 Cortacircuito fusible.....	5
1.3.5 Cuchillas seccionadoras.....	5
1.3.6 Transformadores de instrumento.....	5
1.3.7 Capacitores.....	13
1.3.8 Sistema de tierras.....	14
1.3.9 Estructuras.....	15
1.3.10 Trincheras.....	15
1.3.11 Tableros de control y señalización.....	15
CAPITULO II FORMAS GENERALES DE PROTECCION ELECTRICA	
2.1 Apartarrayos.....	16

INDICE

TEMA	Pag.
2.2 Hilos de guarda.....	17
2.3 Aislamiento.....	17
2.4 Fusibles.....	17
2.5 Relevadores.....	19

CAPITULO III PROTECCION POR RELEVADORES

3.1 Principio de operación de relevadores de protección.....	21
3.1.1 Atracción electromagnética.....	21
3.1.2 Inducción electromagnética.....	22
3.2 Relevador de sobrecorriente instantaneo.....	22
3.3 Relevador de sobrecorriente de tiempo.....	23
3.4 Partes principales de un relevador 50/51.....	24
3.5 Tipos de curvas de relevadores de sobrecorriente y su aplicación.....	26
3.6 Relevador diferencial.....	28
3.7 Relevadores para la protección interna de un transformador de potencia....	32
3.7.1 Relevadores de temperatura.....	33
3.7.2 Relevador de nivel.....	34
3.7.3 Relevador de presión.....	34
3.7.4 Relevador de fluido y presencia de gases.....	35

INDICE

3.8 Relevadores auxiliares.....	37
3.8.1 Relevador auxiliar de bloqueo.....	37
3.9 Relevador de recierre	38

CAPITULO IV COORDINACION DE PROTECCIONES DE UNA SUBESTACION ELECTRICA

4.1 Información general.....	39
4.2 Cálculo de corto-circuito.....	52
4.3 Selección de ajustes a esquemas de protección y RTC de los esquemas de protección.....	65
4.4 Graficación de las curvas de operación de las protecciones de sobrecorriente.....	105
Conclusión.....	122
Apéndice.....	124
Bibliografía.....	132

DESCRIPCION DE UNA SUBESTACION ELECTRICA

1.1 DEFINICION

Es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia y sus funciones principales son:

- a) Transformar tensiones
- b) Derivar circuitos de potencia

1.2 CLASIFICACIONES

Existen varias formas de agrupar a las subestaciones que son:

- a) De acuerdo a la función que desarrollan:
 - Subestaciones variadoras de tensión
 - Subestaciones de maniobra o seccionadoras
 - Subestaciones mixtas (mezcla de las anteriores)
- b) En función de la potencia y tensión que manejan:
 - De transmisión, de 115 kv a 400 kv
 - De subtransmisión, de 34.5 kv a 115 kv
 - De distribución primaria, de 4.16 kv a 34.5 kv
 - De distribución secundaria, menores de 4.16 kv
- c) Por su construcción:
 - Tipo intemperie
 - Tipo interior
 - Tipo blindado

- Tipo encapsulado

1.3 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA SUBESTACION ELECTRICA

Los equipos que constituyen primordialmente una subestación son:

- a) Transformador de potencia
- b) Interruptor de potencia
- c) Banco de baterías
- d) Cortacircuito fusible
- e) Cuchillas seccionadoras
- f) Transformadores de instrumento
- g) Bancos de capacitores
- h) Sistema de tierras
- i) Estructuras
- j) Trincheras
- k) Tableros de control y señalización

1.3.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Es un dispositivo que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro bajo el principio de inducción electromagnética, esto es enlazando los circuitos magnéticamente y aislándolos eléctricamente. La figura 1.1 lo ilustra.

I_p = Corriente primaria
 I_s = Corriente secundaria
 V_p = Voltaje primario
 V_s = Voltaje secundario
 \emptyset = Flujo magnético
 N_1 = Núm. de vueltas del primario
 N_2 = Núm. de vueltas del secundario

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = N_1/N_2$$

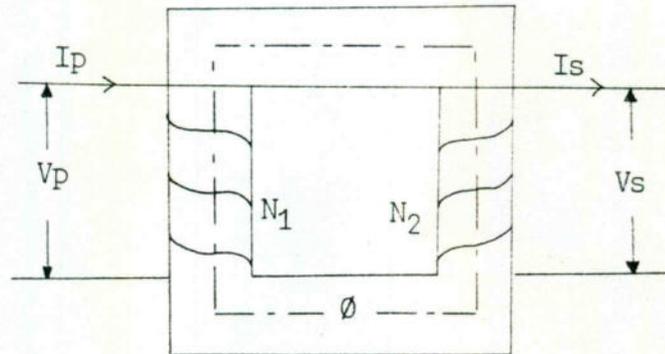


Fig. 1.1 Principio del funcionamiento de un transformador

Se pueden clasificar por el número de fases, en monofásicos y trifásicos; por el número de devanados, en dos devanados y tres devanados; por el tipo de regulación, en regulación fija, regulación variable sin carga y variable con carga; por el tipo de enfriamiento, OA sumergido en aceite con radiadores y OA/FA sumergido en aceite con aire forzado a los radiadores.

1.3.2 INTERRUPTOR DE POTENCIA

Es un dispositivo destinado para interrumpir y restablecer la continuidad de un circuito eléctrico en condiciones normales de carga o de corto circuito.

Los tipos de interruptores de potencia más comunes son:

- a) Gran volumen de aceite

- b) Bajo volumen de aceite
- c) Neumático (aire comprimido)
- d) Hexafluoruro de Azufre
- e) Vacío

1.3.3 BANCO DE BATERIAS

Está formado por varias baterías interconectadas para poder suministrar grandes cantidades de corriente durante periodos cortos y además almacenar una determinada cantidad de energía eléctrica. En una subestación el banco consta comúnmente de 60 celdas con un voltaje nominal de 125 volts de corriente directa que alimenta el alumbrado de emergencia y los circuitos de cierre/disparo de los interruptores.

El uso de este dispositivo se debe a la necesidad de contar con una fuente de energía confiable para la operación de los equipos de protección en condiciones de emergencia. Para darse cuenta de la importancia del banco de baterías es necesario recordar que de acuerdo con las normas de operación de las subestaciones, cuando el voltaje de corriente directa está por debajo del mínimo necesario para la operación de los relevadores de protección es recomendable sacar de servicio la subestación para no correr el riesgo de dañar las instalaciones.

1.3.4 CORTACIRCUITO FUSIBLE

Es un elemento de conexión de circuitos eléctricos que tiene dos funciones:

- a) Como cuchilla, al conectar y desconectar
- b) Como elemento de protección que lo constituye el fusible ubicado dentro del cartucho de conexión y desconexión.

1.3.5 CUCHILLAS SECCIONADORAS

Es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico, por lo general se operan sin carga pero con algunos aditamentos se pueden operar con carga hasta ciertos límites y se pueden clasificar en:

- a) Por el tipo de operación:
 - Con carga
 - Sin carga
- b) Por su tipo de accionamiento:
 - Monopolares de acción manual
 - Tripolares de operación en grupo
 - Tripolares automáticas (motorizadas)

1.3.6 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Son dispositivos de transformación de corriente y potencial que se conectan en alta tensión para obtener magnitudes secundarias de valor

reducido y proporcional a las magnitudes primarias.

Los relevadores, medidores y conmutadores se alimentan de los devanados secundarios de los transformadores de corriente y potencial para la protección y medición del sistema eléctrico.

El empleo de los transformadores de corriente y potencial ofrece las siguientes ventajas:

- a) Protegen al personal y aísla eléctricamente los equipos primarios de los esquemas de protección y medición.
- b) Se logra una disminución de niveles de aislamiento, capacidad, tamaño y costo del equipos conectado a sus devanados secundarios.

Existen dos tipos de transformadores de instrumento:

- a) Transformador de corriente **"TC"**
- b) Transformador de potencial **"TP"**

- a) Transformador de corriente **"TC"**

Es el dispositivo que alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito primario, su principio de funcionamiento puede ser obtenido a través del modelo del transformador ideal. En la figura número 1.2 se muestran los elementos de un TC.

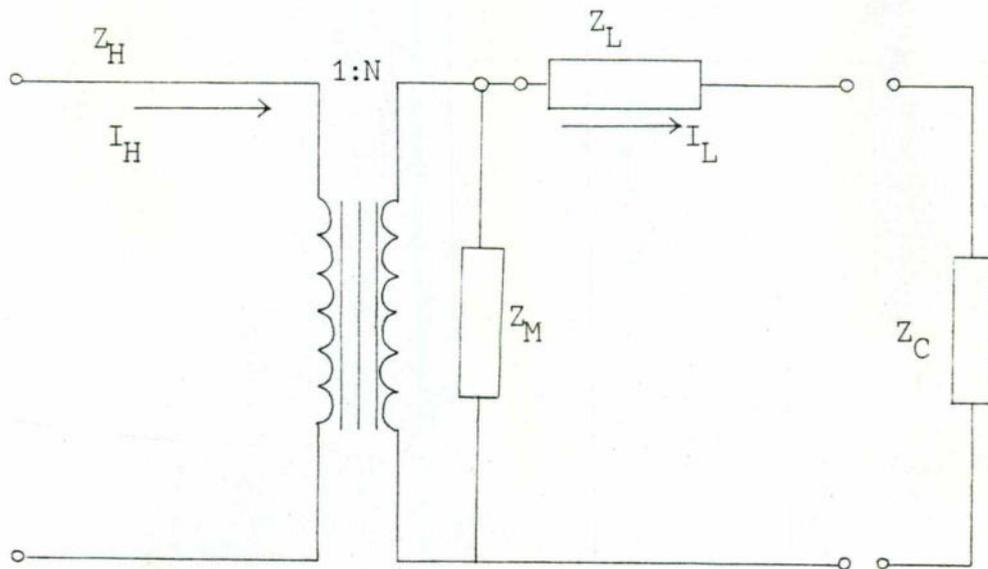


Fig. 1.2 Elementos de un transformador de corrientente "TC"

- Donde:
- Z_H = Impedancia del devanado de alta tensión
 - Z_L = Impedancia del devanado de baja tensión
 - Z_M = Impedancia de magnetización del transformador
 - Z_C = Impedancia de carga del lado secundario
 - I_H = Corriente primaria
 - I_L = Corriente secundaria
 - 1:N = Relación de transformación

El devanado primario está conectado en serie con la línea y muchas veces es esta misma.

La impedancia de carga es la resultante de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los esquemas de protección y medición que el TC alimenta y deberá tener siempre una magnitud pequeña para ofrecer una mínima oposición al paso de la corriente y no sacar al TC de sus características de operación.

Existen dos tipos de transformadores de corriente:

1.) Tipo boquilla

Viene integrado al equipo primario como lo son transformadores e interruptores. Este diseño responde mejor a altas corrientes con menor saturación, es inexacto a pequeños valores de corriente y es baja su impedancia secundaria.

2.) Tipo devanado

Es requerido por separado al equipo primario, su costo es mayor, su impedancia secundaria es alta y se satura más rápido que el de tipo boquilla.

Uno de los parámetros de un transformador de corriente es la relación de transformación de corriente comúnmente llamada "**RTC**" que determina la proporcionalidad entre las magnitudes de corriente y viene dada por:

$$RTC = I_p / I_s$$

Donde: I_p = Corriente primaria
 I_s = Corriente secundaria

Los transformadores de corriente que poseen varias derivaciones secundarias ofrecen diversas relaciones de transformación. La figura 1.3 muestra un TC de este tipo.

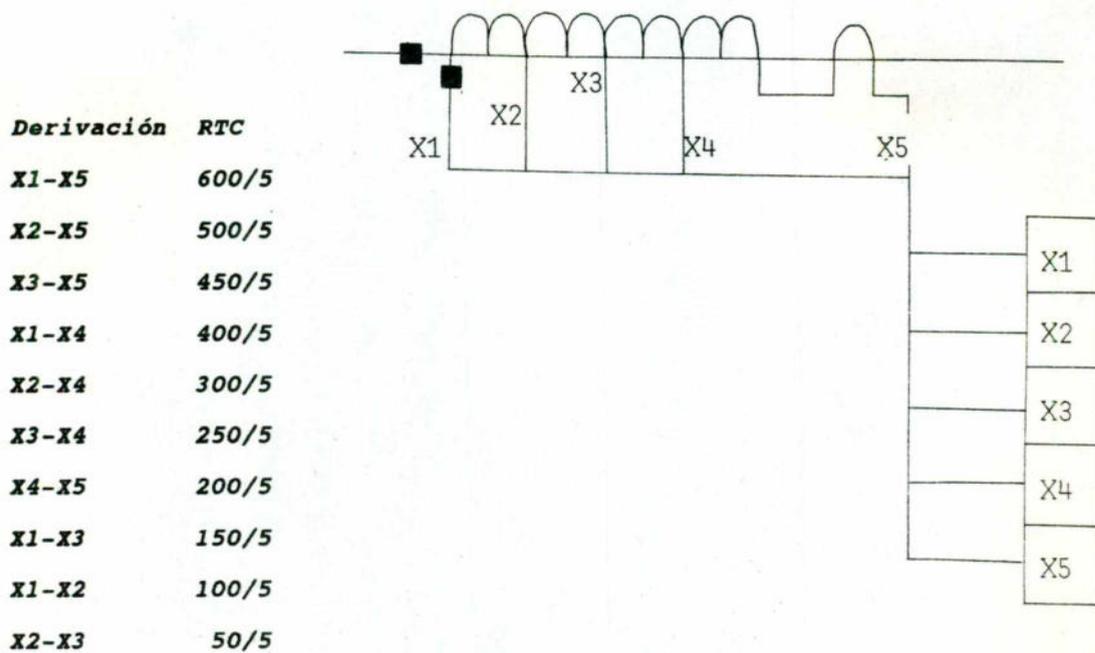


Fig. 1.3 TC de múltiple relación

Marca de polaridad (-■-) en un TC

El sentido de la corriente secundaria depende del sentido en que la corriente primaria circule por el TC.

La figura 1.4 ilustra diferentes representaciones gráficas de un TC

todas ellas con sus respectivas marcas de polaridad. La corriente secundaria que sale por la marca de polaridad está en fase con la corriente primaria que entra por la marca de polaridad del TC. En los transformadores de corriente que cuentan con varias derivaciones secundarias, se considera a la terminal menor del par correspondiente a la RTC seleccionada como polaridad siempre que la corriente primaria entre por el lado de polaridad.

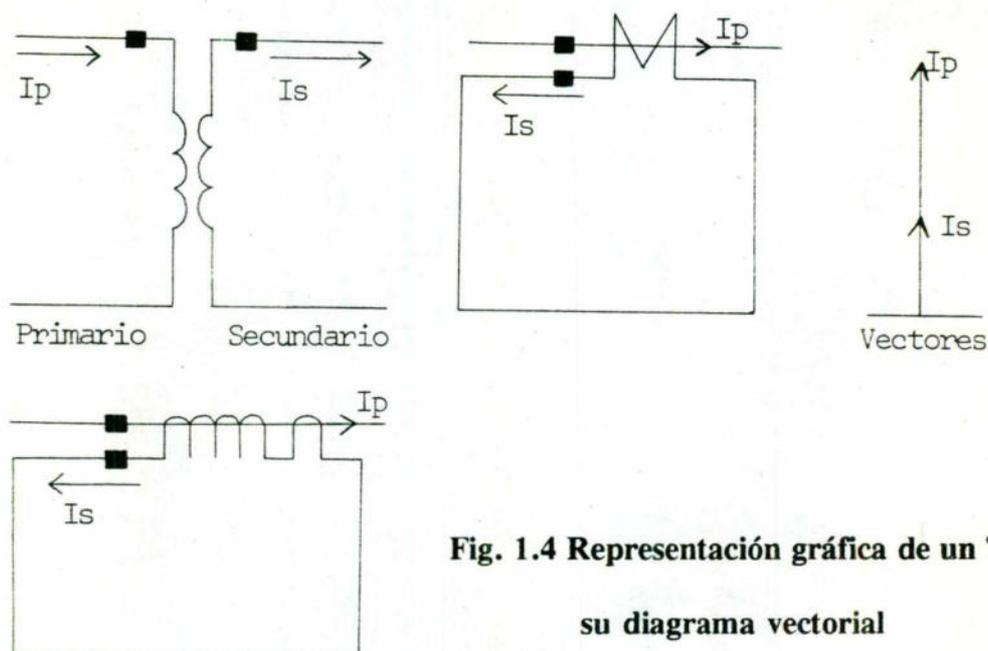


Fig. 1.4 Representación gráfica de un TC y su diagrama vectorial

La forma de conexión de un TC depende del uso que se le dará a las corrientes secundarias, siendo las más utilizadas:

- 1) Conexión estrella y,
- 2) Conexión delta (Δ)

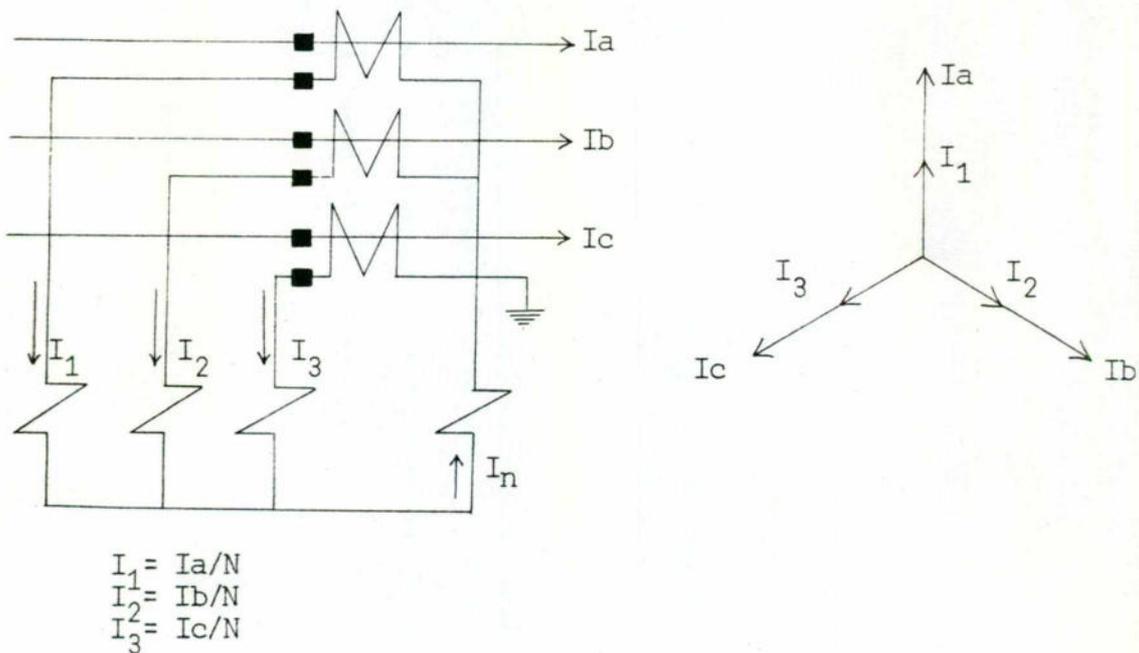


Fig. 1.5 Conexión estrella de TC's y diagrama vectorial equivalente

En la **conexión estrella** como se aprecia en la figura anterior, las corrientes secundarias están en fase con su respectiva corriente de fase.

La **conexión delta** modifica la relación de transformación por el factor de $\sqrt{3}$ y el ángulo con que la corriente secundaria alimenta a los circuitos conectados está defasada 30 grados.

El conectar un solo transformador de corriente invertido originará un vector defasado 180 grados y un error de desbalance en los esquemas de protección y medición.

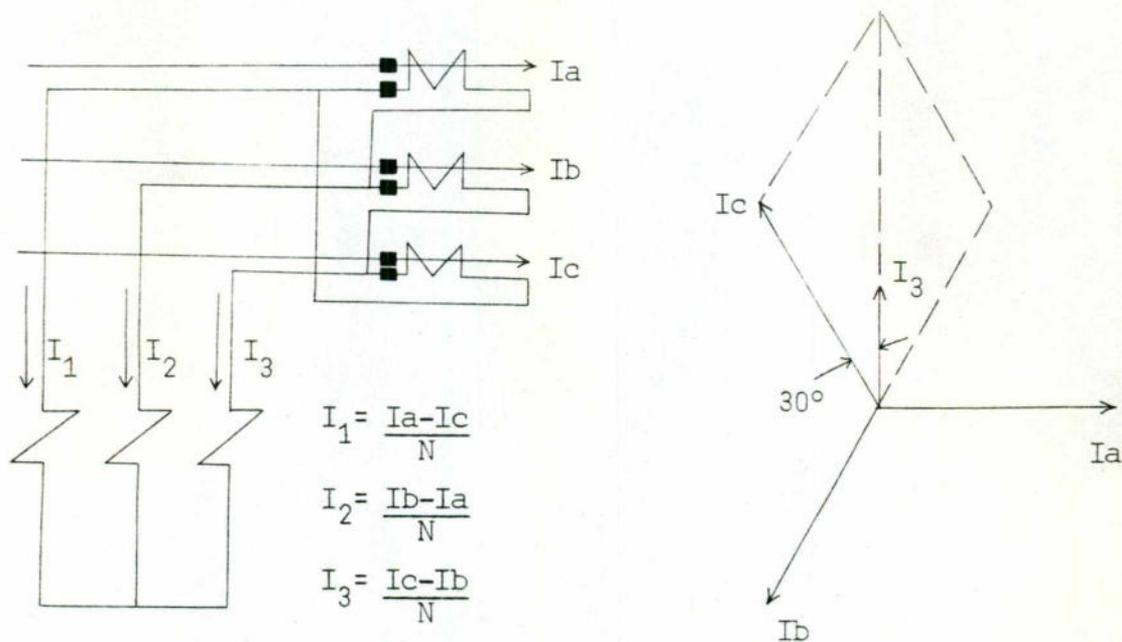


Fig. 1.6 Conexión delta de TC's y su diagrama vectorial

b) Transformador de potencial "TP"

Es un dispositivo donde la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria y defasada de ella un ángulo cerca a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

El devanado primario del TP está conectado entre fases, o bien entre fase y tierra, en tanto que el devanado secundario está conectado a circuitos de potencial de elementos de protección o medición en paralelo. La tensión nominal secundaria según ANSI es de 120 volts para los transformadores de tensión nominal de hasta 25 kv y de 115 volts aquellos de 34.5 kv o más.

La caída de potencial de polaridad a no-polaridad en el lado primario está en fase con la caída de potencial de polaridad a no-polaridad en el lado secundario y se muestra en la figura siguiente.

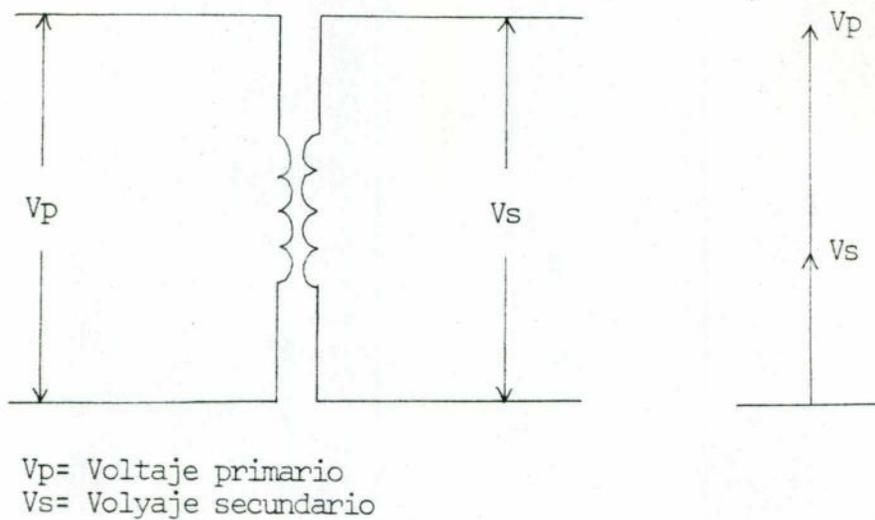


Fig. 1.7 Caidas de potencial en un transformador de potencial "TP"

1.3.7 CAPACITORES

Los bancos de capacitores conectados a la red eléctrica tienen como función fundamental suministrar potencia reactiva capacitiva y los efectos que provocan en las cargas son:

- Reduce la componente en atraso de la corriente
- Incrementa el voltaje aplicado a la carga

- Reduce las pérdidas por I^2Z
- Permite adicionar carga a las líneas de suministro

1.3.8 SISTEMA DE TIERRAS

El arreglo de conductores y electrodos en forma de malla, para proporcionar el punto de referencia de potencial cero además de descargar las sobretensiones evitando acumulación de cargas electrostáticas en equipos y estructuras.

1.3.9 ESTRUCTURAS

Son el soporte de las líneas primarias, aisladores, cuchillas seccionadoras y algunos elementos de protección como los apartarrayos y pararrayos que forman con el hilo de guarda una especie de malla en la parte superior de la subestación eléctrica para protegerla contra descargas directas y descargar por medio de los conductores de cobre a tierra dichas sobretensiones.

1.3.10 TRINCHERAS

Son los ductos que sirven de camino para el sistema de cableado de alimentación, protección, señalización y control de los interruptores, transformador de potencia, transformadores de instrumento y alumbrado. Realizando al mismo tiempo una función de protección para los conductores y prolongando su vida útil.

1.3.11 TABLEROS DE CONTROL Y SEÑALIZACION

Lo constituyen los módulos, secciones de gabinetes o paneles que contienen los equipos de protección, control, señalización y medición de la subestación.

FORMAS GENERALES DE PROTECCION

Todo sistema eléctrico debe estar protegido por varios dispositivos que sean prácticos, contra condiciones anormales del sistema.

El tipo de falla eléctrica que origina los máximos efectos es el corto-circuito, aunque existen otras condiciones de funcionamiento anormales en ciertos elementos que también requieren atención. Con el fin de prevenir y reducir los efectos de las fallas algunas formas de protección son:

- a) Utilizar aislamiento adecuado
- b) Hilos de guarda y baja resistencia de las torres
- c) Apartarrayos
- d) Fusibles
- e) Relevadores
- f) Diseño para limitar la magnitud de la corriente de corto-circuito
- g) Evitar concentraciones muy grandes de capacidades

2.1 APARTARRAYOS

Son elementos que disminuyen los efectos de sobretensiones creadas en el sistema eléctrico por agentes exteriores e interiores como descargas atmosféricas y operación de interrupciones. La función del apartarrayo no es eliminar las ondas de sobretensión sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para los equipos del sistema.

La tensión a la que operan los apartarrayos se conoce como tensión de cebado y se encuentran conectados en cada fase de la red.

2.2 HILOS DE GUARDA

Se utilizan para la protección y seguridad de las instalaciones contra descargas atmosféricas directas sobre las líneas de transmisión y los dispositivos de una subestación. En las líneas aéreas de transmisión y subtransmisión, los hilos de guarda se colocan en una posición tal que su radio de protección proteja las líneas de fase.

2.3 AISLAMIENTO

Los más utilizados son del tipo porcelana y de vidrio. Constan de una serie de discos que soportan las redes eléctricas y al mismo tiempo dan la distancia adecuada para evitar arcos a tierra.

2.4 FUSIBLES

Son elementos de protección que interrumpen la sobrecorriente que por falla o sobrecarga pasa a través de las líneas evitando que los componentes de la red de distribución sufra severos daños.

El fusible es coordinable por tener un tiempo de operación en función de la magnitud de la corriente.

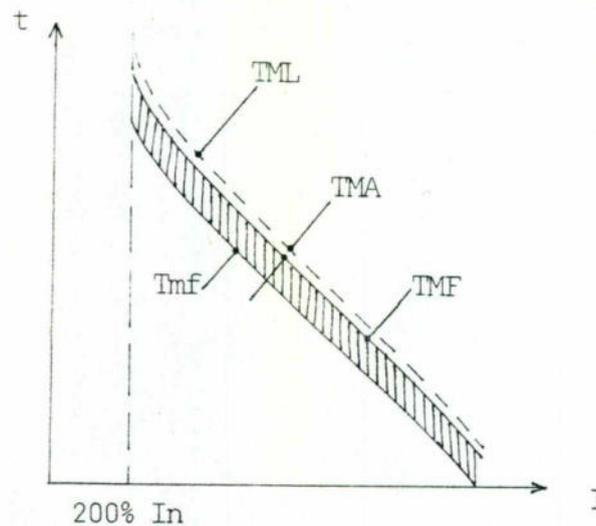


Fig. 2.1 Tiempos característicos de un fusible

En la figura No. 2.1 se observan cuatro tiempos característicos de operación de un fusible:

- 1) Tiempo mínimo de fusión (**Tmf**). Es el intervalo de tiempo que existe entre la aparición de la falla y el momento en que el fusible comienza a fundirse.
- 2) Tiempo máximo de fusión (**TMF**). Es el tiempo entre la aparición de la falla y el momento en que el elemento es roto por fusión estableciéndose el arco eléctrico.
- 3) Tiempo mínimo de arqueo (**TMA**). Es el intervalo de tiempo durante el cual persiste el arco eléctrico.
- 4) Tiempo máximo de limpieza (**TML**). Es el tiempo total desde la aparición de la falla hasta la liberación de la misma.

Es importante recordar que un fusible comienza a fundirse al 200% de su capacidad nominal.

2.5 RELEVADORES

Son dispositivos que responden a algunas o varias características del sistema eléctrico como son voltaje, corriente, frecuencia o impedancia que se alteran al ocurrir una falla.

Un relevador actúa sobre un contacto del circuito de disparo de un interruptor de línea cuando las condiciones de esta pasa de ciertos límites.

PROTECCION POR RELEVADORES

El objetivo de la protección por relevadores es retirar de servicio el elemento del sistema eléctrico que falle.

El uso de relevadores de sobrecorriente no direccionales es muy extenso en las subestaciones de distribución como protección de alimentadores y de respaldo para transformadores de potencia.

Un relevador de protección debe tener las siguientes características:

- a) Sensibilidad. Debe ser suficientemente sensible para que opere en forma segura cuando sea necesario dentro de sus características de funcionamiento.
- b) Selectividad. Debe ser capaz de seleccionar aquellas condiciones donde se requiera un funcionamiento rápido, con acción de retardo o simplemente no operar.
- c) Velocidad. La señal de apertura que mande el relevador al interruptor deberá tener un tiempo de respuesta mínima.
- d) Confiabilidad. Este requisito es muy importante y consiste en que el relevador debe ser digno de confianza en su correcta operación cuando se presenten las fallas.

3.1 PRINCIPIOS DE OPERACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION

Todos los relevadores utilizados para protección de corto-circuito funcionan en virtud de corriente y/o tensión proporcionados por los transformadores de corriente y potencial conectados en diversas combinaciones al elemento del sistema que se va a proteger. Por cambios en estas dos magnitudes las fallas señalan su presencia, tipo y localización.

A pesar de que en la actualidad existen relevadores estáticos y digitales, en la mayoría de las subestaciones se utilizan del tipo electromecánico que emplean dos principios de funcionamiento:

- 1) Atracción electromagnética
- 2) Inducción electromagnética

3.1.1 ATRACCION ELECTROMAGNETICA

Son aquellos que operan por el movimiento de un émbolo dentro de un solenoide o una armadura atraída por los polos de un electromagneto. Estos relevadores pueden operar como una respuesta a cantidades de corriente directa o alterna. La operación depende de una cantidad de corriente o de voltaje que necesita vencer una fuerza de restricción que puede ser un resorte, peso o fricción. Se puede decir que el relevador está en el punto de "casi operación" cuando la fuerza de operación ocasionada por la corriente o voltaje es igual a la fuerza de restricción.

3.1.2 INDUCCION ELECTROMAGNETICA

Estos relevadores usan el principio de motor de inducción donde el par es desarrollado por inducción en un rotor, se aplica solamente en relevadores actuados por corriente alterna debido a su principio de operación y pueden ser de disco o de copa.

3.1.3 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO

Es un relevador que funciona instantáneamente para un excesivo valor de corriente e indica una falla en el dispositivo o circuito protegido. Opera en un tiempo de 0.04 segundos o menos.

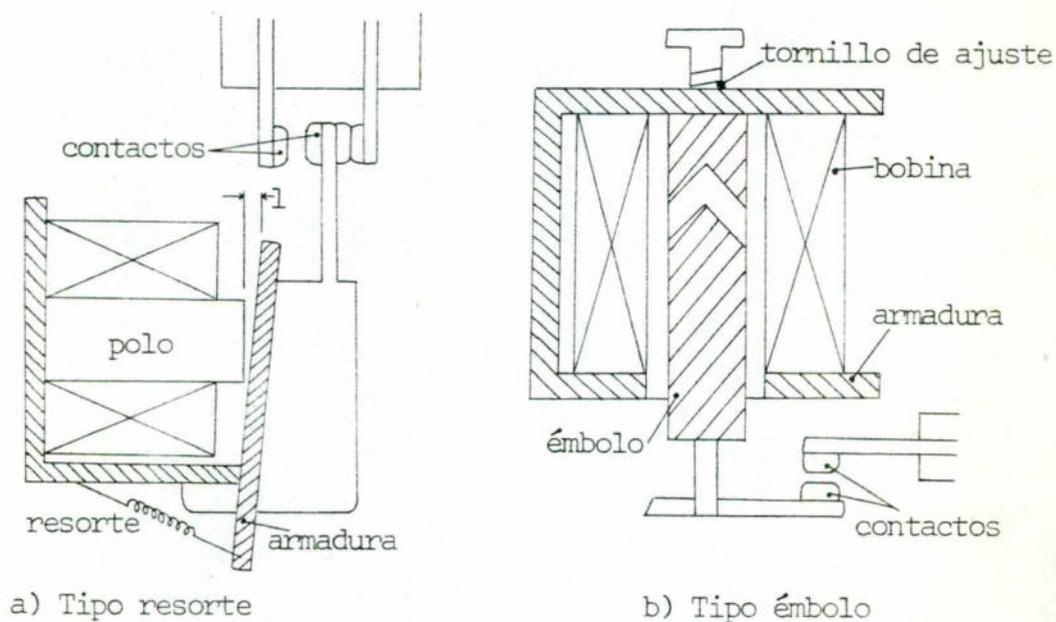


Fig. 3.1 Tipos de relevadores de sobrecorriente instantaneo

Aún cuando existen del modelo estático, el más usado es el de tipo atracción electromagnética y es básicamente un electroimán alimentado a

través de un transformador de corriente. La fuerza generada y ejercida sobre el elemento móvil es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro. Existen dos tipos básicos, de resorte y de émbolo. En Comisión Federal de Electricidad se le designa el número de funcionamiento 50.

3.3 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO

Es un relevador con una característica de tiempo definida o inversa que funciona cuando la corriente en el circuito excede un valor predeterminado.

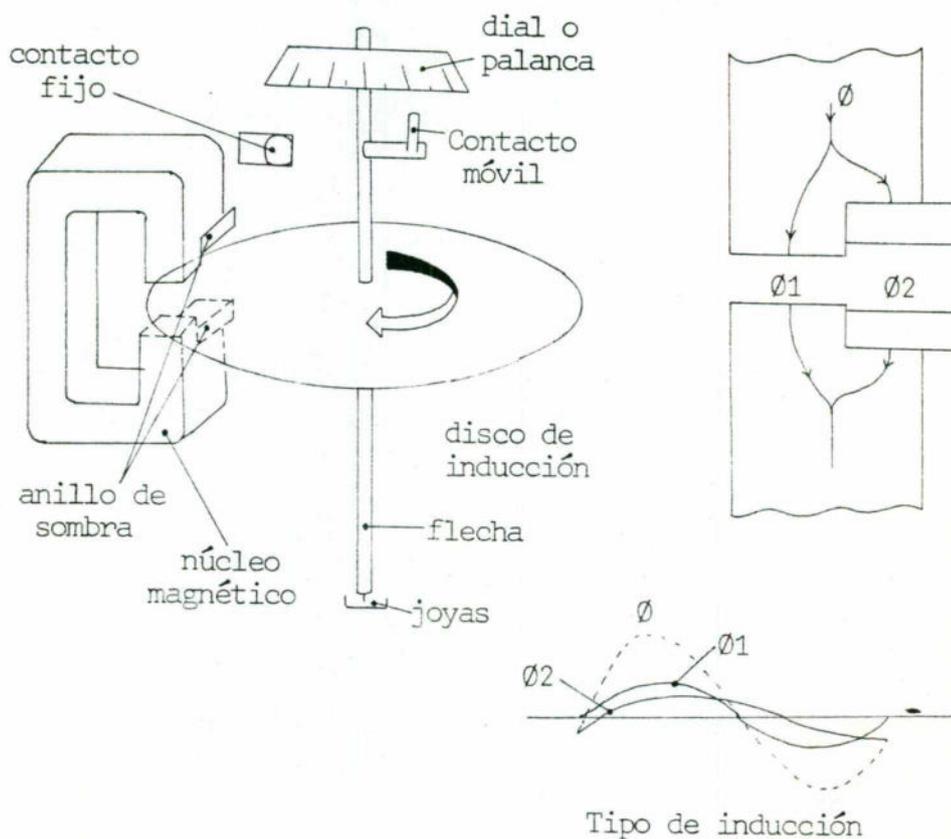


Fig. 3.2 Relevador de sobrecorriente de tiempo tipo inducción

Este relevador es un motor de inducción de fase auxiliar con contactos, la fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil que generalmente es un disco de material no magnético, conductor de la corriente por la interacción de los flujos magnéticos con las corrientes parásitas que se inducen en este.

Comisión Federal de Electricidad le asigna el número de función 51 y la figura No. 3.2 ilustra su funcionamiento.

3.4 PARTES PRINCIPALES DE UN RELEVADOR 50/51

Se le denomina así porque generalmente en una misma caja vienen los dos relevadores, el de corriente instantáneo (50) y el de tiempo (51) formando un esquema.

Está constituido por una unidad instantanea que se ajusta a través de un tornillo que introduce o saca el émbolo dando mayor o menor restricción (en tipo émbolo) o con un dial que regula la tensión del resorte (en tipo resorte). Al cerrar los contactos, levanta mecánicamente una lámina que indica la operación del relevador.

La unidad de inducción o de tiempo tiene un disco montado sobre un eje que está fijado con cierto juego en soportes completamente lisos, que minimizan la fricción. Cuenta con un resorte helicoidal anclado a su marco

de montaje y al propio eje con opción a girar sobre el mismo para darle mayor o menor restricción al giro del disco y que nos sirve para dar el ajuste fino de la corriente de arranque del relevador. Esta unidad posee diferentes derivaciones en la bobina que se conecta al TC y por medio de un tornillo se selecciona la corriente mínima de operación del relevador que se denomina **"TAP"**.

Montado sobre el eje se localiza el contacto móvil a través de un dial en la parte superior de la flecha. Este dial (generalmente numerado del 1 al 10) acerca o aleja el contacto móvil del contacto fijo anclado al marco del relevador, variándose el tiempo de operación. A este ajuste se le denomina **"PALANCA o DIAL"** y permite establecer un juego de curvas similares tiempo-corriente del relevador. Los fabricantes de relevadores han normalizado las curvas de operación graficándolas como tiempo contra el número de veces el tap del ajuste del relevador para determinada palanca.

El relevador está provisto con un indicador (conocido como bandera) que informa al personal el funcionamiento y mando de disparo del relevador al interruptor correspondiente. Dichos indicadores se accionan mecánicamente y su reposición es manual, saltando a la vista cuando opera el relevador. Para proteger sus contactos y asegurar la señal de disparo, los relevadores cuentan con una bobina que se energiza y sella a través de su propio contacto al

momento que cierra el contacto de la unidad de inducción con lo que se impide la interrupción del flujo de corriente en la bobina de disparo del interruptor hasta que este abra, esto se ilustra en la figura siguiente.

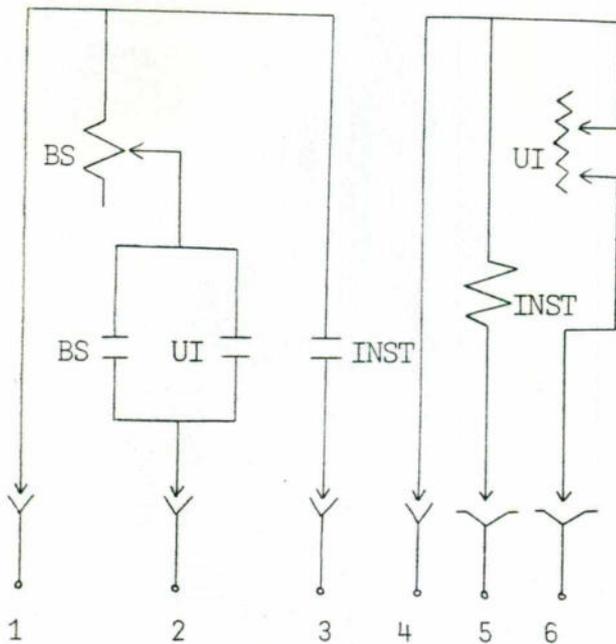


Fig. 3.3 Diagrama elemental de un relevador de sobrecorriente 50/51.

UI= Unidad de inducción
BS= Bobina de Sello
INST= Unidad Instantánea

3.5 TIPOS DE CURVAS DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y SU APLICACION

Existen diferentes tipos de relevadores de sobrecorriente cuya diferencia principal es su característica tiempo-corriente de operación.

En la figura No. 3.4 se muestran en forma gráfica las distintas características tiempo-corriente para un relevador de sobrecorriente, que son:

a) Tiempo definido. Este tipo de curva se aplica donde no hay necesidad de coordinar con otros dispositivos y su aplicación es casi nula.

- b) Tiempo moderadamente inverso. Es muy semejante a la curva de tiempo definido y su aplicación es mínima.
- c) Tiempo inverso. Esta curva es apropiada en lugares donde hay grandes variaciones en la corriente de falla por cambios de generación o maniobras de líneas.
- d) Tiempo muy inverso. Puede utilizarse para coordinar con fusibles aunque es menos apropiado que la curva extremadamente inversa. Es muy adecuada donde existen variaciones de corriente de fallas pequeñas y donde el tiempo de libramiento de falla cercana es importante.
- e) Tiempo extremadamente inverso. Es la característica que mejor coordina con fusibles y restauradores sobre el mismo circuito por la similitud entre sus curvas.

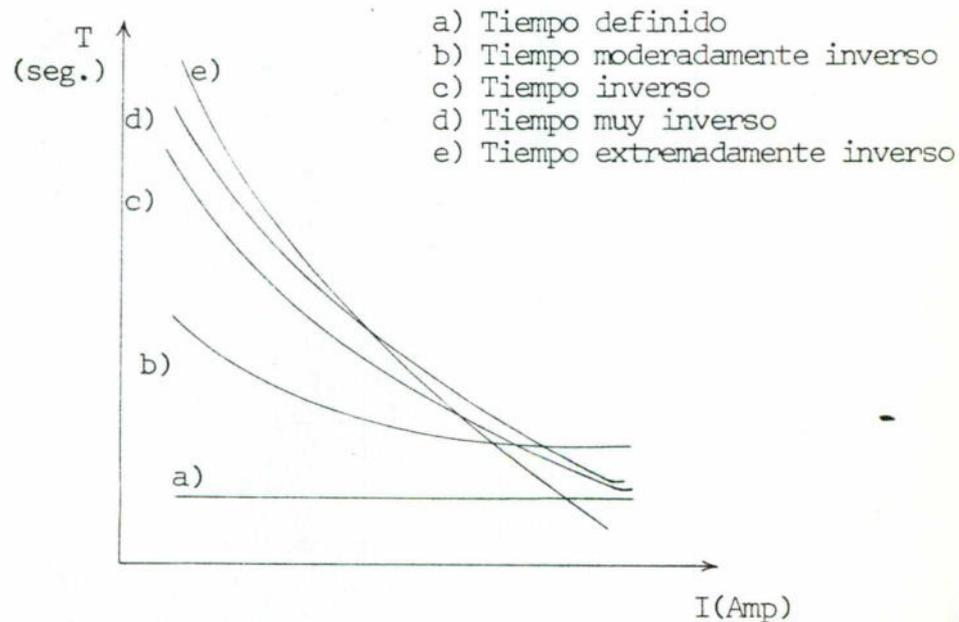


Fig. 3.4 Tipos de curvas de un relevador de sobrecorriente de tiempo

3.6 RELEVADOR DIFERENCIAL

Como su nombre lo indica opera bajo una diferencia de corriente, compara las corrientes de entrada y salida de la zona protegida sin involucrar condiciones externas. Su principio de operación es: La suma de las corrientes que entran es igual a la suma de las corrientes que salen en condiciones normales. Esta protección es aplicable a todas las partes de un sistema de potencia, generador, motor, buses, transformador, líneas, reactores y capacitores.

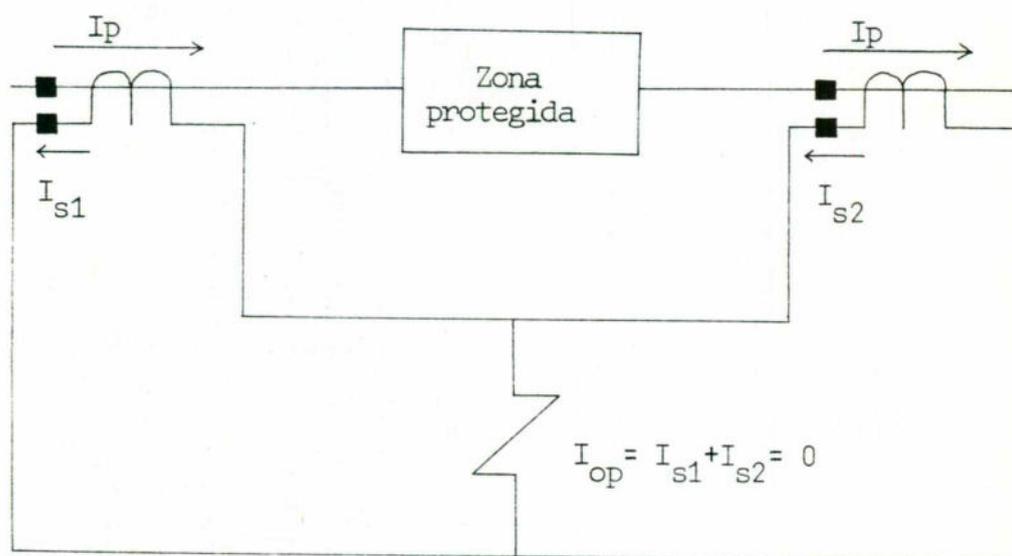


Fig. 3.5 Condiciones normales o de falla externa en un relevador diferencial

En las figuras 3.5 y 3.6 se ilustran la técnica y principio de funcionamiento de la protección diferencial para condiciones normales y de falla en la zona protegida.

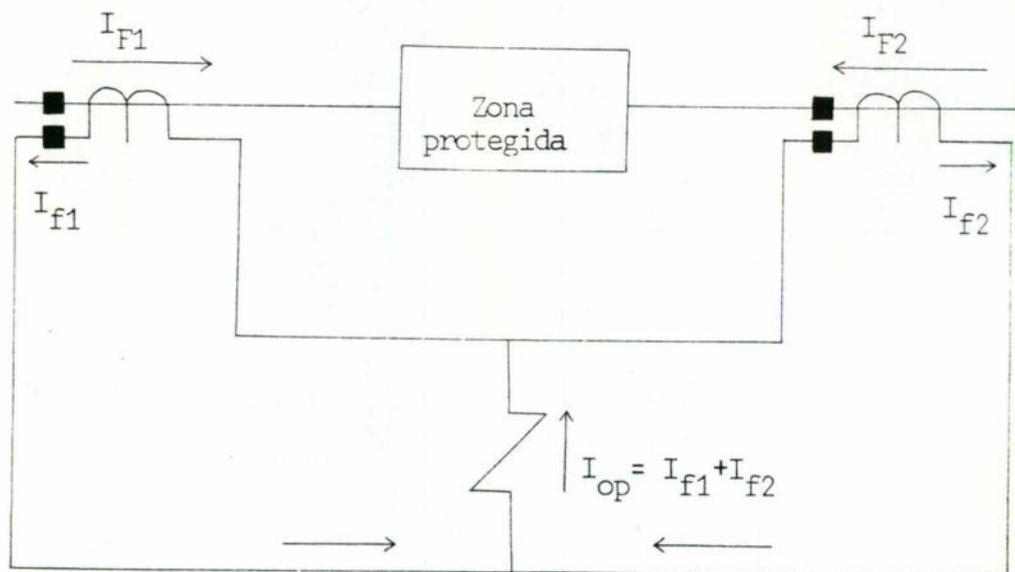


Fig. 3.6 Condiciones de falla en la zona de protección del rele diferencial

Con el objeto de obtener una alta sensibilidad para fallas internas y una alta restricción para las externas, los relevadores diferenciales son del tipo porcentaje diferencial. En la figura No. 3.7 se muestra que la corriente secundaria de los TC está conectada a las bobinas de restricción (R), la corriente que pasa por ella inhibe la operación de la protección. Asociada a los devanados de restricción se tiene la bobina de operación, que al paso de la corriente por ella provoca la operación del relevador.

Estos relevadores pueden ser de porcentaje fijo o variable entre 10% y 50% y puede tener taps para cambiar el porcentaje. Para un relevador con característica del 50%, cuando pase una corriente externa de 10 amp se requiere una diferencia de 5 amp o más para que el relevador opere.

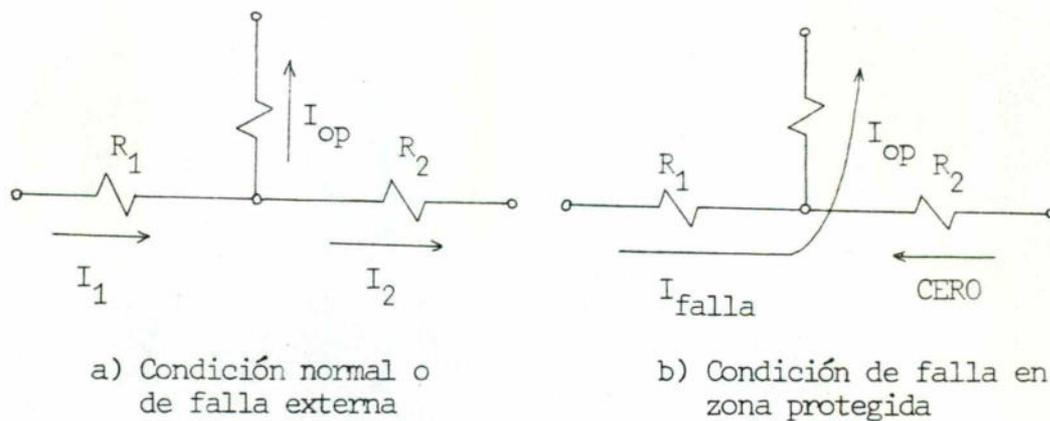


Fig. 3.7 Bobinas de restricción y de operación en un relevador de porcentaje diferencial

Considerando que la diferencia $I_1 - I_2$ es imposible que sea igual a cero, los relevadores se construyen para operar con la diferencia con respecto a la corriente I_1 ó I_2 la cual sí permanece constante.

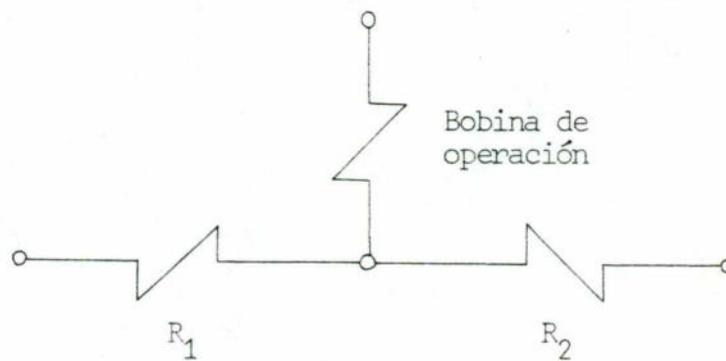


Fig. 3.8 Derivación de la bobina de restricción en un relevador de porcentaje diferencial

En la figura anterior se observa que la bobina de restricción está formada por dos partes, una que es atravesada por I_1 y la otra por I_2 . Como

la derivación de la bobina de operación está en el punto medio, los amper-vueltas en cada bobina de restricción son proporcionales a:

$$I_1 * (N/2)$$

La suma de las dos bobinas de restricción es:

$$I_1 * (N/2) + I_2 * (N/2) = (N/2)(I_1 + I_2)$$

La bobina de operación trabajará en proporción a:

$$I_1 - I_2$$

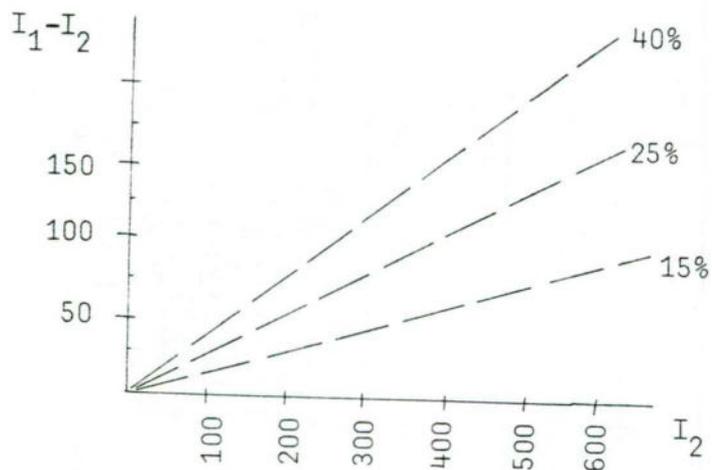


Fig. 3.9 Característica de POR CIENTO DE PENDIENTE

La característica de **POR CIENTO DE PENDIENTE** (Fig. 3.9) nos muestra las condiciones dentro de las cuales va a operar el relevador.

Los relevadores diferenciales no tienen característica de tiempo de retardo porque no se coordinan contra nada y dada la zona que protegen su disparo debe ser instantáneo.

Un elemento que se ha agregado a los relevadores diferenciales es el de restricción de armónicas, necesario por el problema que se presenta al entrar en servicio un transformador cuando se presentan corrientes transitorias de grandes magnitudes que van en armonía con el sistema en el lado primario a causa del inicio de la magnetización del núcleo, ocasionando la operación de la protección diferencial. Se estudió el fenómeno de la corriente de magnetización y se observó que es una corriente con bastantes armónicas con un valor que puede llegar a ser 16 veces la corriente nominal en un tiempo de 0.1 segundo. La existencia de armónicas en esta corriente es el medio de distinguir para el relevador entre una corriente de falla y una de magnetización.

3.7 RELEVADORES PARA LA PROTECCION INTERNA DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El elemento más importante de una subestación es el transformador de potencia. Las protecciones que se instalan en los dispositivos de una

subestación eléctrica tienen como objetivo principal proteger el transformador contra fallas externas.

Siendo el transformador de potencia el elemento más importante de una subestación se debe tener protegido contra fallas internas que se pueden presentar, mediante las siguientes protecciones:

- a) Relevadores de temperatura
- b) Relevador de nivel
- c) Relevador de presión
- d) Relevador de fluido y presencia de gases

3.7.1 Relevadores de temperatura

Son instrumentos ubicados en la parte superior del transformador, lugar en que el aceite se encuentra a mayor temperatura. Estos dispositivos son termómetros acondicionados con microinterruptores calibrados a temperaturas específicas, que se utilizan para el arranque de grupos de ventiladores y para mandar alguna señal de alarma o de disparo sobre los interruptores de alta y baja tensión del transformador de potencia.

Generalmente se cuentan con:

- Termómetro de aceite. Se le asigna el número de función 26 para CFE y mide la temperatura del aceite.
- Termómetro de devanado. Conocido como **"Hot Spot"**, mide la

temperatura del arrollamiento del transformador en el punto más caliente y se le designa el número 49.

3.7.2 Relevador de nivel

Esta protección detecta niveles críticos del líquido aislante (aceite) como resultado de una fuga. Cuenta con un microinterruptor que se utiliza para mandar una señal de alarma. Posee el número de función 71.

3.7.3 Relevador de presión

Es una protección que opera al detectar y desfogar sobrepresiones internas peligrosas ocasionadas por fallas en un transformador de potencia.

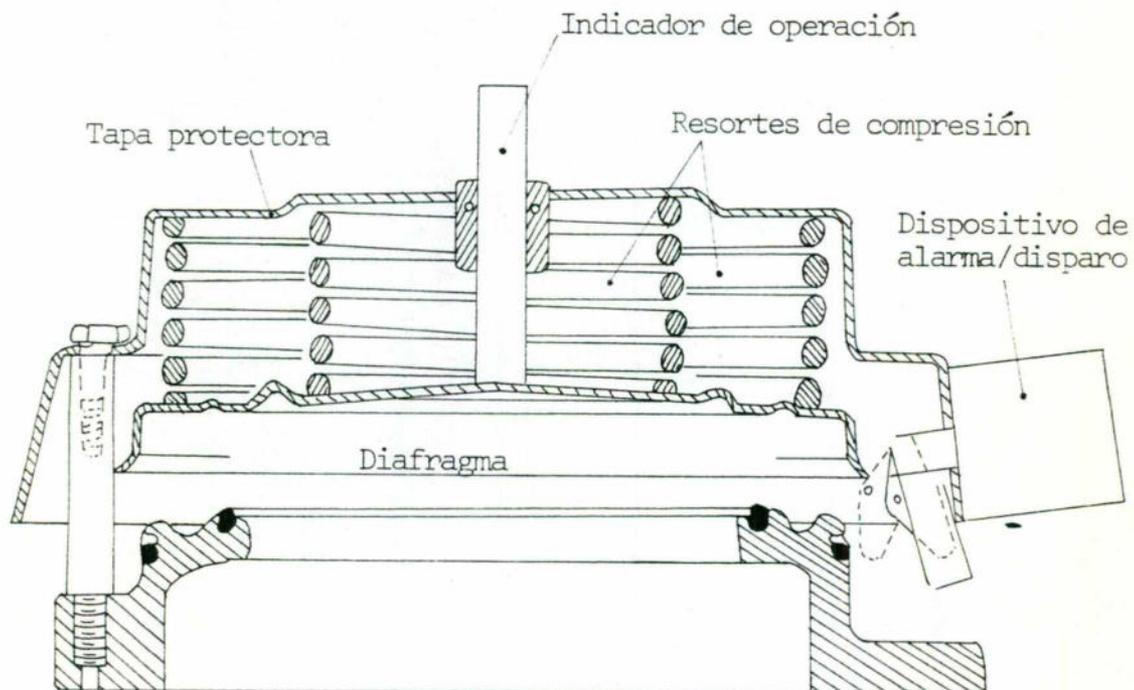


Fig. 3.10 Relevador de sobrepresión

Una sobrepresión ocurre cuando se presenta un corto-circuito entre devanados que origina la descomposición del aceite y provoca una gran producción de gases que de no liberarse ponen en peligro la construcción del tanque del transformador.

En la figura 3.10 se ilustra este relevador cuyo funcionamiento es: Al presentarse una sobrepresión del orden de 10 lb/pulg² hace operar el diafragma que a su vez opera un microinterruptor, mandando una señal para abrir los interruptores de alta y baja tensión del transformador de potencia.

3.7.4 Relevador de fluido y presencia de gases

Es un relevador que se utiliza para la protección de un transformador de potencia que cuenta con tanque conservador y actúa como trampa de gases entre el tanque principal y el conservador, así como detector de flujo inverso de aceite. Se conoce comúnmente como "**Buchholtz**".

Consta de una mirilla con indicación del volumen de gas atrapado en el cuerpo del relevador, válvula de purga, válvula de prueba, flotadores con microinterruptores de ampoya con mercurio y bornes de alarma/disparo (figura 3.11).

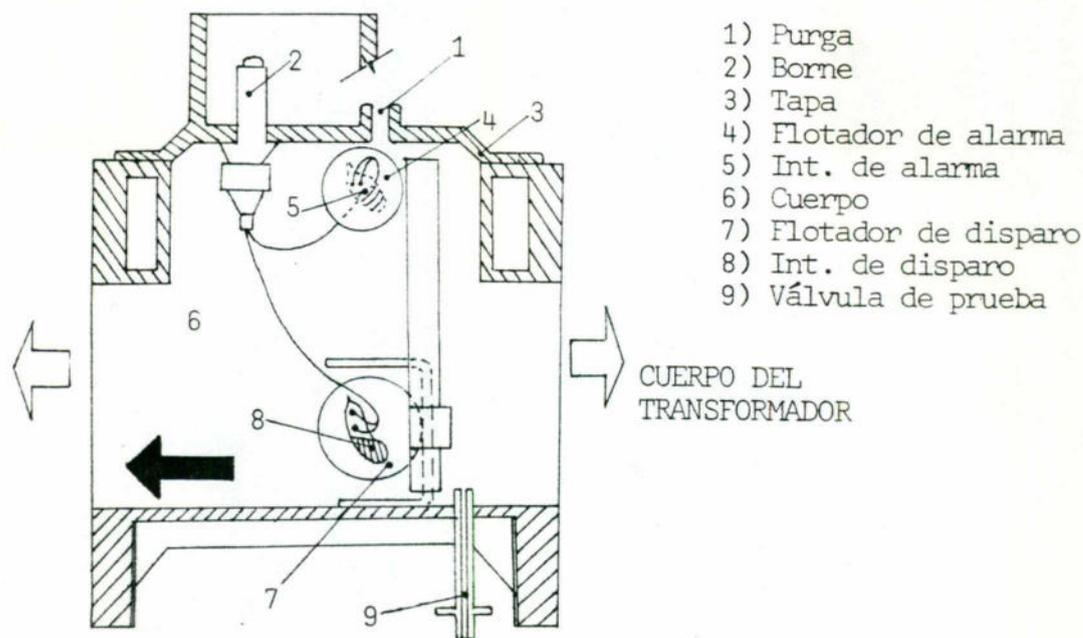


Fig. 3.11 Relevador "Buchholtz"

En caso de producirse un corto-circuito en los devanados se forman gases por la descomposición del aceite subiendo estos a la parte superior del transformador, por lo general al tanque conservador. Se coloca el Buchholtz en el conducto que une el cuerpo del transformador con el tanque conservador, atrapando los gases en una cámara que tiene para este propósito y que en condiciones normales está llena de aceite. Al llegar los gases a la cámara provoca que un flotador opere un microinterruptor de mercurio enviando una señal de alarma e indicando que se han producido gases en el interior del transformador. Si el volumen de gas es mayor o existe flujo de aceite del tanque conservador hacia el cuerpo del tanque a causa de una fuga

intensa provoca que un segundo flotador opere otro microinterruptor de mercurio mandando una orden de disparo sobre los interruptores primario y secundario del transformador de potencia.

3.1.8 RELEVADORES AUXILIARES

Se les denomina a aquellos dispositivos que complementan los esquemas de protección y que sirven para diferir la función principal de un relevador.

Algunas funciones que realizan son:

- Transferir señales de mando
- Bloquear la operación de algunos elementos
- Sellar órdenes sobre ciertos dispositivos
- Aumentar la capacidad de operación
- Mandar señalización

Entre los relevadores de este tipo que más se manejan en una subestación se encuentra el relevador auxiliar de bloqueo.

3.8.1 Relevador auxiliar de bloqueo

Es un relevador que tiene como función, auxiliar a la protección diferencial cuando esta opera. Se conoce como la "86" por ser su número asignado en CFE.

Al presentarse una falla en la zona de protección del relevador

diferencial este opera cerrando un contacto que energiza la bobina del relevador auxiliar de bloqueo (86), entregando este último varias señales a través de contactos que mandan abrir los interruptores de alta y baja tensión del transformador de potencia y bloquea cualquier intento posterior de cierre hasta que se elimine la falla que provocó la operación del relevador diferencial y se restablezca en forma manual la 86.

3.9 RELEVADOR DE RECIERRE

Es un relevador del tipo programa que supervisa la posición de un interruptor entregando señales de cierre instantaneo o con tiempo de retardo después de la apertura del interruptor por acción de un relevador de protección.

Estos relevadores tienen una secuencia e operación de acuerdo a las necesidades y diseño que lo bloquean una vez cumplidos sus intentos de cierre (1 instantaneo y 3 con retardo de tiempo ajustable) sobre una falla permanente, así como su restablecimiento automático si antes de completar su ciclo de operación el interruptor queda en condiciones normales (cerrado) como consecuencia de la desaparición de la falla.

COORDINACION DE PROTECCIONES DE UNA SUBESTACION ELECTRICA

4.1 INFORMACION GENERAL

Como complemento de la teoría y conceptos básicos desarrollados a lo largo de este trabajo, en el presente capítulo se trata la coordinación de los esquemas de protección de sobrecorriente con que cuenta comúnmente una subestación eléctrica.

Es necesario mencionar que cada empresa utiliza ciertas clasificaciones para la identificación de los dispositivos que maneja, tomando como parámetro algunas variables comunes a ellos. En Comisión Federal de Electricidad algunos de estos parámetros lo constituyen el voltaje de operación, la función que desarrolla un dispositivo y el elemento que se protege, designando de esta forma un número de función a cada elemento del sistema eléctrico para homogenizar su nomenclatura a nivel nacional. Es por esto que la mención de algún dispositivo de una subestación eléctrica mediante un número es la nomenclatura por la cual se le conoce en el ámbito de CFE.

La instalación tomada para el efecto de estudio es la Subestación Eléctrica San Juan del Río, Qro., que presenta las siguientes características:

- a) Es una subestación del tipo variadora de tensión (reductora) con un voltaje en el primario de 115 kv y en el secundario de 13.8 kv
- b) Se encuentra alimentada normalmente por una línea de transmisión (LT) con

número de función 73280, aunque para condiciones de emergencia también puede alimentarse por la línea 73260 (ver diagrama unifilar de alimentación principal de la subestación San Juan del Río)

c) Tomando como base el punto anterior, se considera que la subestación San Juan del Río está alimentada por la LT 73280 solamente.

d)
e) En la subestación existen dos transformadores de potencia con capacidad de 12/16/20 MVA cada uno. La carga total de la subestación que alimenta siete circuitos de distribución se reparten como sigue:

- Cuatro circuitos los alimenta el transformador de potencia No. 1 (T1)
- Tres circuitos los alimenta el transformador de potencia No. 2 (T2)

f) Las demandas de cada uno de los circuitos de distribución son:

- Circuito No. 1 (C₁) con demanda de 5600 kw
- Circuito No. 2 (C₂) con demanda de 5500 kw
- Circuito No. 3 (C₃) con demanda de 4600 kw
- Circuito No. 4 (C₄) con demanda de 4500 kw
- Circuito No. 5 (C₅) con demanda de 5400 kw
- Circuito No. 6 (C₆) con demanda de 5400 kw
- Circuito No. 7 (C₇) con demanda de 5500 kw

g) Cada uno de los circuitos de distribución cuenta con un restaurador como primer dispositivo de protección, ubicados a diferentes distancias de sus respectivos interruptores de circuito.

De la fuente generadora al punto de falla, el sistema distribuye a

diferentes rangos de voltaje, lo que dificulta el manejo de las redes de secuencia para determinar los valores de impedancia y de corriente, es por eso la necesidad de utilizar un sistema de unidades homogéneo. El empleo del sistema **POR UNIDAD (p.u.)** viene a solucionar este problema, expresando cualquier valor de impedancia, corriente o voltaje en por ciento (%) o por unidad de un valor base. Por ejemplo, si nosotros tenemos un voltaje de 90 volts y suponemos un voltaje de 115 volts como la unidad, podemos expresar los 90 volts como 78.25 % de 115 volts ó 0.7826 de 1. El sistema por unidad en CFE utiliza como MVA de base un valor de 100 y el voltaje de base que viene dado por el valor de operación.

De acuerdo a los estudios realizados para el análisis de corto-circuito mediante el método de las componentes simétricas, se resume que un sistema trifásico desbalanceado puede descomponerse en tres sistemas trifásicos balanceados denominados de secuencia (positiva, negativa y cero) que nos permiten conocer los valores aproximados de corriente al presentarse dos tipos de falla principalmente (trifásica y monofásica), conociendo los valores de impedancia equivalente de cada secuencia. La impedancia de secuencia positiva (+) es igual a la impedancia de secuencia negativa (-).

Los datos con que se cuentan para el inicio del cálculo de corto-circuito se enumeran a continuación:

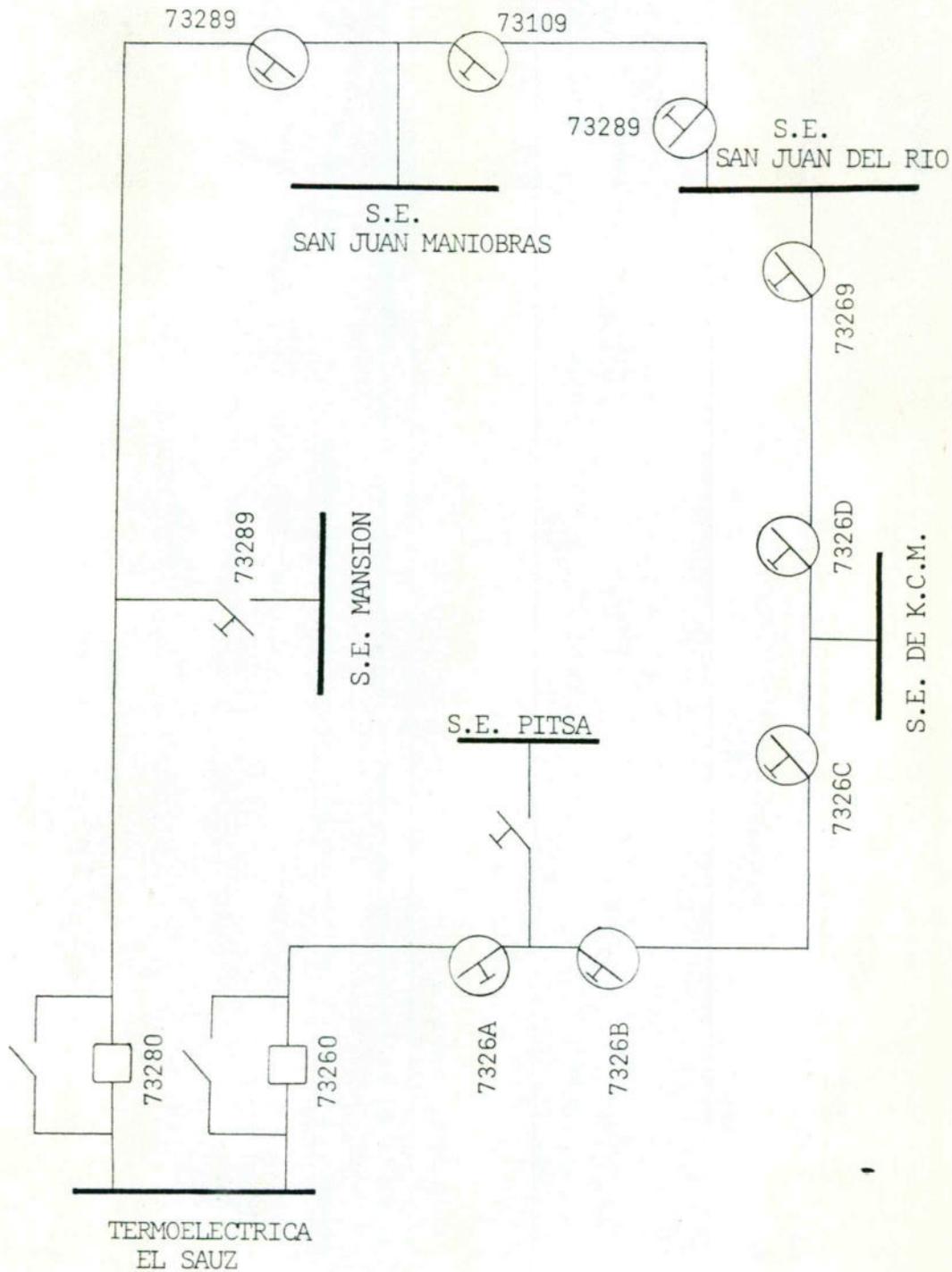


Fig. 4.1.1 Diagrama unifilar de alimentación de la subestación eléctrica San Juan del Río

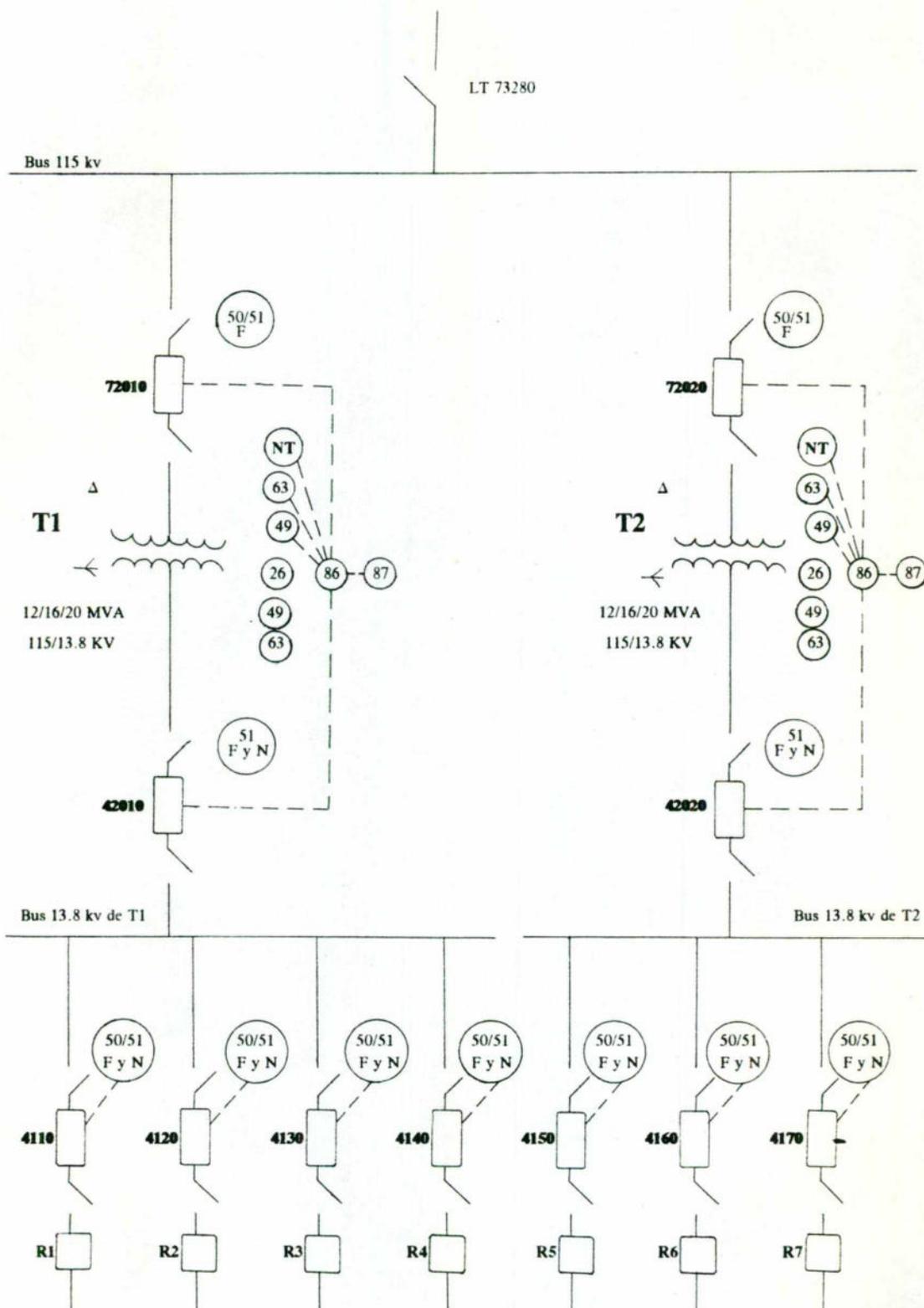
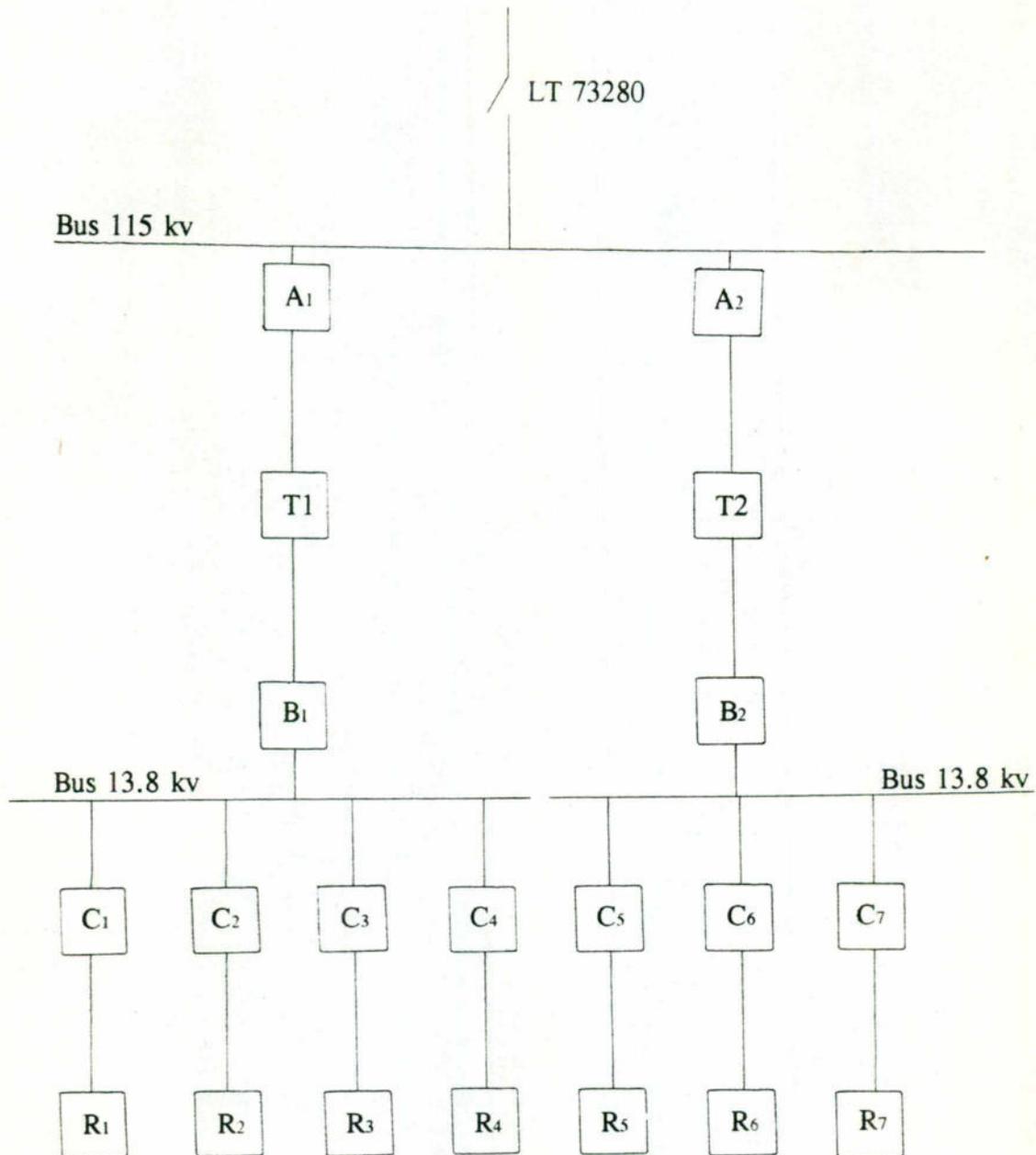


Fig. 4.1.2 Diagrama unifilar de la subestación eléctrica San Juan del Río con sus esquemas de protección



Donde: A_1, A_2 = Interruptores de alta tensión del T1 y T2, respectivamente
 T_1, T_2 = Transformadores de potencia No. 1 y No. 2
 B_1, B_2 = Interruptores de baja tensión del T1 y T2, respectivamente
 C_1, C_2, \dots, C_7 = Interruptores de circuitos de distribución
 R_1, R_2, \dots, R_7 = Restauradores como primer dispositivo de protección a la salida de cada circuito de distribución

Fig. 4.1.3 Diagrama de bloques de la Subestación San Juan del Río

a) Las impedancias equivalentes de secuencia positiva, negativa, y cero arrastradas por el sistema en el bus de donde parte la línea de transmisión 73280 son:

- Impedancia de secuencia positiva (+) y negativa (-)

$$Z_{s1} = 0.00263 + j0.06380$$

- Impedancia de secuencia cero

$$Z_{s0} = 0.00038 + j0.02978$$

b) Las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero equivalentes de las líneas aéreas de transmisión, subtransmisión y distribución viene determinada por los siguientes factores:

- Calibre y tipo del conductor.
- Estructura que soporta los conductores.
- Calibre y tipo del hilo de guarda.
- Disposición entre los conductores y con respecto al hilo de guarda.
- Voltaje y frecuencia de operación.

La obtención de las impedancias de secuencia equivalentes de las líneas aéreas utilizando fórmulas que involucran los incisos anteriores han sido desplazadas por programas que lo realizan automáticamente o tablas que expresan los valores equivalentes en valores de p.u./km (utilizado en este caso). Para el cálculo de las impedancias equivalentes de secuencia de la línea de transmisión 73280 se tienen los siguientes datos:

- *) Conductor ACSR (Cable de aluminio reforzado con acero) calibre 336.4 mcm.
- *) Longitud de la línea de 24.98 km.
- *) Estructuras de soporte tipo "H" normalizadas.
- *) 2 hilos de guarda tipo AG de 5/16 pulg. de diámetro.
- *) Voltaje de operación de 115 kv a una frecuencia de 60 Hz.

Con los datos aportados por la línea, se encuentran los valores de impedancias de secuencia equivalentes en el apéndice (Tabla A-1)

- Impedancia de secuencia positiva (+) y negativa (-)

$$0.00144 + j0.00373 \text{ p.u./km}$$

- Impedancia de secuencia cero (0)

$$0.00396 + j0.01164 \text{ p.u./km}$$

Los valores totales de impedancias de secuencia equivalentes son:

- Impedancia de secuencia positiva y negativa

$$Z_{L1} = (0.00144 + j0.00373 \text{ p.u./km})(24.98 \text{ km}) = 0.03592 + j0.09327 \text{ p.u.}$$

- Impedancia de secuencia cero

$$Z_{L0} = (0.00396 + j0.01164 \text{ p.u./km})(24.98 \text{ km}) = 0.09896 + j0.20988 \text{ p.u.}$$

- c) Datos del transformador de potencia No. 1 (T1)

- Capacidad: 12/16/20 MVA
- Voltaje: 110/13.8 kv ± 2
- Conexión: Delta/Estrella aterrizada

- % Impedancia (Z): 7.66/10.19/12.63

Conversión de la impedancia del T1 al sistema por unidad (p.u.)

$$Z_{T1} = \%Z_{T1}/MVA_{nom} = 7.66/12 \text{ MVA} = 0.63833 \text{ p.u.}$$

d) Datos del transformador de potencia No. 2 (T2)

- Capacidad: 12/16/20 MVA
- Voltaje: 110/13.8 kv ± 2
- Conexión: Delta/Estrella aterrizada
- % de Impedancia (Z): 7.57/10.15/12.59

Conversión de la impedancia del T2 al sistema por unidad (p.u.)

$$Z_{T2} = 7.57/12 \text{ MVA} = 0.63083 \text{ p.u.}$$

e) Circuito No. 1 (C1)

- Longitud de la salida del circuito al restaurador (R₁) de 2.1 km.
- Conductor ACSR calibre 336.4 mcm.
- Estructura de soporte tipo "T" normalizada.
- Voltaje de operación 13.8 kv a una frecuencia de 60 Hz.

Con los datos anteriores se obtienen las impedancias de secuencia equivalentes en la tabla A-1 del apéndice.

- Impedancia de secuencia positiva y negativa de la línea

$$Z_{c11} = (0.09985 + j0.19892 \text{ p.u./km})(2.1 \text{ km}) = 0.20967 + j0.41773 \text{ p.u.}$$

- Impedancia de secuencia cero

$$Z_{c10} = (0.19316 + j0.95596 \text{ p.u./km})(2.1 \text{ km}) = 0.40564 + j2.007851 \text{ p.u.}$$

f) Circuito No. 2 (C₂)

- Longitud de la salida del circuito al restaurador (R₂) de 4.6 km.
- Conductor ACSR calibre 266.8 mcm.
- Estructura de soporte tipo "T" normalizada.
- Voltaje de operación de 13.8 kv a una frecuencia de 60 Hz.
- Impedancia de secuencia positiva y negativa equivalente de la línea que va del interruptor de circuito C₂ al restaurador R₂.

$$Z_{2c1} = (0.12562 + j0.20349 \text{ p.u./km})(4.6 \text{ km}) = 0.57786 + j0.93604 \text{ p.u.}$$

- Impedancia de secuencia cero de la línea

$$Z_{2c0} = (0.21894 + j0.99053 \text{ p.u./km})(4.6 \text{ km}) = 1.00713 + j4.55643 \text{ p.u.}$$

g) Circuito No. 3 (C₃)

- Longitud de la línea desde la salida del circuito al restaurador (R₃) 2.13 km.
- Conductor ACSR calibre 266.8 mcm.
- Estructura de soporte tipo "T" normalizada.
- Voltaje de operación de 13.8 kv a una frecuencia de 60 Hz.
- Impedancia de secuencia positiva y negativa de la línea.

$$Z_{3c1} = (0.12562 + j0.20349 \text{ p.u./km})(2.13 \text{ km}) = 0.26757 + j0.43342 \text{ p.u.}$$

- Impedancia de secuencia cero de la línea

$$Z_{3c0} = (0.21894 + j0.99053 \text{ p.u./km})(2.13 \text{ km}) = 0.46634 + j2.10983 \text{ p.u.}$$

h) Circuito No. 4 (C₄)

- Longitud de la línea del interruptor (C₄) al restaurador (R₄) de 1.1 km.

- Conductor ACSR calibre 266.8 mcm.
- Estructuras de soporte tipo "T" normalizada.
- Tensión de operación 13.8 kv a una frecuencia de 60 Hz.
- Impedancia de secuencia positiva y negativa de la línea

$$Z_{c41} = (0.12562 + j0.20349 \text{ p.u./km})(1.1 \text{ km}) = 0.13818 + j0.22383 \text{ p.u.}$$

- Impedancia de secuencia cero de la línea

$$Z_{c40} = (0.21894 + j0.99053 \text{ p.u./km})(1.1 \text{ km}) = 0.24084 + j1.08958 \text{ p.u.}$$

i) Circuito No. 5 (C_5)

- Longitud de la línea del interruptor (C_5) al restaurador (R_5) de 22.47 km.
- Conductor ACSR calibre 336.4 mcm.
- Estructuras de soporte tipo "T" normalizada.
- Voltaje de operación de 13.8 kv a una frecuencia de 60 Hz.
- Impedancia de secuencia positiva y negativa de la línea

$$Z_{c51} = (0.09985 + j0.19892 \text{ p.u./km})(2.47 \text{ km}) = 0.24662 + j0.49133 \text{ p.u.}$$

- Impedancia de secuencia cero de la línea

$$Z_{c50} = (0.19316 + j0.95596 \text{ p.u./km})(2.47 \text{ km}) = 0.47711 + j2.36132 \text{ p.u.}$$

j) Circuito No. 6 (C_6)

- Longitud de la línea del interruptor (C_6) al restaurador (R_6) de 2.76 km.
- Conductor ACSR 266.8 mcm.
- Estructuras de soporte tipo "T" normalizada.
- Tensión de operación de 13.8 kv a una Frec. de 60 Hz.

- Impedancia de secuencia positiva y negativa de la línea

$$Z_{c61} = (0.12562 + j0.20349 \text{ p.u./km})(2.76 \text{ km}) = 0.34672 + j0.56162 \text{ p.u.}$$

- Impedancia de secuencia cero de la línea

$$Z_{c60} = (0.21894 + j0.99053 \text{ p.u./km})(2.76 \text{ km}) = 0.60428 + j2.73386 \text{ p.u.}$$

k) Circuito No. 7 (C7)

- Longitud de la línea del interruptor (C7) al restaurador (R7) de 2.3 km.
- Conductor ACSR calibre 336.8 mcm.
- Estructuras de soporte tipo "T" normalizada.
- Tensión de operación de 13.8 kv a una Frec. de 60 Hz.
- Impedancia de secuencia positiva y negativa de la línea

$$Z_{c71} = (0.12562 + j0.20349 \text{ p.u./km})(2.3 \text{ km}) = 0.28893 + j0.46802 \text{ p.u.}$$

- Impedancia de secuencia cero de la línea

$$Z_{c70} = (0.12894 + j0.99053 \text{ p.u./km})(2.3 \text{ km}) = 0.60423 + j2.73386 \text{ p.u.}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100(0.13686) = 13.686 \text{ MVA}$$

8) Valores de corto-circuito en el restaurador R₅

- Falla trifásica

$$I_{cc3\phi(p.u.)} = 1/1.31060 = 0.76301 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc3\phi} = (0.76301)(4183.6976) = 3192.19192 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100(0.76301) = 76.301 \text{ MVA}$$

- Falla monofásica

$$I_{cc1\phi(p.u.)} = 3/22.45738 = 0.13359 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc1\phi} = (0.13359)(4183.6976) = 558.88503 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100(0.13359) = 13.359 \text{ MVA}$$

9) Valores de corto-circuito en el restaurador R₆

- Falla trifásica

$$I_{cc3\phi(p.u.)} = 1/1.40342 = 0.71255 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc3\phi} = (0.71255)(4183.6976) = 2981.08333 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100(0.71255) = 71.255 \text{ MVA}$$

- Falla monofásica

$$I_{cc1\phi(p.u.)} = 3/23.18190 = 0.12941 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc1\phi} = (0.12941)(4183.6976) = 541.4177 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100(0.12941) = 12.941 \text{ MVA}$$

10) Valores de corto-circuito en el restaurador R7

- Falla trifásica

$$I_{cc3\phi(p.u.)} = 1/1.29789 = 0.77048 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc3\phi} = (0.77048)(4183.6976) = 3223.46698 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100(0.77048) = 77.048 \text{ MVA}$$

- Falla monofásica

$$I_{cc1\phi(p.u.)} = 3/22.81197 = 0.13151 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc1\phi} = (0.13151)(4183.6976) = 550.19771 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100(0.13151) = 13.151 \text{ MVA}$$

Tabla de valores de corto-circuito

Falla	Bus 115 kv	Bus 13.8 kv de T1	Bus 13.8 kv de T2	Restaurador R1
Pot _{cc3φ} (MVA)	618.41987	125.580	126.772	80.6
I _{cc3φ} (Amp)	3104.73807	5253.87758	5303.77193	3378.74922
Pot _{cc1φ} (MVA)	455.368	134.504	135.874	13.344
I _{cc1φ} (Amp)	2286.14741	5627.25260	5684.56282	558.27997
Falla	Restaurador R2	Restaurador R3	Restaurador R4	Restaurador R5
Pot _{cc3φ} (MVA)	54.411	78.967	96.693	76.301
I _{cc3φ} (Amp)	2276.38709	3303.7232	4044.4919	3192.19192
Pot _{cc1φ} (MVA)	12.097	13.225	13.686	13.359
I _{cc1φ} (Amp)	506.8857	553.2940	572.57862	558.88503
Falla	Restaurador R6	Restaurador R7		
Pot _{cc3φ} (MVA)	71.255	77.048		
I _{cc3φ} (Amp)	2981.08333	3223.46698		
Pot _{cc1φ} (MVA)	12.941	13.151		
I _{cc1φ} (Amp)	541.4177	550.19771		

4.3 SELECCION DE AJUSTES Y RTC DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION

1) Selección de ajustes para la protección diferencial del Transformador T1

Datos del Relevador diferencial:

- Marca General Electric
- Tipo BDD Electromecánica
- Taps de restricción para alta y baja tensión. 2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.2, 4.6, 5, 8.7
- Taps de % de pendiente. 15%, 25%, 40%
- TC's en baja tensión de múltiple relación: 100/200/300/400/500/600/800/900/1000/1200:5
- TC's en alta tensión de múltiple relación: 100/150/200/300:5

a) Valores de corriente a las diferentes capacidades del Transformador T1

- Corriente a 12 MVA en alta tensión

$$I_n = \text{MVA} / (\sqrt{3} * \text{kv}) = 12000 \text{ kva} / (\sqrt{3} * 110 \text{ kv}) = 62.98367 \text{ Amp}$$

- Corriente a 16 MVA en alta tensión

$$I_n = 16000 \text{ kva} / (\sqrt{3} * 110 \text{ kv}) = 83.97822 \text{ Amp}$$

- Corriente a 20 MVA en alta tensión

$$I_n = 20000 \text{ kva} / (\sqrt{3} * 110 \text{ kv}) = 104.97278 \text{ Amp}$$

- Corriente a 12 MVA en baja tensión

$$I_n = 12000 \text{ kva} / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv}) = 502.04371 \text{ Amp}$$

- Corriente a 16 MVA en baja tensión

$$I_n = 16000 \text{ kva} / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv}) = 669.39162 \text{ Amp}$$

- Corriente a 20 MVA en baja tensión

$$I_n = 20000 \text{ kva} / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv}) = 836.73952 \text{ Amp}$$

Por condiciones de diseño, un transformador debe soportar por tiempo indefinido un 20% de sobrecarga sin dañarse.

- En alta tensión

$$I_{\text{sobrecarga}} = (I_{\text{carga máxima}})(1.2) = (104.97278 \text{ Amp})(1.2)$$

$$I_{\text{sobrecarga}} = 125.96733 \text{ Amp}$$

- En baja tensión

$$I_{\text{sobrecarga}} = (836.73952 \text{ Amp})(1.2) = 1004.08743 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC en alta y baja tensión

Se considera la corriente de sobrecarga (condiciones normales) y el criterio de que a este valor, la corriente secundaria que llegue al relevador no debe exceder la corriente nominal del mismo (5 Amp).

- RTC para alta tensión = 200/5

- RTC para baja tensión = 1000/5

c) Determinación de las corrientes secundarias que alimentan al relevador diferencial

Se debe contemplar que el relevador es de tipo electromecánico, por lo que las entradas de corrientes secundarias respectivas deben estar en fase para una

correcta operación del dispositivo de protección. La conexión del transformador de potencia T1 ocasiona un defasamiento de las corrientes de 30 grados y modifica el factor de la relación de transformación ($\sqrt{3}$) con que el secundario de los TC's alimentará el relevador. Para compensar el defasamiento se conectan los TC's de alta tensión en estrella y los de baja tensión en delta, es decir, su conexión es en forma inversa a la del transformador de potencia T1.

- Corriente secundaria en alta tensión conectados los TC's en estrella aterrizada

$$I_{sa} = I_{primaria}(\text{A la capacidad nominal de T1 en alta tensión})/RTC$$

$$I_{sa} = 62.98367 \text{ Amp}/(200/5) = 1.57460 \text{ Amp}$$

- Corriente secundaria en baja tensión del T1 conectados los TC's en delta

$$I_{sb} = I_{primaria}(\text{A la capacidad nominal de T1 en baja tensión})/RTC$$

$$I_{sb} = ((\sqrt{3})(502.0437 \text{ Amp}))/((1000/5)) = 4.34783 \text{ Amp}$$

d) Selección del tap de ajuste en alta y baja tensión

- Tap de baja tensión

Se toma la corriente que llega al relevador por el secundario del TC de baja tensión del T1 a su capacidad de 20 MVA evitando la corriente de sobrecarga en el transformador para este ajuste.

$$I_{sb} = ((\sqrt{3})(836.73952))/((1000/5)) = 7.23997 \text{ Amp}$$

El tap de ajuste en baja tensión más cercano y mayor que la corriente secundaria obtenida es de $T_b = 8.7$ que será el ajuste dado.

- Tap de alta tensión

Con el valor del tap de ajuste de baja tensión, se obtiene el tap de alta tensión por regla de tres.

$$\text{alta tensión} \quad \text{tap } (T_a) = X \quad I_{sa} = 2.62432 \text{ Amp}$$

$$\text{baja tensión} \quad \text{tap } (T_b) = 8.7 \quad I_{sb} = 7.23997 \text{ Amp}$$

$$\text{tap (alta tensión)} = T_a = 3.15355$$

El tap real más cercano es de $T_a = 3.2$

e) Verificación del % de error de la relación de corrientes secundarias a los taps de ajuste en alta y baja tensión

$$M = \left(\left(\frac{I_{sb}}{I_{sa}} \right) - \left(\frac{T_b}{T_a} \right) \right) / S * 100$$

Donde: $M =$ % de error (no debe exceder al 5 % con ajustes adecuados)

$I_{sb} =$ Corriente secundaria del lado baja tensión del T1

$I_{sa} =$ Corriente secundaria del lado alta tensión del T1

$T_b =$ Tap de ajuste lado baja tensión del T1

$T_a =$ Tap de ajuste lado alta tensión del T1

$S =$ El término menor de los dos del dividendo

$$I_{sb}/I_{sa} = 7.23997/2.62432 = 2.7588$$

$$T_b/T_a = 8.7/3.2 = 2.71875$$

$$M = ((2.7588 - 2.71875)/2.71875) * 100 = 1.4731 \%$$

f) Ajuste de por ciento de pendiente

El tap de ajuste debe ser mayor que la suma de:

- El % que representa la relación de transformación más alejada del tap nominal del transformador de potencia, que para este caso es el 5 %
- El % de error de la relación de corrientes secundarias a los taps de ajuste (M)
- El % de error que por diseño tienen los TC's (10% estandarizado)
- Un margen de seguridad del 5 %

$$\begin{aligned} \% \text{ de pendiente} &= \% T1 + M + \% \text{ TC's} + \% \text{ seguridad} \\ &= 5 \% + 1.4731 \% + 10 \% + 5 \% \end{aligned}$$

$$\% \text{ de pendiente} = 21.4731 \%$$

El ajuste dado de % de pendiente será de 25% tomando en cuenta los disponibles por el relevador diferencial

2) Selección de ajustes de las protecciones de sobrecorriente del interruptor de alta tensión del transformador de potencia T1

Datos de los relevadores de fase:

- Marca General Electric
- Modelo 121AC77B
- Taps 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12
- Curva extremadamente inversa
- TC's de relación múltiple: 100/150/200/300:5

Ajuste de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51F)**a) Ajuste de la $I_{pick-up}$**

La corriente de $I_{pick-up}$ es la corriente de arranque del relevador.

La corriente en el lado de alta tensión del T1 con un 20% de sobrecarga es:

$$I_{A.T.} = 24000 \text{ kva} / (\sqrt{3} * 110 \text{ kv}) = 125.96733 \text{ Amp}$$

$$I_{pick-up} = 125.96733 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

La selección de la relación de transformación de corriente debe cumplir con los siguientes requisitos:

- A corriente máxima de carga, la corriente secundaria no debe ser mayor que la corriente nominal del relevador (5 Amp)
- A corriente de falla máxima (corto-circuito), la corriente secundaria no debe ser mayor de 100 amp con el objeto de no saturar el TC

Para los interruptores ubicados en el lado de alta tensión del transformador de potencia solo cuentan con un relevador de protección en cada fase, omitiendo el relevador residual que se conecta en los circuitos de distribución con la función de ver el desbalance entre fases.

La $I_{pick-up} = 125.96733 \text{ Amp}$ implica una $RTC = 150/5$

La corriente máxima de falla para los relevadores de fase es la $I_{cc3\phi}$ en el bus de 13.8 kv referida al lado de 115 kv

$$I_{cc(115 \text{ kv})} = (5253.87758 \text{ Amp})(13.8 \text{ kv})/(110 \text{ kv}) = 659.12282 \text{ Amp}$$

$$(I_{cc(115 \text{ kv})}/RTC) < 100 \text{ Amp}$$

$$(659.12282/30) < 100 \text{ Amp}$$

$$21.97076 \text{ Amp} < 100 \text{ Amp}$$

c) Selección del tap

$$RTC = 150/5$$

$$I_{pick-up} = 125.96733 \text{ Amp}$$

$$Tap = I_{pick-up}/RTC = 125.96733/30 = 4.19891$$

$$Tap = 4$$

d) Selección de la palanca

Para el esquema de protección ubicado en este interruptor se recomienda un tiempo de operación de 1.0 a 1.2 segundos para fallas en el bus de baja tensión del transformador que protegen.

$$I_{cc3(13.8 \text{ kv})} = 5253.87758 \text{ Amp}$$

$$I_{(115 \text{ kv})} = 659.12282 \text{ Amp}$$

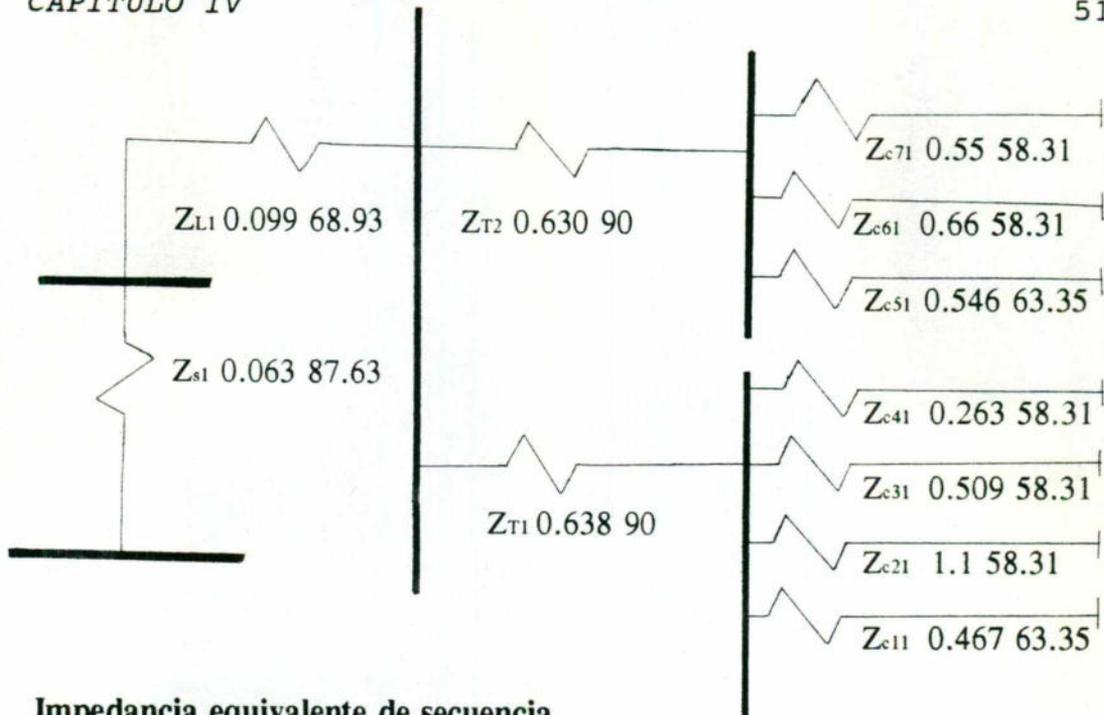
$$I_{sec} = I_{relevador} = I_{(115 \text{ kv})}/RTC$$

$$I_{sec} = 659.12282 \text{ Amp}/30 = 21.97076 \text{ Amp}$$

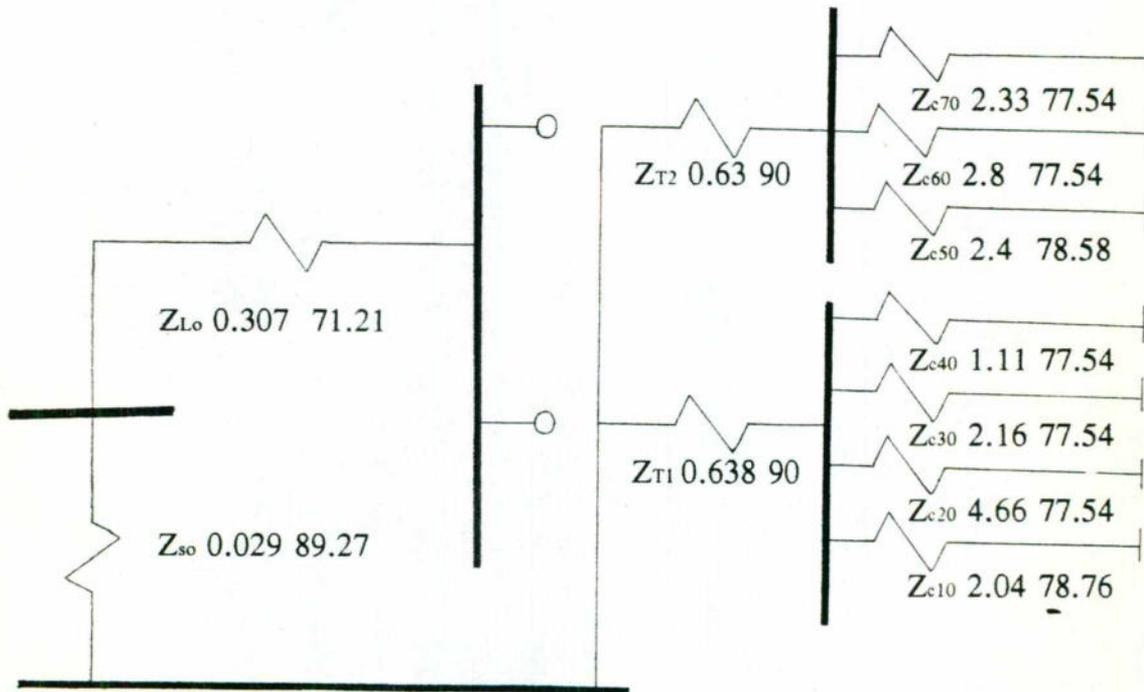
$$\text{Múltiplo de tap } (M_{tap}) = I_{sec}/tap = 21.97076 \text{ Amp}/4 = 5.49269$$

Con el valor de M_{tap} y el tiempo de operación fijado en 1.0 seg. para una falla de corto-circuito trifásica en el bus de 13.8 kv se obtiene el valor de la palanca adecuada en la curva característica de operación del relevador utilizado.

Para un $t = 1.0$ seg. utilizar palanca = 6



Impedancia equivalente de secuencia positiva (+) y negativa (-)



Impedancia equivalente de secuencia cero (0)

Fig. 4.1.4 Diagramas de impedancias equivalentes

4.2 CALCULO DE CORTO-CIRCUITO

La conexión de los diagramas de secuencia depende del tipo de falla:

- Trifásica. Se utiliza solamente el diagrama de secuencia positiva porque es la única que existe en este tipo de falla.
- Monofásica. En condiciones de falla de fase a tierra existen las tres componentes de secuencia (positiva, negativa y cero), por lo que se conectan los tres diagramas de secuencia en serie.

Con los resultados obtenidos en el punto anterior se calculan los valores de la corriente de corto-circuito en los distintos puntos donde se ubican los dispositivos de protección conociendo sus impedancias de secuencia equivalentes.

a) Impedancias equivalentes al bus de 115 kv de la subestación

- Secuencia positiva y negativa

$$\begin{aligned} Z_{1(\text{bus } 115 \text{ kv})} &= Z_{s1} + Z_{L1} \\ &= (0.00263 + j0.06380) + (0.03592 + j0.09327) \end{aligned}$$

$$Z_{1(\text{bus } 115 \text{ kv})} = 0.03855 + j0.15704 \text{ p.u.}$$

- Secuencia cero

$$\begin{aligned} Z_{0(\text{bus } 115 \text{ kv})} &= Z_{s0} + Z_{L0} \\ &= (0.00038 + j0.02978) + (0.09896 + j0.29088) \end{aligned}$$

$$Z_{0(\text{bus } 115 \text{ kv})} = 0.09935 + j0.32066 \text{ p.u.}$$

- Impedancia equivalente para el posterior cálculo de corriente de corto-circuito

de falla monofásica.

$$\begin{aligned} 2Z_1 + Z_o &= 2Z_{1(\text{bus } 115\text{kv})} + Z_{o(\text{bus } 115\text{ kv})} \\ &= 2(0.03855 + j0.15704) + (0.09935 + j0.32066) \\ 2Z_1 + Z_o &= 0.17645 + j0.63474 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

b) Impedancias equivalentes al bus de 13.8 kv del transformador de Pot. T1

- Secuencia positiva y negativa

$$\begin{aligned} Z_{1(\text{bus } 13.8\text{ kv})} &= Z_{1(\text{bus } 115\text{ kv})} + Z_{1(T1)} \\ &= (0.03855 + j0.15704) + (0 + j0.63833) \end{aligned}$$

$$Z_{1(\text{bus } 13.8\text{ kv})} = 0.03855 + j0.79537 \text{ p.u.}$$

- Secuencia cero. La conexión delta en el lado primario del transformador de potencia T1 no permite la aportación en esta secuencia al bus de 13.8 kv.

$$Z_{o(\text{bus } 13.8\text{ kv})} = Z_{o(T1)}$$

$$Z_{o(\text{bus } 13.8\text{ kv})} = 0 + j0.63833 \text{ p.u.}$$

- Impedancia equivalente de $2Z_1 + Z_o$ al bus de 13.8 kv

$$\begin{aligned} 2Z_1 + Z_o &= 2Z_{1(\text{bus } 13.8\text{ kv})} + Z_{o(\text{bus } 13.8\text{ kv})} \\ &= 2(0.03855 + j0.79537) + (0 + j0.63833) \end{aligned}$$

$$2Z_1 + Z_o = 0.0771 + j2.22907 \text{ p.u.}$$

c) Impedancias equivalentes al bus de 13.8 kv del transformador de Pot. T2

- Secuencia positiva y negativa

$$\begin{aligned} Z_{1(\text{bus } 13.8\text{ kv})} &= Z_{1(\text{bus } 115\text{ kv})} + Z_{1(T2)} \\ &= (0.03855 + j0.15704) + (0 + j0.63083) \end{aligned}$$

$$Z_{1(\text{bus } 18.8 \text{ kv})} = 0.03855 + j0.78787 \text{ p.u.}$$

- Secuencia cero

$$Z_{0(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} = Z_{0(T2)}$$

$$Z_{0(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} = 0 + j0.63083 \text{ p.u.}$$

- Impedancia equivalente $2Z_1 + Z_0$ al bus de 13.8 kv

$$2Z_1 + Z_0 = 2Z_{1(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{0(\text{bus } 13.8 \text{ kv})}$$

$$= 2(0.03855 + j0.78787) + (0 + j0.63083)$$

$$2Z_1 + Z_0 = 0.0771 + j2.20658 \text{ p.u.}$$

d) Impedancias equivalentes en el restaurador R_1 del circuito C_1

- Secuencia positiva y negativa

$$Z_{R11} = Z_{1(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c11}$$

$$= (0.03855 + j0.79537) + (0.20967 + j0.41773)$$

$$Z_{R11} = 0.24823 + j1.2131 \text{ p.u.}$$

- Secuencia cero

$$Z_{R10} = Z_{0(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c10}$$

$$= (0 + j0.63833) + (0.40564 + j2.00752)$$

$$Z_{R10} = 0.40564 + j2.64585 \text{ p.u.}$$

- Impedancia equivalente $2Z_1 + Z_0 + 3R_f^*$ en el restaurador R_1

$$2Z_1 + Z_0 + 3R_f = 2(0.24823 + j1.2131) + (0.40564 + j2.64585) + (21 + j0)$$

$$2Z_1 + Z_0 + 3R_f = 21.90209 + j5.07206 \text{ p.u.}$$

(*) En los circuitos de distribución para el cálculo de falla monofásica se agrega una resistencia de falla a tierra ($3R_f$) que para un voltaje de

operación de 13.8 kv está normalizada a un valor de $21 + j0$ p.u.

e) Impedancias equivalentes en el restaurador R_2 del circuito C_2

- Secuencia positiva y negativa

$$\begin{aligned} Z_{R21} &= Z_{1(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c21} \\ &= (0.03855 + j0.79537) + (0.57786 + j0.93604) \end{aligned}$$

$$Z_{R21} = 0.61641 + j1.73141 \text{ p.u.}$$

- Secuencia cero

$$\begin{aligned} Z_{R20} &= Z_{0(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c20} \\ &= (0 + j0.63833) + (1.0073 + j4.55643) \end{aligned}$$

$$Z_{R20} = 1.00713 + j5.19477 \text{ p.u.}$$

- Impedancia equivalente $2Z_1 + Z_0 + 3R_f$ en el restaurador R_2

$$2Z_1 + Z_0 + 3R_f = 2(0.61641 + j1.73141) + (1.00713 + j5.19477) + (21 + j0)$$

$$2Z_1 + Z_0 + 3R_f = 23.23996 + j8.65759 \text{ p.u.}$$

f) Impedancias equivalentes en el restaurador R_3 del circuito C_3

- Secuencia positiva y negativa

$$\begin{aligned} Z_{R31} &= Z_{1(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c31} \\ &= (0.03855 + j0.79537) + (0.26757 + j0.43343) \end{aligned}$$

$$Z_{R31} = 0.30613 + j1.2288 \text{ p.u.}$$

- Secuencia cero

$$\begin{aligned} Z_{R30} &= Z_{0(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c30} \\ &= (0 + j0.63833) + (0.46634 + j2.10983) \end{aligned}$$

$$Z_{R3o} = 0.46634 + j2.74816 \text{ p.u.}$$

- Impedancia equivalente $2Z_1 + Z_o + 3R_f$ en el restaurador R_3

$$2Z_1 + Z_o + 3R_f = 2(0.30613 + j1.2288) + (0.46634 + j2.74816) + (21 + j0)$$

$$2Z_1 + Z_o + 3R_f = 22.07860 + j5.20576 \text{ p.u.}$$

g) Impedancias de secuencia equivalentes en el restaurador R_4 del circuito C_4

- Secuencia positiva y negativa

$$Z_{R41} = Z_{1(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c41}$$

$$= (0.03855 + j0.79537) + (0.13812 + j0.22384)$$

$$Z_{R41} = 0.17674 + j1.0192 \text{ p.u.}$$

- Secuencia cero

$$Z_{R4o} = Z_{o(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c4o}$$

$$= (0 + j0.63833) + (0.24085 + j1.08958)$$

$$Z_{R4o} = 0.24084 + j1.72792 \text{ p.u.}$$

- Impedancia equivalente $2Z_1 + Z_o + 3R_f$ en el restaurador R_4

$$2Z_1 + Z_o + 3R_f = 2(0.17674 + j1.0192) + (0.24084 + j1.72792) + (21 + j0)$$

$$2Z_1 + Z_o + 3R_f = 21.5943 + j3.76633 \text{ p.u.}$$

h) Impedancias de secuencia equivalentes en el restaurador R_5 del circuito C_5

- Secuencia positiva y negativa

$$Z_{R51} = Z_{1(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c51}$$

$$= (0.03855 + j0.78787) + (0.24662 + j0.49133)$$

$$Z_{R51} = 0.28517 + j1.2792 \text{ p.u.}$$

- Secuencia cero

$$\begin{aligned} Z_{R50} &= Z_{o(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c50} \\ &= (0 + j0.63083) + (0.47712 + j2.36122) \end{aligned}$$

$$Z_{R50} = 0.47712 + j2.99206 \quad \text{p.u.}$$

- Impedancia equivalente $2Z_1 + Z_o + 3R_f$ en el restaurador R_5

$$2Z_1 + Z_o + 3R_f = 2(0.28517 + j1.2792) + (0.47712 + j2.99206) + (21 + j0)$$

$$2Z_1 + Z_o + 3R_f = 22.04745 + j4.27126 \quad \text{p.u.}$$

i) Impedancias de secuencia equivalentes en el restaurador R_6 del circuito C_6

- Secuencia positiva y negativa

$$\begin{aligned} Z_{R61} &= Z_{1(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c61} \\ &= (0.03855 + j0.78787) + (0.34672 + j0.56162) \end{aligned}$$

$$Z_{R61} = 0.38527 + j1.34950 \quad \text{p.u.}$$

- Secuencia cero

$$\begin{aligned} Z_{R60} &= Z_{o(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c60} \\ &= (0 + j0.63083) + (0.60428 + j2.73386) \end{aligned}$$

$$Z_{R60} = 0.60428 + j3.36470 \quad \text{p.u.}$$

- Impedancia equivalente $2Z_1 + Z_o + 3R_f$ en el restaurador R_6

$$2Z_1 + Z_o + 3R_f = 2(0.38527 + j1.34950) + (0.60428 + j3.36470) + (21 + j0)$$

$$2Z_1 + Z_o + 3R_f = 22.37481 + j6.06369 \quad \text{p.u.}$$

j) Impedancias de secuencia equivalentes en el restaurador R_7 del circuito C_7

- Secuencia positiva y negativa

$$Z_{R71} = Z_{1(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c71}$$

$$= (0.03855 + j0.78787) + (0.28893 + j0.46802)$$

$$Z_{R71} = 0.32748 + j1.25589 \text{ p.u.}$$

- Secuencia cero

$$Z_{R7o} = Z_{o(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} + Z_{c7o}$$

$$= (0 + j0.63083) + (0.50356 + j2.27822)$$

$$Z_{R7o} = 0.50356 + j2.90905 \text{ p.u.}$$

- Impedancia equivalente $2Z_1 + Z_o + 3R_f$ en el restaurador R_7

$$2Z_1 + Z_o + 3R_f = 2(0.32748 + j1.25589) + (0.50356 + j2.90905) + (21 + j0)$$

$$2Z_1 + Z_o + 3R_f = 22.15853 + j5.42084 \text{ p.u.}$$

Para determinar los valores de corrientes de corto-circuito se aplican las siguientes ecuaciones:

-) **Falla trifásica ($I_{cc3\phi}$)** en la subestación y circuitos de distribución:

$$I_{cc3\phi(\text{p.u.})} = 1/Z_1 (\text{p.u.})$$

$$I_{cc3\phi} = I_{cc3\phi(\text{p.u.})} * I_{\text{base}}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100 * I_{cc3\phi(\text{p.u.})}$$

-) **Falla monofásica ($I_{cc1\phi}$)** en la subestación:

$$I_{cc1\phi(\text{p.u.})} = 3/(2Z_1 + Z_o)_{(\text{p.u.})}$$

$$I_{cc1\phi} = I_{cc1\phi(\text{p.u.})} * I_{\text{base}}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100 * I_{cc1\phi(\text{p.u.})}$$

-) **Falla monofásica ($I_{cc1\phi}$)** en circuitos de distribución:

$$I_{cc1\phi(\text{p.u.})} = 3(2Z_1 + Z_o + 3R_f)_{(\text{p.u.})}$$

$$I_{cc1\phi} = I_{cc1\phi(p.u.)} * I_{base}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100 * I_{cc1\phi(p.u.)}$$

Donde: $I_{cc3\phi(p.u.)}$ = Corriente de corto-circuito trifásica en sistema por unidad

$Z_{1(p.u.)}$ = Impedancia de secuencia positiva equivalente en p.u.

$I_{cc3\phi}$ = Corriente de corto-circuito trifásica

$Pot_{cc3\phi}$ = Potencia de corto-circuito trifásica

$I_{cc1\phi(p.u.)}$ = Corriente de corto-circuito monofásica en sistema por unidad

$Z_{0(p.u.)}$ = Impedancia de secuencia cero equivalente en p.u.

$I_{cc1\phi}$ = Corriente de corto-circuito monofásica

$Pot_{cc1\phi}$ = Potencia de corto-circuito monofásica

$3R_r$ = Resistencia de falla a tierra en circuitos de distribución $(21 + j0)$

I_{base} = Corriente de base. Está determinada por:

$$I_{base} = MVA_{base} / (\sqrt{3} (KV_{base}))$$

$$\text{En CFE } MVA_{base} = 100$$

KV_{base} = Voltaje de operación.

Los valores de las corrientes de base son:

- Para el bus de 115 kv

$$I_{base} = 100 \text{ MVA} / (\sqrt{3} (115 \text{ kv})) = 502.04371 \text{ Amp}$$

- Para el bus de 13.8 kv

$$I_{base} = 100 \text{ MVA} / (\sqrt{3} (13.8 \text{ kv})) = 4183.6976 \text{ Amp}$$

1) Valores de corto-circuito en el bus de 115 kv de la subestación

- Falla trifásica

$$I_{cc3\phi(p.u.)} = 1/0.16170 = 6.18420 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc3\phi} = (6.18420)(502.04371) = 3104.73807 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100(6.18420) = 618.420 \text{ MVA}$$

- Falla monofásica

$$I_{cc1\phi(p.u.)} = 3/0.65880 = 4.55368 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc1\phi} = (4.55368)(502.04371) = 2286.14741 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100(4.55368) = 455.368 \text{ MVA}$$

2) Valores de corto-circuito en el bus de 13.8 kv del transformador T1

- Falla trifásica

$$I_{cc3\phi(p.u.)} = 1/0.79631 = 1.25580 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc3\phi} = (1.25580)(4183.6976) = 5253.87758 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100(1.25580) = 125.580 \text{ MVA}$$

- Falla monofásica

$$I_{cc1\phi(p.u.)} = 3/2.23041 = 1.34504 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc1\phi} = (1.34504)(4183.6976) = 5627.25260 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100(1.34504) = 134.504 \text{ MVA}$$

3) Valores de corto-circuito en el bus de 13.8 kv del transformador T2

- Falla trifásica

$$I_{cc3\phi(p.u.)} = 1/0.78882 = 1.26772 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc3\phi} = (1.26772)(4183.6976) = 5303.77193 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100(1.26772) = 126.772 \text{ MVA}$$

- Falla monofásica

$$I_{cc1\phi(p.u.)} = 3/2.20793 = 1.35874 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc1\phi} = (1.35874)(4183.6976) = 5684.56282 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100(1.35874) = 135.874 \text{ MVA}$$

4) Valores de corto-circuito en el restaurador R₁

- Falla trifásica

$$I_{cc3\phi(p.u.)} = 1/1.23824 = 0.80600 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc3\phi} = (0.80600)(4183.6976) = 3378.74922 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100(0.80600) = 80.6 \text{ MVA}$$

- Falla monofásica

$$I_{cc1\phi(p.u.)} = 3/22.48172 = 0.13344 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc1\phi} = (0.13344)(4183.6976) = 558.27997 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100(0.13344) = 13.344 \text{ MVA}$$

5) Valores de corto-circuito en el restaurador R₂

- Falla trifásica

$$I_{cc3\phi(p.u.)} = 1/1.83787 = 0.54411 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc3\phi} = (0.54411)(4183.6976) = 2276.38709 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100(0.54411) = 54.411 \text{ MVA}$$

- Falla monofásica

$$I_{cc1\phi(p.u.)} = 3/24.80020 = 0.12097 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc1\phi} = (0.12097)(4183.6976) = 506.08857 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100(0.12097) = 12.097 \text{ MVA}$$

6) Valores de corto-circuito en el restaurador R₃

- Falla trifásica

$$I_{cc3\phi(p.u.)} = 1/1.26636 = 0.78967 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc3\phi} = (0.78967)(4183.6976) = 3303.7232 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100(0.78967) = 78.967 \text{ MVA}$$

- Falla monofásica

$$I_{cc1\phi(p.u.)} = 3/22.68401 = 0.13225 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc1\phi} = (0.13225)(4183.6976) = 553.2940 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc1\phi} = 100(0.13225) = 13.225 \text{ MVA}$$

7) Valores de corto-circuito en el restaurador R₄

- Falla trifásica

$$I_{cc3\phi(p.u.)} = 1/1.03442 = 0.96673 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc3\phi} = (0.96673)(4183.6976) = 4044.4919 \text{ Amp}$$

$$Pot_{cc3\phi} = 100(0.96673) = 96.673 \text{ MVA}$$

- Falla monofásica

$$I_{cc1\phi(p.u.)} = 3/ 21.92030 = 0.13686 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{cc1\phi} = (0.13686)(4183.6976) = 572.57862 \text{ Amp}$$

3) Selección de ajustes del relevador neutro del transformador (NT1) del T1

Esta protección es un relevador que se conecta a un TC ubicado en el neutro del devanado de baja tensión del transformador de potencia y cuya función es la de respaldar la operación de los relevadores de neutro de los interruptores de circuito y el interruptor de respaldo de baja tensión del transformador.

Datos del relevador

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC51B
- Taps 0.5, 0.6, 0.8, 1, 1.2, 1.5, 2
- Curva tiempo inverso
- Sin unidad instantanea
- TC con relación única 1200/5

a) Ajuste de la $I_{pick-up}$

- a 20 MVA

$$I_n = 836.73972 \text{ Amp}$$

Considerando un 40% de la corriente nominal del T1 a 20 MVA

$$I_{pick-up} = (836.73972)(0.4) = 334.6958 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

El TC utilizado para esta protección tiene una sola relación de 1200/5

c) Selección del tap

$$I_{\text{pick-up}} = 334.6958 \text{ Amp}$$

$$RTC = 1200/5$$

$$\text{tap} = 334.6958/240 = 1.39457$$

El tap real más cercano es de 1.5 con el que la $I_{\text{pick-up}} = 360 \text{ Amp}$

d) Selección de la palanca

Como este relevador debe respaldar la operación de los relevadores de neutro de los circuitos de distribución y del interruptor de respaldo de baja tensión del T1 se recomienda un tiempo de operación de 1.3 a 1.5. Suponiendo una falla monofásica en el bus de 13.8 kv del T1:

$$I_{\text{sec}} = 5627.25259/240 = 23.44689 \text{ Amp}$$

$$M_{\text{tap}} = 23.44689/1.5 = 15.63126$$

Para un tiempo de operación de 1.3 seg. utilizar dial 6

4) Selección de ajustes de las protecciones de sobrecorriente del interruptor de baja tensión del transformador de potencia T1

Datos de los relevadores

* Relevadores de fase (50/51 F)

- Marca General Electric

- Modelo 12IAC77B

- Taps 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8,

* Relevador de neutro (50/51 N)

- Marca General Electric

- Modelo 12IAC51B

- Taps 0.5, 0.6, 0.8, 1, 1.2, 1.5, 2

- Rango del instantaneo 10-80
- Sin unidad instantanea
- Curva extremadamente inversa
- Curva tiempo inverso
- TC's de múltiple relación: 100/200/300/400/500/600/800/900/1000/1200:5

Ajuste de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51 F)

a) Ajuste de la $I_{pick-up}$

El transformador T1 debe poder soportar un 20% de sobrecarga

Capacidad máxima nominal = 20 MVA

Capacidad con un 20% de sobrecarga = 24 MVA

$$I_{sobrecarga} = (24000 \text{ kva}) / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv}) = 1004.08743 \text{ Amp}$$

$$I_{pick-up} = 1004.08743 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

La $I_{pick-up} = 1004.08743 \text{ Amp}$ implica una $RTC = 1000/5$ con la finalidad de que a corriente máxima de falla ($I_{cc3\phi}$), la corriente secundaria en el TC no exceda los 100 Amp

$$(I_{falla \text{ máxima}} / RTC) < 100 \text{ Amp}$$

$$(5253.87758 \text{ Amp} / 200) < 100 \text{ Amp}$$

$$26.26939 \text{ Amp} < 100 \text{ Amp}$$

c) Selección del tap

$$RTC = 1000/5 \quad e \quad I_{pick-up} = 1004.08743 \text{ Amp}$$

$$tap = 1004.08743 / 200 = 5.0204 \quad \text{lo que implica } tap = 5$$

d) Selección de la palanca

Para los interruptores ubicados en el lado de baja tensión del transformador de potencia que protegen, el ajuste del tiempo de operación está fijado de 0.7 a 0.8 segundos para una falla en el bus

$$I_{sec} = 5253.87758 \text{ Amp}/200 = 26.26939 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = 26.26939/5 = 5.25388$$

Para un tiempo de operación de 0.7 seg. utilizar palanca = 4

La unidad instantanea de los relevadores de fase (50F) queda bloqueado su funcionamiento para propósitos de coordinación. Cualquier ajuste en este relevador ocasionaría una mala coordinación de las protecciones, puesto que su operación se cruzaría con la unidad instantanea de los relevadores de circuito de distribución.

Ajustes de la unidad de tiempo del relevador de neutro (51N)**a) Ajuste de la $I_{pick-up}$**

Considerando un 30% de desbalance con respecto a la $I_{pick-up}$ de los relevadores de tiempo de fase

$$I_{desbalance} = (1000 \text{ Amp})(0.30) = 300 \text{ Amp}$$

$$I_{pick-up} = 300 \text{ Amp}$$

b) Selección del tap

La RTC viene dada por la calculada para los relevadores de fase

$$RTC = 1000/5$$

$$I_{\text{pick-up}} = 300 \text{ Amp}$$

$$\text{tap} = 300/200 = 1.5$$

c) Selección de la palanca

$$I_{\text{sec}} = I_{\text{falla máxima}}/RTC = I_{\text{cc10}}/RTC$$

$$I_{\text{sec}} = 5627.25259 \text{ Amp}/200 = 28.13626 \text{ Amp}$$

$$M_{\text{tap}} = 28.13626/1.5 = 18.7575$$

Para un tiempo de operación de 0.7 seg. utilizar palanca 3.7

La unidad instantanea de este relevador de neutro queda bloqueada por la misma causa que el relevador instantaneo de fase.

5) Selección de ajustes para el relevador diferencial del transformador de potencia T2

En base a que todas las variables que se involucran para dar los ajustes a este relevador son iguales para los dos transformadores de potencia (T1, T2) incluyendo el tipo de relevador diferencial disponible, no es necesario realizar una vez más los cálculos para la protección del T2 sino que los ajustes dados para el T1 serán adecuados también para el T2.

6) Selección de ajustes para el interruptor de alta tensión del T2

Datos de los relevadores de fase (50/51 F)

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B
- Taps 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12
- Rango del instantaneo: 10 a 80 Amp sec.
- Curva extremadamente inversa
- TC's de relación múltiple: 100/150/200/300:5

Ajuste de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51F)

a) Ajuste de la $I_{pick-up}$

La corriente en el lado de alta tensión del T2 con un 20% de sobrecarga

$$I_{sobrecarga} = 125.96733 \text{ Amp}$$

$$I_{pick-up} = 125.96733 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

La $I_{pick-up} = 125.96733 \text{ Amp}$ implica una $RTC = 150/5$

c) Selección del tap

$$RTC = 150/5$$

$$I_{pick-up} = 125.96733 \text{ Amp}$$

$$\text{tap} = 125.96733/30 = 4.1981 \quad \text{El tap real más cercano es 4}$$

d) Selección de la palanca

$$I_{cc3\phi}(\text{bus } 13.8 \text{ kv del T2}) = 5303.77193 \text{ Amp}$$

Referida al bus de 115 kv

$$I_{115 \text{ kv}} = (5303.77193 \text{ Amp})(13.8 \text{ kv})/(110 \text{ kv}) = 665.3823 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = 665.3823 \text{ Amp}/30 = 22.17941 \text{ Amp}$$

$$M_{\text{tap}} = 22.17941/4 = 5.54485$$

Para un tiempo de operación de 1.0 segundo utilizar dial 6

7) Selección de ajustes para el relevador de neutro del T2

Datos del relevador

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC51B
- Taps 0.5, 0.6, 0.8, 1, 1.2, 1.5, 2
- Sin unidad de instantaneo
- Curva tiempo inverso
- TC's de relación única 1200/5

Ajuste de la unidad de tiempo del relevador de neutro del T2 (51 NT2)

a) Ajuste de la $I_{\text{pick-up}}$

Considerando un 40% de la corriente nominal a una capacidad de 20 MVA

$$I_{\text{pick-up}} = (0.4)(836.73952) = 334.6958 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

RTC única de 1200/5

c) Selección del tap

$$RTC = 1200/5$$

$$I_{pick-up} = 334.6859 \text{ Amp}$$

$$tap = 334.6859/240 = 1.39457$$

El tap real más cercano disponible es de 1.5 con el que la corriente de arranque del relevador se modifica a un valor de:

$$I_{pick-up} = (1.5)(240) = 360 \text{ Amp}$$

d) Selección de la palanca

Suponiendo una falla monofásica en el bus de 13.8 kv del T2

$$I_{sec} = 5684.56282 \text{ Amp}/240 = 23.68568 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = 23.68568/1.5 = 15.79045$$

Para un tiempo de operación de 1.3 segundos utilizar dial 6.1

8) Selección de ajustes de las protecciones de sobrecorriente del interruptor de baja tensión del transformador de potencia T2

Datos de los relevadores

- | | |
|--|--------------------------------------|
| * Relevadores de fase (50/51 F) | * Relevador de neutro (50/51 N) |
| - Marca General Electric | - Marca General Electric |
| - Modelo 12IAC77B | - Modelo 12IAC51B |
| - Taps 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, | - Taps 0.5, 0.6, 0.8, 1, 1.2, 1.5, 2 |
| - Curva extremadamente inversa | - Curva tiempo inverso |
| - TC's de múltiple relación: 100/200/300/400/500/600/800/900/1000/1200:5 | |

Ajuste de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51F)**a) Ajuste de la $I_{pick-up}$**

La corriente en el lado de baja tensión del T2 con un 20% de sobrecarga es:

$$I_{sobrecarga} = 1004.08743 \text{ Amp}$$

$$I_{pick-up} = 1004.08743 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

El valor de la $I_{pick-up}$ nos indica utilizar una $RTC=1000/5$ y como verificación de una selección adecuada de la RTC se demuestra que a una falla máxima ($I_{cc3\phi}$), la corriente secundaria en los TC's no excede de 100 Amp

$$(5303.77193 \text{ Amp})/(200) < 100 \text{ Amp}$$

$$26.51886 \text{ Amp} < 100 \text{ Amp}$$

c) Selección del tap

Con una $RTC=1000/5$ y una $I_{pick-up}=1004.08743 \text{ Amp}$

$$\text{tap} = 1004.08743/200 = 5.0204$$

El tap disponible más cercano es 5

d) Selección de la palanca

$$I_{sec} = I_{falla \text{ máxima}}/RTC = 5303.77193/200 = 26.51886 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = 26.51886/5 = 5.30377$$

Para un tiempo de operación de 0.7 seg. utilizar dial 4.2

Unidad instantanea bloqueada para los relevadores de fase

Ajustes de la unidad de tiempo del relevador de neutro (51N)

a) Ajuste de la $I_{pick-up}$

Considerando un desbalance del 30% con respecto a la $I_{pick-up}$ de los relevadores de fase

$$I_{desbalance} = (1000 \text{ Amp})(0.3) = 300 \text{ Amp}$$

$$I_{pick-up} = 300 \text{ Amp}$$

b) Selección del tap

Dada la RTC que es la calculada para los relevadores de fase y la $I_{pick-up}$

$$RTC = 1000/5$$

$$I_{pick-up} = 300 \text{ Amp}$$

$$tap = I_{pick-up}/RTC = 300/200 = 1.5$$

c) Selección de la palanca

Suponiendo una falla monofásica en el bus de 13.8 kv del T2

$$I_{sec} = 5627.25259 \text{ Amp}/200 = 28.13626 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = 28.13626/1.5 = 18.7575$$

Para un $t=0.7$ seg. utilizar palanca 3.8

Unidad instantanea bloqueada para propósitos de coordinación

9) Selección de ajustes de las protecciones de sobrecorriente del circuito C₁

Datos de los relevadores de fase y de neutro (50/51 F y N)

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B
- Taps 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12
- Rango del instantaneo: 10 a 80 Amp secundarios
- Curva extremadamente inversa
- TC's de múltiple relación: 100/200/300/400/500/600/800/900/1000/1200:5

Ajustes de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51F)**a) Ajuste de la $I_{pick-up}$**

El esquema de protección de un interruptor que alimenta un circuito de distribución debe ajustarse para soportar alrededor del 200% de su demanda máxima y nunca menos del 150% afectada por un valor de factor de potencia (f.p.) de 0.95, de modo que se tenga flexibilidad en las transferencias de carga de un interruptor a otro por causas de trabajo o de emergencia.

$$\text{Demanda} = 5600 \text{ kw}$$

$$I_{\text{carga}} = \text{kw} / (\sqrt{3} * \text{kv}_{\text{operación}} * \text{f.p.})$$

$$I_{\text{carga}} = 5600 / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv} * 0.95) = 246.61796 \text{ Amp}$$

$$I_{200\%} = 493.23593 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{pick-up}} = 493.23593 \text{ Amp}$$

circuito de distribución está normalizada su operación en un tiempo de 0.2 a 0.3 segundos para una falla en el bus, con la finalidad de brindar una zona disponible para la coordinación de los dispositivos de protección propios de la red de distribución y coordinar con los relevadores de tiempo de fase del interruptor de baja tensión del transformador de potencia que operan en un tiempo de 0.7 a 0.8 seg. para la misma falla.

Suponiendo una falla trifásica en el bus de 13.8 kv del T1

$$I_{sec} = I_{cc3\phi} / RTC = 5253.87758 \text{ Amp} / 100 = 52.53878 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = I_{sec} / tap = 52.53878 \text{ Amp} / 5 = 10.50775$$

Para un tiempo de operación de 0.3 seg. y un $M_{tap} = 10.50775$ utilizar palanca 5.5, obtenida de la curva característica del relevador.

Ajuste de la unidad instantanea de los relevadores de fase (50F)

La zona de protección de este relevador electromecánico debe ser el 80% de la longitud de la línea que comprende, desde el bus de 13.8 kv de la subestación hasta el primer dispositivo de protección del circuito de distribución, siendo para este caso el restaurador R1. El ajuste del 80% se emplea para los relevadores del tipo electromecánico, mientras que para los estáticos y digitales se puede tomar hasta un 90% de la línea debido a su mejor exactitud.

La fórmula para calcular el ajuste de la corriente secundaria de la unidad instantanea de los relevadores de fase viene dada por:

$$I_{inst} = (I_{cc3\phi(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} - ((0.8)(I_{cc3\phi(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} - I_{cc3\phi(R1)})) / RTC$$

$$I_{inst} = (5253.87758 - ((0.8)(5253.87758 - 3378.74922)))/100$$

$I_{inst} = 37.53775$ Amp para un tiempo de operación de 0.04 segundos

Ajustes de la unidad de tiempo del relevador de neutro (51N)

a) Ajuste de la $I_{pick-up}$

En base a los resultados positivos obtenidos en la práctica, se logra una protección adecuada ajustando la $I_{pick-up}$ entre un 20% y un 30% de desbalance con respecto a la $I_{pick-up}$ de los relevadores de tiempo de fase en los circuitos de distribución.

Considerando un 25% de desbalance

$$I_{desbalance} = (0.25)(500 \text{ Amp}) = 125 \text{ Amp}$$

$$I_{pick-up} = 125 \text{ Amp}$$

b) Selección del tap

Con la RTC que viene dada por la seleccionada para los relevadores de fase que es de 500/5 y la $I_{pick-up} = 125$ Amp se obtiene el tap

$$\text{tap} = I_{pick-up}/RTC = 125/100 = 1.25$$

El tap real más cercano es de 1.5 con lo que la $I_{pick-up} = 150$ Amp

$$\% \text{ de desbalance} = 150 \text{ Amp} / 500 \text{ Amp} = 0.3 \text{ ó } 30\%$$

c) Selección de la palanca

Igual que para los relevadores de fase de un circuito de distribución, el tiempo de operación estandarizado es de 0.2 a 0.3 segundos para una falla en

el bus. Para los relevadores de tiempo de neutro la corriente de falla máxima en el bus es la monofásica ($I_{cc1\phi}$).

Suponiendo una falla monofásica en el bus de 13.8 kv del T1

$$I_{sec} = I_{cc1\phi} / RTC = 5627.25259 \text{ Amp} / 100 = 56.2725 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = 56.2725 / 1.5 = 37.51502$$

Como el múltiplo de tap (M_{tap}) obtenido para la unidad de tiempo del relevador de neutro cae fuera de la zona de operación de la curva característica del mismo relevador, es necesario modificar la RTC a un valor de 600/5 con el objeto de reducir el M_{tap} para la presencia de una falla monofásica en el bus y que dicho valor nos dé una palanca real de ajuste dentro de la zona de operación de la curva característica del relevador. El cambio de la RTC produce una variación en los ajustes calculados para los relevadores 50/51 de fase de la siguiente forma:

Ajustes de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51 F)

a) Ajuste de la RTC

$$RTC = 600/5$$

b) Ajuste del tap

tap seleccionado igual a 4

c) Ajuste de la $I_{pick-up}$

$$I_{pick-up} = tap * RTC = 4(600/5) = 480 \text{ Amp}$$

d) Selección de la palanca

$$I_{sec} = 5253.87758 \text{ Amp} / 120 = 43.78231 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = 43.78231 / 4 = 10.94558$$

Para un tiempo de operación de 0.3 segundos utilizar un dial de 5.5

Ajuste de la unidad instantánea para los relevadores de fase (50 F)

$$I_{inst} = (5253.87758 - ((0.8)(5253.87758 - 3378.74922))) / 120$$

$$I_{inst} = 31.28146 \text{ Amp}$$

Ajustes de la unidad de tiempo del relevador de neutro (51 N)**a) Selección de la RTC**

La RTC viene dada por la elegida para los relevadores de fase igual a 600/5

b) Ajuste del tap

tap seleccionado 1.5 que será el correspondiente para un 37.5% de desbalance con respecto a la $I_{pick-up}$ de los relevadores de fase.

c) $I_{pick-up}$

$$I_{pick-up} = tap * RTC = 180 \text{ Amp}$$

d) Ajuste de la palanca

$$I_{sec} = 5627.25259 / 120 = 46.89377 \text{ Amp}$$

$$M_{\text{tap}} = 46.89377/120 = 31.26251$$

Para un tiempo de operación de 0.21 segundos suponiendo una falla monofásica en el bus de 13.8 kv del T1 utilizar palanca 10

Ajuste de la unidad instantanea del relevador de neutro (50 N)

La fórmula para calcular el ajuste de la corriente secundaria de este relevador viene dada por:

$$I_{\text{inst}} = (I_{\text{cc1}\phi}(\text{bus 13.8 kv}) - ((0.8)(I_{\text{cc1}\phi}(\text{bus 13.8 kv}) - I_{\text{cc1}\phi}(\text{R1}))))/RTC$$

$$I_{\text{inst}} = (5627.25259 - ((0.8)(5627.25259 - 558.27997)))/120$$

$$I_{\text{inst}} = 13.10062 \text{ para un tiempo de operación de 0.04 segundos}$$

10) Selección de ajustes de las protecciones de sobrecorriente del circuito C₂

Datos de los relevadores:

- | | |
|---|--|
| * Relevadores de fase (50/51 F) | * Relevador de neutro (50/51 N) |
| - Marca General Electric | - Marca General Electric |
| - Modelo 12IFC77B | - Modelo 12IFC77B |
| - Taps 1, 1.2, 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5,
6, 7, 8, 10, 12 | - Taps 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1, 1.2, 2,
2.5, 3, 4 |
| - Curva extremadamente inversa | - Curva extremadamente inversa |
| - TC's múltiple relación: 100/200/300/400/500/600/800/900/1000/1200:5 | |

Ajustes de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51 F)

a) Ajuste de la $I_{\text{pick-up}}$

$$\text{Demanda} = 5500 \text{ kw}$$

$$I_{\text{carga}} = (5500 \text{ kw}) / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv} * 0.95) = 242.21407 \text{ Amp}$$

$$I_{200\%} = I_{\text{pick-up}} = 484.42814 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

La $I_{\text{pick-up}} = 484.42814 \text{ Amp}$ implica una $\text{RTC} = 600/5^*$

* El seleccionar una $\text{RTC} = 500/5$ satisface de una manera correcta los ajustes para los relevadores de fase pero se nos presenta el mismo problema para el ajuste de la palanca en el relevador 51 N como el que se presentó para el circuito C₁, es por eso la selección de una $\text{RTC} = 600/5$.

$$(I_{\text{falla máxima}} / \text{RTC}) < 100 \text{ Amp}$$

$$5253.87758 \text{ Amp} / 120 < 100 \text{ Amp}$$

$$43.78231 \text{ Amp} < 100 \text{ Amp}$$

c) Selección del tap

$$\text{RTC} = 600/5$$

$$I_{\text{pick-up}} = 484.42814 \text{ Amp}$$

$$\text{tap} = 484.42814 / 120 = 4.0369$$

El tap de ajuste será 4

d) Selección de la palanca

$$I_{\text{sec}} = 5253.87758 / 120 = 43.78231 \text{ Amp}$$

$$M_{\text{tap}} = 43.78231/4 = 10.94558$$

Para un $t=0.3$ segundos utilizar un dial 5.5

Ajuste de la unidad instantanea de los relevadores de fase (50 F)

$$I_{\text{cc3}\phi(\text{bus } 13.8 \text{ kv})} = 5253.87758 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{cc3}\phi(R2)} = 2276.38709 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{inst}} = (5253.87758 - ((0.8)(5253.87758 - 2276.38709)))/120$$

$$I_{\text{inst}} = 23.93238 \text{ Amp para un tiempo de operación de } 0.04 \text{ segundos}$$

Ajustes de la unidad de tiempo del relevador de neutro (51 N)

a) Ajuste de la $I_{\text{pick-up}}$

Considerando un 30 % de desbalance con respecto a la $I_{\text{pick-up}}$ de los relevadores de fase

$$I_{\text{desbalance}} = (0.3)(480) = 144 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{pick-up}} = 144 \text{ Amp}$$

b) Selección del tap

$$I_{\text{pick-up}} = 144 \text{ Amp}$$

$$\text{RTC} = 600/5$$

$$\text{tap} = 144/120 = 1.2 \quad \text{El tap real más cercano es de } 1.5$$

c) Selección de la palanca

$$I_{\text{sec}} = 5627.25259/120 = 46.89377 \text{ Amp}$$

$$M_{\text{tap}} = 46.89377 / 1.5 = 31.26251$$

Para un tiempo de operación de 0.21 segundos utilizar palanca 10

Ajuste de la unidad instantanea del relevador de neutro (50 N)

$$I_{\text{inst}} = (5627.25259 - ((0.8)(5627.25259 - 506.08857))) / 120$$

$$I_{\text{inst}} = 12.75268 \text{ Amp para un tiempo de } 0.04 \text{ segundos}$$

11) Selección de ajustes de las protecciones de sobrecorriente del circuito C3

Datos de los relevadores de fase y de neutro (50/51 F y N)

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B
- Taps 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12
- Rango del instantaneo: 10 a 80 Amp
- Curva extremadamente inversa
- TC's de relación múltiple: 100/200/300/400/500/600:5

Ajustes de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51 F)

a) Ajuste de la $I_{\text{pick-up}}$

$$\text{Demanda} = 4600 \text{ kw}$$

$$I_{\text{carga}} = 4600 \text{ kw} / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv} * 0.95) = 202.57904 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{pick-up}} = I_{200\%} = 405.15808 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

La $I_{pick-up} = 405.15808$ Amp implica una $RTC = 600/5$

$$(I_{falla\ máxima}/RTC) < 100 \text{ Amp}$$

$$(5253.87758/120) < 100 \text{ Amp}$$

$$43.78231 \text{ Amp} < 100 \text{ Amp}$$

c) Selección del tap

$$RTC = 600/5$$

$$I_{pick-up} = 405.15808 \text{ Amp}$$

$$tap = 405.15808/120 = 3.37632$$

El tap real más cercano es de 3, lo que modifica la $I_{pick-up}$ a 360 Amp

d) Selección de la palanca

$$I_{sec} = 5253.87758 \text{ Amp}/120 = 43.78231 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = 43.78231/3 = 14.5941$$

Para un $t = 0.3$ segundos utilizar palanca 8.5

Ajuste de la unidad instantanea de los relevadores de fase (50 F)

$$I_{inst} = (5253.87758 - ((0.8)(5253.87758 - 3303.7232)))/120$$

$$I_{inst} = 30.78128 \text{ Amp} \quad \text{para un tiempo de operación de 0.04 segundos}$$

Ajustes de la unidad de tiempo del relevador de neutro (51 N)

a) Ajuste de la $I_{pick-up}$

Considerando un 30% de desbalance con respecto a la $I_{pick-up}$ de los relevadores

de fase

$$I_{\text{desbalance}} = (0.3)(400 \text{ Amp}) = 120 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{pick-up}} = 120 \text{ Amp}$$

b) Selección del tap

$$RTC = 600/5$$

$$I_{\text{pick-up}} = 120 \text{ Amp}$$

$$\text{tap} = 120/120 = 1$$

El tap real más cercano al calculado es de 1.5, lo que modifica la $I_{\text{pick-up}}$ a un valor de 180 Amp

c) Selección de la palanca

$$I_{\text{sec}} = 5627.25259/120 = 46.89377 \text{ Amp}$$

$$M_{\text{tap}} = 46.89377/1.5 = 31.26251$$

Para un tiempo de operación de 0.21 seg. utilizar un dial 10

Ajuste de la unidad instantanea del relevador de neutro (50 N)

$$I_{\text{inst}} = (5627.25259 - ((0.8)(5627.25259 - 553.2940)))/120$$

$$I_{\text{inst}} = 13.06738 \text{ Amp} \quad \text{para un tiempo de operación de 0.04 segundos}$$

12) Selección de ajustes de las protecciones de sobrecorriente del circuito C4

Datos de los relevadores de fase y de neutro (50/51 F y N)

- Marca General Electric

- Modelo 12IAC77B
- Taps 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12
- Rango del instantaneo: 10 a 80 Amp secundarios
- Curva extremadamente inversa
- TC's de múltiple relación: 50/100/150/200/250/300/400/450/500/600:5

Ajustes de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51 F)

a) Ajuste de la $I_{pick-up}$

$$\text{Demanda} = 4500 \text{ kw}$$

$$I_{carga} = 4500 \text{ kw} / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv} * 0.95) = 198.17515 \text{ Amp}$$

$$I_{200\%} = I_{pick-up} = 396.3503 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

$$I_{pick-up} = 396.3503 \text{ Amp implica una RTC} = 600/5$$

$$I_{falla máxima} / \text{RTC} < 100 \text{ Amp}$$

$$(5253.87758 \text{ Amp} / 120) < 100 \text{ Amp}$$

$$43.78231 \text{ Amp} < 100 \text{ Amp}$$

c) Selección del tap

$$\text{RTC} = 600/5$$

$$I_{pick-up} = 396.3503 \text{ Amp}$$

$$\text{tap} = I_{pick-up} / \text{RTC} = 396.3503 / 120 = 3.30292$$

El tap real más cercano es de 3, con lo que queda la $I_{pick-up} = 360 \text{ Amp}$

d) Selección de la palanca

Suponiendo una falla trifásica en el bus de 13.8 kv del T1

$$I_{sec} = 5253.87758 \text{ Amp} / 120 = 43.78231 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = 43.78231 / 3 = 14.5941$$

Para un tiempo de operación de 0.3 segundos utilizar dial 8.5

Ajuste de la unidad instantanea de los relevadores de fase (50 F)

$$I_{inst} = (5253.87758 - ((0.8)(5253.87758 - 4044.49190))) / 120$$

$$I_{inst} = 35.71974 \text{ Amp para un tiempo de operación de 0.04 segundos}$$

Ajuste de la unidad de tiempo del relevador de neutro (51 N)**a) Ajuste de la $I_{pick-up}$**

Considerando el mínimo tap disponible en el relevador de neutro y la RTC dada por la calculada para los relevadores de fase tenemos:

$$I_{pick-up} = (1.5)(120) = 180 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

$$RTC = 600 / 5$$

c) Selección del tap

tap seleccionado 1.5

d) Selección de la palanca

Suponiendo una falla monofásica en el bus de 13.8 kv del T1

$$I_{sec} = 5627.25259 \text{ Amp} / 120 = 46.89377 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = 46.89377 / 1.5 = 31.26251$$

Para un tiempo de operación de 0.21 segundos utilizar palanca 10

Ajuste de la unidad instantanea del relevador de neutro (50 N)

$$I_{inst} = (5627.25259 - ((0.8)(5627.25259 - 572.57862))) / 120$$

$$I_{inst} = 13.19595 \text{ Amp para un tiempo de operación de 0.04 segundos}$$

13) Selección de ajustes de las protecciones de sobrecorriente del circuito Cs

Datos de los relevadores:

* Relevadores de fase (50/51 F)	* Relevador de neutro (50/51 N)
- Marca General Electric	- Marca General Electric
- Modelo 12 IFC77B	- Modelo 12IFC77B
- Taps 1, 1.2, 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12	- Taps 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1, 1.2, 1.5, 2, 2.5, 3, 4
- Rango del instantaneo: 6 a 150 Amp	- Rango del instantaneo: 2 a 50 Amp
- Curva Extremadamente inversa	- Curva extremadamente inversa
- TC's de relación múltiple: 50/100/150/200/250/300/400/450/500/600:5	

Ajustes de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51 F)

a) Ajuste de la $I_{pick-up}$

$$\text{Demanda} = 5400 \text{ kw}$$

$$I_{\text{carga}} = 5400 \text{ kw} / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv} * 0.95) = 237.81018 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{pick-up}} = I_{200\%} = 475.62036 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

La $I_{\text{pick-up}} = 475.62036 \text{ Amp}$ implica una $RTC = 600/5$

La corriente de falla máxima para los relevadores de fase de los circuitos C_5 , C_6 y C_7 es la $I_{cc3\phi}$ en el bus de 13.8 kv del transformador de potencia T2.

$$I_{\text{falla máxima}} / RTC < 100 \text{ Amp}$$

$$5303.77193 \text{ Amp}/120 < 100 \text{ Amp}$$

$$44.1981 \text{ Amp} < 100 \text{ Amp}$$

c) Selección del tap

$$RTC = 600/5$$

$$I_{\text{pick-up}} = 475.62036 \text{ Amp}$$

$$\text{tap} = I_{\text{pick-up}}/RTC = 475.62036/120 = 3.9635$$

El tap real más cercano es 4, con lo que queda la $I_{\text{pick-up}} = 480 \text{ Amp}$

d) Selección de la palanca

Suponiendo una falla trifásica en el bus de 13.8 kv del T2

$$I_{\text{sec}} = I_{\text{falla máxima}}/RTC = I_{cc3\phi}/RTC$$

$$I_{\text{sec}} = 5303.77193 \text{ Amp}/120 = 44.1981 \text{ Amp}$$

$$M_{\text{tap}} = 44.1981/4 = 11.04953$$

Para un tiempo de operación de 0.3 segundos utilizar palanca 5.3

Ajuste de la unidad instantanea de los relevadores de fase (50 F)

$$I_{inst} = (5303.77193 - ((0.8)(5303.77193 - 3192.19192)))/120$$

$I_{inst} = 30.1209$ Amp para un tiempo de operación de 0.04 segundos

Ajustes de la unidad de tiempo del relevador de neutro (51 N)**a) Ajuste de la $I_{pick-up}$**

Considerando un 30 % de desbalance con respecto a la $I_{pick-up}$ de los relevadores de fase para el ajuste de la corriente de arranque ($I_{pick-up}$) del relevador de neutro

$$I_{desbalance} = (0.3)(480 \text{ Amp}) = 144 \text{ Amp}$$

$$I_{pick-up} = 144 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

$$RTC = 600/5$$

c) Selección del tap

$$I_{pick-up} = 144 \text{ y } RTC = 600/5$$

$$tap = 144/120 = 1.2$$

El tap real más cercano es de 1.5 con lo que la $I_{pick-up} = 180$ Amp

d) Selección de la palanca

Suponiendo una falla monofásica en el bus de 13.8 kv del T2

$$I_{sec} = 5684.56282 \text{ Amp}/120 = 47.37136 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = I_{sec}/tap = 47.37136/1.5 = 31.5809$$

Para un tiempo de operación de 0.21 segundos y un $M_{tap}=47.37136$ utilizar un dial 10

Ajuste de la unidad instantanea del relevador residual (50 N)

$$I_{inst} = (5684.56262 - ((0.8)(5684.56282 - 558.88503)))/120$$

$$I_{inst} = 13.20017 \text{ Amp para un tiempo de operación de 0.04 segundos}$$

14) Selección de ajustes de las protecciones de sobrecorriente del circuito C₆

Datos de los relevadores:

- | | |
|---|---|
| * Relevadores de fase (50/51 F) | * Relevador de neutro (50/51 N) |
| - Marca General Electric | - Marca General Electric |
| - Modelo 12IFC77B | - Modelo 12IFC77B |
| - Taps 1, 1.2, 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5,
6, 7, 8, 10, 12 | - Taps 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1, 1.2,
1.5, 2, 2.5, 3, 4 |
| - Rango de instantaneo: 6 a 150 Amp | - Rango de instantaneo: 2 a 50 Amp |
| - Curva extremadamente inversa | - Curva extremadamente inversa |
| - TC's de múltiple relación: 50/100/150/200/250/300/400/450/500/600:5 | |

Ajustes de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51 F)

Como la demanda en este circuito C₆ es igual a la del circuito C₅, los ajustes para la unidad de tiempo de los relevadores de fase serán los mismos que se le dieron a los que corresponden al circuito C₅.

a) $I_{pick-up} = 480 \text{ Amp}$

b) $RTC = 600/5$

c) $Tap = 4$

d) **Palanca** = 5.3 Con un tiempo de operación de 0.3 para una falla trifásica en el bus de 13.8 kv del T2

Ajuste de la unidad instantanea de los relevadores de fase (50 F)

$$I_{inst} = (5303.77193 - ((0.8)(5303.77193 - 2981.08334)))/120$$

$$I_{inst} = 28.71351 \text{ Amp para un tiempo de operación de 0.04 segundos}$$

Ajuste de la unidad de tiempo del relevador de neutro (51 N)

Considerando el mismo desbalance que se utilizó para el relevador de neutro del circuito C5 y dado que se tienen los mismos ajustes en los relevadores de tiempo de fase, los ajustes para este relevador serán los mismos que para el relevador de neutro del circuito C5.

a) $I_{pick-up} = 180 \text{ Amp}$

b) $RTC = 600/5$

c) $Tap = 1.5$

d) **Palanca** = 10 para un tiempo de operación de 0.21 segundos con la presencia de una I_{cc10} en el bus de 13.8 kv del T2.

Ajuste de la unidad instantanea del relevador de neutro (50 N)

$$I_{inst} = (5684.56282 - ((0.8)(5684.282 - 541.4177)))/120$$

$$I_{inst} = 13.08372 \text{ Amp para un tiempo de operación de 0.04 segundos}$$

15) Selección de ajustes de las protecciones de sobrecorriente del circuito C7

Datos de los relevadores de fase y neutro (50/51 F y N)

- Marca Westinghouse
- Modelo CO-11
- Taps
- Rango del instantaneo: 6 a 144 Amp
- Curva Extremadamente inversa
- TC's de relación múltiple: 100/200/300/400/500/600/800/900/1000/1200:5

Ajuste de la unidad de tiempo de los relevadores de fase (51 F)**a) Ajuste de la $I_{pick-up}$**

Demanda = 5500 kw

$$I_{carga} = 5500 \text{ kw} / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv} * 0.95) = 242.41407 \text{ Amp}$$

$$I_{200\%} = I_{pick-up} = 484.42814 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

Con la $I_{pick-up} = 484.42814 \text{ Amp}$ se obtiene una $RTC = 600/5$

c) Selección del tap

$$I_{pick-up} = 484.42814 \text{ Amp}$$

$$RTC = 600/5$$

$$tap = 484.42814 / 120 = 4.0369$$

El tap real más cercano al calculado es 4

d) Selección de la palanca

Suponiendo una falla monofásica en el bus de 13.8 kv del T2

$$I_{sec} = I_{cc3\phi} / RTC = 5303.7719 \text{ Amp} / 120 = 44.1981 \text{ Amp}$$

$$M_{tap} = 44.1981 / 4 = 11.04951$$

Para un tiempo de operación de 0.3 segundos utilizar palanca 3.8

Ajuste de la unidad instantanea de los relevadores de fase (50 F)

$$I_{inst} = (5303.7719 - ((0.8)(5303.7719 - 3223.46698))) / 120$$

$$I_{inst} = 30.32940 \text{ Amp para un tiempo de 0.04 de operación de segundos}$$

Ajuste de la unidad de tiempo del relevador de neutro (51 N)**a) Ajuste de la $I_{pick-up}$**

Considerando un 30 % de desbalance con respecto a la $I_{pick-up}$ de los relevadores

de fase como valor para la $I_{pick-up}$

$$I_{desbalance} = (0.3)(480 \text{ Amp}) = 144 \text{ Amp}$$

$$I_{pick-up} = 144 \text{ Amp}$$

b) Selección de la RTC

$$RTC = 600 / 5$$

c) Selección del tap

$$RTC = 600 / 5$$

$$I_{pick-up} = 144 \text{ Amp}$$

$$\text{tap} = 144/120 = 1.2$$

El tap seleccionado para este caso es de 1.5. La justificación para elegir este valor de tap es que el valor de tap real más cercano de 1.2 no otorga una palanca real disponible en la curva característica del relevador para una falla trifásica en el bus de 13.8 kv ($I_{\text{falla máxima}}$) del T2.

c) Selección de la palanca

Suponiendo una falla monofásica en el bus de 13.8 kv del T2

$$I_{\text{sec}} = 5684.56282 \text{ Amp}/120 = 47.37136 \text{ Amp}$$

$$M_{\text{tap}} = 47.37136/1.5 = 31.5809$$

Para un tiempo de operación de 0.3 utilizar dial 9.5

Ajuste de la unidad instantanea del relevador de neutro (50 F)

$$I_{\text{inst}} = (5684.56282 - ((0.8)(5684.56282 - 550.79771)))/120$$

$$I_{\text{inst}} = 13.14626 \text{ Amp para un tiempo de operación de 0.04 segundos}$$

Resumen de los ajustes en cada uno de los dispositivos de protección

Dispositivo de protección	Unidad de tiempo (51)			Unidad instantanea (50)	RTC
	Tap	Palanca	I _{pick-up} (Amp)	I _{secundaria} (Amp)	
Int. A ₁ - 50/51 F	4	6	120	Bloqueado	150/5
NT1	1.5	6	360	Bloqueado	1200/5
Int. A ₂ - 50/51 F	4	6	120	Bloqueado	150/5
NT2	1.5	6.1	360	Bloqueado	1200/5
Int. B ₁ - 50/51 F - 50/51 N	5 1.5	4 3.6	1000 300	Bloqueado Bloqueado	1000/5 1000/5
Int. B ₂ - 50/51 F - 50/51 N	5 1.5	4.2 3.7	1000 300	Bloqueado Bloqueado	1000/5 1000/5
Int. C ₁ - 50/51 F - 50/51 N	4 1.5	5.5 10	480 180	31.28146 13.10062	600/5 600/5
Int. C ₂ - 50/51 F - 50/51 N	4 1.5	5.5 10	480 180	23.93238 12.75268	600/5 600/5
Int. C ₃ - 50/51 F - 50/51 N	3 1.5	8.5 10	360 180	30.78128 13.06738	600/5 600/5
Int. C ₄ - 50/51 F - 50/51 N	3 1.5	8.5 10	360 180	35.71974 13.19595	600/5 600/5
Int. C ₅ - 50/51 F - 50/51 N	4 1.5	5.3 10	480 180	30.12090 13.20017	600/5 600/5
Int. C ₆ - 50/51 F - 50/51 N	4 1.5	5.3 10	480 180	28.71351 13.08372	600/5 600/5
Int. C ₇ - 50/51 F - 50/51 N	4 1.5	3.8 9.5	480 180	30.32940 13.14626	600/5 600/5

4.4 GRAFICACION DE LAS CURVAS DE OPERACION DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

Para la generación de las curvas de operación de cada uno de los relevadores de protección de acuerdo a los ajustes dados para una adecuada coordinación entre los mismos, es necesario realizar una tabulación de tiempos de operación en función de diferentes valores de corrientes de falla.

Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones de sobrecorriente 50/51 F del interruptor de alta tensión del T1

* Relevadores 50/51 F

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B
- Tap 4
- Palanca 6
- Instantaneo bloqueado
- RTC 150/5

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 F	1.5	6	180	17.5
	2	8	240	8.5
	3	12	360	3.3
	5	20	600	1.2
	* 5.49269	21.97076	659.12282	1.0
	8	32	960	0.49
	10	40	1200	0.35

* Corriente de corto-circuito trifásico en el bus de 13.8 kv del T1

**Tabulación de valores para graficar la curva de operación de la protección
neutro del transformador (NT1) del T1**

* Relevador NT1

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC51B
- Tap 1.5
- Palanca 6
- Instantaneo bloqueado
- RTC 1200/5

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 NT1	1.5	2.25	540	7.3
	2	3.0	720	4.7
	3	4.5	1080	3.2
	5	7.5	1800	2.2
	10	15.0	3600	1.5
	** 15.63126	23.44689	5627.25259	1.3
	20	30	7200	1.2

** Corriente de corto-circuito monofásica en el bus de 13.8 kv del T1

**Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones
de sobrecorriente 50/51 F del interruptor de alta tensión del T2**

* Relevadores 50/51 F

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B

- Tap 4
- Palanca 6
- Instantaneo bloqueado
- RTC 150/5

	M_{tap}	$I_{secundaria}$ (Amp)	$I_{primaria}$ (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 F	1.5	6	180	17.5
	2	8	240	8.5
	3	12	360	3.3
	5	20	600	1.2
	***5.54485	22.17941	665.3823	1.0
	8	32	960	0.49
	10	40	1200	0.35

*** Corriente de corto-circuito trifásica en el bus de 13.8 kv del T2

**Tabulación de valores para graficar la curva de operación de la protección
neutro del transformador (NT2) del T2**

* Relevador NT2

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC51B
- Tap 1.5
- Palanca 6.1
- Instantaneo bloqueado
- RTC 1200/5

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 NT2	1.5	2.25	540	7.5
	2	3	720	4.8
	3	4.5	1080	3.4
	5	7.5	1800	2.25
	10	15	3600	1.6
	****15.79045	23.68568	5684.56282	1.3
	20	30	7200	1.22

**** Corriente de corto-circuito monofásica en el bus de 13.8 kv del T2

Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones de sobrecorriente 50/51 F y N del interruptor de baja tensión del T1

* Relevadores de fase 50/51 F

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B
- Tap 5
- Palanca 4
- Instantaneo bloqueado
- RTC 1000/5

* Relevador de neutro 50/51 N

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC51B
- Tap 1.5
- Palanca 3.6
- Instantaneo bloqueado
- RTC 1000/5

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 F	1.5	7.5	1500	12.5
	2	10	2000	5.7
	3	15	3000	2.25
	4	20	4000	1.2
	* 5.25488	26.26939	5253.87758	0.7
	6	30	6000	0.55
	7	35	7000	0.44

	M_{tap}	$I_{secundaria}$ (Amp)	$I_{primaria}$ (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 N	1.5	2.25	450	4.2
	5	7.5	1500	1.3
	10	15	3000	0.92
	15	22.5	4500	0.78
	** 18.7575	28.13626	5627.25259	0.7
	20	30	6000	0.68
	25	37.5	7500	0.65

Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones de sobrecorriente 50/51 F y N del interruptor de baja tensión del T2

* Relevadores de fase 50/51 F

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B
- Tap 5
- Palanca 4.2
- Instantaneo bloqueado
- RTC 1000/5

* Relevador de neutro 50/51 N

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC51B
- Tap 1.5
- Palanca 3.7
- Instantaneo bloqueado
- RTC 1000/5

	M_{tap}	$I_{secundaria}$ (Amp)	$I_{primaria}$ (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 F	1.5	7.5	1500	13
	2	10	2000	5.8
	3	15	3000	2.3
	4	20	4000	1.25
	***5.30397	26.51886	5303.77193	0.7
	6	30	6000	0.58
	7	35	7000	0.47

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 N	1.5	2.25	450	4.4
	5	7.5	1500	1.3
	10	15	3000	0.94
	15	22.5	4500	0.78
	****18.94854	28.42281	5684.56282	0.7
	20	30	6000	0.7
	25	37.5	7500	0.66

**Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones
de sobrecorriente del circuito C₁**

* Relevadores de fase 50/51 F

* Relevador de neutro 50/51 N

- Marca General Electric

- Marca General Electric

- Modelo 12IAC77B

- Modelo 12IAC77B

- Tap 4

- Tap 1.5

- Palanca 5.5

- Palanca 10

- Instantaneo 31.28146 Amp

- Instantaneo 13.10062 Amp

- RTC 600/5

- RTC 600/5

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 F	1.5	6	720	17
	2	8	960	7.5
	3	12	1440	2.9
	5	20	2400	1.05
	10	40	4800	0.32
	*10.94558	43.78231	5253.87758	0.3
	15	60	7200	0.18

	M_{tap}	$I_{secundaria}$ (Amp)	$I_{primaria}$ (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 N	1.5	2.25	270	37
	3	4.5	540	6
	5	7.5	900	2.1
	10	15	1800	0.6
	20	30	3600	0.26
	**31.26251	46.89377	5627.25259	0.21
	35	52.5	6300	0.20

**Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones
de sobrecorriente del circuito C₂**

* Relevadores de fase 50/51 F

* Relevadores de neutro 50/51 N

- Marca General Electric

- Marca General Electric

- Modelo 12IFC77B

- Modelo 12IFC77B

- Tap 4

- Tap 1.5

- Palanca 5.5

- Palanca 10

- Instantaneo 23.93238 Amp

- Instantaneo 12.75268 Amp

- RTC 600/5

- RTC 600/5

	M_{tap}	$I_{secundaria}$ (Amp)	$I_{primaria}$ (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 F	1.5	6	720	17
	2	8	960	7.5
	3	12	1440	2.75
	5	20	2400	1.0
	10	40	4800	0.32
	*10.94558	43.78231	5253.87758	0.3
	15	60	7200	0.22

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 N	1.5	2.25	270	37.5
	3	3	360	15
	5	7.5	900	2
	10	15	1800	0.66
	20	30	3600	0.32
	**31.26251	46.89377	5627.25259	0.25
	35	52.5	6300	0.23

**Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones
de sobrecorriente del circuito C₃**

* Relevadores de fase 50/51 F

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B
- Tap 3
- Palanca 8.5
- Instantaneo 30.78128 Amp
- RTC 600/5

* Relevador de neutro 50/51 N

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B
- Tap 1.5
- Palanca 10
- Instantaneo 13.06738 Amp
- RTC 600/5

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos) -
51 F	1.5	4.5	540	28
	2	6	720	12.5
	3	9	1080	4.8
	5	15	1800	1.7
	10	30	3600	0.48
	* 14.59441	43.78231	5253.87758	0.3
	15	45	5400	0.28

	M_{tap}	$I_{secundaria}$ (Amp)	$I_{primaria}$ (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 N	1.5	2.25	270	37
	3	4.5	540	6
	5	7.5	900	2.1
	10	15	1800	0.6
	20	30	3600	0.26
	** 31.26251	46.89377	5627.25259	0.21
	35	52.5	6300	0.2

**Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones
de sobrecorriente del circuito C₄**

* Relevadores de fase 50/51 F

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B
- Tap 3
- Palanca 8.5
- Instantaneo 35.71974 Amp
- RTC 600/5

* Relevador de neutro 50/51 N

- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B
- Tap 1.5
- Palanca 10
- Instantaneo 13.19595 Amp
- RTC 600/5

Como los ajustes en las unidades de tiempo en los relevadores de fase y neutro son los mismos que para los del circuito C₃ así como el tipo de relevador utilizado, la curva de operación para los dos circuitos en sus unidades de tiempo es la misma, variando únicamente el ajuste de sus unidades instantaneas.

**Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones
de sobrecorriente del circuito Cs**

* Relevadores de fase 50/51 F

- Marca General Electric

- Modelo 12IFC77B

- Tap 4

- Palanca 5.3

- Instantaneo 30.12090 Amp

- RTC 600/5

* Relevador de neutro 50/51 N

- Marca General Electric

- Modelo 12IFC77B

- Tap 1.5

- Palanca 10

- Instantaneo 13.20017 Amp

- RTC 600/5

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 F	1.5	6	720	16
	2	8	960	7.2
	3	12	1440	2.6
	5	20	2400	0.95
	10	40	4800	0.32
	***11.04952	44.19810	5303.77193	0.3
	15	60	7200	0.21

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 N	1.5	2.25	270	37
	3	4.5	540	6
	5	7.5	900	2.1
	10	15	1800	0.6
	20	30	3600	0.26
	****31.5809	47.37136	5684.56282	0.21
	35	52.5	6300	0.20

**Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones
de sobrecorriente del circuito C₆**

* Relevadores de fase 50/51 F	* Relevador de neutro 50/51 N
- Marca General Electric	- Marca General Electric
- Modelo 12IAC77B	- Modelo 12IAC77B
- Tap 4	- Tap 1.5
- Palanca 5.3	- Palanca 10
- Instantaneo 28.77351 Amp	- Instantaneo 13.08372 Amp
- RTC 600/5	- RTC 600/5

La tabulación de valores para graficar la curva de operación de las unidades de tiempo es la misma que para el circuito C₅, por tener iguales ajustes y el mismo tiempo de relevador disponible.

**Tabulación de valores para graficar la curva de operación de las protecciones
de sobrecorriente del circuito C₇**

* Relevadores de fase 50/51 F	* Relevador de neutro 50/51 N
- Marca Westinghouse	- Marca Westinghouse
- Modelo CO-11	- Modelo CO-11
- Tap 4	- Tap 1.5
- Palanca 4.2	- Palanca 9.5
- Instantaneo 30.32940 Amp	- Instantaneo 13.14626 Amp
- RTC 600/5	- RTC 600/5

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 F	1.5	6	720	20
	2	8	960	7.9
	3	12	1440	2.9
	5	20	2400	1.05
	10	40	4800	0.34
	***11.04951	44.1981	5303.7719	0.3
	15	60	7200	0.22

	M _{tap}	I _{secundaria} (Amp)	I _{primaria} (Amp)	Tiempo de operación (segundos)
51 N	1.5	2.25	270	47
	3	4.5	360	7.1
	5	7.5	900	2.5
	10	15	1800	0.77
	20	30	3600	0.38
	****31.5809	47.37136	5684.56282	0.3
	35	52.5	6300	0.28

Tabulación de valores para graficar las curvas de daño de los transformadores de potencia T1 y T2

$$I_{\text{nominal}(T1, T2)} = 12000 \text{ kva} / (\sqrt{3} * 13.8 \text{ kv}) = 502.04371 \text{ Amp}$$

Múltiplo de I _n	I _{primaria} (Amp)	Tiempo en el que se daña el T1 y T2 (segundos)
2	1004.08743	16000
3	1506.13114	350
4	2008.17485	100
6	3012.26227	40
8	4016.34970	23
10	5020.43712	14
15	7530.06557	6
20	10040.87425	3
25	12551.09281	2

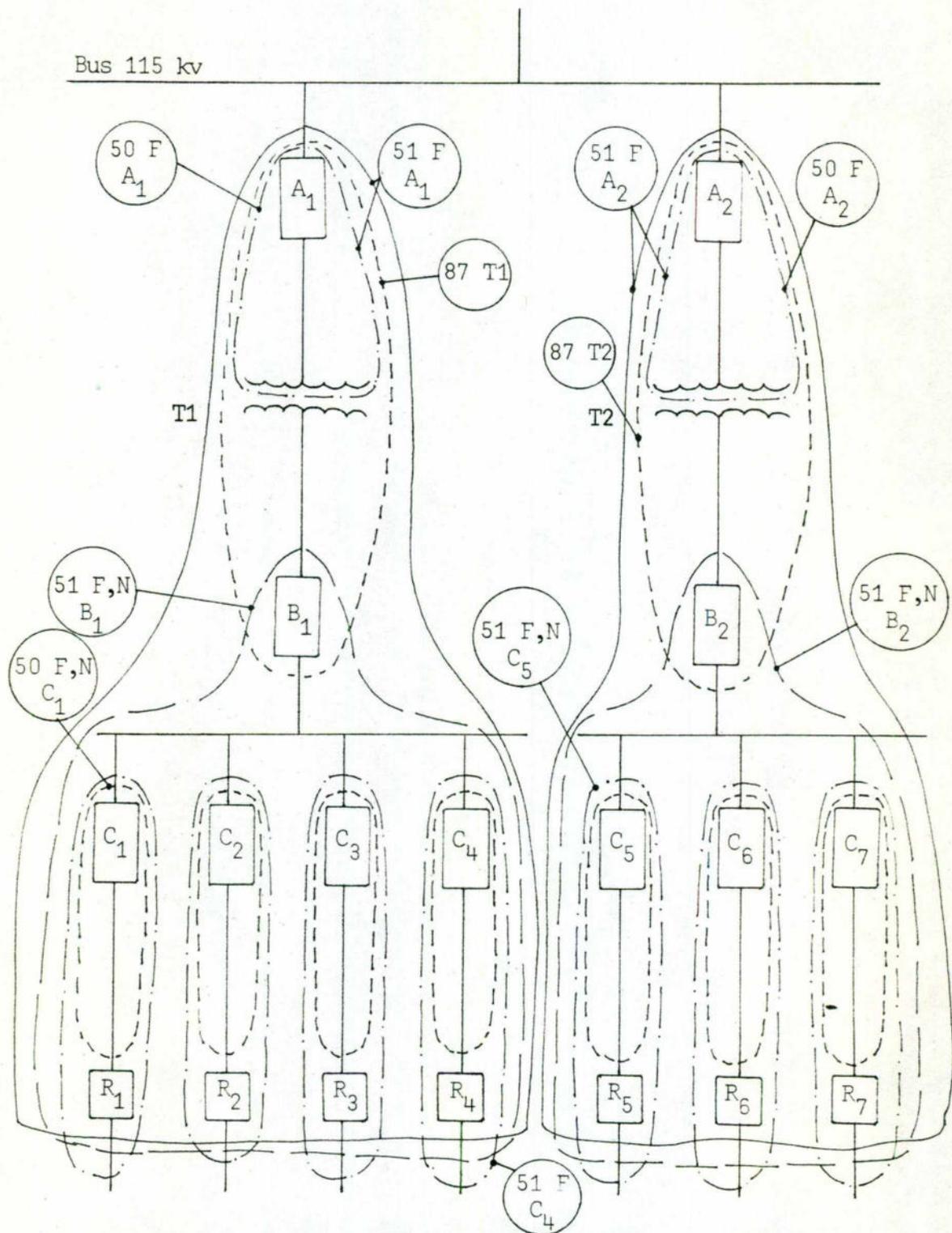
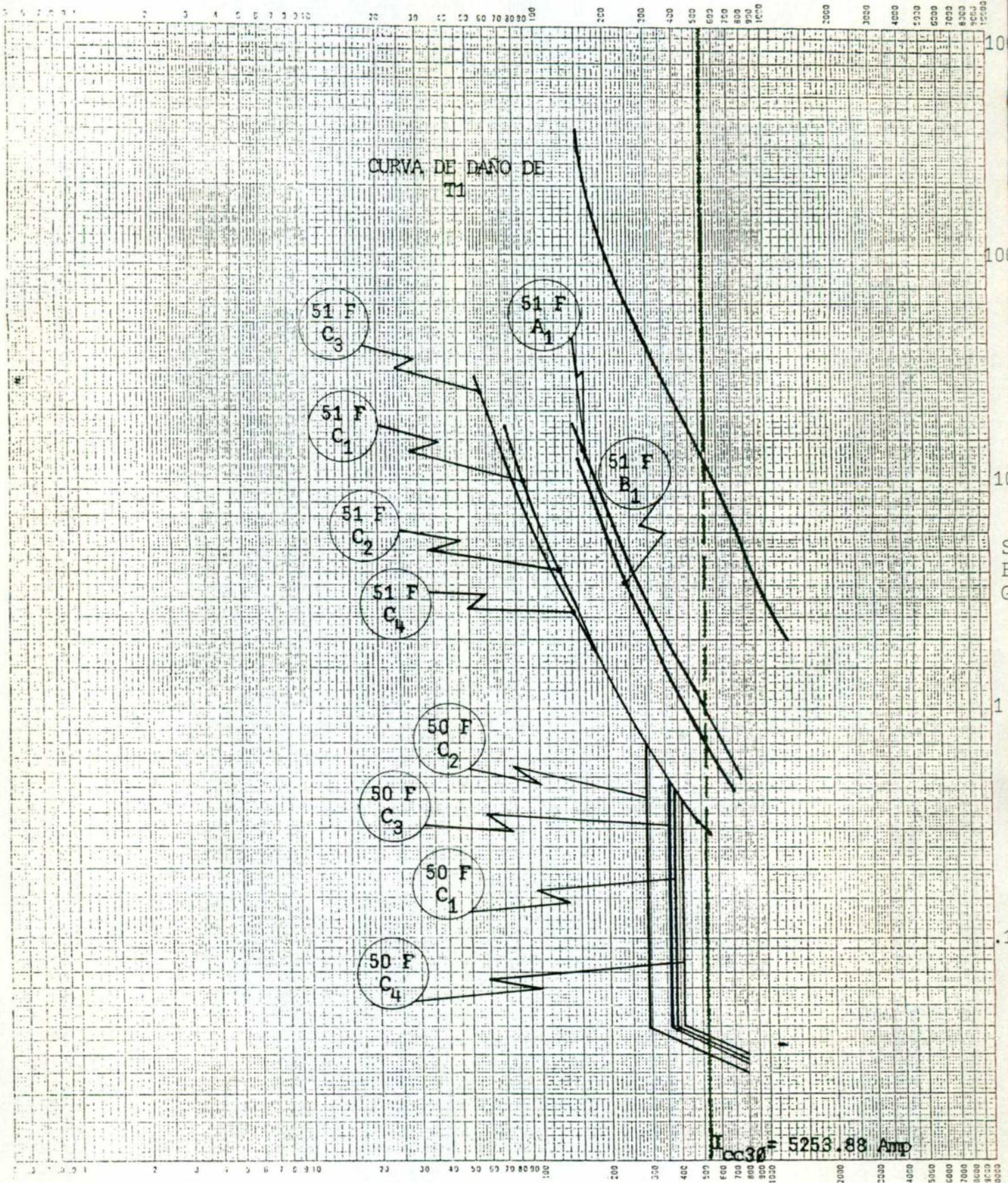
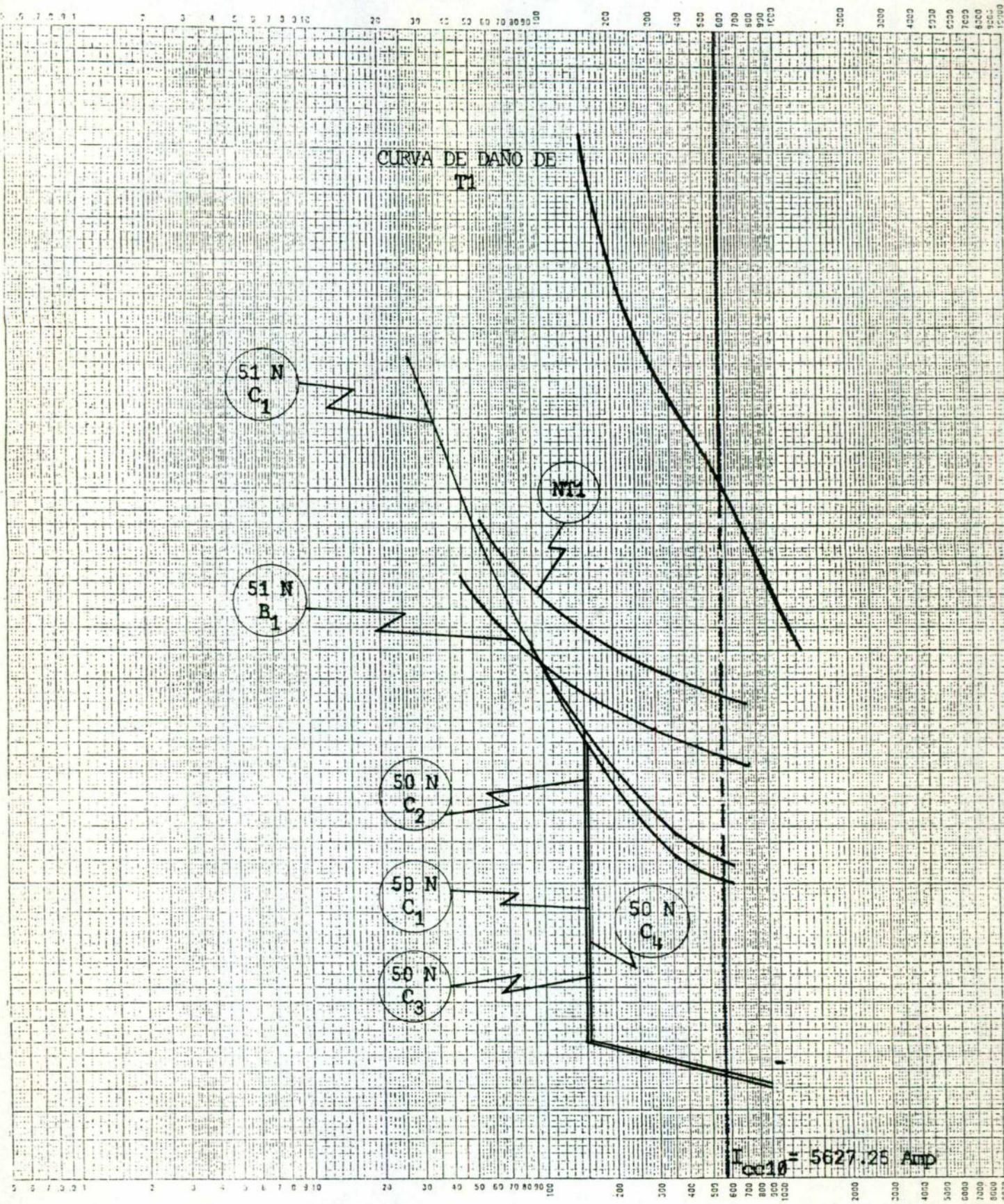


Fig. 4.4.1 Zonas de operación de los relevadores de protección



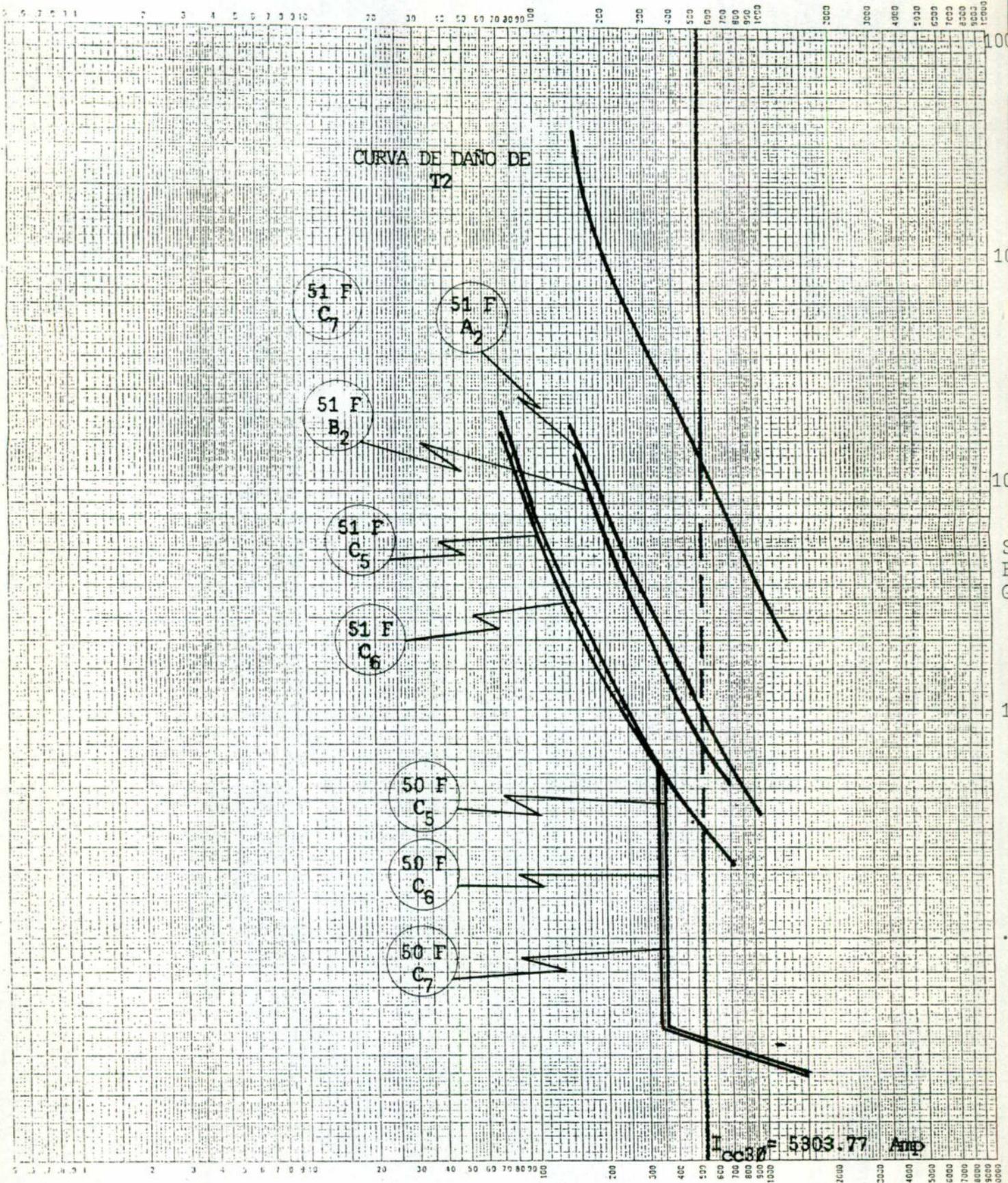
Amperes (x 10)

Gráfica de la coordinación de las protecciones de acuerdo a la corriente de cortocircuito trifásica del Bus 13.8 kv de T1.



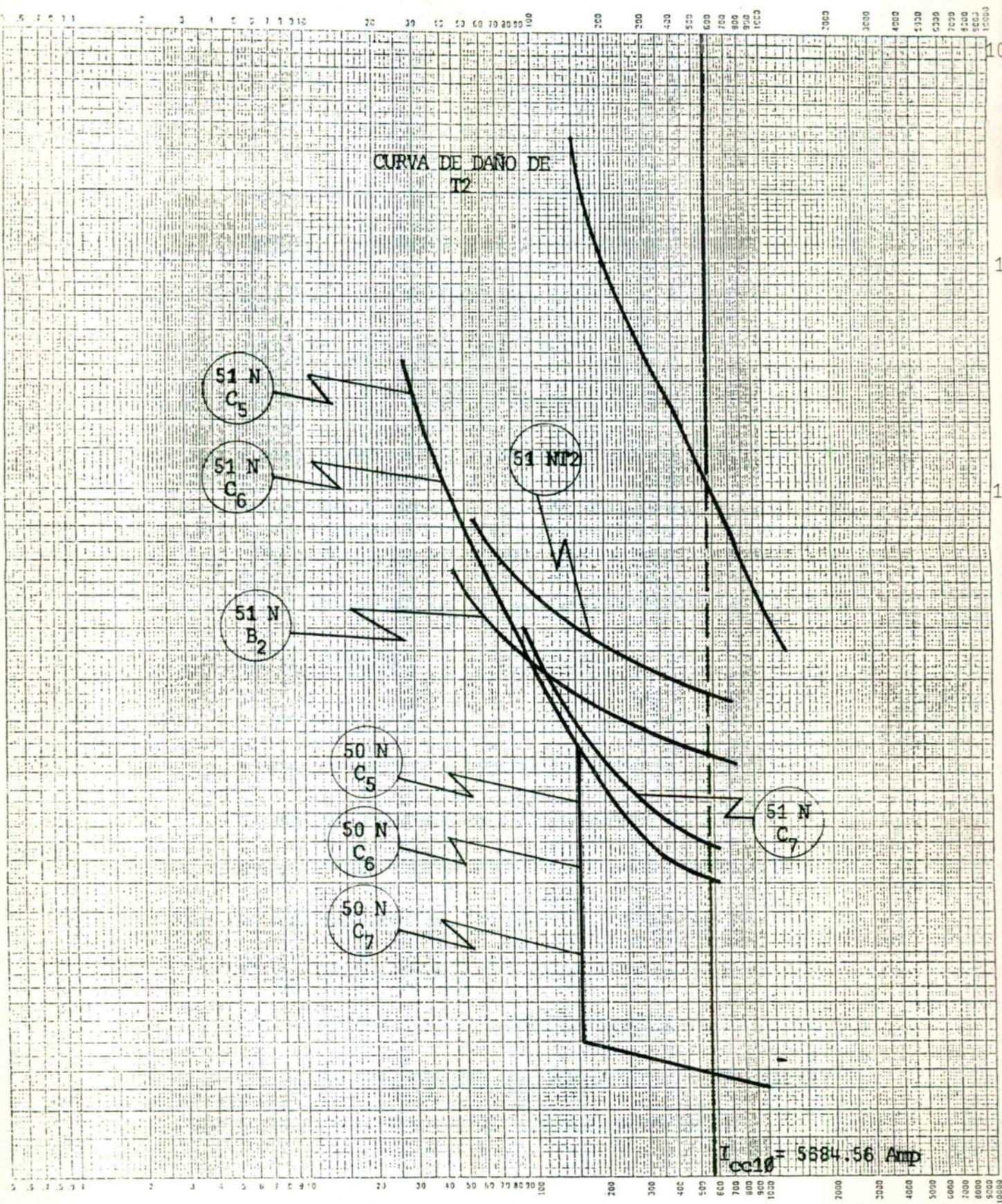
Amperes (x 10)

Gráfica de la coordinación de las protecciones de acuerdo a la corriente de cortocircuito monofásica del Bus 13.8 kv de T1.



Amperes (x 10)

Gráfica de la coordinación de las protecciones de acuerdo a la corriente de cortocircuito trifásica del Bus 13.8 kv de T2.

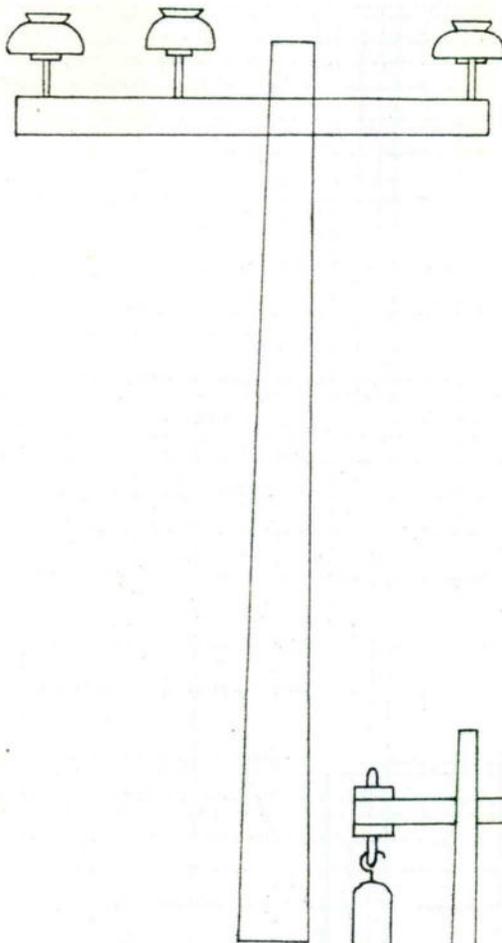


Gráfica de la coordinación de las protecciones de acuerdo a la corriente de cortocircuito monofásica del Bus 13.8 kv de T2.

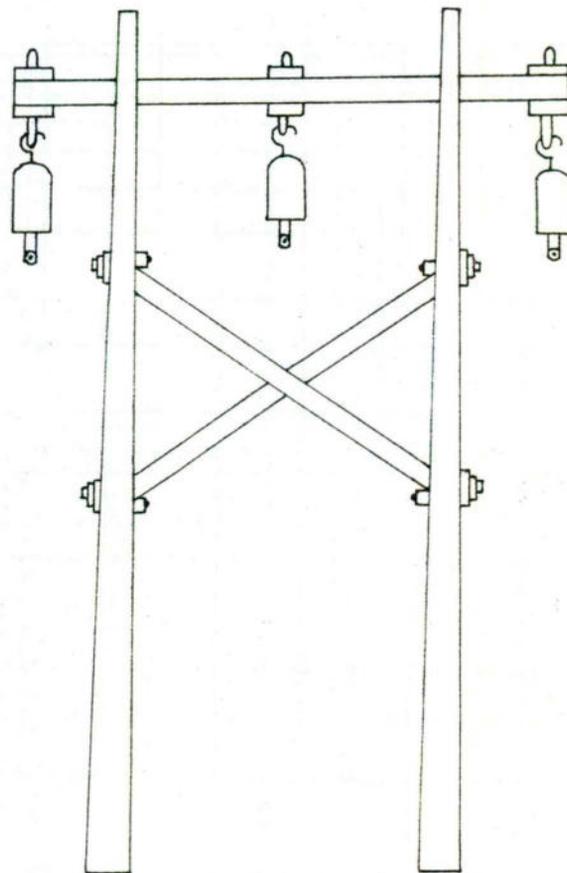
ajustes de las protecciones de sobrecorriente de la subestación que se estudió sirvan de ayuda a todo el personal familiarizado con la rama eléctrica en sus dudas y una mejor comprensión de algunos parámetros que intervienen para determinar los ajustes dados.

CONDUCTOR TIPO ACSR (Conductor de aluminio con acero reforzado)				
Tensión kv	Estructura de soporte	Calibre	Impedancia en sistema (p.u.)/km	
			Secuencia Positiva y negativa	Secuencia Cero
115	H	1/0	0.00526+j0.00469	0.00778+j0.01261
		2/0	0.00421+j0.00463	0.00673+j0.01254
		3/0	0.00340+j0.00453	0.00592+j0.01244
		266	0.00181+j0.00380	0.00433+j0.01171
		336	0.00144+j0.00373	0.00396+j0.01164
		397	0.00122+j0.00369	0.00374+j0.01160
		477	0.00102+j0.00364	0.00353+j0.01155
34.5	P	2	0.08823+j0.04431	0.10316+j0.16631
		1/0	0.05847+j0.04384	0.07340+j0.16584
		3/0	0.03775+j0.04201	0.05268+j0.16402
		266	0.02010+j0.03387	0.00350+j0.15587
		336	0.01598+j0.03313	0.03090+j0.15514
	T	2	0.08823+j0.04300	0.10316+j0.16893
		1/0	0.05847+j0.04253	0.07340+j0.16846
		3/0	0.03775+j0.04070	0.05268+j0.16663
		266	0.02010+j0.03256	0.03503+j0.15849
		336	0.01598+j0.03183	0.03091+j0.15775
13.8	P	2	0.55143+j0.27691	0.64475+j1.03945
		1/0	0.36545+j0.27398	0.45877+j1.03652
		3/0	0.23591+j0.26256	0.32923+j1.02510
		266	0.12562+j0.21165	0.21894+j0.97420
		336	0.09985+j0.20704	0.19316+j0.96963
	T	2	0.55143+j0.26875	0.64475+j1.05579
		1/0	0.36545+j0.26581	0.45877+j1.05285
		3/0	0.23591+j0.25439	0.32923+j1.04143
		266	0.12562+j0.20349	0.21894+j0.99053
		336	0.09985+j0.19892	0.19316+j0.95596

Tabla A-1 Impedancias en (p.u.)/km del conductor tipo ACSR a diferentes voltajes de operación y estructuras de soporte a una frecuencia de 60 Hz



a) Estructura tipo "T"



b) Estructura tipo "H"

Fig. A-2 Estructuras de soporte tipo "H" y "T"

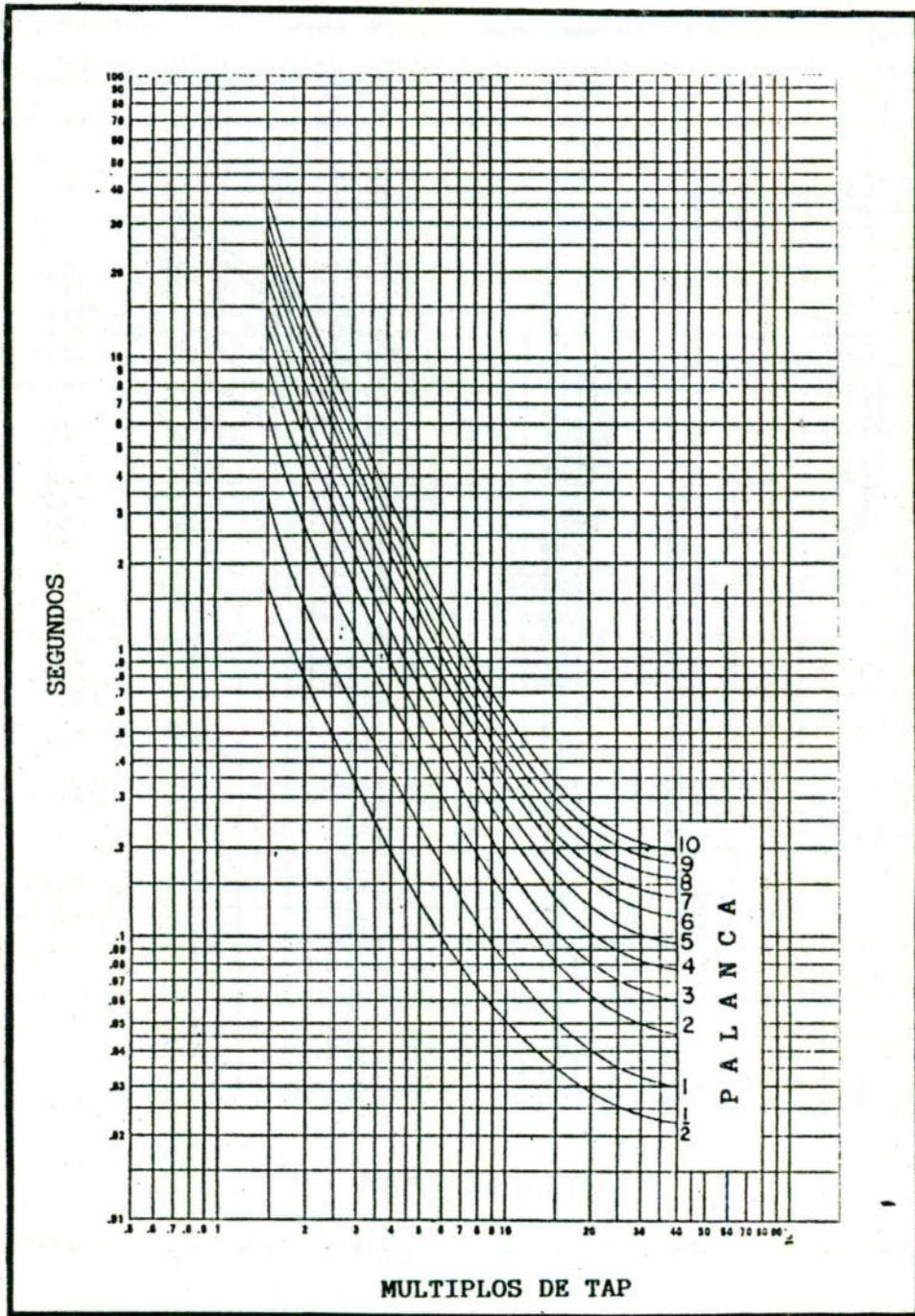


Fig. 4-A Curva característica del relevador de sobrecorriente de tiempo
 A-4 General Electric modelo 12IAC77B

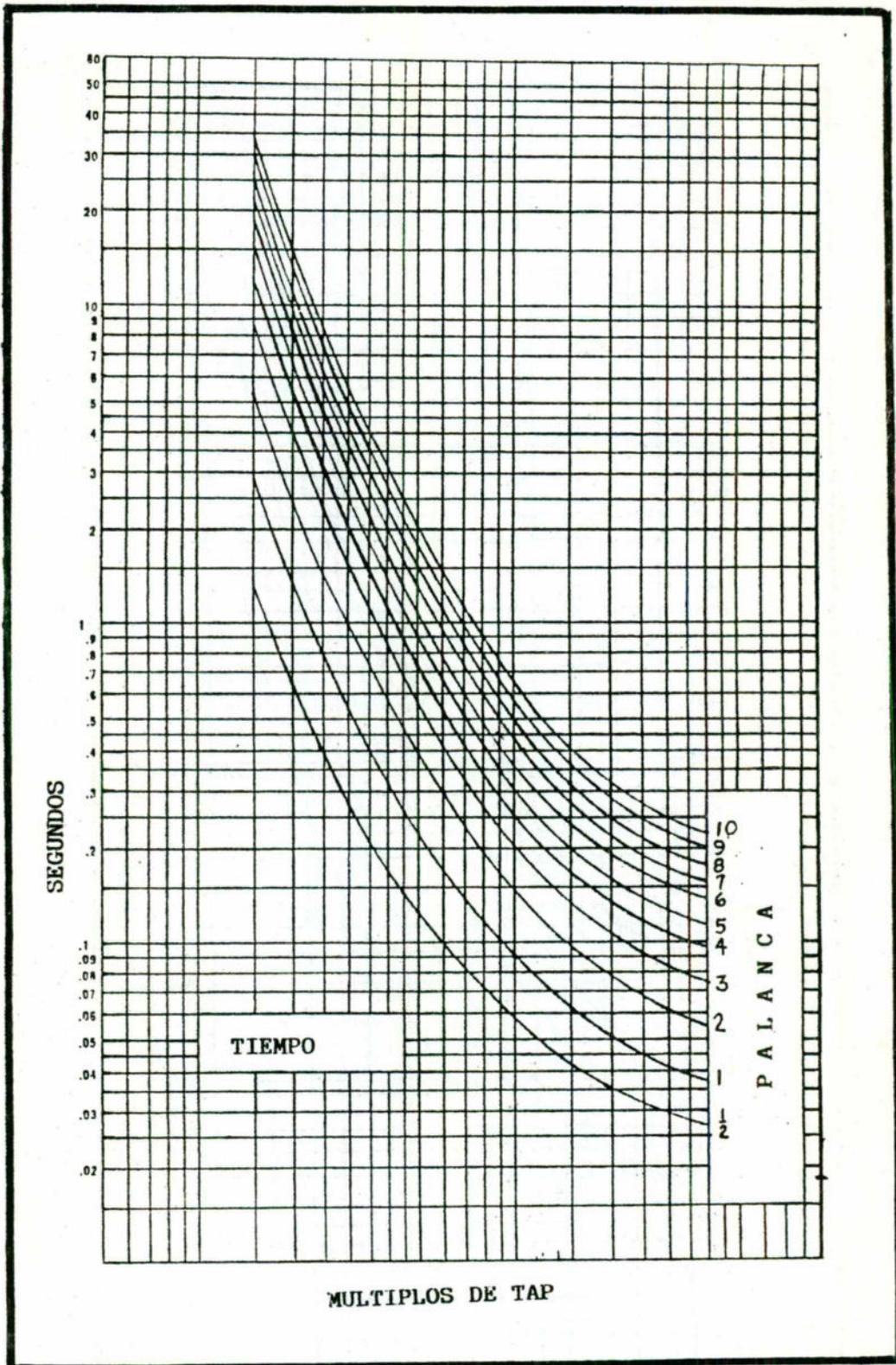


Fig. A-6 Curva característica del relevador de sobrecorriente de tiempo General Electric modelo 12IFC77B

TRANSFORMADORES DE DOS CIRCUITOS			
DESCRIPCION	DIAGRAMA DE CONECCIONES	CTO. EQUIVALENTE SEC. POSITIVA	CTO. EQUIVALENTE SEC. CERO
A-1 ESTRELLA / ESTRELLA CON NEUTROS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS		 $Z_1\% = Z_{45}\%$	 $Z_0\% = Z_{45}\%$
A-4 ESTRELLA / ESTRELLA CON NEUTROS FLOTANTES INTERCONECTADOS ENTRE SI		 $Z_1\% = Z_{45}\%$	 $Z_0\% = \infty$
A-5 ESTRELLA ATERRIZADA / DELTA		 $Z_1\% = Z_{45}\%$	 $Z_0\% = Z_{45}\%$
A-6 DELTA / ESTRELLA ATERRIZADA		 $Z_1\% = Z_{45}\%$	 $Z_0\% = Z_{45}\%$
A-7 DELTA / DELTA		 $Z_1\% = Z_{45}\%$	 $Z_0\% = \infty$
AUTOTRANSFORMADORES DE DOS CIRCUITOS			
B-1 ESTRELLA / ESTRELLA CON NEUTROS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS		 $Z_1\% = Z_{45}\%$	 $Z_0\% = Z_{45}\%$
B-3 ESTRELLA / ESTRELLA CON NEUTROS FLOTANTES		 $Z_1\% = Z_{45}\%$	 $Z_0\% = \infty$

Fig. A-8 Diagramas de secuencia de transformadores

BIBLIOGRAFIA

- Comisión Federal de Electricidad, AUXILIAR TECNICO DE PROTECCIONES, Central Escuela Celaya, Gto., Septiembre 1995.

- Comisión Federal de Electricidad, AUXILIAR TECNICO DE PROTECCIONES, Comité de Distribución Centro Occidental, Junio 1990.

- Comisión Federal de Electricidad, PROCEDIMIENTO PARA COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION, Subdirección de Operación y Gerencia de Distribución, Celaya Gto., Enero 1994.

- Comisión Federal de Electricidad, TECNICO ELECTRICISTA, Central Escuela Celaya, Gto., Marzo 1993.