



ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO
SEDE LATACUNGA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE
EJECUCIÓN EN ELECTROMECAÁNICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DE TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN
ELECTROMECAÁNICA

TEMA:

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
ELÉCTRICAS DE LOS ALIMENTADORES
PRIMARIOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO TENA

AUTOR:

WILMER ADRIÁN REGALADO VALDIVIEZO

Latacunga, Febrero de 2003

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el mencionado proyecto de grado lo desarrolló en su totalidad el señor Wilmer Adrián Regalado Valdiviezo.

Ing. Washington Freire

DIRECTOR

Ing. Wilson Sánchez

CODIRECTOR

AGRADECIMIENTO

Agradezco a la ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO SEDE LATACUNGA por acogerme en su regazo, al personal docente de la FACULTAD DE INGENIERÍA DE EJECUCIÓN EN ELECTROMECAÁNICA por afianzar y consolidar mi intelecto, y a los Ingenieros Washington Freire y Wilson Sánchez por su valioso aporte y colaboración en la dirección y desarrollo de este proyecto.

Además, promulgo un agradecimiento enorme al personal técnico y administrativo del SISTEMA ELÉCTRICO TENA por brindarme su apoyo desinteresado.

DEDICATORIA

A DIOS, por ser mi consigna espiritual y mi amigo celestial que nunca me falla.

A mi FAMILIA, especialmente a mis PADRES, seres a los que admiro incondicionalmente, quienes por medio de sus sabios y valiosos consejos estimularon mi ego, entregándome cada día un aliento de apoyo y depositando siempre en mi un cúmulo de esperanza. Tal vez visionaron auguriosamente todo su esfuerzo y sacrificio involucrado en la culminación de esta meta consolidado y plasmado en una imagen de incentivo para sí mismos y para mis hermanas.

A mis AMIGOS, que por mucho tiempo estuvieron a la expectativa, confusamente catalogando que mi idiosincrasia cambiaría, pero ignorando que los valores de humildad y respeto inculcados en mi nunca se resquebrajarán.

INDICE

Contenido	Pág.
I. NOCIONES GENERALES	
1.1 Introducción.....	1
1.2 Filosofía de Protección.....	2
1.3 Filosofía de Coordinación.....	3
1.4 Elementos y Características de las Protecciones Eléctricas.....	4
1.4.1 Elementos.....	4
1.4.2 Características.....	5
II. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	
2.1 Introducción.....	8
2.2 Características del Sistema de distribución.....	9
2.2.1 Sistema Radial.....	9
2.2.2 Sistema en Anillo.....	10
2.2.3 Sistema en Malla.....	11
2.3 Descripción de las Principales Protecciones.....	12
2.3.1 Fusible.....	12
2.3.1.1 Características Generales.....	14
2.3.2 Reconectador.....	16
2.3.3 Protección Contra Sobrecorriente.....	19
III. METODOLOGÍA UTILIZADA PARA COORDINAR UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	
3.1 Inspección Previa.....	21
3.2 Diagrama Unifilar.....	22
3.3 Variedad de Softwares.....	22

3.3.1 Clases y Características.....	23
3.4 Análisis del Flujo de Carga.....	37
3.5 Optimización del Sistema de Distribución.....	38
3.5.1 Pérdidas de Energía.....	39
3.5.2 Alternativas de Solución.....	40

IV. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

4.1 Introducción.....	42
4.1.1 Características.....	43
4.1.2 Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito.....	46
4.2 Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito Utilizando el Método del MVA.....	53
4.2.1 Ventajas.....	57

V. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

5.1 Introducción.....	58
5.1.1 Elementos de Protección de un Alimentador Primario.....	61
5.2 Zonas a Proteger.....	66
5.2.1 Alimentadores Primarios.....	66
5.2.2 Cables o Conductores.....	68
5.2.3 Transformadores de Distribución.....	70

VI. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

6.1 Introducción.....	74
6.1.1 Métodos de Coordinación.....	75
6.2 Coordinación Fusible – Fusible.....	76
6.3 Coordinación Fusible - Reconectador.....	78
6.4 Coordinación Relé - Fusible.....	82
6.5 Coordinación Reconectador - Reconectador.....	83
6.6 Coordinación Relé - Relé.....	86

6.7	Coordinación Relé - Reconector.....	87
-----	-------------------------------------	----

VII. RESOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO TENA

7.1	Introducción.....	90
7.2	Diagrama Unifilar.....	90
7.3	Análisis de Flujo de Carga.....	92
7.4	Optimización del Sistema de Distribución.....	95
7.5	Corrientes de Cortocircuito.....	97
7.6	Equipo a Proteger.....	101
7.7	Coordinación de Protecciones.....	102
7.8	Presupuesto.....	109

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1	Conclusiones.....	113
8.2	Recomendaciones.....	115

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

Latacunga, Febrero de 2003

I.- NOCIONES GENERALES

1.1.- INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica en nuestro país no es segura ni confiable. En los últimos años se han dado impulso a proyectos de generación, transmisión y distribución debido al aumento de demanda de energía en el país. Sin embargo, estos se han estancado por la insolvencia económica que brinda el estado y por la inseguridad de administración que presentan los funcionarios que están de paso por el gobierno.

El Ecuador es capaz de abastecer a gran parte de su comunidad con energía hidroeléctrica. Los recursos hidrográficos que presenta el país son innumerables, y aún más los de la zona oriental; pero tienen el inconveniente de no ser explotados

adecuadamente y prioritariamente; dejando fluir por sus aguas un enorme potencial energético.

No es recomendable construir una sola central hidroeléctrica de enorme potencia (en gigavatios) porque la carga se concentra en un solo punto, sino tratar de distribuir la carga construyendo varias centrales hidroeléctricas de potencia moderada (en megavatios) en diferentes sitios. Así se prevé la inoperancia y la salida inesperada de servicio de alguna de ellas sin perjudicar a todo el sistema de interconexión, obteniendo un servicio más continuo y confiable con una mejor regulación y estabilidad de voltaje. También se alcanza a cubrir una mayor extensión de terreno y abastecer con el servicio a un mayor número de personas.

El refutar lo importante que son estos recursos hídricos, tal vez sea por desinterés o inconciencia de parte de los mandatarios; quienes conforman las más altas cúpulas del poder. Pueda que estén protegiendo la manera de manipular y controlar al pueblo por medio de sus interminables e impenetrables monopolios. Pero, eso no les da derecho de privarnos y aún más de eximirnos de las comodidades y necesidades de primer orden que están latentes en el presente siglo.

1.2.- FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia están conformados de equipos y elementos destinados a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, siendo indispensables para llevar la potencia hacia los puntos de carga; dando como resultado un proceso más confiable y a menor costo, sin interrupciones de servicio y sin variar las magnitudes eléctricas dentro de ciertos parámetros. No siempre es posible cumplir simultáneamente con estas condiciones, pero será posible operar un sistema diseñado con un grado de confiabilidad aceptable y dentro de los límites impuestos por otros aspectos.

Para cumplir con esta filosofía es necesario tener varios esquemas de protección y que ciertos elementos y circuitos eléctricos diseñados para asegurar bajo determinadas condiciones generalmente anormales, la desconexión de uno o varios elementos de un sistema de potencia, dar una señal de alarma o ambos simultáneamente, minimizando así el número de usuarios sin servicio cuando ocurre la falla.

Entre las anomalías que se presentan en un sistema de potencia se encuentran: cortocircuitos, sobrecargas, sobretensiones, sobretensiones y oscilación de la frecuencia.

a.- Cortocircuito

Producido cuando se pone en contacto uno o varios conductores de fase a tierra o entre conductores de distinta fase, provocando un aumento excesivo e instantáneo de corriente.

b.- Sobrecarga

Producida cuando la fluidez de corriente en un sistema ligeramente aumenta con cierto tiempo y para el cual no fue diseñado.

c.- Sobretensión

Producida cuando la tensión nominal de un sistema se sobrepasa por un lapso de tiempo, debido a la presión ejercida en el fluido eléctrico.

d.- Sobretemperatura

Producida cuando bajo condiciones ambientales normales, un sistema adquiere o gana grados de calor, debido al aumento de carga.

e.- Oscilación de la Frecuencia

Producida cuando varia o fluctúa la carga o generación de un sistema, debido a fallas de operación, sincronismo, mantenimiento o fortuitas.

1.3.- FILOSOFÍA DE COORDINACIÓN

Como los sistemas eléctricos de potencia están conformados de equipos y elementos destinados a la generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica; es primordial que su sistema de protección actúe perfectamente. Para ello sus dispositivos deben estar seleccionados, localizados, coordinados y respaldados debidamente para que reaccionen en menor número posible, de manera inmediata; despejando el área afectada, sin desviarse de la zona predeterminada.

Para conseguir la operación coordinada de los dispositivos, es necesario que la orden de apertura también lo sea. Los dispositivos que dan la orden de apertura, en este caso los relés; deberán responder tanto en tiempo y de acuerdo a la magnitud de la condición o condiciones eléctricas actuantes. Su elección y selección se basan en la utilización del método de precisión y calibración para dar con la ubicación de la falla; y del tiempo de respuesta de despeje de la misma.

1.4.- ELEMENTOS Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

1.4.1.- ELEMENTOS

Cualquier dispositivo de protección eléctrica consta de los elementos a continuación detallados, teniendo en cuenta que el relé es el elemento de protección primordial.

a.- Elemento de Entrada

Detecta las señales procedentes de una o varias fallas y las convierte en señales admitidas por el elemento relé. Por lo general son transformadores de tensión (TP) y transformadores de corriente (TC), los cuales sirven de aislamiento eléctrico entre la parte de alta tensión y baja tensión.

b.- Elemento Relé

Elemento fundamental de protección del sistema, donde se analizan y verifican las señales provenientes de la falla para posteriormente enviar una señal al elemento actuador. La señal enviada casi siempre acciona a contactores de mando o dispositivos electrónicos.

c.- Elemento Actuador

Generalmente es un disyuntor que obedece y ejecuta la orden enviada por el elemento relé. Su funcionamiento se basa en que al alimentarse una bobina por accionamientos mecánicos abre unos contactos aislando la línea de potencia del sitio donde se produjo la falla.

d.- Elemento Auxiliar

Alimenta al elemento relé por medio de transformadores de tensión y/o de corriente, o a su vez por medio de un banco de baterías (fuente de emergencia). Su misión se encamina en lograr activar al elemento relé en caso de no tener señal directa por el elemento de entrada.

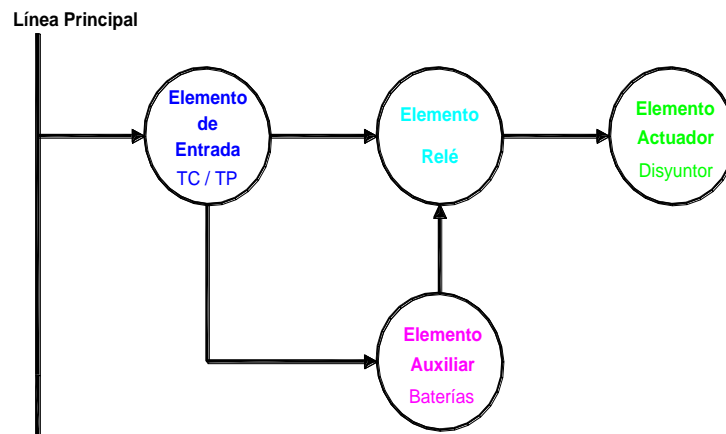


Figura 1.1.- Elementos de Protección

1.4.2.- CARACTERÍSTICAS

Para que el sistema de protección opere y aisle las perturbaciones oportunamente a la presencia de una o varias fallas, debe reunir una serie de características:

a.- Selectividad

Los relés se ubican para proteger al sistema eléctrico de potencia por completo. En caso de falla, deben dispararse únicamente los más cercanos a la misma, quedando solamente fuera de servicio el área afectada. Entonces se debe considerar al seleccionar un relé: rango de calibración, carga a someterse, voltaje del sistema, impedancia del sistema; sin olvidar de sus características de construcción y de su correcta coordinación.

b.- Rapidez

Las fallas a menudo van acompañadas de un arco eléctrico que calienta y destruye el aislamiento y el conductor. El daño es proporcional al tiempo de

duración del arco eléctrico, por tal motivo se debe tratar de despejar la falla de manera instantánea.

c.- Sensibilidad

El sistema de protección deberá detectar y responder sin problema a cualquier condición de falla sea de máxima o de mínima corriente y de acuerdo a un rango determinado para la operación. Además permanecerá inalterable a fallas externas a su zona de protección.

d.- Confiabilidad

Una particularidad de las protecciones eléctricas es que de una operación a otra pueden pasar de días a varios años. Entonces, todo el tiempo se debe someter a operaciones de rutina para chequear y asegurar que su habilidad para operar no se a deteriorado. Además se prevé de equipo de protección de respaldo para asegurar el aislamiento de la falla a tiempo.

e.- Automaticidad

Por la complejidad y extensión de las redes de los sistemas de potencia, resulta imposible localizar una falla a simple vista. Por tal motivo los relés de protección deben actuar automáticamente, es decir; su funcionamiento se realiza sin intervención humana.

II.- SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.1.- INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia se componen de un sinnúmero de: centrales generadoras, estaciones transformadoras elevadoras, líneas de transmisión, estaciones transformadoras reductoras, líneas de subtransmisión, estaciones transformadoras de distribución y redes de distribución; estas últimas se conforman de alimentadores primarios y circuitos secundarios. Ellos están interconectados y unidos entre sí eléctricamente. Su misión fundamental es de llegar con la energía eléctrica a todos los abonados de dicho sistema en condiciones apropiadas.

Un sistema de distribución es el último eslabón de un sistema eléctrico de potencia. Se compone de: estación transformadora de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios, acometidas,

contadores de energía y consumidores (carga).
Además de otros elementos como: banco de capacitores, interruptores, seccionadores, reconectadores, etc. El sistema de distribución es el que necesita diariamente de más inversión humana, material y económica; a fin de funcionar óptimamente y de proporcionar un servicio aceptable al abonado.

La función especial que debe cumplir un sistema de distribución es tomar la potencia eléctrica y repartirla hacia los distintos centros de carga, controlando que el nivel de tensión y la regularidad sea la adecuada para el usuario. Para un servicio de calidad, la caída máxima de tensión desde la barra de salida de la subestación hasta el lado primario del transformador de distribución debe ser del 2%, desde el lado secundario del transformador hasta el contador de energía del 2.5%, desde el contador de energía hasta la caja de distribución del 1.5%, desde la caja de distribución hasta los circuitos finales del 1.5%. La caída de tensión

debido a dispositivos que funcionan intermitentemente, tales como ascensores, puertas automáticas, etc. debe ser del 1.5%.

2.2.- CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.2.1.- SISTEMA RADIAL

Constituye la forma más sencilla y antigua para transportar energía eléctrica. Se considera sistema radial, porque la corriente procede de una sola fuente de energía (barra infinita) y se dirige en línea recta hacia la carga sin cerrar circuito alguno.

Puede o no tener ramificaciones. Ofrece poca seguridad, ya que alguna anomalía en una de las líneas deja fuera de servicio a todos los abonados conectados a dicha línea. Es el menos seguro pero resulta el más económico para suministrar energía eléctrica a usuarios que se encuentran muy esparcidos y distantes de la fuente de poder.

Su mayor inconveniente se basa en el incremento de la caída de tensión. Mientras más lejos se encuentra la carga de la subestación de

distribución, existirá más caída de tensión. El calibre del conductor varia en proporción a la distancia, es decir; mientras más cerca está a la fuente de poder, el calibre del conductor será mayor y mientras más cerca está a la carga, el calibre del conductor será menor. Este fenómeno se debe por la distribución de la corriente de acuerdo a la ramificación de la línea y de la carga existente en cada ramificación.

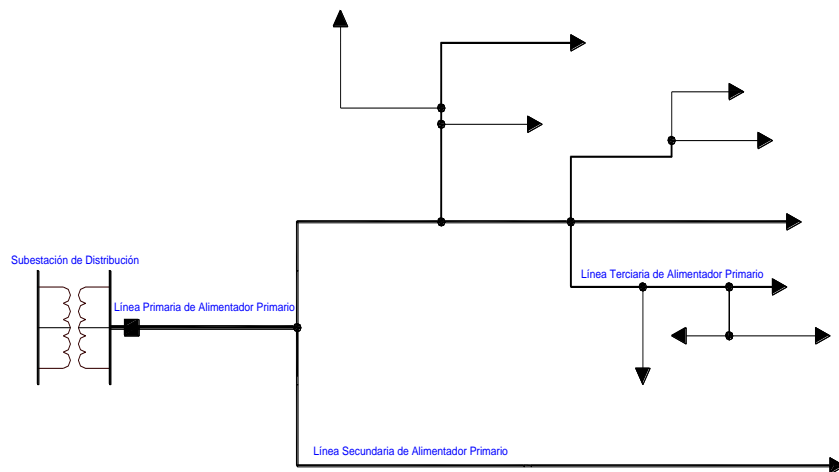


Figura 2.1.- Sistema Radial

2.2.2.- SISTEMA EN ANILLO

Conocido también como sistema en bucle y se utiliza en grandes centros poblados. La línea de transporte de corriente que proviene de una o más fuentes de energía rodea la zona de carga, donde posteriormente es distribuida proporcionalmente.

Este tipo de sistema ofrece un servicio de alta seguridad, continuidad y calidad; y las interrupciones o averías en una de las líneas no interfiere para que las subestaciones de distribución supriman el servicio hacia los abonados.

El sistema a de poseer suficiente capacidad de reserva para que en caso de avería de un circuito, éste no se sobrecargue y amortigue la corriente excesiva por un tiempo determinado. La caída de tensión es mínima en el sistema y la corriente varia de acuerdo a la fluctuación de la carga. Como la carga es distribuida proporcionalmente, el conductor puede ser del mismo calibre en todo el sistema. Es un sistema construido paralelamente al sistema radial y sirve de respaldo a este, porque en caso de avería suministra y abastece de energía eléctrica al usuario, manteniendo siempre un servicio continuo y de calidad.

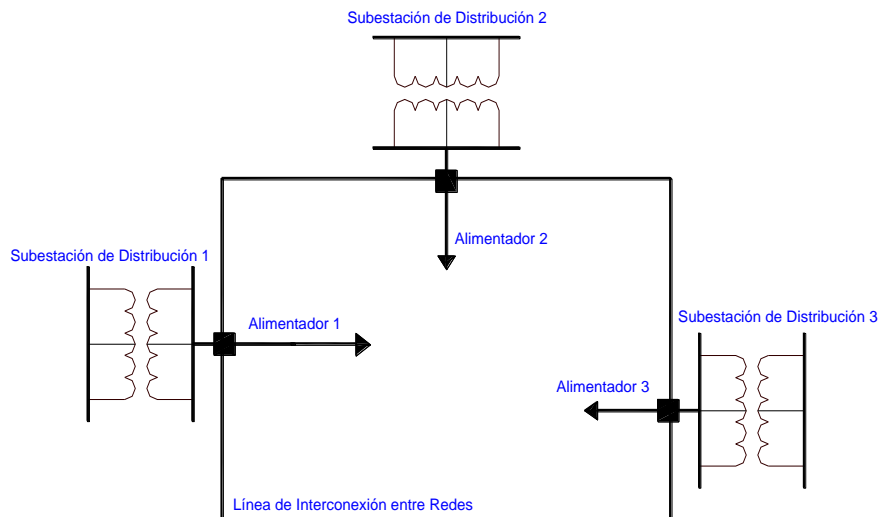


Figura 2.2.- Sistema en Anillo

2.2.3.- SISTEMA EN MALLA

Es el resultado de ampliaciones y mejoras de los tipos expuestos anteriormente. Se forma por la demanda de carga fuertemente concentrada en los sistemas radiales donde el crecimiento demográfico es consecuente. Las subestaciones de distribución se abastecen con su propia red de subtransmisión y la energía procede de distintos centros de generación obteniéndose de esta forma un servicio eficaz, eficiente, seguro, confiable y de altísima calidad.

Es el sistema más complicado en maniobrar pero el de mejor regulación de voltaje. Los tramos de red de interconexión entre subestaciones son pequeños, por lo que la pérdida de energía en el conductor es mínima. Con esta disposición es posible transferir energía desde cualquier centro de distribución a cualquier punto de carga. Presenta el inconveniente de ser difícil y costoso la maniobra y coordinación de las redes, pero la flexibilidad en lo que se refiere al aumento de consumidores para mantener la carga total en conjunto y la seguridad de un servicio continuo hace que la tendencia constructiva actual se oriente hacia estos sistemas de distribución.

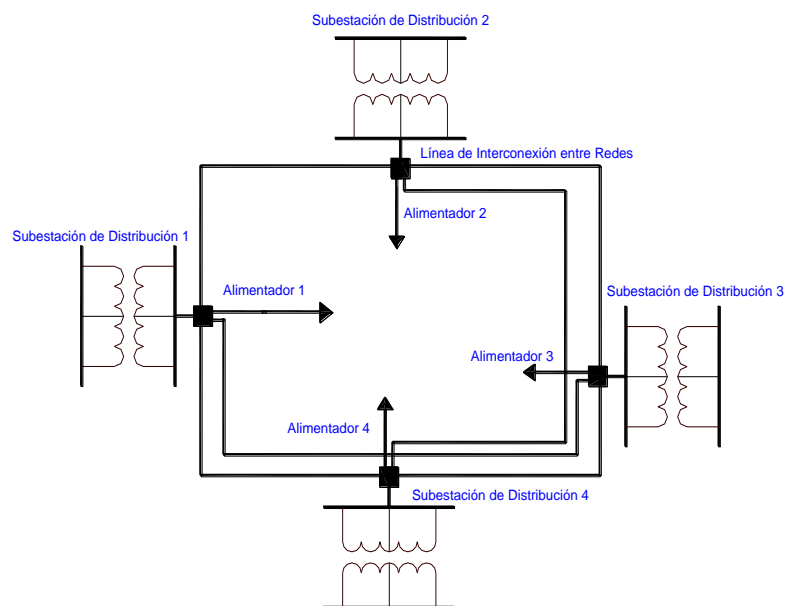


Figura 2.3.- Sistema en Malla

2.3.- DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES PROTECCIONES

2.3.1.- FUSIBLE

Es un dispositivo que dotado de cierto poder de ruptura está destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico cuando la corriente que lo atraviesa excede de cierto valor. Este corte se consigue por la fusión de un alambre, el cual se calienta cuando sobrepasa el límite de corriente nominal y se funde cuando la corriente sobrepasa excesivamente el valor nominal.

El elemento interrumpe inmediatamente la circulación de corriente por el circuito sin tener la capacidad de realizar operaciones de apertura y cierre. Cada vez que opera debe ser substituido necesariamente. Tiene como función soportar sin calentamiento excesivo la corriente nominal y de fundirse a una temperatura determinada cuando la corriente supera el límite máximo de fusión.



Figura 2.4.- Fusibles de Expulsión

Por su gran diversidad los podemos clasificar de acuerdo a los siguientes parámetros y criterios:

- ◆ Por la forma de fusión (fusión libre, fusión semicerrada, fusión cerrada, fusión de expulsión dirigida, etc.)
- ◆ Por su principio de funcionamiento (con relleno sólido, sumergidos en líquido, con formación de gases, etc.)
- ◆ Por la forma de reemplazar el elemento fusible (bajo tensión, con enclavamiento, no reemplazable bajo tensión, calibrado, etc.)

- ◆ Por la constitución de los contactos del elemento recambiable (de cuchillas, de pletina, atornillado, etc.)
- ◆ Por el grado de protección (no protegido, protegido, cerrado, etc.)

Para el estudio en mención sólo detallaremos los fusibles de acuerdo a la constitución del elemento recambiable o conocido como cartucho fusible.

a.- Fusible de Expulsión

Está constituido por un hilo o una lámina de corta longitud unida a una trenza de cobre. El arco se forma en el interior de un tubo de material expulsor de gases, lo que provoca que la trenza sea violentamente impulsada al exterior, alargando y

extinguendo el arco. La ruptura total del arco se produce luego de varios semiperíodos. La duración del arco es menor cuanto mayor es la intensidad de corriente de ruptura, siempre que ésta no exceda del poder de corte límite del fusible.

El poder de ruptura a tensión nominal de 15 kV no suele rebasar los valores de corriente de 2 a 3 kA. El límite de la tensión nominal del fusible es de hasta 70 kV. Con una corriente nominal de 0.5 a 20 A, el límite de tensión es de hasta 35 kV; y de 4 a 10 A, del límite de tensión va desde los 35 a 70 kV.

b.- Fusible de Fusión Cerrada Sumergido en Material Sólido

Está constituido por uno o varios hilos o cintas de plata dispuestos en el interior de un tubo aislante generalmente de porcelana y relleno de un material sólido pulverizante como arena, sílice, ácido bórico, etc. La elevada inercia térmica y modificación del estado físico del material pulverizante enfría los

vapores metálicos procedentes de la fusión del elemento fusible ocasionando la ruptura del arco eléctrico.

Los límites del fusible están comprendidos por las características técnicas de: tensión nominal de 2 a 50 kV, corriente nominal de 2.5 a 150 A, y poder de ruptura de 250 a 1400 MVA.

c.- Fusible de Fusión Cerrada Sumergido en Material Líquido

Está constituido de un cilindro de vidrio en cuyo interior se dispone un hilo de corta longitud doblado eventualmente por una pieza de metal que aumenta la resistencia mecánica y donde se mantiene tensionado por un resorte. El cilindro está lleno de un líquido aislante como aceite o tetracloruro de carbono. Cuando se funde el hilo fusible el resorte tiende a cerrarse, alargando y extinguendo el arco eléctrico. Son peligrosos

porque pueden estallar a causa de grandes presiones internas producidas por la ruptura a una potencia máxima.

El fusible está limitado por las características técnicas de: tensión nominal de 6.6 a 33 kV, y corriente nominal de 0.25 a 100 A.

2.3.1.1.- CARACTERÍSTICAS GENERALES

Desde el punto de vista de relación de velocidad, los fusibles se clasifican en: extrarápidos (H), rápidos (K), lentos (T) y tipo dual. La relación de velocidad se define como la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y 300 segundos para fusibles de capacidad mayor a 100 A. Se toma el valor entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y 600 segundos para fusibles mayores a 100 A.

Los fusibles tipo K y T de igual corriente nominal tienen las mismas características en la curva tiempo-

corriente. La relación de velocidad es de 6 a 8 para los rápidos y de 10 a 13 para los lentos.

Los fusibles tipo H son utilizados para proteger los transformadores. La relación de velocidad es menor a 6 para valores nominales de corriente de 1 a 140 A. Los fusibles tipo dual están especificados por el fabricante, debido a que son elementos de precisión y sus valores nominales se aproximan con decimales.

Para la completa protección de un sistema generalmente se requieren 2 fusibles: uno para el transformador y otro para el sistema. La solución es un fusible tipo dual, llamado así porque en el mismo elemento se encuentran reunidas las características de protección contra cortocircuitos y sobrecargas. El fusible dual presenta la mejor característica tiempo-corriente de los fusibles desarrollados hasta la fecha. Por eso se recomienda el uso de estos fusibles con el fin de obtener una mejor protección, evitar salidas

innecesarias y poder sobrecargar el transformador a su máxima capacidad.

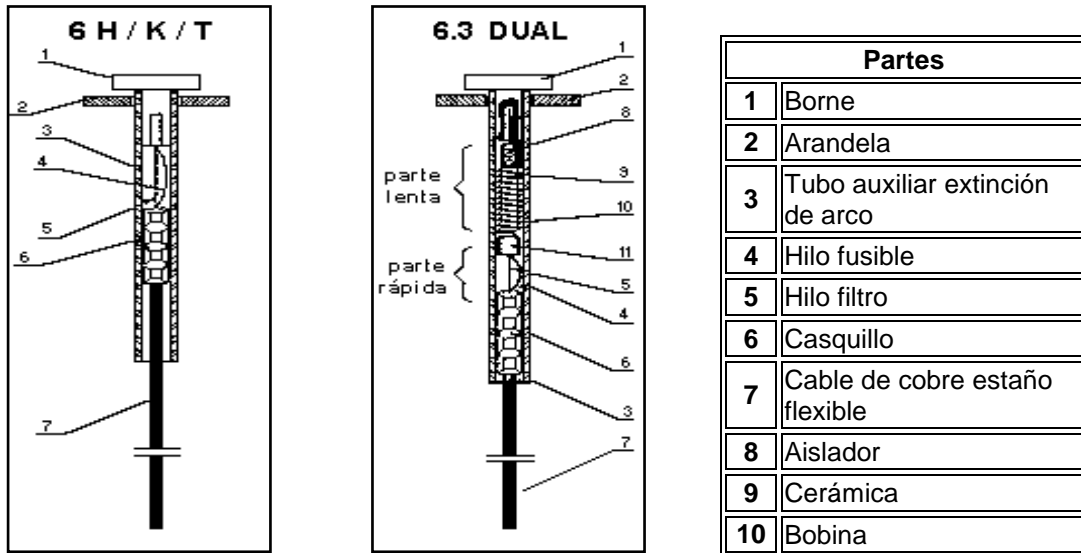


Figura 2.5.- Fusibles Tipo H, K, T y Dual

El valor nominal de un elemento fusible está especificado por la frecuencia, capacidad de conducción en continua, voltaje nominal, voltaje de diseño, capacidad de interrupción y tipo. Además consideramos un criterio que clasifica a los fusibles en:

- a.- Preferido (con valores nominales de: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140, 200 A)

b.- Medio preferido (con valores nominales de: 8, 12, 20, 30, 50, 80 A)

c.- Poco preferido (con valores nominales de: 1, 2, 3 A)

La selección de alguno de éstos valores será de orden práctico y de acuerdo a la necesidad del sistema. Cada serie suministra el mismo rango para coordinar con fusibles de valores adyacentes, pero la mezcla de valores entre series limita el rango de coordinación.

Más información se encuentra en el anexo A, donde se tabulan tablas para seleccionar fusibles de acuerdo a la corriente nominal.

2.3.2.- RECONNECTADOR

Elemento destinado a proteger contra sobrecorrientes una zona predeterminada del sistema, interrumpiendo y reconectando el fluido eléctrico después de un tiempo considerado. Si la falla es permanente el reconectador abre el circuito, pero después de haber operado un número preseleccionado de veces regresando a su posición inicial después de un tiempo preestablecido.

Un reconectador también es un disyuntor con un sistema para detectar sobrecorrientes.

Tiene la capacidad de diferenciar entre una falla temporal y una falla permanente. Son de gran utilidad en los sistemas de distribución, porque las fallas que se producen casi siempre son de carácter transitorio y están comprendidas entre un 70 y un 80%. Cada elemento tiene la característica tiempo-corriente concedida por el fabricante. Un aspecto particular es que tiene secuencias de operación rápidas (A) y lentas (B, C, D, E) de hasta 4 aperturas y 3 cierres en su intento por despejar la falla.

Por lo general los reconectadores tienen sus 2 primeras operaciones rápidas o instantáneas y sus 2 siguientes lentas o retardadas. Las curvas de operación rápida sirven para despejar fallas temporales, mientras que las curvas de operación lenta sirven para interrumpir fallas permanentes. Los intervalos de cierre en algunos casos son fijos y en el orden de 1 a 2 segundos, en otros son

ajustables y de operación rápida en el orden de 5 a 10 segundos pero después de la operación lenta.

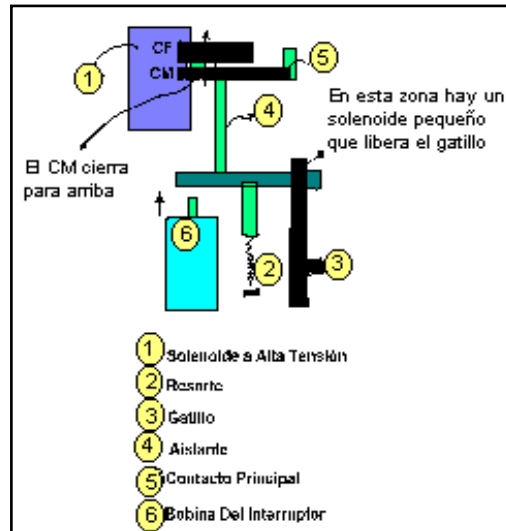


Figura 2.6.- Componentes de un Reconector

A los reconectores se los clasifica en función del medio de interrupción o extinción del arco eléctrico en material aislante y en vacío. De acuerdo al número de fases pueden ser monofásicos y trifásicos, siendo a su vez; trifásicos de disparo monofásico y bloqueo trifásico, o de disparo trifásico y bloque trifásico. Por la característica de cierre pueden ser hidráulicos y de control electrónico. Se

los controla en base al tiempo de funcionamiento contra el número de operaciones. Para la clasificación y selección de reconectores nos basaremos en el anexo A, donde se estipulan algunos aspectos de consideración.

a.- Reconector en SF6

La gran mayoría de las fallas que ocurren en las líneas aéreas son de naturaleza transitoria y no dejan daños permanentes una vez que han sido despejadas. Por esta razón fue introducido el reconector, que es un disyuntor con un sistema para detectar sobrecorrientes, medir e interrumpir corrientes de falla y reenganchar automáticamente, restaurando así el suministro en la red. Si la falla persiste, el reconector abrirá definitivamente después de cierto número de operaciones, aislando el circuito con falla del resto del sistema.

En el reconector, el sistema de detección inteligente se deriva de un módulo de control electrónico. Utiliza gas SF6 como medio de aislamiento y de interrupción, evitando así los efectos adversos de la humedad y eliminando el riesgo de incendio. El corazón de la unidad es un disyuntor de arco rotativo en SF6 el cual es controlado por una unidad externa electrónica basada en un microprocesador. El sistema de contactos del disyuntor, tiene características antierosión mejores que las requeridas para reconectores en vacío y puede considerarse como sellado de por vida y libre de mantenimiento, aunque el acceso al interior de la unidad es posible.

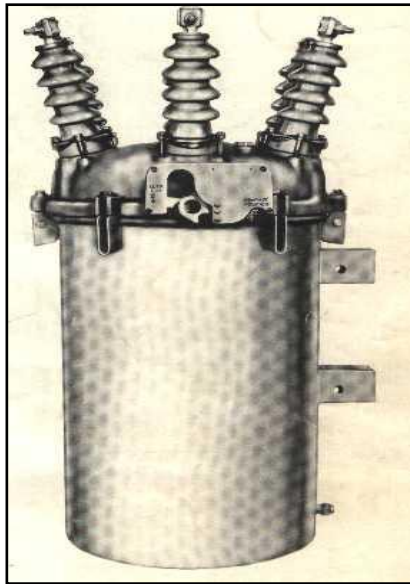


Figura 2.7.- Reconector en SF6

2.3.3.- PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE

Conocido también como relé 50/51. Tiene la capacidad de proteger a la red contra fallas de sobrecorriente por medio de un disparo temporizado o instantáneo. A pesar de no ser un elemento de protección directa de un sistema de distribución, se lo considera por encontrarse a la entrada de un alimentador primario en la subestación de distribución. Al igual que otros elementos de característica tiempo – corriente, las curvas dependerán de los fabricantes y serán de utilidad en la coordinación y calibración con otros equipos.



Figura 2.8.- Relé de Sobrecorriente (SPAJ 131 C)

Generalmente se usan 2 o 3 relés para proteger fallas entre fases y 1 para proteger fallas a tierra, pero los que se ajustan con mayor sensibilidad y actúan rápidamente son los que detectan fallas a tierra. Tienen 2 variables a considerar: el nivel de corriente mínima de operación y las características de tiempo de operación deseada.

El nivel de corriente mínima de operación, denominado también corriente de arranque (pick –

up), es aquel que produce el cambio de estado de reposo a operación.

Las características de tiempo de operación deseada son de varios tipos: instantánea, inversa, muy inversa y extremadamente inversa. De característica instantánea se utiliza cuando el elemento necesita de una protección rápida con un tiempo definido. De característica inversa se utiliza en líneas largas cuando la capacidad de generación influye más que el lugar donde se produce la falla. De característica muy inversa se utiliza en líneas cortas y en puntos donde la magnitud de corriente de falla se mantiene constante, influyendo más el lugar de la falla y no las variaciones de generación. De característica extremadamente inversa tiene semejanza con la de característica muy inversa pero con mayor proyección para coordinación en sistemas de distribución.

Un tipo particular y sensitivo para detectar fallas a tierra es el 50/51 ϵ utilizado particularmente para proteger transformadores, generadores y otros

equipos que deben estar solidamente conectados a tierra.

Cave indicar que el relé 50/51 recibe la señal de falla y ordenar a otro elemento que interrumpa o abra el circuito en la zona afectada. Los elementos destinados a aislar la falla están contruidos para este propósito.

III.- METODOLOGÍA UTILIZADA PARA COORDINAR UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

3.1.- INSPECCIÓN PREVIA

De acuerdo a varios criterios, la inspección previa trata de identificar las características constructivas y ubicación exacta de los elementos dispuestos en el sistema de distribución. El objetivo es conocer la topología de la red para brindar un servicio más rápido y eficiente a la comunidad, ya sea tratando de solucionar un desperfecto o extendiendo aún más la red.

Necesariamente, la inspección la realiza un técnico con fines de construcción o modificación de red, y por cambio de equipo defectuoso e inservible.

Utiliza el método de observación de campo para posteriormente dar un informe acerca de: topología de hasta donde llega el tendido de red, topología del

nuevo tendido de red, distancia entre el punto de alimentación y centro de transformación (en alta tensión), distancia entre centro de transformación y último punto de carga (en baja tensión), demanda máxima unitaria, número de usuarios y por último lista de materiales y equipo a ocupar. Todo esto se plasma en un documento conocido como hoja de estacamiento.

La inspección es primordial en todo sistema eléctrico de distribución, porque sin ella no se conocería lo intrasitable y abrupto que resulta un terreno y no se buscarían las estrategias necesarias para burlarlo. También no se supiera como poder llevar el fluido eléctrico hasta los puntos de consumo lo más óptimamente y económicamente posible.

3.2.- DIAGRAMA UNIFILAR

Es la simplificación de un circuito trifásico, bifásico o monofásico en un circuito de una sola línea, donde la representación de las líneas (A - B - C) y a veces el neutro (en circuitos secundarios) van indicadas por signos o letras convencionales detallando la cantidad de líneas que lleva el circuito. Otra de

las simplificaciones es indicar sus componentes por medio de símbolos normalizados y especificaciones técnicas correspondientes.

El diagrama unifilar es una herramienta imprescindible que cualquier sistema eléctrico de distribución debe manipular; porque así se tiene plasmado en un papel como se encuentran distribuidas las líneas de alimentación, sectores y lugares por donde pasan, lugares que requieren de este servicio, distancia hasta donde se puede extender la red; obteniéndose una perspectiva más amplia de la condición actual del sistema.

Con lo establecido anteriormente se puede intuir en que condiciones se encuentra el sistema de distribución, como está diseñado, si está sobredimensionado, en que porcentaje aumenta y se puede aumentar la carga y sobre todo; en que condiciones (vida útil) se encuentra actualmente.

3.3.- VARIEDAD DE SOFTWARES

Existe una gran variedad de softwares en el mercado encaminados al análisis de flujo de carga, cálculo de corrientes de cortocircuito, coordinación de protecciones, etc. y solamente las grandes empresas o empresarios de carácter eléctrico adquieren el producto debido a su alto costo.

Los softwares son diseñados por individuos que obligados por la necesidad tienen que implementar métodos para facilitar la repetición constante,

abrumadora y en casos compleja de como proteger y coordinar los sistemas eléctricos de potencia.

Estos individuos están asesorados y auspiciados por grandes empresas comerciales, las que se encargan de popularizar y difundir el producto en el mercado, y de acuerdo a la precisión y capacidad de modelación del software en cuanto a sus funciones de resolución, imponen su costo.

3.3.1.- CLASES Y CARACTERÍSTICAS

A continuación se detallan algunas clases y características de softwares utilizados para flujos de carga, cálculo de corrientes de cortocircuitos y coordinación de protecciones.

a.- Cálculo para Flujos de Carga (Fluprog.exe)

El archivo contiene el programa fluprog que resuelve los flujos de carga de redes en malla. También se incluyen los programas auxiliares seltar, flupdatq, flupgraf, que ayudan a preparar datos e interpretar resultados. Este programa como otros tiene finalidad didáctica para ser usado por estudiantes universitarios. El archivo fluprog.zip puede ser reproducido y transmitido íntegro sin ningún tipo de limitaciones.

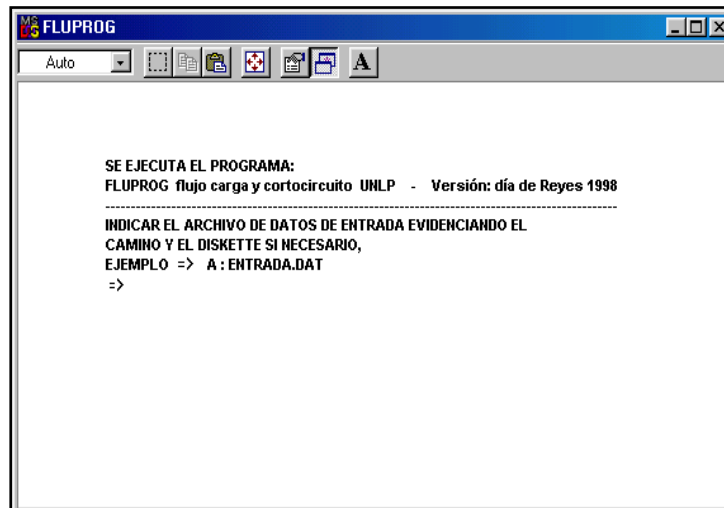


Figura 3.1.- Archivo FLUPROG.EXE

b.- Coordinación de Protecciones Eléctricas (Protcoo.exe)

El archivo contiene el programa protcoo de graficación y formpr de preparación de datos los cuales interpretan la coordinación de protecciones.

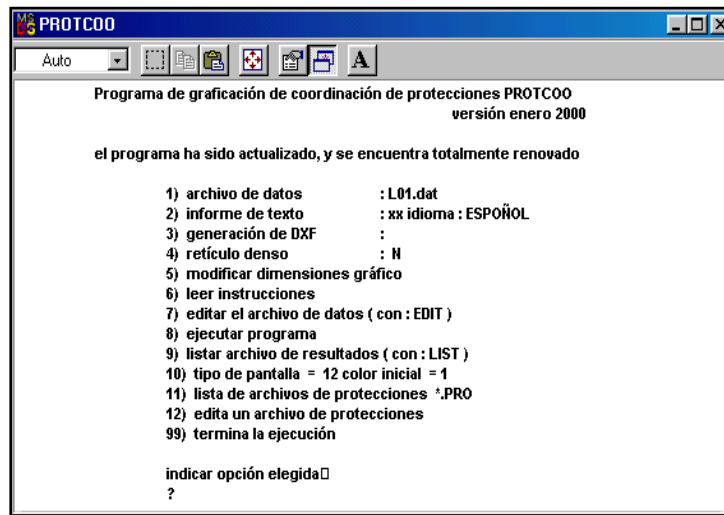


Figura 3.2.- Archivo PROTCOO.EXE

c.- Caída de Tensión en un Sistema Trifásico Desequilibrado (Caída.exe)

El archivo contiene el programa caída, utilizado para calcular caídas de tensión en alimentadores trifásicos con cargas monofásicas distribuidas.

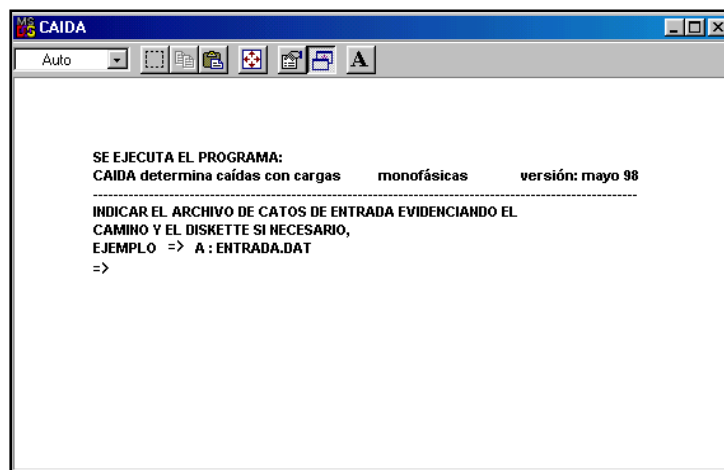


Figura 3.3.- Archivo CAIDA.EXE

d.- Análisis Eléctrico Industrial y Comercial (Easy Power)

Easy Power es una herramienta que ayuda al análisis eléctrico de sistemas industriales y comerciales. Analiza cortocircuitos, flujos de carga, armónicos y opera mediante un diagrama interactivo. Utiliza algoritmos no disponibles en ningún otro programa. Las ventajas que presenta son menor tiempo de ejecución, mayor capacidad de modelación y mayor exactitud en los cálculos.

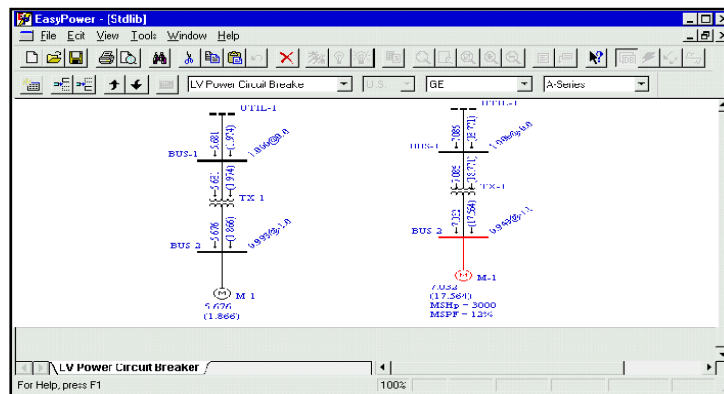


Figura 3.4.- Archivo EASY POWER

e.- Flujo de Carga y Cortocircuitos en Redes Radiales (Radflcc.exe)

El archivo contiene el programa radflcc que resuelve el flujo de carga y cortocircuitos en redes radiales. También se incluyen los programas auxiliares datred, dxflmod, seltar que ayudan a preparar datos e interpretar resultados.

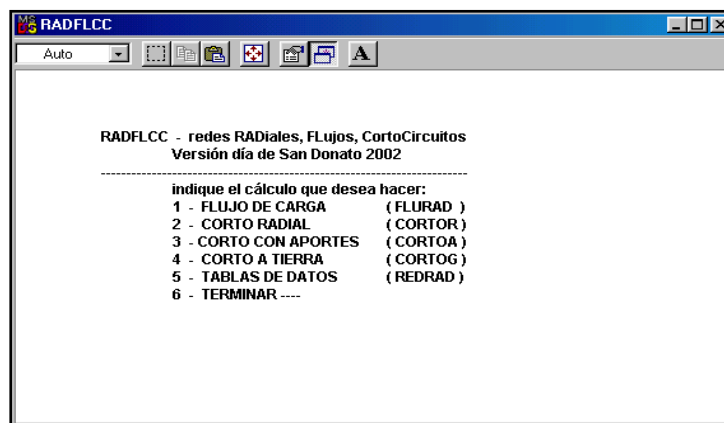


Figura 3.5.- Archivo RADFLCC.EXE

e.1.- Ingreso de Datos

El lote de tarjetas para RADFLCC (este contiene los programas FLURAD, CORTOR, CORTOG y CORTOA) está formado por una serie de instrucciones o comandos que resuelven los flujos de carga, cortocircuitos trifásicos y monofásicos en redes radiales.

Primera Tarjeta

R_3 = Factor de fase (1.7305 en redes trifásicas).

DT = Descripción topológica (1 para niveles, 2 para ramas).

PB	VB	FB	R_3	DT
1.000	13.200	50.000	1.731	2

Tercera Tarjeta

Circuito de alimentación para el primer ramal.

PCC = Potencia de cortocircuito en MVA o potencia

ZAL = del generador en MVA.

Impedancia funcional del generador. Si **PCC** es la potencia de cortocircuito, escribir 0

XSR = (el programa asume el 100%); en cambio

EE = si se trata de un generador, escribir su

R₁₃ = impedancia en %.

Relación entre X y R de la **PCC** o del

XSR₁ = generador.

SIMULT = Tensión del generador en Thévenin en

NOMBAR = valor relativo (pu).

Relación de la potencia de cortocircuito

de monofásico a trifásico. (utilizado en CORTOG).

Relación entre X y R en fallas monofásicas (utilizado en CORTOR).

Factor de reducción de las cargas.

Nombre de la barra. Tamaño 36 caracteres. Conviene escribir los 36 caracteres para que no levante basura en la columna 107.

PCC	ZAL	XSR	EE	R_{13}	XSR ₁	SIMULT	NOMBAR
200.000	100.000	5.000	1.030	0.700	2.000	1.000	Red-13.2

e.2.- Lote de Tarjetas

Datos de cada elemento de una rama. Estos se forman en grupos de cuatro tarjetas: AA, BB, CC y DD. La tarjeta AA contiene los datos de la impedancia de la rama, la tarjeta BB contiene los datos de la impedancia de secuencia cero de la rama y se utiliza sólo en CORTOG, la tarjeta CC contiene los datos de la carga concentrada pero se utiliza sólo en FLURAD y, la

tarjeta DD contiene los datos de la carga concentrada pero se utiliza en CORTOR, CORTOG y CORTOA.

Para iniciar la ejecución del programa, se coloca una tarjeta en blanco. La ejecución se interrumpe por falta de datos.

f.- Cálculo de Corrientes de Cortocircuito (Hecho)

El programa para cálculo de cortocircuitos en sistemas de distribución ha sido desarrollado en lenguaje FORTRAN IV y diseñado para funcionar bajo DOS. Se puede utilizar cualquier editor de texto para llenar los datos en el archivo maestro. Se sugiere utilizar el editor NORTON ya que permite realizar otras funciones además de la de simple editor. Tiene la capacidad para almacenar 1500 barras y 2500 líneas. Calcula flujos en las líneas y voltajes en las barras bajo condiciones anormales del sistema (fallas).

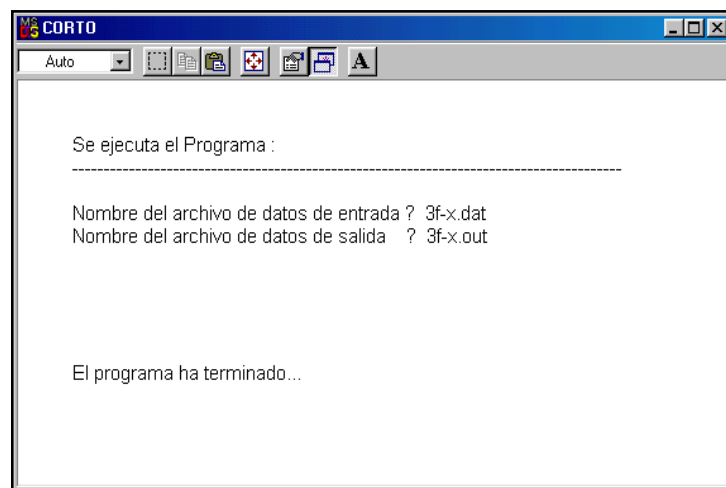


Figura 3.6.- Archivo HECHO

Se pueden simular fallas trifásicas y fallas monofásicas a tierra usando la resistencia y reactancia o sólo la reactancia según los siguientes casos:

Código	Opción	Datos Requeridos
0	Falla trifásica	X_1
1	Falla monofásica a tierra	X_1, X_0
3	Falla trifásica	$R_1 + j X_1$
4	Falla monofásica a tierra	$R_1 + j X_1, R_0 + j X_0$

f.1.- Ingreso de Datos

Todos los controles internos del programa son realizados por uno o dos dígitos de códigos de control colocados en las columnas 2-3 del archivo principal.

Título (código 1)

El código 1 colocado en la columna 3, lee y almacena el contenido de la siguiente fila (1-80).

Subtítulo (código 2)

El código 2 colocado en la columna 3, lee y almacena el contenido de la siguiente fila (1-80).

Datos de Líneas y Transformadores (código 3)

El código 3 colocado en la columna 3, lee y almacena en el archivo principal los datos de líneas y transformadores (impedancias).

f.2.- Datos de las Líneas

Comprenden las columnas 1-16 donde se identifica al circuito. Deben contener los siguientes datos:

Barra Inicial (1-4)

Se ingresa el número de la barra donde inicia una línea.

Barra Final (9-12)

Se ingresa el número de la barra donde finaliza una línea.

Resistencia de Secuencia Positiva (18-23)

Contiene la resistencia de secuencia positiva para cada línea expresada en porcentaje y en base a 100 MVA.

Reactancia de Secuencia Positiva (24-29)

Contiene la reactancia de secuencia positiva para cada línea expresada en porcentaje y en base a 100 MVA.

Resistencia de Secuencia Cero (30-35)

Contiene la resistencia de secuencia cero para cada línea expresada en porcentaje y en base a 100 MVA. En caso de solución particular este campo queda en blanco.

Reactancia de Secuencia Cero (36-41)

Contiene la reactancia de secuencia cero para cada línea expresada en porcentaje y en base a 100 MVA. En caso de solución particular este campo queda en blanco.

Nombre Referencial de la Línea (42-45)

Se ingresa la descripción alfanumérica de la línea. Es opcional porque puede quedar el campo en blanco.

Una vez introducidos todos los datos, se debe colocar el número 9999 en las columnas (1-4) para indicar la finalización.

g.- PCCC (Programa para el Cálculo de Corrientes de Cortocircuito)

Para el desarrollo del software se siguieron procedimientos y recomendaciones de los libros de análisis de sistemas de potencia de la IEEE. Puede aplicarse para simular sistemas de transmisión, distribución y para el cálculo de corrientes de cortocircuito en edificios comerciales e industriales; ya que minimiza el tiempo para introducir datos al convertir automáticamente los valores de impedancia a una base común en por unidad. Además tiene una librería de impedancias por unidad de longitud de cables comúnmente usados.

El lenguaje utilizado para desarrollar el software es el Quick Basic 4.5. Tiene una capacidad para al menos 130 barras y el doble de elementos conectados entre ellas. Está conformado de un archivo llamado PCCC.BAS y 6 archivos de datos de cable con extensión .DAT. Para usar el PCCC.BAS debe ejecutarse el programa Quick Basic del MS-DOS. Adicionalmente contiene el formato PCCC.EXE; el cual debe ejecutarse si el sistema a simular tiene muchas barras (más de 100).

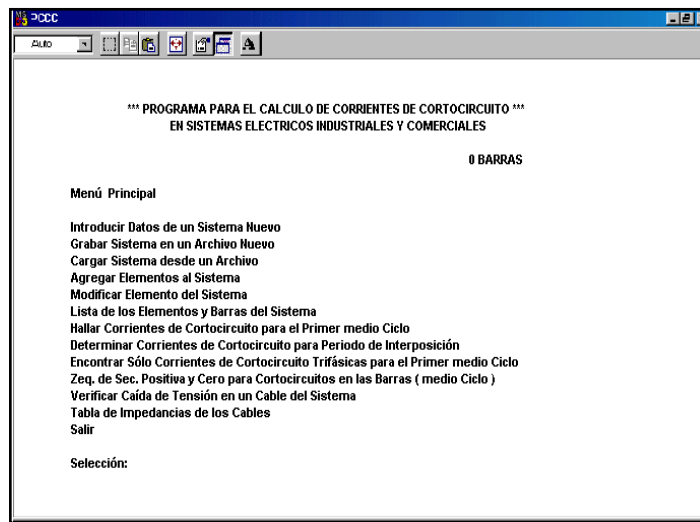


Figura 3.7.- Archivo PCCC

g.1.- Ingreso de Datos

- ◆ En el menú principal se selecciona la letra I o C para cargar un sistema nuevo o un sistema almacenado. Si se desea agregar algún elemento adicional, se debe presionar la letra A en el menú principal y proceder de manera similar cuando se introducen datos por primera vez.
- ◆ Para modificar los valores de un elemento entre dos barras, se debe seleccionar M en el menú principal. Luego de seleccionar alguna de las opciones I, A ó M; e introducir datos, aparecerá un submenú en el cual se deben introducir las impedancias de cada elemento del sistema. Después de introducir las características de un elemento, debe presionarse N (en el submenú) para almacenar este valor en la memoria. Para regresar al menú principal se presiona R en el submenú.
- ◆ Luego de introducir los datos de un sistema nuevo, agregar o modificar elementos, se debe seleccionar G en el menú principal para almacenar los datos en un archivo (memoria del disco). Para verificar los datos que se introdujeron, se selecciona L y aparecerá una lista de todos los elementos con sus impedancias en por unidad, barras entre las cuales están conectados, tensiones nominales de las barras y otros.
- ◆ Seleccionando H se calculan las corrientes de cortocircuito trifásicas, trifásicas asimétricas y monofásicas en todas las barras del sistema.

Seleccionando D se calculan las mismas corrientes pero sin considerar la contribución de los motores de inducción al cortocircuito. Presionando E se calculan sólo las corrientes de cortocircuito trifásicas en todas las barras.

- ◆ El programa sólo acepta un elemento entre dos barras. Si se tienen varios elementos en paralelo se debe calcular un equivalente. En sistemas muy grandes se sugiere utilizar la opción Z_{eq} del menú principal. Para salir del programa se presionan las teclas Ctrl + pausa ó Ctrl + C simultáneamente.

h.- Power World (Análisis de Flujos de Carga)

El Power World 7.0 es un sistema diseñado para el análisis de flujo de carga de sistemas eléctricos de potencia. Corre bajo Windows 95, 98, 2000 y NT3.5 . Básicamente, es un conjunto de varios programas integrados, capaces de resolver sistemas de 1 a 60000 barras.

Permite al usuario visualizar el sistema a través del diagrama oneline, éste se lo manipula a través de una paleta de comandos. Pueden modificarse y construirse sistemas usando el modo editar. Las líneas de transmisión pueden modificarse dentro o fuera del sistema de servicio pero también pueden agregarse nuevos sistemas de generación y transmisión. Simula el fenómeno flujo-tiempo según la demanda de carga horaria y analiza el costo económico del flujo de carga según la hora de despacho. Pueden escribirse datos de carga, generación, y

variaciones de tiempo asumiendo condiciones críticas en el sistema.

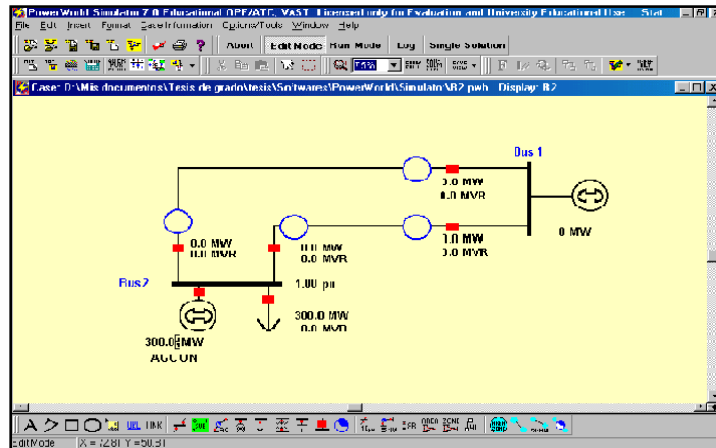


Figura 3.8.- Archivo POWER WORLD

h.1.- Ingreso de Datos

El simulador utiliza varias paletas (toolbars) para acceder fácilmente a muchos comandos. Se puede seleccionar la ventana toolbars del menú opción.

◆ Paleta de Programa



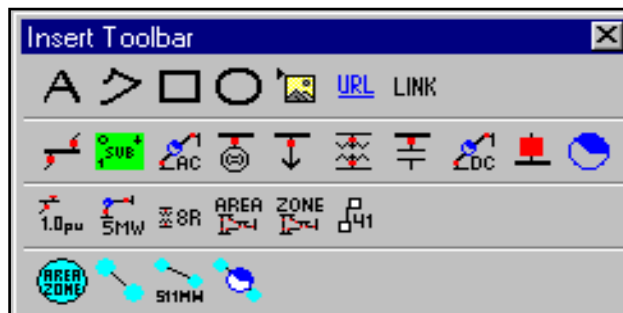
Tiene la habilidad de cambiar entre el modo de edición y el modo de ejecución, controlando así varios aspectos del flujo de carga.

◆ Paleta de Archivo



Proporciona acceso a las actividades del sistema operativo como: guardar un diagrama oneline eligiendo la unidad del disco, imprimir un diagrama oneline, o cargar un caso oneline al CPU. También ofrece acceso a la ayuda del paquete y aprueba la herramienta para crear un nuevo caso.

◆ Paleta de Inserción



Contiene varios botones que permiten agregar objetos o elementos al diagrama oneline. Estos elementos incluyen componentes del sistema de potencia como: barras, líneas de transmisión,

transformadores, cargas, generadores, áreas, zonas, y elementos informativos como mapas de pastel y mapas análogos. También pueden agregarse objetos de despliegue como: campos de texto, rectángulos, elipses y arcos.

◆ Paleta de Formato



Permite controlar atributos del objeto de despliegue como: conjunto de caracteres, colores, estilos de línea, visibilidad, y nivel de capa de despliegue. También permite incluir valores predefinidos de acuerdo a parámetros del dibujo y restablecer estos valores predefinidos cuando sea necesario.

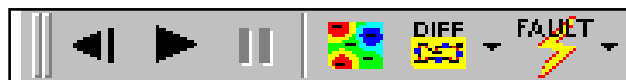
◆ Paleta de Opción e Información



Proporciona un rápido acceso de información desplegando menús de opción. También se obtiene

información de una zona o área definida. Genera rápidas listas de flujo de carga para ser intercambiadas con otros diagramas.

♦ **Paleta de Modo de Ejecución**



Ofrece acceso a varias actividades como: VCR o mandos para empezar, restablecimiento y pausa de la simulación, contornos del diagrama, flujos de referencia y análisis de falla en el sistema.

i.- Spard®mp Distribucion (Análisis de Sistemas de Distribución)

Es un software diseñado para el sistema de distribución de energía eléctrica que permite la planeación, administración y soporte de operación de la red de distribución de una ciudad, subestación, circuito, etc. Se tiene una manipulación tanto de la red primaria (media tensión), como de la red

secundaria. Conceptualmente el software cubre la red desde la subestación de media tensión hasta el medidor del usuario de la red de baja tensión. No considera los elementos que conforman la subestación, excepto las barras de salida y el punto de alimentación del circuito. Para la instalación del software se requiere de un procesador Pentium 400 MHz, monitor VGA con una resolución de 800 * 600 píxeles, memoria 8 Mbytes y Windows 98, 2000 o NT.

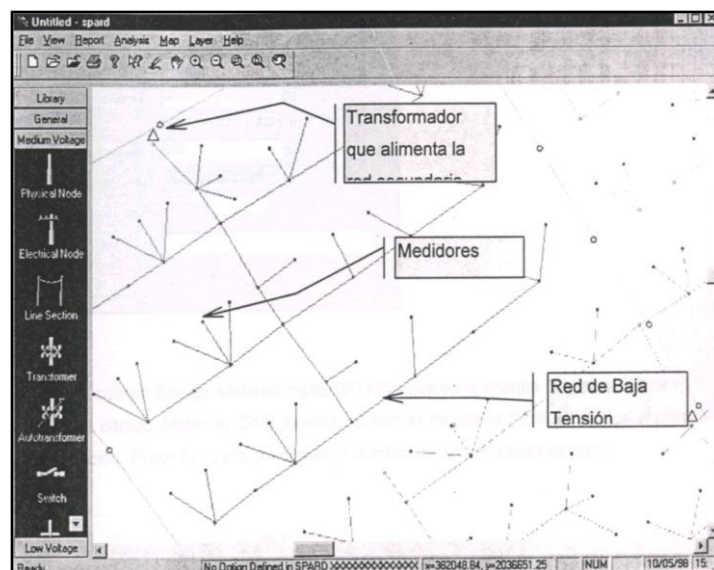


Figura 3.9.- Archivo SPARD®mp DISTRIBUCION

i.1.- Ingreso de Datos

- ◆ Se debe crear un área de trabajo utilizando el programa SpardUtilities. Luego un archivo de conexión con extensión .wrk. Creada el área de trabajo se empieza a modelar el sistema en el programa principal Spard@mp Distribucion escogiendo la opción Medium Voltage. Con la opción load feeders & layers del menú principal cargamos las capas con los elementos necesarios de la red.
- ◆ Escogiendo el ícono nodo físico aparece un submenú donde éste es representado por un círculo rojo no relleno. Para crear un nodo eléctrico se escoge el ícono respectivo y “add”, señalando el nodo físico donde aparece un submenú con las especificaciones correspondientes de acuerdo a los tipos de estructuras de los postes.
- ◆ Para conectar las estructuras de los postes a la red se selecciona el ícono sección de línea. Escogiendo “add” se indica el nodo en el que está ubicado el transformador donde aparece un submenú con las especificaciones de tipo de conductor, calibre, resistencia, radio y diámetro medio geométrico, fases, entre otros.
- ◆ Seleccionando el icono switch y la opción “add” e indicando la sección de línea creada, aparece un submenú donde se asignan las características correspondientes al seccionador.
- ◆ Para crear el transformador de distribución se selecciona el ícono correspondiente y “ add”. Señalando el nodo eléctrico que está encerrado en un círculo amarillo aparece un submenú donde se especifica las características técnicas del transformador.

3.4.- ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

Todos los sistemas eléctricos de potencia están sometidos a diferentes flujos de carga, en distintos lapsos de tiempo. Es por ello que se debe estipular un cierto valor de carga que se añadirá a futuro a las subestaciones, para que en condiciones nominales sigan proporcionando la potencia (voltamperios) necesaria a los consumidores, sin la necesidad de implantar e implementar abruptamente otras subestaciones.

La generación, subestación de elevación, línea de transmisión, subestación de reducción, línea de subtransmisión y subestación de distribución; forman en conjunto un solo conglomerado apto para el análisis de flujo de potencia. Con ello se verifica la garantía de servicio en cuanto a calidad, confiabilidad y estabilidad del sistema; comprobando la dirección y sentido de flujo activo (P) y reactivo (Q) de potencia en varios generadores, barras y líneas, para finalmente; en forma global poder modificar y manipular el despacho de potencia de acuerdo a la topología de la red, al consumo de carga horaria y a la necesidad demográfica.

En los sistemas de distribución, el análisis de flujo de carga está enfocado a detectar pérdidas de potencia debido al efecto Joule en los diferentes elementos que lo componen. Analiza también la

caída de voltaje y regulación de tensión en el conductor, basándose en varios factores que presenta el mismo conductor y la distancia entre la fuente de energía y la carga.

3.5.- OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La subestación de distribución, alimentadores primarios, circuitos secundarios y demás componentes como transformadores de distribución, seccionadores portafusibles, banco de capacitores, etc; están orientados a satisfacer las necesidades de interconexión de los sistemas eléctricos de distribución. En estos sistemas las pérdidas de energía deben ser mínimas.

La energía eléctrica se ha convertido en un bien de primera necesidad e imprescindible en la vida cotidiana. La optimización de este bien mueble involucra primordialmente dos recursos: recurso de carácter técnico y recurso de carácter económico.

El recurso de carácter técnico está ligado directamente al recurso de carácter económico. El recurso técnico cumple la función de controlar y supervisar las valencias producidas por los diferentes componentes del sistema. Está obligado en mantener un servicio confiable, continuo y estable desplegando la menor cantidad de mano de obra, tiempo y material; minimizando así el desembolso del recurso económico y manteniendo con una tendencia constante la tarifa y el costo del kilovatio / hora (Kw / h). Al mismo tiempo se debe mantener sólo el personal técnico y administrativo necesario, pero sin descuidar que el producto final sea afectado en su calidad.

3.5.1.- PÉRDIDAS DE ENERGÍA

La energía eléctrica disipada por el transporte o transformación, más la energía que no se contabiliza o se contabiliza en forma errónea por parte de la empresa distribuidora; vienen a formar las pérdidas de energía. Es el resultado de la diferencia entre la energía entregada y la energía facturada.

En los sistemas de distribución las pérdidas de carácter eléctrico se presentan fundamentalmente debido a la disipación térmica de potencia por condiciones propias de conducción y transformación de la energía eléctrica. La disipación se presenta en conductores de media tensión y baja tensión, devanados de los transformadores y bobinado del circuito de corriente en los contadores de energía. Adicionalmente, los transformadores disipan potencia por histéresis y corrientes parásitas y los contadores de energía disipan potencia en la bobina del circuito de potencial por el solo hecho de estar energizados.

La pérdida de energía se puede clasificar en pérdida técnica y pérdida no técnica.

La pérdida técnica es la energía disipada por fenómenos físicos como: efecto corona, formado en el conductor; efecto Joule, formado en el conductor y en las bobinas del transformador y; corrientes de Foucault e Histéresis formadas en el núcleo del transformador. Todas estas se manifiestan en forma

de calor, debido a la resistencia física que presentan los componentes al paso de la corriente eléctrica.

La pérdida no técnica es la energía consumida pero no contabilizada o a su vez contabilizada en forma errónea. No se encuentra en sistemas de generación, transmisión y subtransmisión; sino exclusivamente en sistemas de distribución.

Denominada también como pérdida negra, producida por fraude y hurto y provocada por el usuario; perjudicando a la empresa de distribución ya sea por su ineficiente sistema de medición, inadecuado personal administrativo y de control e incorrecto método de facturación y recaudación.

3.5.2.- ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

La determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas se realizan en forma conjunta por estar estrechamente afectadas. La pérdida técnica está relacionada con el criterio de planeamiento, diseño y condición de operación del sistema. La pérdida no técnica está relacionada con la administración en la

comercialización de energía y con el nivel socioeconómico del consumidor; es la de más perjuicio para la empresa.

La reducción de pérdidas beneficia a la empresa porque disminuye el requerimiento de demanda. En cambio al reducir pérdidas no técnicas, aumenta el número de energía facturada.

Para dar solución a este gran problema se pueden considerar las siguientes disposiciones:

- ◆ Concientizar al personal de la empresa para que no sea sobornado y acuse al cliente al detectar anomalías y alteraciones en las instalaciones eléctricas.
- ◆ Dar a conocer a la población las sanciones a que se exponen en caso de cometer fraude y ejecutarlas sin privilegio y excepción alguna.
- ◆ Al configurar la red secundaria, considerar la capacidad de los transformadores de

distribución para utilizar su máxima potencia y evitar posibles fugas de corriente por robo de energía.

- ◆ Vincular a los clientes con los transformadores de distribución para determinar pérdidas por balance de energía a nivel de transformadores, alimentadores y subestaciones.
- ◆ Evaluar periódicamente el proceso de registro de lecturas y facturación para contrarrestar distorsiones en los datos registrados por los lectores y alteraciones en la base de datos del departamento comercial.

IV.- CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

4.1.- INTRODUCCIÓN

El cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos se ponen en contacto entre sí, existiendo una diferencia de potencial y una elevada corriente circulante en dirección al punto de contacto.

La magnitud de corriente que fluye a través de un cortocircuito depende principalmente de dos factores:

- a.-** Número de fuentes que alimentan al cortocircuito
- b.-** Oposición o resistencia que presenta el propio circuito de distribución

Las fuentes principales de corrientes de cortocircuito son los generadores existentes en el sistema de potencia y la generación de la red que suministra energía eléctrica (red pública). Sin embargo, los motores sincrónicos y de inducción que antes de la falla representaban una carga para el sistema, en condiciones de cortocircuito se comportan como generadores durante un tiempo relativamente corto.

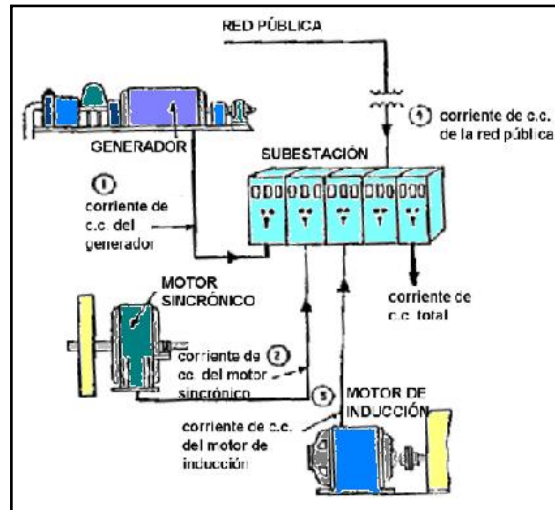


Figura 4.1.- Contribución de Varias Fuentes al Cortocircuito

La oposición que presenta el propio circuito de distribución al flujo de la corriente de cortocircuito se denomina impedancia y depende de la configuración y de los componentes del sistema eléctrico.

Los efectos de la corriente de cortocircuito son varios, pero los más notorios son: efecto Joule (calentamiento del equipo debido a la gran circulación de corriente), destrucción física del lugar de la falla cuando se producen grandes arcos eléctricos e interrupción del suministro eléctrico debido a la apertura del circuito eléctrico por parte de los dispositivos de protección para despejar la falla y evitar mayores daños en el sistema.

4.1.1.- CARACTERÍSTICAS

El proceso que ocurre en el sistema de potencia al producirse una falla causada por un cortocircuito es esencialmente de carácter transitorio. La corriente en régimen normal es una onda sinusoidal a 60 hertz de frecuencia y amplitud constante. Cuando sucede un cortocircuito, la forma de onda sigue teniendo una forma sinusoidal a 60 hertz pero va decreciendo exponencialmente desde un valor inicial máximo hasta su valor en régimen estacionario.

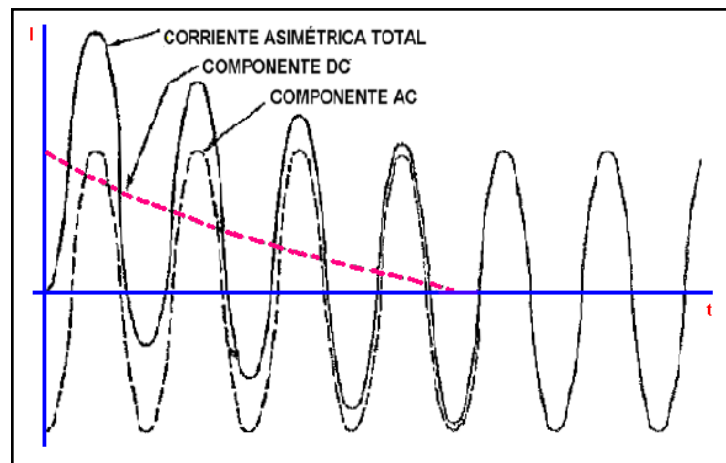


Figura 4.2.- Asimetría en la Corriente de Cortocircuito

Para estudiar el sistema en este estado transitorio se divide el período de la falla en una serie sucesiva de

intervalos casi estacionarios los cuales son período subtransitorio, transitorio y estacionario o permanente. Se aplica el concepto de impedancia para determinar la corriente correspondiente a cada estado o intervalo.

En máquinas rotativas de corriente alterna la impedancia puede modelarse como una reactancia inductiva debido a la naturaleza de sus devanados. Generalmente se consideran tres reactancias (χ) asociadas a cada intervalo de falla, siendo estas:

a.- Reactancia subtransitoria (χ_d''), es la reactancia aparente del devanado del estator en el instante del cortocircuito y determina el flujo de corriente en los primeros 30 ciclos (hasta $\frac{1}{2}$ segundo) aproximadamente.

b.- Reactancia transitoria (χ'), es la reactancia que determina la corriente durante el período siguiente al subtransitorio y abarca el rango de tiempo entre $\frac{1}{2}$ y 2 segundos después de ocurrir el cortocircuito.

c.- Reactancia sincrónica (χ_d), es la reactancia que determina el flujo de corriente cuando se establece el período estacionario. Depende de la magnitud y defasaje en el tiempo entre las ondas de tensión y corriente en el instante del cortocircuito, donde la corriente de falla presenta características de asimetría con respecto al eje normal de la corriente. Por lo general sucede cuando la onda de tensión normal se encuentra en un valor distinto a su pico máximo en el momento de ocurrir la falla. Además se produce la máxima asimetría cuando la onda de tensión se encuentra pasando por cero.

En un sistema trifásico balanceado (con tres tensiones desfasadas 120°), la máxima corriente asimétrica ocurre solamente en una de las fases del sistema.

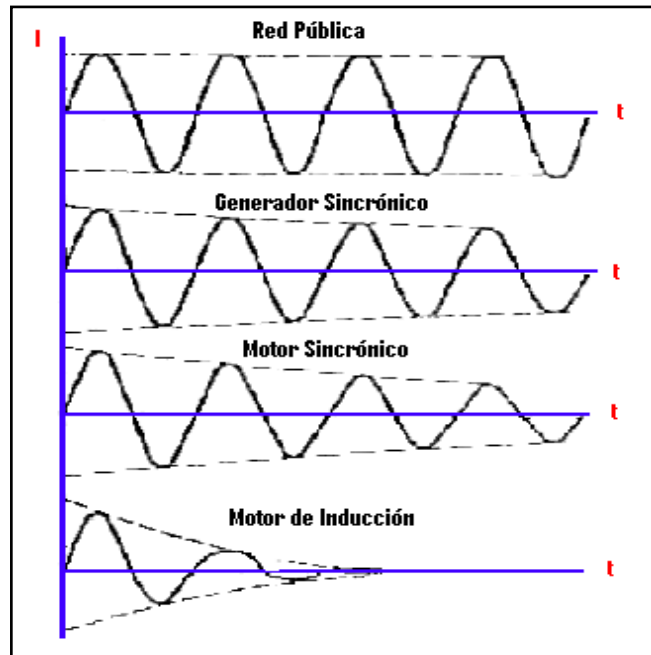
La asimetría de la corriente de cortocircuito surge debido a las condiciones explicadas anteriormente y además la corriente aporta con dos componentes: el componente de corriente alterna (componente ac) y componente de corriente directa (componente dc).

El componente dc decrece a medida que pasa el tiempo porque su energía se disipa en forma de calor debido a la resistencia del circuito.

El rango de decrecimiento es inversamente proporcional a la relación entre la resistencia y reactancia del circuito (X / R), mientras más baja es la relación más rápido es el decrecimiento. En sistemas de baja tensión, la relación X / R generalmente es menor a 15, por lo que la componente dc decae a cero en un rango de 1 y 6 ciclos aproximadamente.

Las corrientes de cortocircuito tienen varias fuentes dependiendo de su naturaleza. A medida que las corrientes de las máquinas rotativas decrecen y se reduce el flujo después del cortocircuito, la corriente de cortocircuito total decae con el tiempo. Considerando solamente la parte simétrica de la corriente de cortocircuito, la magnitud es máxima en el primer medio ciclo y luego decae consecutivamente.

La componente del motor de inducción desaparecerá completamente luego de uno o dos ciclos, exceptuando los motores de gran potencia donde la componente se presenta por más ciclos de cuatro



por más ciclos.

Figura 4.3.- Corrientes de Cortocircuito Simétricas de Varias Fuentes

4.1.2.- CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Existen varios métodos para calcular corrientes de cortocircuito, pero estos necesitan previamente de la elaboración de un diagrama unifilar, de un diagrama de

impedancias, de un estudio de redes de secuencia y opcionalmente del sistema por unidad; sin olvidar que prioritariamente se deben conocer los tipos de falla que producen los cortocircuitos.

Un cortocircuito se produce cuando se unen entre sí, o a tierra conductores energizados correspondientes a distintas fases. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 100 y 150 veces el valor nominal de la corriente del elemento en el punto de falla. Los cortocircuitos se pueden clasificar en simétricos (cargas balanceadas) y asimétricos (cargas desbalanceadas).

En fallas simétricas la corriente en las tres fases del sistema son iguales en el instante del cortocircuito y son:

- ◆ Cortocircuito trifásico, es cuando se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es el cortocircuito más severo, en la mayoría de los casos.
- ◆ Cortocircuito trifásico a tierra, es cuando se ponen en contacto las tres fases y tierra en un mismo punto del sistema.

En fallas asimétricas la corriente en las tres fases del sistema no son iguales en el instante del cortocircuito y son:

- ◆ Cortocircuito bifásico, es cuando entran en contacto dos fases cualquiera en un mismo punto del sistema.
- ◆ Cortocircuito bifásico a tierra, es cuando entran en contacto dos fases cualquiera y tierra en un mismo punto del sistema.
- ◆ Cortocircuito monofásico, es cuando se ponen en contacto una fase cualquiera y tierra en un mismo punto del sistema. Es el cortocircuito más frecuente.

a.- Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar es la representación simplificada del sistema en estudio. La finalidad es suministrar de manera sencilla y concisa los datos más significativos e importantes de un sistema. La información que se representa en el diagrama depende del estudio que se está realizando. Para estudios de cortocircuito es fundamental

representar los equipos de maniobra y protección tales como interruptores, relés y fusibles.

b.- Diagrama de Impedancias

El diagrama unifilar debe transformarse en un diagrama de impedancias que muestre el circuito equivalente de cada componente del sistema referido a un mismo lado del transformador, para posteriormente estudiar el comportamiento en condiciones nominales de carga o en condiciones de cortocircuito.

Los circuitos equivalentes para el estudio de cortocircuito de los distintos componentes de un sistema eléctrico son representados de la siguiente forma:

- ◆ Los generadores y motores son representados por una máquina sincrónica, o sea una fuente de tensión en serie con una impedancia. Los motores de inducción son representados de igual forma por máquinas sincrónicas pero se considera su contribución al cortocircuito solo en los primeros ciclos.
- ◆ Los transformadores generalmente son representados por su circuito equivalente, ignorando su rama magnetizante.

- ◆ Las líneas de transmisión son representadas por su circuito equivalente. Por su longitud se dividen en líneas cortas, medias y largas. Las líneas cortas son representadas con una resistencia en serie a una inductancia, las líneas medias y largas son representadas con su equivalente en π o T concentradas o distribuidas respectivamente.
- ◆ Las cargas se modelan como impedancias de valor constante que consumen potencia activa y reactiva. En estudios de cortocircuito son representadas como circuitos abiertos.
- ◆ Los sistemas externos son representados por su circuito equivalente en Thévenin, donde la tensión equivalente depende de la tensión interna de los generadores; y la impedancia equivalente depende del resto de elementos del sistema.

c.- Redes de Secuencia

El diagrama de impedancias es el resultado de los elementos que componen un sistema eléctrico, que por lo general es desbalanceado. El teorema de Fortescue (método de coordenadas simétricas aplicado a la solución

de redes polifásicas) prueba que un sistema desbalanceado de η fasores, se puede resolver con η sistemas de fasores balanceados llamados componentes simétricas.

De acuerdo al teorema de Fortescue, tres fasores desbalanceados de un sistema trifásico se pueden descomponer en tres sistemas de fasores balanceados. El conjunto balanceado de componentes es:

- ◆ Componentes de secuencia positiva, que consiste en tres fasores de igual magnitud, desplazados en fase uno de otro en 120° , y que tienen la misma secuencia de fase que los fasores originales.
- ◆ Componentes de secuencia negativa, que consiste en tres fasores de igual magnitud, desplazados en fase uno de otro en 120° , y que tienen una secuencia de fases opuesta a la de los fasores originales.
- ◆ Componentes de secuencia cero, que consiste en tres fasores de igual magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro.

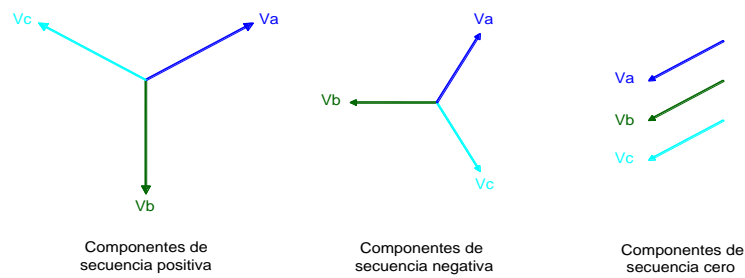


Figura 4.4.- Componentes Simétricas de Fasores Desbalanceados

Cada elemento del sistema depende de su conexión y de la componente de corriente que se está considerando. Así se forman los circuitos de secuencia. Estos toman en cuenta las respuestas por separado de los elementos a cada componente de la corriente. Hay tres circuitos de secuencia para cada elemento de un sistema trifásico, que al interconectarlos organizadamente, se crean las redes de secuencia. Al resolver las redes de secuencia para las condiciones de falla, se obtienen las corrientes simétricas y las componentes de voltaje que se pueden combinar para tomar en cuenta, en todo el sistema, los efectos de las corrientes de falla desbalanceadas originales.

Un conocimiento de la red de secuencia positiva se hace necesario para el estudio de flujos de potencia, cálculos de fallas y estudios de estabilidad. Si en los cálculos de fallas o estudios de estabilidad intervienen fallas asimétricas, en los que de otra manera, son sistemas

simétricos, también se necesitan las redes de secuencia negativa y cero.

Los circuitos equivalentes monofásicos en la forma de circuitos de secuencia cero, positiva y negativa para impedancias de carga, transformadores, líneas de transmisión y máquinas sincrónicas, son parte de la red estática y sin fuente; a excepción de las máquinas rotatorias. Se supone que cada parte individual es lineal y trifásica simétrica cuando se conectan en las configuraciones γ o Δ , teniendo en cuenta las siguientes observaciones:

- ♦ En cualquier parte de la red, la caída de voltaje originada por la corriente de una cierta secuencia sólo depende de la impedancia de esa parte de la red al flujo de corriente de esa secuencia.
- ♦ La impedancia de las corrientes de secuencia positiva y negativa (z_1 y z_2), son iguales en cualquier circuito estático y se pueden considerar aproximadamente iguales en máquinas sincrónicas bajo condiciones subtransitorias.

- ◆ En cualquier parte de la red, la impedancia de la corriente de secuencia cero (z_0), es por lo general diferente de z_1 y z_2 .
- ◆ Solamente los circuitos de secuencia positiva de las máquinas rotatorias contienen fuentes que son de voltaje de secuencia positiva.
- ◆ El neutro es la referencia para los voltajes en los circuitos de secuencia positiva y negativa, y estos voltajes al neutro son iguales a los voltajes a tierra.
- ◆ No fluyen corrientes de secuencia positiva o negativa entre los puntos de neutro y tierra.
- ◆ No se incluyen las impedancias (z_n) en las conexiones físicas entre el neutro y la tierra en los circuitos de secuencia positiva y negativa, pero se representan por las impedancias $3z_n$ entre el neutro y la tierra en los circuitos de secuencia cero.

d.- Sistema por Unidad

Sistema utilizado para simplificar la elaboración del diagrama de impedancias y cálculos de corrientes de cortocircuito. Frecuentemente se transforman los valores

reales de las magnitudes eléctricas e impedancias a una nueva magnitud llamada por unidad (p u). Esta magnitud resulta de dividir el valor real de la variable entre un valor base de la misma variable, el cual tiene una unidad igual al del valor real resultando un número adimensional. Otro sistema usado es el valor por ciento (%), que es igual a 100 veces el valor por unidad.

La utilización del sistema por unidad tiene muchas ventajas, entre ellas:

- ◆ Las impedancias de las máquinas rotativas y transformadores son de un mismo orden e independientes del tamaño de las mismas.
- ◆ Se reduce el empleo de $\sqrt{3}$ en el cálculo trifásico detectando con mayor facilidad errores de cálculo.
- ◆ Se evita la referencia de cantidades de uno a otro lado de los transformadores.
- ◆ Se evita el cálculo con cantidades demasiado grandes, disminuyendo el margen de error.
- ◆ Los fabricantes normalmente especifican las impedancias de los equipos eléctricos en por unidad o en por ciento.

Una elección arbitraria de dos cantidades (generalmente tensión y potencia) como valores base, fijan al mismo tiempo los demás valores base necesarios (corriente, impedancia) para elaborar el diagrama. Las ecuaciones para la impedancia base y corriente base son las siguientes:

$$Z = \left(\frac{V^2}{S} \right) \quad (4.1)$$

$$I = \left(\frac{S}{\sqrt{3} V} \right) \quad (4.2)$$

Donde:

Z = Impedancia base del sistema (Ω)

V = Tensión base del sistema (kV)

I = Corriente base del sistema (kA)

S = Potencia base del sistema (MVA)

Respetando ciertas condiciones al seleccionar los valores base (como tensión base igual a tensión línea-línea del sistema), las leyes y relaciones eléctricas más utilizadas como la ley de Ohm, ley de Kirchhoff, etc.; se cumplen de igual forma que en un circuito monofásico de corriente alterna.

En muchos casos la impedancia en por unidad de un componente de un sistema está expresado en una base distinta que la seleccionada para el estudio (como en transformadores, generadores y motores), siendo necesario cambiarla a la nueva base usando la siguiente ecuación:

$$Z_{pu \text{ base nueva}} = Z_{pu \text{ base vieja}} \left(\frac{V_{base \text{ viejo}}}{V_{base \text{ nuevo}}} \right)^2 \left(\frac{S_{base \text{ nueva}}}{S_{base \text{ vieja}}} \right) \quad (4.3)$$

Donde:

$Z_{pu \text{ base nueva}}$ = Impedancia base del componente del sistema (%)

$Z_{pu \text{ base vieja}}$ = Impedancia de placa del equipo (%)

$V_{\text{base viejo}} = \text{Tensión nominal del equipo (KV)}$

$V_{\text{base nuevo}} = \text{Tensión base del sistema (KV)}$

$S_{\text{base vieja}} = \text{Potencia nominal del equipo (MVA)}$

$S_{\text{base nueva}} = \text{Potencia base del sistema (MVA)}$

4.2.- CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO UTILIZANDO EL MÉTODO DEL MVA

Método donde la impedancia de un circuito es la suma de las impedancias de los distintos componentes de dicho circuito. Por definición, la admitancia es la recíproca de la impedancia, y la recíproca de la admitancia del sistema es la suma de las recíprocas de las admitancias de los componentes. También, la admitancia de un circuito o componente es la máxima corriente o potencia (KVA), a un voltaje unitario que circula a través del circuito o componente a un cortocircuito o falla, cuando es alimentada de una fuente de capacidad infinita.

$$Y = \frac{1}{Z} \quad (4.4)$$

$$S_{cc} = (V)^2 * Y \quad (4.5)$$

$$S_{cc} = \frac{S_{componente}}{Z_{pu}} \quad (4.6)$$

Donde:

Y = Admitancia (mho)

Z = Impedancia (Ω)

S_{cc} = Potencia de cortocircuito (MVA)

V = Tensión (KV)

S_{componente} = Potencia del componente o elemento
(MVA)

Z_{pu} = Impedancia del componente o elemento (%)

El método común para el análisis de fallas asimétricas en sistemas de distribución y potencia es el de las componentes simétricas, en donde se considera la forma como se encuentra el neutro conectado a tierra en la red de

secuencia cero. También se consideran las reactancias de secuencia positiva y negativa iguales. Prácticamente el método del MVA separa el circuito en componentes y calcula cada componente con su propia barra infinita. Por lo tanto las potencias de cortocircuito de secuencia positiva y negativa se suponen iguales.

La potencia de cortocircuito de secuencia cero para los transformadores se estima igual que la potencia de cortocircuito de secuencia positiva y negativa. Para los motores eléctricos, la secuencia cero se calcula considerando la mitad de la impedancia. Los elementos que no están conectados a tierra no se los toma en cuenta (fuentes externas). La figura 4.5 muestra un diagrama típico unifilar y su equivalente en potencia (MVA) positiva, negativa y cero.

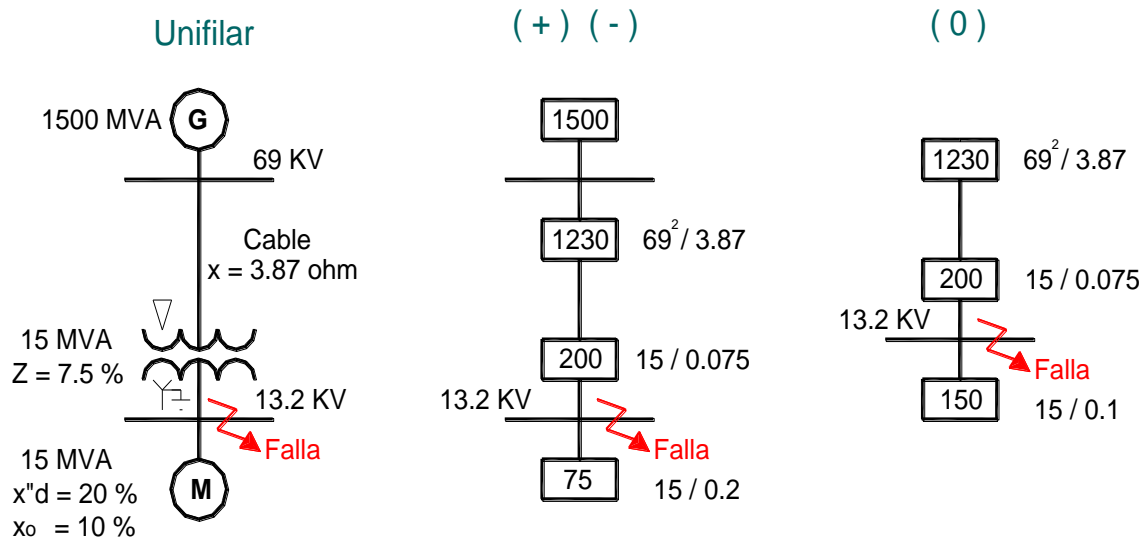


Figura 4.5.- Diagrama Unifilar y Bloques de Potencias de Secuencia

Si un cortocircuito es inducido en el punto falla, existirán flujos en serie provenientes de la línea, transformador y de acuerdo a la circunstancia de la barra infinita (generador); y estarán combinados en paralelo con el flujo del motor. Para combinar estos valores de MVA en serie y paralelo se sigue exactamente los pasos de combinación serie y paralelo de un circuito con resistencias, pero con un pequeño cambio. Es decir, la combinación de MVA en serie es como resistencias en paralelo y la combinación MVA en paralelo es como resistencias en serie.

Serie **S** equivalente $\left[\left(1 / S_{cc1} \right) + \left(1 / S_{cc2} \right) + \left(1 / \right. \right. \quad (4.7$

$$= S_{ccn})]^{-1})$$

$$\text{Paralelo } S_{\text{equivalente}} = S_{cc1} + S_{cc2} + S_{cc3} + S_{ccn} \quad (4.8)$$

$$=)$$

El resultado de las combinaciones y de resolver las operaciones en el punto de falla, son unos nuevos bloques de potencia. El bloque equivalente es de 255 MVA y resulta de resolver en paralelo los bloques de las potencias de cortocircuito de secuencia positiva, negativa y cero de cada fase; los cuales se encuentran conectados en serie.

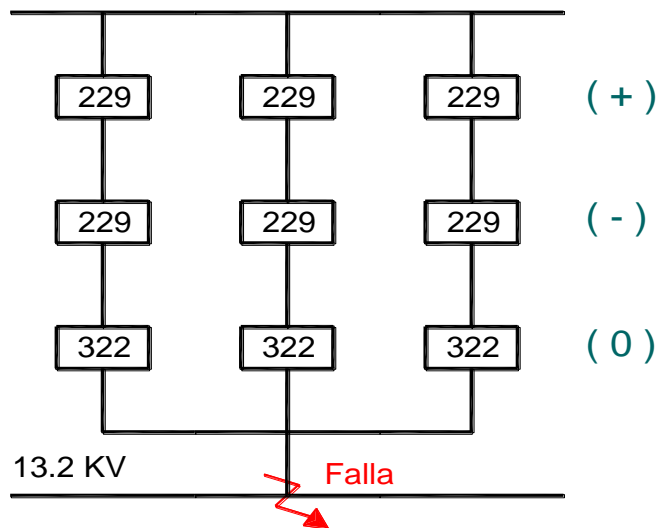


Figura 4.6.- Bloques de Potencias Equivalentes de Secuencia

Para encontrar el valor de la corriente de cortocircuito se requiere del valor de voltaje en la barra donde se produjo la falla y se utiliza la ecuación (4.2).

$$I_{cc} = \left(\frac{255}{\sqrt{3} \cdot 13.2} \right) *$$

$$I_{cc} = 11 \text{ KA}$$

4.2.1.- VENTAJAS

Hay muchas razones por las que este método es recomendado para el cálculo de cortocircuitos. Entre ellas tenemos:

- ◆ No requiere una base común en MVA para el análisis del sistema y no es necesario la conversión de las impedancias de un voltaje a otro.
- ◆ Si se tiene una fuente de cortocircuito extremadamente grande (infinita) con otra ínfimamente pequeña en paralelo, predominará y tendrá mayor efecto la fuente ínfimamente pequeña.

- ◆ Un número de cantidad pequeña combinado con un número de cantidad grande en serie, predominará y tendrá mayor efecto el número de cantidad pequeña.
- ◆ Utiliza cantidades grandes. Con práctica uno puede estimar el resultado con simple inspección, por ejemplo: 10 MVA y 10 MVA en serie resulta en 5 MVA.
- ◆ El método de conversión a MVA es de simple resolución y fácil aplicación. Para resolver líneas de fase a tierra como en los sistemas de distribución se basa en el método de las componentes simétricas.

V.- PROTECCIONES ELÉCTRICAS

5.1.- INTRODUCCIÓN

Todo sistema eléctrico tiene que estar dotado de una serie de protecciones que lo hagan seguro, tanto desde el punto de vista de conductores y aparatos a ellos conectados, como de las personas que han de trabajar con ellos.

Existen muchos tipos de protecciones que pueden hacer de una instalación eléctrica completamente segura ante cualquier contingencia, pero hay tres que deben usarse con prioridad en toda instalación de: alumbrado, doméstica, industrial, redes de distribución, circuitos auxiliares, etc. Estas protecciones eléctricas son: contra cortocircuitos, contra sobrecargas y contra electrocución.

a.- Protección contra Cortocircuitos

Teóricamente se denomina cortocircuito a la unión de dos conductores con una diferencia de potencial o tensión entre sí, sin ninguna impedancia eléctrica entre ellos. Este fenómeno según la ley de Ohm, al ser de impedancia que tiende a cero hace que la intensidad tienda al infinito, con lo cual peligran la integridad de conductores y máquinas

debido al calor generado por dicha intensidad (pérdidas por efecto Joule, $I^2 * R$). En la práctica, la intensidad producida por un cortocircuito, siempre queda amortiguada por la resistencia de los propios conductores que, aunque muy pequeña, nunca es cero.

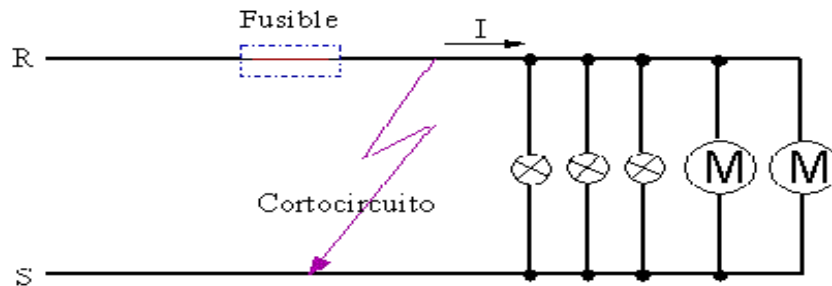


Figura 5.1.- Fundamento de Cortocircuito

En el origen de todo circuito deberá colocarse un dispositivo de protección, de acuerdo con la intensidad del cortocircuito que pueda presentarse en la instalación. No obstante se admite una protección general contra cortocircuitos para varios circuitos derivados. El dispositivo más empleado es el fusible.

b.- Protección contra Sobrecargas

Entendemos por sobrecarga al exceso de intensidad en un circuito, debido a un defecto de aislamiento o a una avería por demanda excesiva de carga de una máquina. Las sobrecargas deben de protegerse, ya que pueden dar

lugar a la destrucción total de los aislamientos de una red o de un motor.

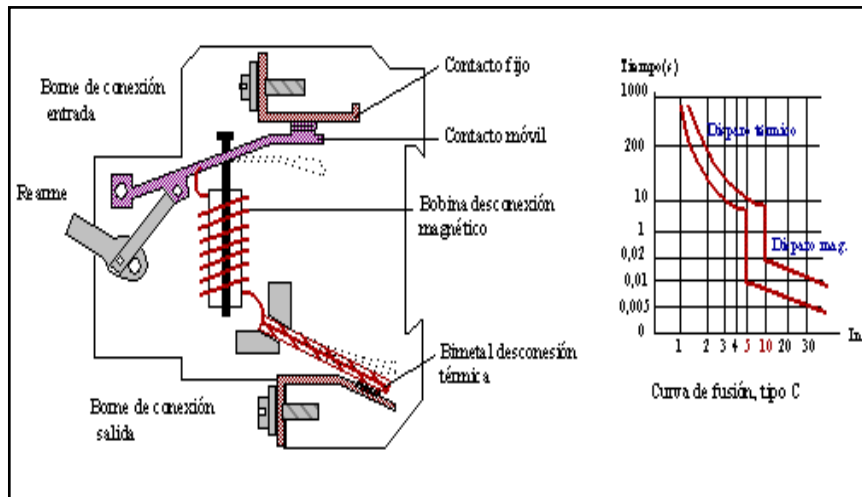


Figura 5.2.- Interruptor Magnetotérmico

Si el conductor neutro tiene la misma sección que las fases, la protección contra sobrecarga se hará con un dispositivo que proteja solamente las fases. Por el contrario, si el conductor neutro tiene sección inferior que las fases, el dispositivo de protección habrá de controlar también la corriente del neutro. Además debe colocarse una protección para cada circuito derivado de otro principal. Los dispositivos más empleados son: interruptores automáticos magnetotérmicos y relés térmicos.

c.- Protección contra Electrocutación

El peligro bajo el efecto de la corriente eléctrica puede inducir a la muerte de una persona por las siguientes causas: paralización del corazón, atrofia de los músculos del tórax (asfixia), carbonización de los tejidos, electrólisis de la sangre (sólo en dc), etc.

Aunque el cuerpo humano reacciona de diferente manera uno de otro, y dependiendo de la condición del momento del accidente, podemos decir que la corriente eléctrica es peligrosa cuando atraviesa el cuerpo humano más de 25 mA durante más de 0,2 segundos.

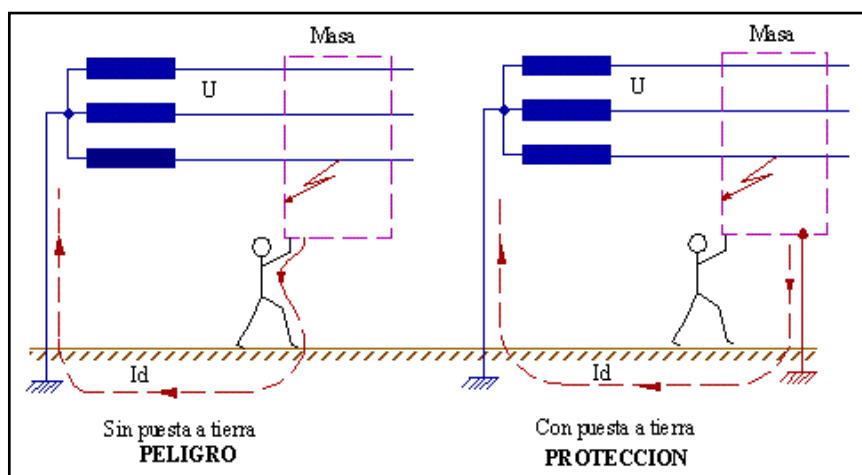


Figura 5.3.- Fundamento de Puesta a Tierra

La resistencia del cuerpo humano con piel sana y seca puede variar entre 2500 y 100000 Ω (depende de la tensión aplicada). Esta resistencia disminuye con la humedad, transpiración, heridas superficiales, masa muscular, etc.

Cuando se hacen cálculos sobre la seguridad contra electrocución y con el fin de trabajar con un buen margen de seguridad, se considera que la resistencia del cuerpo humano es 1000 Ω . Por eso los reglamentos fijan como tensiones peligrosas y exigen la instalación de protecciones contra electrocución las siguientes: 50 v con relación a tierra en locales secos y no conductores, 24 v con relación a tierra en locales húmedos o mojados y 15 v en instalaciones con piscinas.

5.1.1.- ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DE UN ALIMENTADOR PRIMARIO

a.- Cuchillas

Son elementos que sirven para seccionar o abrir alimentadores primarios. Su operación es sin carga y el accionamiento de conectar y desconectar se lo hace por

pértiga, abriendo o cerrando las cuchillas una por una o en grupo según el tipo de la misma. Su montaje en el poste puede ser horizontal o vertical.

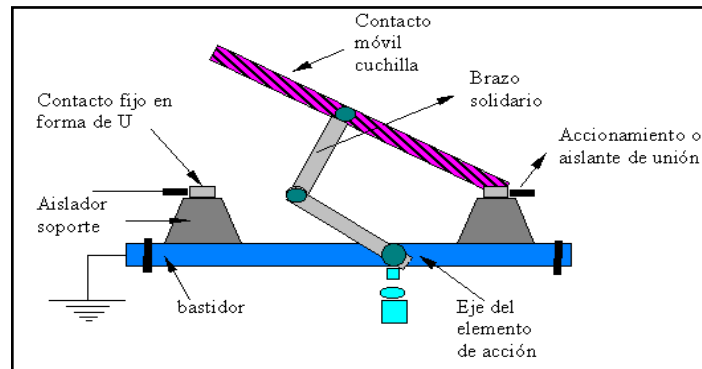


Figura 5.4.- Enclavamiento con Cuchilla

b.- Reactores

Son dispositivos utilizados para introducir reactancia en alimentadores primarios con el propósito de limitar la corriente que fluye en el circuito, bajo condiciones de cortocircuito. Se conectan en serie con el alimentador primario.

c.- Capacitores

Son dispositivos cuya función primordial es introducir capacitancia, corrigiendo el factor de potencia en los alimentadores primarios.

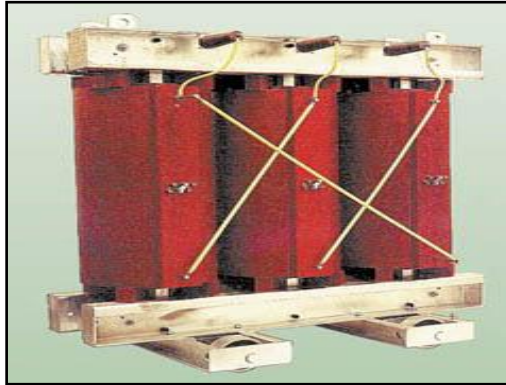


Figura 5.5.- Banco de Capacitores Trifásicos

d.- Interruptores

Son dispositivos que permiten conectar o desconectar con carga un alimentador primario. Son instalados en postes o estructuras metálicas en juegos de uno a tres interruptores. Se pueden operar en grupo con un mecanismo recíprocante de operación manual.

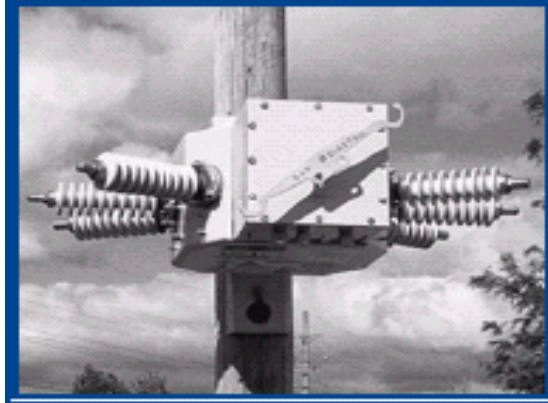


Figura 5.6.- Interruptor Aéreo Rotatorio

e.- Fusibles o Cortacircuito Fusibles

Son dispositivos de protección que interrumpen el paso de la corriente eléctrica fundiéndose un hilo metálico cuando el amperaje es superior al valor nominal. Protegen transformadores y líneas de distribución en sistemas de media tensión contra sobrecorrientes y cortocircuitos.

f.- Reconectores o Restauradores

Son equipos que sirven para reconectar alimentadores primarios. Normalmente el 80 % de las fallas son de naturaleza temporal, por lo que es

conveniente restablecer el servicio en forma rápida para evitar interrupciones de largo tiempo. Tiene un dispositivo que posibilita desconectar un circuito y conectarlo después de fracciones de segundo. Los siguientes requisitos son básicos para asegurar la efectiva operación de un reconectador:

- ◆ La capacidad normal de interrupción deberá ser igual o mayor a la máxima corriente de falla.
- ◆ La capacidad normal de corriente constante deberá ser igual o mayor a la máxima corriente de carga.
- ◆ El mínimo valor de disparo seleccionado deberá permitir ser sensible al cortocircuito en la zona protegida.

g.- Seccionadores

Son elementos que interrumpen corrientes de cortocircuito ya que su función es abrir circuitos en

forma automática después de responder a una magnitud de corriente de igual o mayor valor que la magnitud previamente predeterminada. Abren cuando el alimentador primario está en falla. La desconexión de cargas la realiza indirectamente y en vacío.

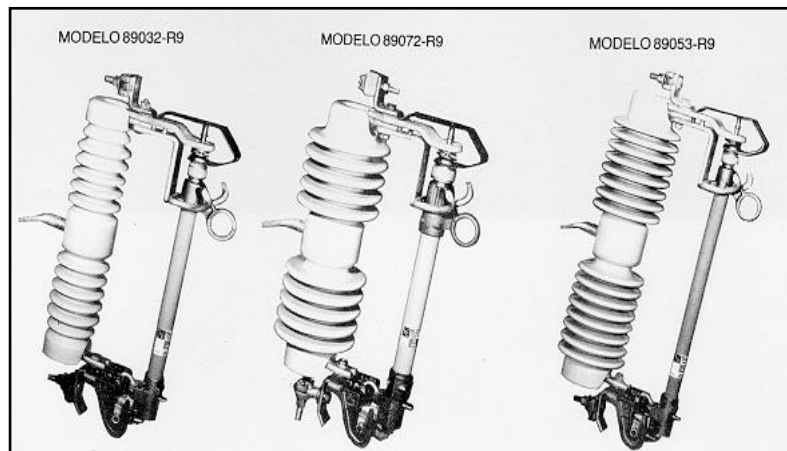


Figura 5.7.- Seccionadores Portafusibles Unipolares

h.- Pararrayos

Son dispositivos destinados a descargar sobre los aisladores o sobre las estructuras plantadas a tierra las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o maniobras inoperantes. Estas sobretensiones pueden ocasionar interrupciones en el sistema eléctrico o

desperfectos en los generadores, transformadores, motores, etc. Actúan como una válvula de desfogue.

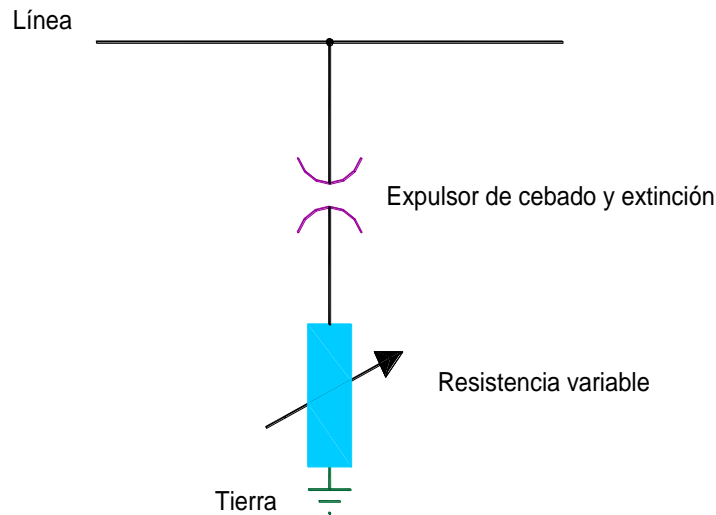


Figura 5.8.- Principio de un Pararrayo Autovalvular

i.- Seccionalizadores

Permiten aislar sectores del sistema de distribución llevando un conteo de las operaciones de sobrecorriente del dispositivo de respaldo (reconectador). Es importante hacer notar que interrumpe corrientes de cortocircuito, pero no tienen una curva característica de tiempo-corriente y no interviene en la coordinación de protecciones. Permite también el corte de corrientes nominales de carga mediante accionamiento manual.

j.- Reguladores Automáticos de Voltaje

El voltaje de un sistema eléctrico puede oscilar, dependiendo de las siguientes condiciones: voltaje de alimentación, carga, factor de potencia, capacidad o inductancia del circuito. Los métodos de corrección para esas oscilaciones pueden ser: cambiar o redimensionar la sección de los conductores, adicionar alimentadores o subestaciones, adicionar capacitores o instalar reguladores de voltaje. Las ventajas de los reguladores son: control automático de sobre y subtensión; regulación de circuitos trifásicos y monofásicos de la subestación; regulación de fases en forma individual; compensación de caídas en la línea; control del voltaje para ambos sentidos de circulación del flujo de potencia; reemplazo económico de conmutadores bajo carga en transformadores.



Figura 5.9.- Regulador
5.2.- ZONAS A

Automático de Voltaje
PROTEGER

Los principales elementos o componentes de un sistema de distribución son: alimentadores primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios, acometidas, contadores de energía y usuario (último consumidor). Para el estudio se analizarán los componentes de alimentadores primarios, cable o conductor y transformadores de distribución, es decir en el lado de alta tensión.

En los sistemas eléctricos tenemos cuatro variables a considerar: tensión, corriente, temperatura y tiempo. Las

variaciones de ellas fuera de los parámetros normales, pueden llegar a afectar los equipos y elementos.

5.2.1.- ALIMENTADORES PRIMARIOS

Encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los transformadores. En instalaciones aéreas van colocados en postes y en instalaciones subterráneas van colocados en ductos. Los componentes de un alimentador primario son troncal y ramal.



Figura 5.10.- Alimentador Primario Trifásico

Troncal es el tramo principal de mayor capacidad que transporta la energía eléctrica desde la subestación de distribución hacia los ramales. Ramal es el tramo secundario del alimentador primario, normalmente son de calibre menor al troncal y es el que lleva la energía eléctrica hacia los puntos de carga.

Los alimentadores primarios por el número de fases e hilos se pueden clasificar en: trifásicos a cuatro hilos, trifásicos a tres hilos, monofásicos a dos hilos y monofásicos a un hilo.

Los alimentadores primarios trifásicos a cuatro hilos requieren una mayor inversión inicial, porque se agrega el hilo neutro. Sin embargo, estos sistemas de distribución tienen un aterrizamiento menor a la unidad y los equipos que se conecten a estos alimentadores requieren de un nivel de aislamiento bajo. Se detectan fácilmente las corrientes de falla de fase a tierra, debido a que regresan estas corrientes por el neutro. Utilizado con frecuencia en zonas urbanas.

Los alimentadores primarios trifásicos a tres hilos requieren una menor inversión inicial. Sin embargo, estos

sistemas de distribución tienen un aterrizamiento mayor a la unidad y el equipo que se instale en estos alimentadores requieren de un nivel de aislamiento elevado. Se caracterizan por tener transformadores con neutro flotante. Se detectan difícilmente las corrientes de falla por tener mayor impedancia de secuencia cero. Utilizados con frecuencia en zonas urbanas.

Los alimentadores primarios monofásicos a dos hilos se originan de alimentadores primarios trifásicos a cuatro hilos, de hecho son derivaciones que alimentan transformadores monofásicos recibiendo la tensión de alguna de las fases en el devanado primario. Utilizado en zonas rurales o en zonas de baja densidad poblacional.

Los alimentadores primarios monofásicos a un hilo se originan de derivaciones de alimentadores trifásicos primarios a tres hilos. Utilizado en zonas rurales, debido a su bajo costo.

5.2.2.- CABLES O CONDUCTORES

En un principio las líneas de los sistemas de distribución eran de cobre. Éstos en la actualidad han sido reemplazados por conductores de aluminio (en redes aéreas principalmente) debido a su menor costo y ligereza,

y por tener un mayor diámetro con respecto a los de cobre para un mismo valor de resistencia. Con un diámetro mayor las líneas de flujo eléctrico que se originan en el conductor se encuentran más separadas en su superficie para un mismo voltaje. Esto significa que en la superficie del conductor hay una tendencia menor de ionización del aire y una menor probabilidad de producirse el efecto corona.

Los diferentes tipos de conductores de aluminio son representados normativamente de la siguiente manera:

AAC : Todos los conductores de aluminio.

AAAC : Todos los conductores de aleación de aluminio.

ACSR : Conductores de aluminio con alma de acero.

ACAR : Conductores de aluminio con alma de aleación.



Figura 5.11.- Tipos de Cable de Aluminio

Los conductores de aleación de aluminio tienen mayor resistencia a la tensión que los conductores eléctricos de aluminio de grado normal. El ACSR consiste en un núcleo central de hilos de acero rodeados por capas de hilos de aluminio. El ACAR tiene un núcleo central de aluminio de alta resistencia rodeado por capas de conductores de aluminio. Un tipo de conductor conocido como ACSR expandido tiene un relleno de papel que separa los hilos de acero de los de aluminio. Se usa en líneas de extra alto voltaje debido a su mayor diámetro y a su menor efecto corona.

Las capas alternadas de hilos están trenzadas y enrolladas en direcciones opuestas para prevenir que el conductor se desenrolle y para hacer coincidir el radio externo de una capa con el interno de la siguiente. El número de hilos depende de que todos sean del mismo diámetro y del número de capas. El número total de hilos de cable trenzado de diámetro uniforme es de 7, 19, 37, 61, 91 o más.

Las líneas de los sistemas de distribución tienen cuatro parámetros que afectan la capacidad para cumplir su función: resistencia, inductancia, capacitancia, y conductancia.

La resistencia es la causa más importante de pérdida de potencia y se refiere específicamente a la resistencia efectiva del conductor. Esta resistencia es igual a la resistencia de cd del conductor sólo si la distribución de corriente a través de él es uniforme. El conductor está en función de las características constructivas y constitutivas como efecto piel, efecto de trenzado y temperatura. Además interviene el factor distancia y es el más significativo porque impone su característica de aumentar la resistencia en forma directa y en proporción a la longitud de tramo.

La inductancia es el flujo que se considera dentro y fuera de cada conductor al ser atravesado por una corriente eléctrica (campo magnético). Las líneas de flujo magnético forman lazos cerrados que enlazan el circuito y varían con el cambio de intensidad de corriente. La inductancia de un circuito relaciona el voltaje inducido por el flujo variable con la razón de cambio de la corriente. La

resistencia y la inductancia uniformemente distribuidas a lo largo de la línea constituyen la impedancia serie.

La capacitancia es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial (campo eléctrico). El efecto de la capacitancia puede ser muchas veces pequeño que se desprecia (menos de 80 Km, específicamente en sistemas de distribución), pero en líneas de mayor extensión la capacitancia crece. La capacitancia que se presenta entre los conductores se define como su carga por unidad de diferencia de potencial entre ellos.

La conductancia se presenta entre conductores o entre conductores y tierra. Toma en cuenta las corrientes de fuga en los aisladores de las líneas aéreas y del aislamiento (forro) del cable. Generalmente se desprecia la conductancia en líneas aéreas porque la fuga por los aisladores es variable y depende de las condiciones atmosféricas y de la contaminación que se deposita en los aisladores. La conductancia y la capacitancia que se presentan entre conductores de una línea monofásica o

desde un conductor al neutro de una línea trifásica constituyen la admitancia paralelo o de dispersión.

5.2.3.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Son los encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. La capacidad del transformador se selecciona en función de la magnitud de la carga, debiéndose considerar el factor de demanda y factor de coincidencia que influyen en ella. El número de fases del transformador está en función del número de fases de la alimentación primaria y del número de fases de los elementos que componen la carga.

La magnitud de la impedancia en por unidad de un transformador afecta la regulación de tensión y el valor de las corrientes de cortocircuito. A menor valor de impedancia mayor valor de regulación y de corrientes de cortocircuito. Por ello se debe seleccionar el transformador tratando de encontrar un punto de equilibrio entre estos dos factores.

La conexión del transformador trifásico es uno de los puntos a seleccionar, tomando en cuenta transformadores con neutro flotante (3 hilos) o transformadores con neutro aterrizado (4 hilos).

Al utilizar transformadores conectados en delta en el lado primario se disminuye el riesgo de introducir armónicos de orden impar (especialmente en tercer orden) a los alimentadores primarios, pero se incrementa el riesgo de tener sobretensiones por fenómenos de ferresonancia (efecto producido en el núcleo cuando la fuerza electromotriz tiene una frecuencia muy próxima a las oscilaciones que se producen en el mismo). Estas sobretensiones se vuelven especialmente críticas en sistemas subterráneos de distribución.

En cambio al seleccionar transformadores conectados en estrella con neutro aterrizado, se introducen armónicos de orden impar en los circuitos primarios y se disminuye la posibilidad de que se presenten sobretensiones por fenómenos de ferresonancia en el transformador.



Figura 5.12.- Transformador Trifásico de Distribución

La conexión T-T de los transformadores que aún cuando no se tratan de transformadores trifásicos en sí, se aplican para sustituir a los transformadores trifásicos convencionales. Constan de dos devanados primarios y dos secundarios. Tanto los devanados primarios como secundarios se forman conectando un devanado principal con una derivación central a un segundo devanado (con menor número de vueltas) de tal manera que se forme una T.

Tienen menos peso al tener solo dos devanados, menos pérdidas de energía y menos costo. Sin embargo, su punto crítico lo presenta al tener menos valor de impedancia por unidad, ya que mecánicamente debe ser

más fuerte para resistir los esfuerzos producidos por las corrientes de cortocircuito.

Las conexiones en el lado secundario de los transformadores trifásicos normalmente son estrella con neutro aterrizado y cuatro hilos de salida. Esto permite tener dos niveles de tensión para alimentar cargas de fuerza y alumbrado, detectar corrientes de falla fase-tierra, equilibrar la tensión al neutro ante cargas desbalanceadas y como medida de seguridad, la interconexión del tanque del transformador a tierra.

La conexión en el lado secundario de los transformadores monofásicos, normalmente es de tres hilos, dos fases y un neutro en el centro del devanado. Esta conexión también se le conoce como EDISON, por haber sido copiada del sistema de corriente directa con que Thomas A. Edison realizó el primer sistema de distribución en Nueva York por el año de 1882.



VI.- COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

6.1.- INTRODUCCIÓN

Antes de proceder a explicar como coordinar, se debe conocer que los circuitos eléctricos tienen elemento protector y elemento de respaldo necesariamente, para satisfacer la protección a placer en las zonas o áreas predeterminadas.

El elemento protector es el primer elemento encargado de despejar de inmediato una falla. Está instalado en el lado de carga y el que se encuentra lo más adjunto a ella. El elemento de respaldo es el que completa el despeje en caso de no actuar el elemento protector. Está instalado en el lado de generación y pasa hacer elemento protector en la zona protegida 2.

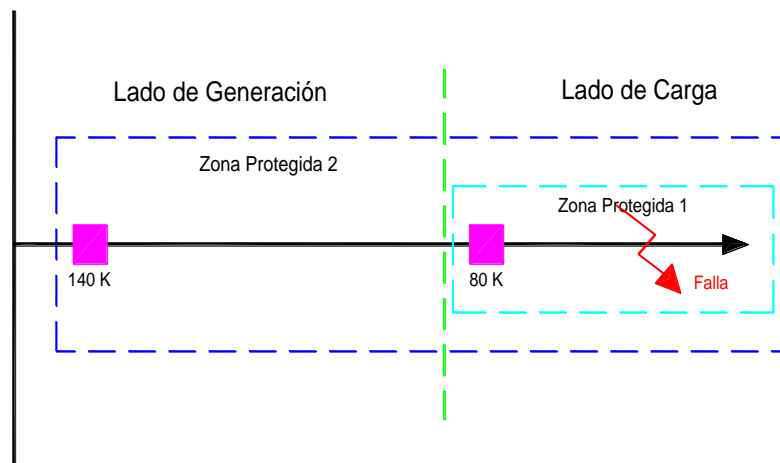


Figura 6.1.- Fundamentos de Coordinación

Evidentemente cuando se produce la falla ambos elementos detectan e inician su operación, pero el elemento protector actúa en menor tiempo debido a su mayor sensibilidad y rapidez. La salida de servicio de algún circuito eléctrico por falla permanente involucra apartar del servicio el menor área de red posible a dicha falla.

Una protección eléctrica debe constar de los siguientes criterios:

- ◆ Debe asignar la normal o completa carga de corriente que fluye hacia los elementos. Esto incluye la corriente de arranque y de funcionamiento.

- ♦ En un cortocircuito las protecciones eléctricas deben selectivamente dispararse antes de que ocurra un daño térmico o mecánico a uno de los equipos protegidos.
- ♦ En el momento de no actuar el primero de los aparatos de protección (protector), el próximo aparato (respaldo) debe operar y eliminar la falla.

6.1.1.- MÉTODOS DE COORDINACIÓN

Los aparatos de protección de sobrecorriente pueden ser coordinados usando uno de los siguientes métodos:

a.- Magnitud de la Corriente

Si la corriente de cortocircuito es suficientemente diferente entre dos localidades, los dos aparatos de protección pueden ser calibrados para diferentes corrientes sensitivas. Esta diferencia es causada por la impedancia del transformador.

Con esto sería posible seleccionar un aparato instantáneo a ambos puntos.

b.- Tiempo

Los aparatos de protección que se encuentren lo más cerca a la fuente de cortocircuito, tendrán un tiempo de respuesta más rápido que los aparatos que se encuentren simultáneamente precedidos de estos. La ventaja es que provee de un aparato de respaldo para el disparo.

c.- Dirección de la Corriente (ángulo de fase)

En este tipo de coordinación las corrientes son comparadas con alguna referencia, tales como en los relés diferenciales. Alguna corriente que está fluyendo en dirección errónea, es indicación de una anomalía producto de un cortocircuito. Cabe indicar que se pueden combinar los dos métodos anteriores y este en uno solo.

d.- Computacional

La gran habilidad de realizar combinaciones de curvas tiempo-corriente de los diferentes dispositivos de protecciones eléctricas por medio de los computadores, han permitido reemplazar los tableros de luces (método antiguo y obsoleto usado para obtener las curvas tiempo-corriente), por los métodos anteriormente descritos. Estos métodos son más eficientes y se necesita de menos inversión en tiempo para obtener una coordinación.

6.2.- COORDINACIÓN FUSIBLE - FUSIBLE

Es una de las protecciones más comunes, donde para coordinar se utilizan curvas características de tiempo-corriente para mínimo tiempo de fusión (minimum melting time) y máximo tiempo de despeje (maximum clearing time). Para coordinar fusibles tipo H, K, T y Dual se utilizan tablas de coordinación entre fusibles. A continuación se describen reglas y procedimientos para la coordinación fusible-fusible.

a.- Utilización de Curvas Tiempo-Corriente

- ♦ El tiempo máximo de despeje (TMD) del elemento protector debe ser menor o igual al 75% del tiempo mínimo de fusión (tmf) del elemento de respaldo (ecuación 6.1). Se debe considerar la ubicación de la falla en el elemento protector.

$$\frac{TMD_{\text{elemento protector}}}{tmf_{\text{elemento protegido}}} \leq 0.75 \quad (6.1)$$

- ♦ Al seleccionar el primer fusible que servirá de inicio para la coordinación con el resto de elementos, se necesita que la máxima corriente de carga nominal sea menor o igual que la conducción en continua del fusible.
- ♦ La conducción en continua es aproximadamente el 150% de la capacidad nominal de los fusibles tipo κ y τ (ecuación 6.2

) y del 100% de los fusibles tipo H y N (ecuación 6.3).

$$I_{\text{conducción}} = 1.5 * I_{\text{nominal}} \quad (6.2)$$

$$I_{\text{conducción}} = 1 * I_{\text{nominal}} \quad (6.3)$$

$$I_{\text{conducción}}$$

$$\text{continua} =$$

Los tiempos para coordinar se deben tomar de las curvas tiempo-corriente que están en función de las corrientes de cortocircuito.

Además se considera que los fusibles a seleccionar van a proteger al transformador de distribución, debiéndoselos escoger de la siguiente manera:

- ◆ Deben soportar un margen de 1.5 veces el incremento de la corriente nominal.
- ◆ Deben soportar las corrientes de magnetización (Inrush) durante por lo menos

0.1 segundos. Estas corrientes son del orden de 8 a 10 veces la corriente nominal del transformador.

- ◆ Deben fundirse para una corriente superior a 6 veces la corriente nominal del transformador, si la impedancia es menor al 6%. Si la impedancia del transformador es del 6 al 10%, deberá considerarse de 4 a 6 veces la corriente nominal.

Para determinar el valor del fusible, se recurre a tablas de selección de fusibles para transformadores de distribución que se encuentran en el anexo A.

b.- Utilización de Tablas de Coordinación

Para coordinar fusibles tipo H, K, T y Dual se utilizan tablas de coordinación entre fusibles que se encuentran en el anexo A. Este procedimiento ayuda a simplificar la coordinación entre fusibles pero con la desventaja de ser menos precisos.

Para este método se debe conocer la corriente de falla del elemento protector para buscar la capacidad de fusible del elemento protegido.

6.3.- COORDINACIÓN FUSIBLE - RECONECTADOR

Se deben considerar dos aspectos muy importantes: cuando el fusible está en el lado de carga del reconectador, y cuando el fusible está en el lado de generación del reconectador.

a.- Coordinación con Fusibles en el Lado de Carga del Reconectador

Para una adecuada coordinación es necesario que el fusible se funda después de haber operado o actuado el reconectador. El fusible debe ser selecto para que no opere con corrientes transitorias, debiéndose considerar las siguientes normas:

- ◆ El tiempo mínimo de fusión para los valores de corriente de falla en la zona de protección del fusible, debe ser mayor que el tiempo de despeje rápido del reconectador, indicándose

que la curva característica de operación rápida del reconectador es afectada por un factor multiplicador que consta en el anexo A. El factor esta en función del número de operaciones rápidas y el tiempo de cierre del reconectador y afecta sólo al tiempo, mas no a la corriente.

- ◆ El tiempo máximo de despeje para los valores de corriente de falla en la zona de protección del fusible, debe ser menor que el tiempo de despeje lento del reconectador.
- ◆ La primera condición establece el punto máximo de coordinación ($PC_{máx}$) y será el punto de intersección de la curva de operación rápida (R) del reconectador afectada por el factor multiplicador (R') y la curva de tiempo mínimo de fusión (t_{mf}) del fusible (figura 6.2). La corriente equivalente para este punto de intersección será mayor

que la mínima corriente de falla (I_{mf}) disponible en la zona de ubicación del fusible.

- ♦ La segunda condición establece el punto mínimo de coordinación ($I_{PCmín}$) y será el punto de intersección entre las curvas de tiempo máximo de despeje (T_{MD}) del fusible y la característica de operación lenta (I_L) del reconectador (figura 6.2). En caso de no haber intersección, el punto mínimo de coordinación será la corriente de mínima apertura del reconectador. El punto mínimo de coordinación debe ser menor que el valor de máxima corriente de falla (I_{MF}) disponible en la zona de ubicación del fusible.

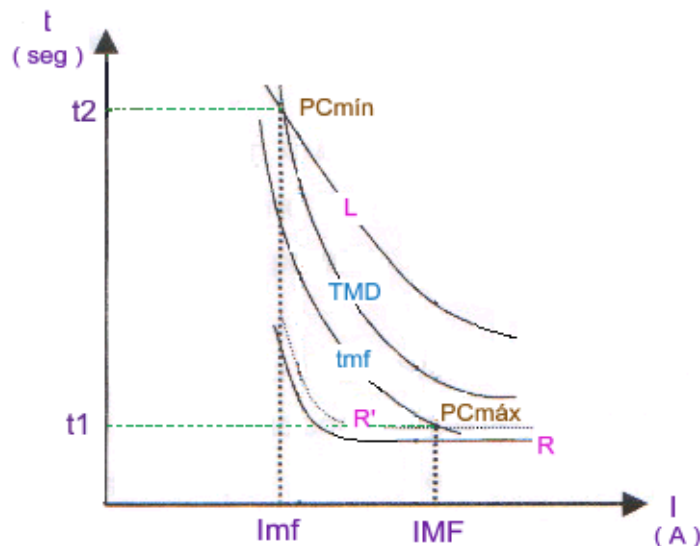


Figura 6.2.- Coordinación Fusible - Reconectador (lado de carga)

b.- Coordinación con Fusibles en el lado de Generación del Reconectador

- ◆ Para este tipo de coordinación es necesario que el tiempo mínimo de fusión (t_{mf}) del fusible sea mayor al tiempo de despeje de la curva lenta (L) del reconectador afectado por un factor multiplicador (L') que consta en el anexo A. La corriente máxima de falla (IMF) debe estar disponible en la zona de ubicación del reconectador. El factor desplazará en tiempo a la curva lenta del reconectador y dependerá del tiempo de cierre y de la

secuencia de operación. En caso de falla, ambos elementos detectan la anomalía, pero el reconectador opera primero por ser más rápido y sensible.

- ◆ El caso más frecuente para este tipo de coordinación se presenta en subestaciones pequeñas, donde puede estar protegido el transformador por fusibles en el lado de generación y por reconectador en el lado de carga. Se debe considerar la relación de transformación del transformador porque afecta a las curvas del fusible desplazándolas hacia la derecha en magnitud de corriente, mas no de tiempo.
- ◆ La curva de tiempo mínimo de fusión del fusible se sobrecarga de un 200 a un 300% debido a la relación de transformación del transformador, quedando por encima de la curva lenta del reconectador.

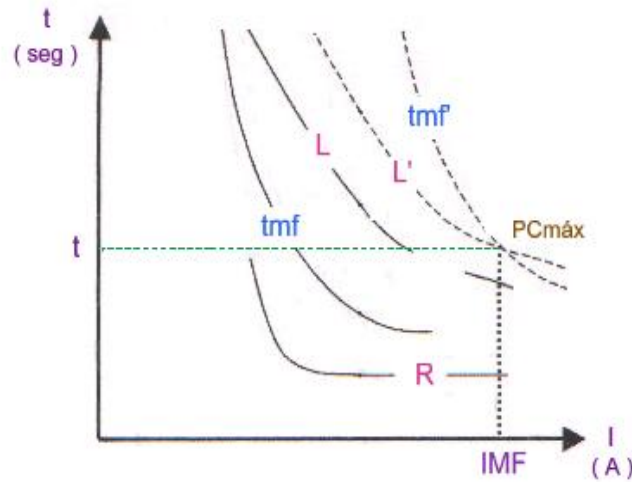


Figura 6.3.- Coordinación Fusible - Reconectador (lado de generación)

- ♦ Si la protección no fuera al transformador y los elementos estuvieran relacionados como elemento protector y elemento de respaldo, las curvas del fusible no deberían ser afectadas por ningún factor; pero sí deberían encontrarse estas nuevas curvas por encima de la curva de despeje lento del reconectador.

- ♦ Se considera que el punto de coordinación es la intersección entre la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible (afectada por el factor) y la curva de despeje lento del reconectador (

afectada por el factor δ), si se tratase de la protección de un transformador. Es de vital importancia asegurarse que la corriente de falla máxima sea menor que la corriente en el punto de coordinación.

6.4.- COORDINACIÓN RELÉ - FUSIBLE

Partiendo de una subestación, el primer fusible que se encuentre en la línea es el encaminado a coordinar con el relé del interruptor del alimentador. Esta disposición comúnmente se encuentra en sistemas de distribución.

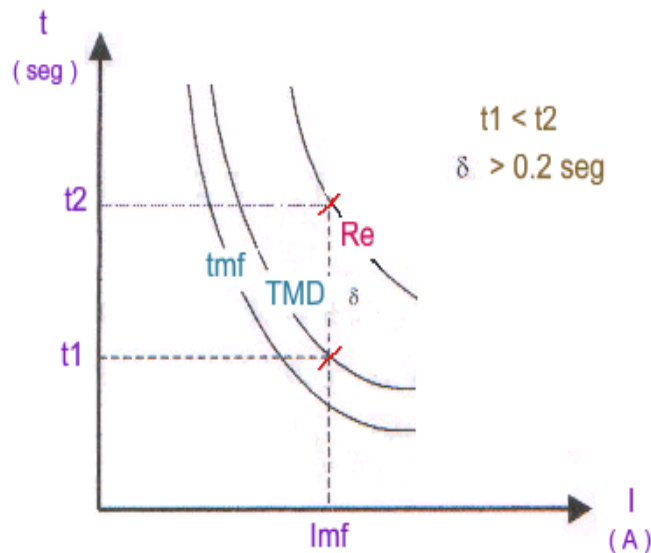


Figura 6.4.- Coordinación Relé - Fusible

Para una adecuada coordinación se deben considerar los siguiente aspectos:

- ◆ Se debe dar importancia a la curva de máximo tiempo de despeje (T_{MD}) del fusible. El tiempo para coordinar que se recomienda es de 0.2 segundos y está en función del accionamiento del relé.
- ◆ Tener en consideración la relación de transformación de los transformadores de corriente (T_C) para poder determinar la corriente que pasa por el devanado secundario al momento de producirse el cortocircuito. La calibración del relé está en función de la corriente de cortocircuito y de la relación de transformación del T_C .
- ◆ Al obtener el valor del tiempo del fusible (en magnitud), se procede a comprobar que el máximo tiempo de despeje del fusible no exceda al tiempo de accionamiento del relé.

- ◆ La curva del relé (Re) debe cubrir holgadamente las condiciones de las curvas de tiempo mínimo de fusión (t_{mf}) y máximo de despeje (t_{MD}) de los fusibles para posteriormente determinar el múltiplo del tap e indicar el tiempo de accionamiento del relé.
- ◆ La coordinación del relé 50 (instantáneo) se realiza tomando la relación de transformación del T_C y un tap de dicho relé. El resultado de este análisis debe ser mayor a la corriente de cortocircuito.

6.5.- COORDINACIÓN RECONECTADOR - RECONECTADOR

Se debe tener presente si el reconectador es accionado por método hidráulico o electrónico. Las alternativas de accionamiento pueden ser usando: diferente tamaño de bobina e igual secuencia de operación, igual tamaño de bobina y diferente secuencia de operación y, diferente tamaño de bobina y diferente secuencia de operación.

Los reconectores por accionamiento electrónico tienen la ventaja de poseer un amplio rango de curvas y accesorios especiales, dando una coordinación más precisa.

Para una coordinación entre reconectores es necesario que las curvas del reconnector de respaldo (R_r) estén sobre las curvas del reconnector protector (R_p). En operaciones rápidas, la variación de corriente entre ellos es demasiado pequeña y en rangos de corrientes de hasta 2000 A, no hay diferencia de tiempo en las curvas, provocando operaciones simultáneas tanto en el reconnector protector como en el reconnector de respaldo.

Generalmente en reconectores conectados en serie, donde sus curvas características tienen una separación menor a 0.0333 segundos; siempre estos operan simultáneamente. Cuando la separación está entre 0.0333 y 0.2 segundos, pueden o no pueden estos operar simultáneamente.

Cuando la separación es mayor a 0.2 segundos, estos no operan simultáneamente.

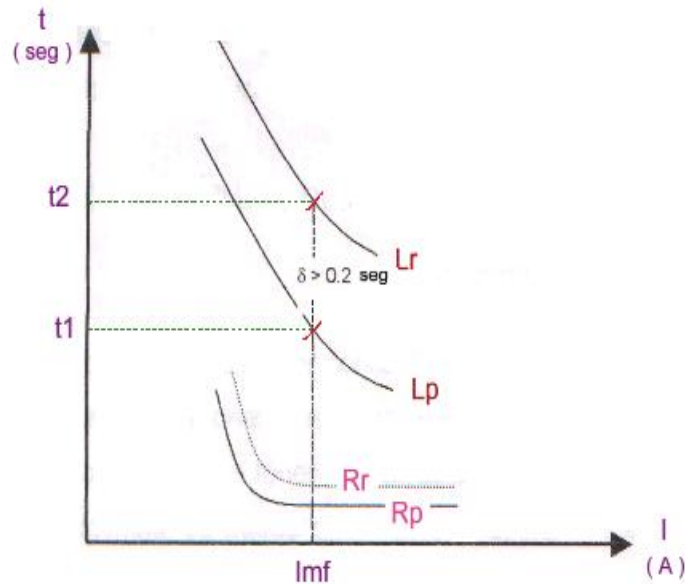


Figura 6.5.- Coordinación Reanclador - Reanclador

a.- Accionamiento con Diferente Tamaño de Bobina e Igual Secuencia de Operación

- ◆ El inconveniente en la característica rápida de los reancladores es que con corrientes mayores a 1000 A, las curvas coinciden una con otra por tener distancias muy pequeñas.

- ◆ En la característica lenta de los reconectadores la falla la despejará el reconectador protector, pero siempre que la diferencia de tiempo de operación en el momento de falla sea mayor a 0.2 ó 0.3 segundos. Si el tiempo fuese menor hubiera la posibilidad de un accionamiento simultáneo entre el reconectador protector y reconectador de respaldo. Si la falla fuese temporal, no habría problema; pero si fuese permanente, quedaría sin servicio toda la zona con carga al reconectador de respaldo.

b.- Accionamiento con Igual Tamaño de Bobina y Diferente Secuencia de Operación

- ◆ Es más confiable que el anterior porque se obtiene variaciones con respecto a la secuencia de operación. Se puede excluir una característica de operación, sea la rápida o la lenta para así evitar operaciones simultáneas en condiciones de falla.

- ♦ Con éste método es aconsejable seleccionar todas las operaciones lentas de los reconectores, tanto para el protector como para el de respaldo; obteniendo un mayor rango de coordinación y disminuyendo la posibilidad de operación simultánea en condiciones de falla transitoria o permanente.

c.- Accionamiento con Diferente Tamaño de Bobina y Diferente Secuencia de Operación

- ♦ Es el más adecuado y recomendado mientras sea factible de instalar en el circuito a proteger. Es una combinación de las posibilidades anteriores, y según el número de operaciones los más utilizados son:

1.- Reconector protector (2 rápidas, 1 lenta) y reconector de respaldo (2 rápidas, 2 lentas).

2.- Reconectador protector (2 rápidas, 2 lentas) y reconectador de respaldo (1 rápida, 3 lentas).

3.- Reconectador protector (2 rápidas, 2 lentas) y reconectador de respaldo (4 lentas).

6.6.- COORDINACIÓN RELÉ - RELÉ

Para coordinar con este elemento se debe tener presente el tap de corriente (pick - up), tiempo de reposición (lever), tiempo de paso (overshoot) y el ajuste óptimo; adecuando el elemento al sistema y no el sistema al elemento.

Los relés se pueden dividir en relés de protección de falla a fase y relés de protección de falla a tierra. Estos deben cumplir con las siguientes características:

- ◆ Tienen que detectar fallas desde donde comienza hasta donde termina el circuito del elemento protegido, o a su vez; desde el

comienzo del circuito del elemento protegido hasta el comienzo del otro elemento protector del circuito siguiente.

- ◆ El tap debe elegirse de manera que el pick-up sea mayor que la máxima corriente de carga. El valor del tap se calcula asumiendo un factor de seguridad de sobrecarga del 150 al 180% en la siguiente ecuación:

$$\text{Tap} = \frac{(1.65) * I_{\text{máx carga}}}{N} \quad (6.4)$$

Donde:

$$I_{\text{máx carga}} = \text{Máxima corriente de carga}$$

$$N = \text{Relación de transformación de los TC}$$

- ◆ El tiempo de reposición (lever) es el mínimo tiempo que necesita el relé para estar presto a la próxima señal de operación y sin ningún tipo de inconveniente.
- ◆ El tiempo de paso (overshoot) debe estipular el tiempo necesario adecuado para que opere un elemento relé del otro, evitando una ejecución simultánea entre elemento protegido y elemento protector.

$$t_1 = t_2 + 0.2 \text{ segundos} \quad (6.5)$$

Donde:

t_1 = Tiempo de operación del relé protegido

t_2 = Tiempo de operación del relé protector para una máxima corriente de falla

- ◆ En los relés de protección de falla a tierra no se considera el nivel del tap, sino las

condiciones de secuencia cero por ser una protección a nivel monofásico.

- ◆ En los relés instantáneos de sobrecorriente, para que no existan discordias de coordinación, se debe prefijar un valor de seguridad en la unidad instantánea del relé y el valor tiene que ser superior a la máxima corriente de falla.

6.7.- COORDINACIÓN RELÉ - RECONECTADOR

Para que prevalezca la coordinación entre un reconectador como elemento protector y un relé como elemento de respaldo, es necesario que los valores de corriente de falla en la zona del reconectador estén por debajo de la corriente de falla de la zona del relé.

Además es necesario verificar que las curvas del reconectador estén por debajo de las curvas del relé, ya que el relé tiende a integrar las operaciones

del reconectador y puede suceder que opere antes; teniendo en cuenta el tiempo de operación del relé (t_{op}), tiempo de reposición del relé (t_{rp}) y la secuencia de operación del reconectador.

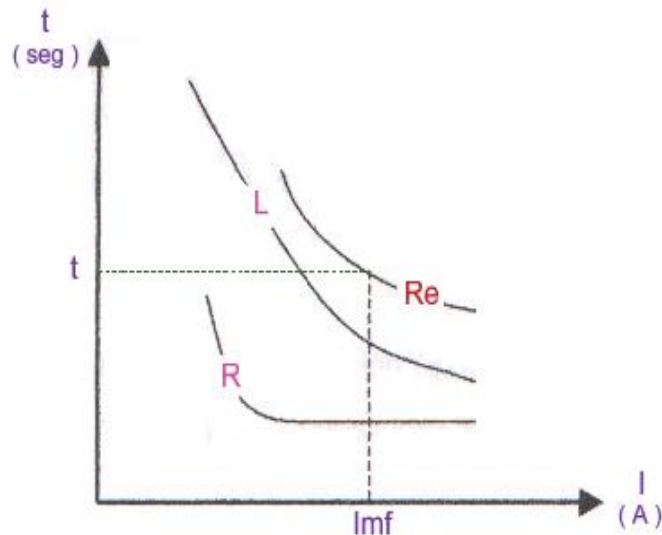


Figura 6.6.- Coordinación Relé - Reconectador

Cuando se produce una falla, el reconectador y el relé entran a funcionar. Durante el primer tiempo de apertura rápida del reconectador (t_{ap}), el relé avanza una longitud de t_{ap} / t_{op} . Al tener el primer tiempo de cierre rápido el reconectador (t_{cr}), el relé regresa a la posición inicial t_{cr} / t_{rp} . Continúa periódicamente en el tiempo hasta que opera el reconectador en cierre como se indica en el siguiente esquema:

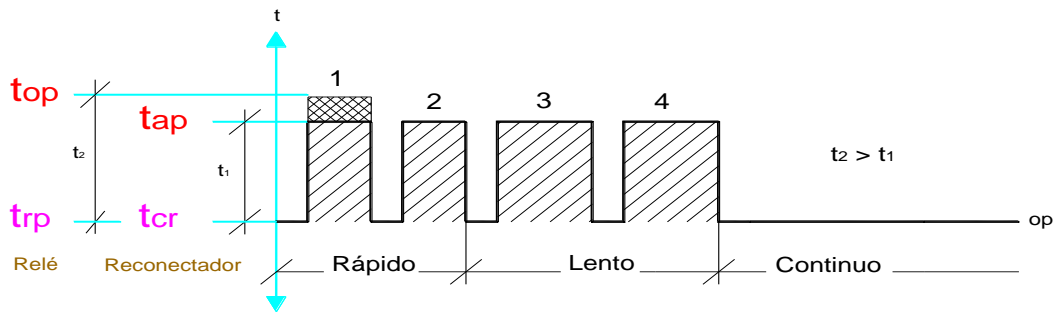


Figura 6.7.- Ciclos de Operación entre un Reconectador y un Relé

Si comparamos la coordinación de estos elementos con una suma algebraica relacionando los tiempos de apertura y cierre, rápido y lento del reconectador respectivamente con los tiempos de reposición y operación del relé, estos deben ser menores al 100%; es decir, que el reconectador opera primero en vista que el relé no ha cumplido toda su carrera de operación y no puede ordenar el disparo al disyuntor en este caso.

$$\begin{array}{ccccccc}
 t_{ap1} & t_{cr1} & t_{ap2} & t_{cr2} & t_{ap3} & t_{cr3} & t_{ap4} \\
 \hline
 + & + & + & + & + & + & -
 \end{array}
 \quad < 100 \% \quad (6.6)$$

t_{op} t_{rp} t_{op} t_{rp} t_{op} t_{rp} t_{op}

VII.- RESOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO TENA

7.1.- INTRODUCCIÓN

La provincia de Napo adolece del servicio de energía eléctrica desde hace algún tiempo atrás. Continuos apagones con tiempos indefinidos e indeterminados. Mucho de esto se debe a la ineficiente administración del ex-Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) y a la negligencia de la Empresa Eléctrica Ambato S. A. (EEASA) que paralelamente con la falta de recursos técnicos y económicos y de un control gubernamental a tiempo, descuidaron el sistema eléctrico por completo.

El Sistema Eléctrico Tena (SET) actualmente es una empresa independiente. Su administración es periódica y rotativa entre las Municipalidades de Tena y Archidona. Está comandada por el Presidente de Administración en función, quien es el encargado de suplir de manera prominente las necesidades que solicita a diario la empresa para que el sistema no colapse.

Próximamente se creará y consolidará en Empresa Eléctrica Napo (EEN), siendo la Prefectura y las Municipalidades de Tena y Archidona los únicos accionistas. Estas mantienen continuos diálogos con los personeros del Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), donde se pone de manifiesto la solvencia, ventajas y garantías que se obtiene si se erige en empresa jurídica.

7.2.- DIAGRAMA UNIFILAR

De la central generadora Agoyán (156 MW), ubicada en Baños, provincia de Tungurahua; se transporta el fluido eléctrico por una línea de transmisión a 138 KV hasta la subestación Totoras, ubicada en Ambato,

también de la provincia de Tungurahua. Allí se enlaza al Sistema Nacional de Interconectado a 230 KV.

De la subestación Totoras parte una línea de subtransmisión a 69 KV hasta la subestación en Pelileo, provincia de Tungurahua, donde la línea de subtransmisión se reemplaza por una línea de transmisión a 138 KV pero que opera a 69 KV; hasta posteriormente llegar a la subestación de la Empresa Eléctrica Ambato S. A. Regional Centro Norte (EEASA-RCN) en Puyo, provincia de Pastaza; para finalmente transportar el fluido eléctrico hasta la subestación del Sistema Eléctrico Tena (SET) en Tena, provincia de Napo.

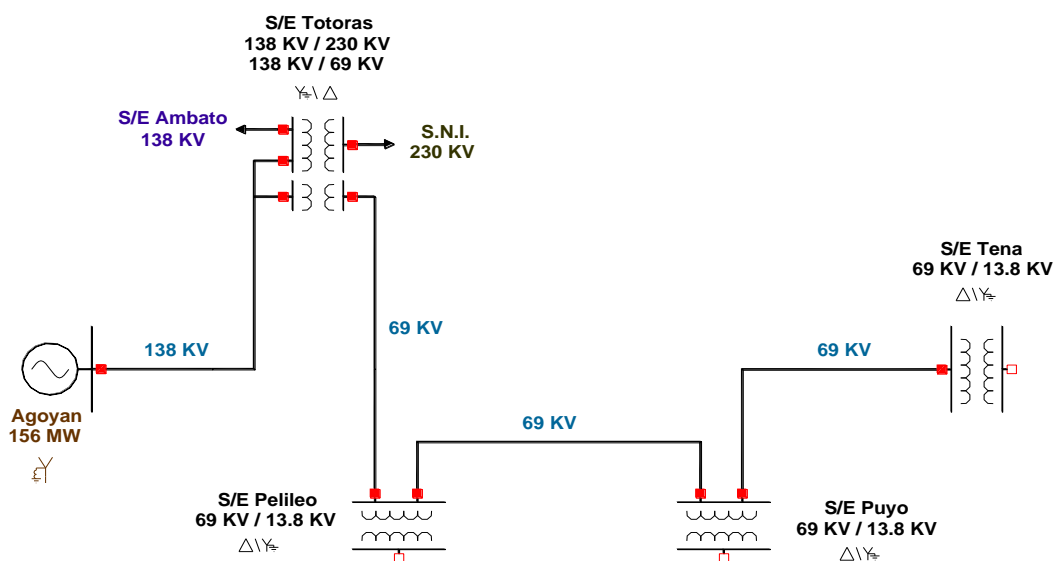


Figura 7.1.- Sistema de Potencia

La subestación de la ciudad de Tena (69 KV / 13.8 KV), consta de tres alimentadores primarios los cuales cubren diferentes sectores y zonas de la provincia. El primer alimentador se ramifica por toda la ciudad de Tena y llega hasta las comunidades de Muyuna, Atacapi, Pano, Talag, entre otras. El segundo Alimentador cubre parte de la ciudad de Tena y se dirige hacia el cantón Archidona, cubriendo ésta ciudad y las comunidades de San Pablo, Porotoyacu, Cotundo, entre otras y se extiende hasta la comunidad Santa Elena (Km 36 vía a Quito). El tercer alimentador se dirige hacia la parroquia Puerto Napo, allí se ramifica y cubre las comunidades de Misahuallí, Ahuano, Piculín, Sindy, entre otras y se extiende vía a Puyo (Km. 16) a las

comunidades de Santa Rosa y Nueva Esperanza hasta limitar con el cantón Carlos Julio Arosemena Tola.

El sistema de distribución de los alimentadores primarios es radial. Tienen conectados indistintamente transformadores trifásicos (en mediana proporción), bifásicos (en poca proporción) y monofásicos (en mayor proporción). Las protecciones utilizadas son fusibles y pararrayos. La carga instalada básicamente es resistiva-inductiva debido a la presencia de aserraderos, talleres mecánicos, lavadoras, talleres industriales, entre los de mayor importancia.

La representación esquemática de cada alimentador primario se encuentra en el anexo B.

7.3.- ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

Los sistemas de distribución cumplen la función de distribuir la energía eléctrica hacia todos los puntos de carga, pero siempre controlando que el nivel de tensión y la regularidad de la misma sea la adecuada y la óptima para el sistema en sí, como también para el usuario (último consumidor).

En los alimentadores primarios radiales, donde la carga es exclusivamente de clase residencial, es inadecuado realizar el análisis de flujo de carga ; porque:

- ◆ Tienen una sola fuente de alimentación (subestación).
- ◆ El flujo de potencia va en un solo sentido y no cierra circuito en ningún punto.
- ◆ La generación o aportación de potencia reactiva no se analiza en los sistemas de distribución, sino en los sistemas de potencia; donde las

barras de un sinnúmero de circuitos y dependiendo de la carga horaria indican si están aportando potencia reactiva o consumiendo potencia activa y reactiva.

- ◆ La carga de los alimentadores primarios en los sistemas de distribución de zonas residenciales consumen reactivos, por lo tanto el análisis va enfocado a determinar pérdidas de tensión en el cable por efecto Joule. Estas pérdidas están en función directa a la distancia, calibre y material del conductor.

Para analizar la caída y regulación de tensión en los alimentadores primarios del Sistema Eléctrico Tena se utilizó una hoja electrónica basada en Excel. Se emplearon varias especificaciones técnicas, las cuales se detallan a continuación:

1. Los alimentadores primarios poseen indistintamente transformadores monofásicos y trifásicos sin haber una diferencia marcada entre red monofásica y trifásica. Por tal motivo se modelo al sistema como red monofásica, analizando la regulación de voltaje en cada línea.

Voltaje primario	:	7620 / 13200 V
Voltaje secundario	:	110 / 220 V
Factor de potencia	:	0.89
Frecuencia	:	60 Hz
Calibre del conductor	:	2 AWG en ACSR
Estructuras tipo	:	UP / CP

2. Los transformadores monofásicos tienen potencias de 5, 10, 15, 25, 37.5, 50 y 75 KVA. Los transformadores trifásicos tienen potencias de 30, 50, 75, 100, 150 y 200 KVA. Para el cálculo de la carga por tramo se utilizó sólo el 60% de la capacidad máxima nominal del transformador, debido al factor de utilidad por la demanda de carga instalada de ese sector.

3. Según normas de la Empresa Eléctrica Quito S. A. (EEQSA); la caída máxima de tensión admisible en red primaria de alta tensión en el punto más lejano de la fuente de alimentación, conjuntamente con la demanda de diseño establecida y expresado en porcentaje el valor de tensión nominal fase-tierra, el sistema no deberá superar los siguientes límites:

Clase de Usuario	Caída Admisible (%)
A	2.0
B	3.5
C	3.5
D	3.5
E	6.0

Para el análisis se tomó el usuario clase E con caída admisible del 6%, por las condiciones socioeconómicas del sector y por ser un sistema que brinda su mayor servicio a la zona rural.

4. Para obtener las condiciones de carga por tramo (KVA/Km) del conductor de acuerdo al calibre y al número de fases, se establecieron los siguientes parámetros basados en las normas de la Empresa Eléctrica Ambato S. A.

Cómputo de la Caída de Tensión en Redes Primarias				
KVA / Km para el 1% de Caída de Tensión				
Voltaje primario	=	7.9 / 13.8 KV		
Temperatura del conductor	=	50 8C		
Capacidad de conducción	=	75 %		
Factor de potencia de la carga	=	95 %		
Conductor	=	ACSR		
Tamaño Conductor (AWG)		KVA / Km para el 1% de Caída de Tensión		
Fase	Neutro	3 Fases	2 Fases	1 Fase
2	2	1703	916	458

1/0	2	2469	1261	630
2/0	1/0	2929	1464	732
3/0	2/0	3457	1695	847
4/0	3/0	3999	1928	964

La esquematización de la topología de la red, los datos técnicos obtenidos en campo y el cálculo de regulación de voltaje de los alimentadores primarios se encuentran en el anexo C.

7.4.- OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En el análisis de regulación de voltaje la máxima caída de tensión se sobrepasa del límite de caída de tensión permisible en algunos tramos. Por tal motivo se deben realizar ajustes en el calibre del conductor en los tramos de riesgo, considerando aumentar el calibre del conductor de menor a mayor, desde la fuente de alimentación (subestación) hacia el sitio más lejano de carga y de manera consecuente, hasta lograr el punto de estabilización en la regulación de tensión.

El siguiente cuadro indica en resumen y asevera que cambiando el calibre del conductor se puede estabilizar la máxima caída de tensión permisible en la línea y en el sistema, sin olvidar que el calibre del conductor en todo el sistema es el No. 2 AWG.

Hoja		Alimentador		Calibre del Conductor		Longitud de Tramo (Km)		Máxima Caída de Voltaje (%)	
Actual	Antes	No.	Línea	Actual	Fases	Parcial	Total	Actual	Antes
1 de 1	3 de 9	1	A	2	1	12.39	17.49	3.50	7.36
				2	3	5.10			
1 de 10	2 de 12	2	A	2	1	6.60	16.47	5.08	14.01
				2	3	9.87			
2 de 10	3 de 12	2	A	2	1	0.30	15.40	4.17	15.46
				2	3	15.10			
3 de 10	4 de 12	2	A	4/0	1	33.16	51.62	6.04	25.23

				3/0	3	18.46			
4 de 10	5 de 12	2	B	2	3	15.09	15.09	3.44	12.80
Hoja		Alimentador		Calibre del Conductor		Longitud de Tramo (Km)		Máxima Caída de Voltaje (%)	
Actual	Antes	No.	Línea	Actual	Fases	Parcial	Total	Actual	Antes
5 de 10	6 de 12	2	B	2	1	9.01	23.20	4.27	13.59
				2	3	14.19			
6 de 10	7 de 12	2	B	2	1	4.80	19.38	3.49	12.43
				2	3	14.58			
7 de 10	8 de 12	2	B	2	1	3.00	19.04	3.35	12.34
				2	3	16.04			
8 de 10	10de12	2	C	2	3	14.99	14.99	4.08	15.16
				---	---	---			
9 de 10	11de12	2	C	2	1	4.49	17.93	4.27	15.20
				2	3	13.44			
10de10	12de12	2	C	2	1	10.44	28.03	5.12	16.74
				2	3	17.59			
1 de 3	1 de 5	3	A	2	1	9.47	14.71	2.93	6.69
				2	3	5.24			
1 de 3	1 de 5	3	A	2	1	0.65	23.62	2.47	9.01
				2	3	22.97			
2 de 3	2 de 5	3	A	2	1	18.18	23.42	4.02	7.79
				2	3	5.24			
3 de 3	4 de 5	3	B	4/0	1	18.21	42.32	5.87	23.08
				2/0	3	24.11			

Como se observa, en algunos tramos de la red se debe cambiar el calibre del conductor a 4/0, 3/0 y 2/0 respectivamente. En los sistemas de distribución y exactamente para alimentadores primarios estos calibres resultan extremadamente grandes en comparación a la potencia que se va a manejar. Entonces se recomienda colocar banco de capacitores o reguladores de voltaje (previo al estudio correspondiente) en ciertos lugares de la red. Así se ganaría una mejor regulación de voltaje, sin tener el inconveniente de

desmantelar el cableado anterior y tal vez a una inversión de tiempo y dinero menor.

Una segunda alternativa es formar un sistema en anillo entre zonas cercanas a la fuente de alimentación y de densa población o de población significativa, donde se justifique la inversión y demanda del proyecto. Con este sistema se obtendría un servicio continuo, estable y de mucha más capacidad en lo que se refiere a fluctuaciones de carga.

Una última alternativa pero muy significativa en cuanto se refiere a lo económico es montar una subestación en un sitio puntual donde representativamente se obtendrían ganancias y mejoras de carácter técnico en el sistema. Es una de las alternativas más radicales pero muy elemental y de escasa probabilidad.

En el anexo C se encuentran los tramos de riesgo con la regulación de voltaje ya optimizados, es decir; con el límite de tensión permisible respectivo.

7.5.- CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito se dedujeron con el método del MVA, el cual está descrito como es el procedimiento para el cálculo en el capítulo IV, literal 4.2.

Para realizar el cálculo de las corrientes de cortocircuito en los alimentadores primarios del Sistema Eléctrico Tena, se emplearon varias especificaciones y cálculos de carácter técnico, los cuales se detallan a continuación:

1. Los alimentadores primarios poseen un solo calibre de conductor en toda la red. Por tal motivo para calcular la potencia de cortocircuito (S_{cc}) en los tramos de línea se emplearon algunas características propias del conductor, como también estructuras de los postes. Se escogió el

alimentador primario 1 como modelo y se siguió el siguiente procedimiento:

- ◆ Cálculo de la resistencia del conductor.

Calibre del conductor : 2 AWG en ACSR

Características del conductor : Diámetro exterior - 8.01mm,
resistencia CC a 20°C - 0.8507

Ω/Km.

- ◆ Cálculo de la reactancia del conductor.

Estructura tipo : UP, poste de hormigón de 11 m

Ecuaciones utilizadas :

$$X_L = 4 * \pi * 10^{-7} * f * \ln (D_m / D_s) \quad [\Omega/m] \quad (7.1)$$

$$X_L = 2.022 * 10^{-3} * f * \ln (D_m / D_s) \quad [\Omega/milla] \quad (7.2)$$

Donde:

X_L = Reactancia inductiva del conductor por fase

f = Frecuencia del sistema

D_m = Distancia media geométrica entre conductores

D_s = Radio medio geométrico entre conductores

Cuando la red es monofásica, la teoría electromagnética indica que la tierra se comporta como un conductor, en el cual se inducen cargas eléctricas de signo opuesto a la carga que tiene la línea. Entonces el sistema se modela como un conjunto de cargas de signo contrario ubicados a una distancia igual a la distancia del conductor con respecto a tierra (método de imágenes).

- ◆ Cálculo de la potencia de cortocircuito del conductor.

Voltaje primario : 7.621 KV

Ecuación utilizada : Se empleó la ecuación 4.5

El cálculo de las potencias de cortocircuito de los tramos de línea del alimentador primario 1 se encuentran en el anexo C.

2. La potencia de cortocircuito de los transformadores monofásicos de distribución se calculó con la impedancia de cortocircuito de los mismos. Estas impedancias en p.u. para las distintas potencias nominales de los transformadores se obtuvieron de la empresa EQUATRAN.

Ecuación utilizada : Se empleó la ecuación 4.6

Potencia Nominal S (KVA)	Impedancia Z _{pu} (%)	Potencia de Cortocircuito S _{cc} (MVA)
5.0	1.99	0.251
10.0	1.81	0.552
15.0	1.71	0.877
25.0	1.58	1.582
37.5	1.47	2.551
50.0	1.40	3.571
75.0	1.30	5.769

La potencia de los transformadores de distribución a continuación detallados no son normalizadas en su construcción, pero son el resultado de dividir para 3 la potencia de los transformadores trifásicos de distribución (por requerimiento del estudio). Hay que señalar que la subestación posee un transformador trifásico de potencia de 6250 KVA, impedancia del 5% y una potencia de cortocircuito de 125 MVA.

Transformador 3 φ	Transformador 1 φ	Impedancia	Potencia de CC
-------------------	-------------------	------------	----------------

S (KVA)	S (KVA)	Z _{pu} (%)	S _{cc} (MVA)
50.0	16.6	1.68	0.988
100.0	33.3	1.50	2.220
200.0	66.6	1.33	5.007

3. Obtenidas las potencias de cortocircuito de los distintos elementos que componen el alimentador primario 1, se procede a dibujar los bloques de potencias. Encontradas las potencias de cortocircuito equivalentes de la línea, se calculan las corrientes de cortocircuito en diferentes puntos o nodos del alimentador. Estas fallas en la línea son escogidas al azar, pero con un criterio técnico.

Ecuación utilizada :

$$I_{cc} = \left(\frac{S_{cc}}{V} \right) \quad (7.3)$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de cortocircuito (KA)

S_{cc} = Potencia de cortocircuito equivalente (MVA)

V = Tensión en el nodo de falla (KV)

El cálculo de las corrientes de cortocircuito en los diferentes puntos o nodos de falla del alimentador primario 1 se encuentran en el anexo C;

mientras que los diagramas de bloques de potencias de cortocircuito del alimentador primario 1 se encuentran en el anexo B.

7.6.- EQUIPO A PROTEGER

Los dispositivos de seccionamiento, protección contra sobrecorrientes y protección contra sobrevoltajes en redes aéreas de distribución primarias por lo general son: reconectadores, seccionalizadores, seccionadores y pararrayos.

Estos dispositivos se instalan con el propósito de dar una adecuada protección a los equipos principales del sistema de distribución (subestaciones, transformadores, conductores, último consumidor - máquinas rotatorias, artefactos electrodomésticos, entre otros - etc.) y para disponer de elementos que permitan una adecuada operación, mantenimiento e interrupción. También tienen el propósito de permitir ampliaciones y modificaciones futuras en la red, interrumpiendo razonablemente la energía eléctrica en el tramo requerido.

La red de distribución primaria del Sistema Eléctrico Tena, tiene instalado seccionadores portafusibles y pararrayos como dispositivos de protección para sus equipos. Actualmente la mayoría de los tirafusibles operan de forma errónea y su problema está en que no son escogidos con carácter técnico o por una pésima coordinación.

Para no tener apagones de tiempo indefinido a causa de fallas temporales, es recomendable instalar reconectadores en sitios puntuales de la red del sistema de distribución. Es cierto que el costo inicial de este equipo es bastante considerable en comparación a los tirafusibles, pero la inversión se ve

retribuida en tiempo y trabajo al no tener que recurrir al área de la falla a recambiar el elemento tirafusible que ha operado.

7.7.- COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En una red de distribución primaria radial, a partir del punto de alimentación y con el propósito de disponer de elementos de seccionamiento y protección escalonados que permitan preservar los tramos de línea, deberán preverse juegos de seccionadores portafusibles, localizados en función de la configuración de la red y de acuerdo a los siguientes principios:

- ◆ En el ramal principal (troncal), localizados en puntos intermedios que permitan el seccionamiento y protección de bloques de potencia comprendidos entre 300 y 400 KVA, o en conjuntos de cinco o seis transformadores de distribución.
- ◆ En todas las derivaciones del ramal principal que alimenten dos o más transformadores de distribución.
- ◆ En todas las derivaciones de líneas aéreas a líneas subterráneas donde se utiliza cable aislado.

Para realizar la coordinación de protecciones en los alimentadores primarios del Sistema Eléctrico Tena, se emplearon varias especificaciones y cálculos de carácter técnico, los cuales se detallan a continuación:

1. La subestación actualmente posee las protecciones de relé de sobreintensidad (50/51 - 50/51 N) y reconectador (79) como protección contra fallas o desperfectos que ocurran en los alimentadores primarios. Adicionalmente tiene un transformador de corriente (TC) el cual acondiciona la señal para los relés. Para el estudio se escogió como ejemplo el alimentador primario 1, línea A.

◆ Características técnicas del relé 50/51.

Model	:	IAC - 54B - 102A	type IAC
Very inverse time	:	1.5 / 6	Amp 60 cycles
Instantaneous unit	:	10 / 40	Amp
No.	:	161367 - General Electric	

◆ Características técnicas del relé 50/51 N.

Model	:	IAC - 54B - 13A	type IAC
Very inverse time	:	0.5 / 2	Amp 60 cycles
Instantaneous unit	:	4 / 16	Amp
No.	:	161404 - General Electric	

◆ Características técnicas del reconectador.

Model	:	NSR - 21H - 1A	type NSR
Volts	:	24 / 48 / 125	
Reset time	:	3 / 20	seg
Reclosing time	:	0.05 / 3	seg
No.	:	161490 - General Electric	

◆ Características técnicas del transformador de corriente.

Fabricante	:	Carteche	100 / 5X1 - X2 C100
Tipo	:	CXH - 72N	880491 / 1
I _{pn}	:	multi-RATIO	: 600 A
I _{sn}	:	5 A	
Born	:	X1 ... X5	
CL	:	C100	

Ext %	:	120
KV	:	72.5 / 140 / 350
I _{ter}	:	12.5 KA 2seg
I _{din}	:	31.25 KA 60 Hz

2. El transformador de la subestación da la pauta para establecer el límite de hasta donde puede llegar la coordinación de los elementos de protección que se encuentran en los alimentadores. A continuación se detallan las características técnicas:

◆ Características técnicas del transformador trifásico de potencia.

Fabricante	:	CENEMESA, año 1989, normas IEC-76
Potencia nominal	:	6250 KVA
Voltaje primario	:	69000 6 2 * 2.5% V
Voltaje secundario	:	13800 V
Intensidad nominal	:	52.3 / 261.5 A
Frecuencia	:	60 Hz
Nivel de aislamiento	:	325 / 95 KV
Tensión de CC	:	7.73%
Impedancia de CC	:	5%
Grupo de conexión	:	DYn ₁
Peso total	:	15300 Kg

3. Para coordinar se siguió el procedimiento ya detallado en el capítulo VI. Las curvas características de los fusibles tipo H, K, T; relé 50/51 y reconectador se encuentran en el anexo D; mientras que la coordinación recomendada fusible-fusible, fusible-reconectador y fusible-relé del alimentador primario 1, línea A también se encuentran en el anexo D.
4. Los tipos de tirafusibles empleados para la coordinación de protecciones del alimentador primario 1, línea A se los detalla en el siguiente cuadro. Es necesario indicar que estos tirafusibles son escogidos con el criterio de corriente nominal y de acuerdo al lugar y tramo a proteger.

Tramo	Falla	In (A)	Icc (KA)	Fusible
T00 – A01	F00	---	6.495	---
S01 – T01	F01	3	0.226	3 K
S02 – A03	F02	98	3.756	100 T
S03 – A04	F03	31	3.280	30 T
S04 – T06	F04	27	2.529	25 T
S05 – T09	F05	3	0.258	3 K
S05 – A12	F05	63	3.309	65 T
S06 – A13	F06	5	0.509	6 K
S07 – A15	F07	55	2.664	50 T
S08 – A16	F08	4	0.450	6 K
S08 – A18	F08	47	2.571	50 T
S09 – A20	F09	45	2.274	50 K
S10 – T21	F10	42	2.239	40 T
S11 – T22	F11	10	1.106	10 K
S11 – T27	F11	29	2.190	30 T
A28 – A29	F12	27	1.943	25 T
A32 – As33	F13	18	1.556	20 K
A54 – A55	F14	2	0.826	2 K

5. Las justificaciones detalladas a continuación corresponden a detalles de carácter técnico y son exclusivamente de este estudio. Las curvas características de los distintos elementos de protección fueron escogidas de acuerdo a los siguientes criterios técnicos:

- ◆ Las curvas de los tirafusibles del troncal y de los ramales se escogieron en base a su corriente nominal y corriente de cortocircuito, constatando que el TMD del elemento protector sobre el tmf del elemento protegido no exceda el 75%. Debido a la configuración y

topología de la red, en los tramos de coordinación del troncal detallados en el anexo D, los tirafusibles solo se escogieron en base a su corriente nominal, tratando de que el TMD del elemento protector no exceda el tmf del elemento protegido. Este criterio se tomo porque las corrientes de cortocircuito en este tramo oscilan entre los 3000 y 4000 A y los tirafusibles se encuentran conectados en serie. Además las potencias nominales en estos nodos son similares y los puntos de seccionamiento han sido colocados de acuerdo a las normas técnicas de la EEQ. Del troncal a un ramal el tiempo de 75% no es acogido como normativa debido a sus diferencias en potencias, además los elementos tirafusibles se encuentran en paralelo.

- ◆ Las curvas de daño térmico y mecánico del transformador de la subestación se calcularon de la siguiente manera:

I_{n_s} : 261.5 A

Z : 5%

Categoría : III (correspondiente a potencias entre 5000 y 30000 KVA)

Curva de daño térmico

$$P1 = 25 * 0.58 * I_{n_s} = 3791.75 \text{ A a } 2 \text{ seg}$$

$$P2 = 5 * 0.58 * I_{n_s} = 758.35 \text{ A a } 50 \text{ seg}$$

La categoría III indica que debe multiplicarse por una constante de 25 en 2 seg a I_{n_s} para encontrar $P1$ y por 5 en 50 seg a I_{n_s} para encontrar $P2$. (normas ANSI / IEEE). También indica que I_{n_s} debe multiplicarse

por el 58% debido a su conexión Delta / Estrella aterrado.

Curva de daño mecánico

$$P1 = I_{ns} / Z = 5230 \text{ A a } 2 \text{ seg}$$

$$P2 = 0.5 * (I_{ns} / Z) = 2615 \text{ A a } 8 \text{ seg}$$

La categoría III indica que debe multiplicarse por una constante de 1 en 2 seg a I_{ns} para encontrar $P1'$ y por 0.5 en 8 seg a I_{ns} para encontrar $P2'$. (normas ANSI / IEEE).

- ◆ En el reconectador se utilizaron curvas de características rápidas y lentas que se encuentran en el anexo D. La curva rápida del reconectador se multiplico por un factor de 1.3 a 2 seg en 60 A para cumplir con la normativa de coordinación del capítulo VI (coordinación fusible-reconectador, lado de carga). La operación del reconectador es 1 rápida y una lenta, con un tiempo de apertura de 5 seg. La condición es que si existe falla, el reconectador abre el circuito en su tiempo rápido sin que actué el tirafusible; cierra en 5 seg y si la falla persiste, actué el tirafusible y como elemento de respaldo el tiempo lento del reconectador. Se debe considerar el límite térmico del conductor para comprobar si la falla no afecta en la condición. La capacidad de conducción del cable 2 AWG es de 184 A con un límite térmico de 1878 A en 2 seg (manual ABB). Entonces comprobamos que la condición es aceptable para el lapso de falla de 2 seg. Además

se debe afirmar que el reconectador es trifásico y no monofásico, como se consideró al empezar el estudio.

- ◆ Los relés de sobreintensidad 50/51-A y 50/51-N están calibrados según el manual de la subestación del SET, siguiendo este procedimiento:

Curva del relé 50/51-A

Rango en unidad temporizada	:	1.5 - 6
Rango en unidad instantánea	:	10 – 40
I_{ns}	:	173 A
Icc	:	19485 A
TC	:	600 / 5

$$\text{Tiempo inverso} = 173 \text{ A} / (600 / 5) = 1.44 \text{ A}$$

$$\text{Tiempo instantáneo} = 19485 \text{ A} / (600 / 5) = 162.37 \text{ A}$$

En la toma de tiempo inverso, para poder coordinar con otros relés o fusibles se elige la toma inmediata superior, en este caso 1.5 a 6. Para la curva de operación que se ajusta mediante el índice de tiempos, se elige la curva más baja que permita una correcta coordinación con relés o fusibles situados en el escalón inmediato inferior, en este caso curva 1.

Puesto que el relé tiene un rango de ajuste de 10 a 40, cualquier valor de ajuste por debajo de 162.37 A proporcionará un disparo instantáneo en caso de cortocircuito. En el recuadro de operación del elemento instantáneo los números del 1 al 9 representan múltiplos de la toma de ajuste, en este caso 1 vale 30, 2 vale 60, etc.

Curva del relé 50/51-N

Rango en unidad temporizada	:	1.5 - 2
Rango en unidad instantánea	:	4 - 16
I_n	:	100 A
I_{cc}	:	6495 A
TC	:	600 / 5

$$\text{Tiempo inverso} = 100 \text{ A} / (600 / 5) = 0.83 \text{ A}$$

$$\text{Tiempo instantáneo} = 6495 \text{ A} / (600 / 5) = 54.12 \text{ A}$$

En la toma de tiempo inverso, para poder coordinar con otros relés o fusibles se elige la toma inmediata superior, en este caso 1.5 a 2. Para la

curva de operación que se ajusta mediante el índice de tiempos, se elige la curva más baja que permita una correcta coordinación con relés o fusibles situados en el escalón inmediato inferior, en este caso curva 1/2.

Puesto que el relé tiene un rango de ajuste de 4 a 16, cualquier valor de ajuste por debajo de 54.12 A proporcionará un disparo instantáneo en caso de cortocircuito. En el recuadro de operación del elemento instantáneo los números del 1 al 9 representan múltiplos de la toma de ajuste, en este caso 1 vale 30, 2 vale 60, etc.

7.8.- PRESUPUESTO

Este presupuesto va encaminado y enfoca de manera global la lista de materiales de los elementos empleados para llegar a una correcta regulación de voltaje y coordinación de las protecciones eléctricas. Hay que aducir que estos elementos aún no son implementados en los alimentadores primarios del Sistema Eléctrico Tena, pero tienen la garantía de estar correctamente diseñados y si la empresa lo requiere se ejecutarán estos cambios en las instalaciones eléctricas del sistema de distribución, ofreciendo así un servicio más confiable seguro y estable a los usuarios.

Se hizo referencia al costo unitario total de cada elemento y se consiguió el costo global total de todos los elementos empleados para la modificación del sistema de distribución. Estos elementos pueden cambiar con el criterio del técnico.

El presupuesto total aproximado de la lista de materiales, más la mano de obra empleada para el efecto (detallado más adelante); involucra toda la inversión que deberá solventar el Sistema Eléctrico Tena para implementar las mejoras técnicas en sus redes eléctricas.

En caso de implementar estas mejoras, el Sistema Eléctrico Tena deberá asumir de su patrimonio un monto aproximado de 311942.74 USD. Capital sumamente oneroso que no justifica ser desembolsado e invertido, debido al aspecto social, económico y a la demografía que presenta la zona. Pero en cambio tiene la finalidad de mantener el sistema eléctrico mucho más confiable, seguro y estable y de contribuir con el adelanto de un pueblo que prescinde de este servicio continuamente e ininterrumpidamente para poder cumplir con sustento sus labores cotidianas.

No se incluye en este presupuesto la compra de banco de capacitores, reguladores de voltaje, reconectores, lista de material para construir un sistema en anillo o montar una subestación; debido a que el presente estudio contempla la renovación del sistema empleando la misma edificación e involucrando el menor dinero posible. Además el estudio para construir un sistema en anillo o montar una subestación tiene una magnitud y enfoque diferente al realizado.

VIII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1.- CONCLUSIONES

- ◆ Obtener una perspectiva amplia y real de las condiciones actuales del sistema eléctrico de distribución por medio de un diagrama unifilar para poder satisfacer con un servicio más eficaz y eficiente y con el respaldo técnico garantizado a la comunidad en general.

- ◆ Salvaguardar la confianza que depositan los usuarios en el sistema eléctrico, otorgándoles la protección debida a los artefactos eléctricos; con niveles de tensiones adecuados y libres de interrupciones (apagones).

- ◆ Abastecer a más de la mitad de una provincia con una sola subestación y en sistema radial, involucra obtener pérdidas técnicas significativas de energía en el cable.

- ◆ Analizar los flujos de carga en los sistemas de distribución radial, de clase residencial, de servicio rural y a nivel de alimentadores primarios; involucra realizar un estudio de regulación de voltaje por caída de tensión producido en el cable.

- ◆ Llevar una cantidad de potencia por una cierta longitud de cable, induce obtener una caída de voltaje en ese cable. Si la potencia

aumenta para esa misma longitud de cable, la caída de voltaje también aumenta considerablemente.

- ◆ Identificar a las líneas de los sistemas de distribución en altamente resistivas, debido a sus cortas distancias entre puntos de carga. La reasistencia del cable es uno de los limitantes para la corriente de cortocircuito.

- ◆ Determinar que la mayoría de los tirafusibles de los seccionamientos de los alimentadores primarios del SET se encuentra erróneamente seleccionados y coordinados. Esto recalca y afirma las molestias que producen los consecuentes apagones.

- ◆ Coordinar adecuadamente entre los diferentes elementos de protección, para que estos actúen de forma selectiva y de acuerdo a una secuencia preestablecida.

- ◆ Aportar con mi estudio de tesis al SET para que alcance y consiga sus objetivos planteados y propuestos, solucionando la mayor parte de los problemas que día a día fastidian a la comunidad y da más de un dolor de cabeza a su cuerpo técnico.

- ◆ Sobresalir en la tesis realizando un estudio minucioso y de enorme capacidad e índole técnica, dando a conocer la calidad de los profesionales de la ESPE y específicamente de la Facultad de Electromecánica.

8.2.- RECOMENDACIONES

- ◆ Modificar el diagrama unifilar siempre que se realicen cambios en el sistema dibujando el elemento en el sitio correcto y adjudicando los datos técnicos necesarios para posteriores eventualidades.

- ◆ Reestructurar la infraestructura de la red eléctrica con un enfoque técnico y sustentable y de acuerdo a las alternativas de solución indicadas en el estudio en mención.

- ◆ Concientizar a la comunidad para que no cometa fraude en contra de la empresa, alterando las acometidas de los contadores de energía y sobornando al personal técnico, acentuando así el porcentaje de pérdidas no técnicas o negras de energía.

- ◆ Utilizar el equipo o elementos necesarios como banco de capacitores, reguladores de voltaje, nuevas redes o redes alternas de alimentadores primarios, cable de mayor calibre, entre otros; para mantener el nivel de tensión requerido. En el SET se recomienda cambiar de calibre de conductor en ciertos tramos de los alimentadores, o a su vez realizar un estudio para construir un sistema en anillo, montar una subestación, bancos de capacitores o reguladores de voltaje.

- ◆ Monitorear la coordinación de protecciones cada vez que varíen los valores de carga instalada, es decir cuando aumente dicha carga considerablemente.

- ◆ Instalar los correspondientes tirafusibles tipo K y T en los alimentadores primarios del SET de acuerdo a la corriente nominal que pasan por ellos. Estos se encuentran dentro de las normativas y expectativas de suplir las amenazas de apagones en todo el alimentador por su correcta calibración y coordinación.

- ◆ Proteger al equipo y elementos del sistema de distribución contra fallas de sobretensión, sobrecarga y cortocircuitos con seccionadores portafusibles, pararrayos, reconectadores, entre los de mayor importancia. En el SET se deben instalar reconectadores en lugares estratégicos para reinstalar el servicio automáticamente en caso de falla, debido a que la mayoría de ellas son temporales.

- ◆ Verificar si los dispositivos de protección que se encuentran en la subestación son los adecuados. Si hace falta instalar otros más o a su vez reemplazar alguno de ellos.

- ◆ Constatar que la protección del relé 50/51 y del reconectador de la subestación estén óptimamente coordinados con el primer tirafusible que se encuentre en el alimentador primario.

- ◆ Mantener presente la visión y enfoque de la ESPE, promocionando la calidad de sus profesionales, abriéndoles brechas y estos a su vez destacarse en el ámbito laboral; para ser aceptados sin titubeos por la comunidad industrial - empresarial y hacer de la Facultad de Electromecánica privilegiada y prioritaria entre las otras.

A

N

E

X

O

A

N

E

X

O

A

SELECCIÓN DE FUSIBLES

DE ACUERDO A LA

CORRIENTE NOMINAL

FUSIBLES TIPO H

Corriente Nominal Permanente (A)	Corriente Nominal (300 seg)		Comente Nominal (10 seg)		Corriente Nominal (0,1 seg)		Relación de Velocidad
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
Valores Preferidos (A)							
6	8,4	10,0	9,0	11,0	48,0	74,0	5,7
10	14,0	17,0	16,0	20,0	78,0	94,0	5,5
15	21,0	25,0	24,0	29,0	113,0	136,0	5,3
25	35,0	42,0	40,0	48,0	168,0	201,0	4,8
40	56,0	67,0	65,0	78,0	288,0	346,0	5,1
65	91,0	110,0	108,0	130,0	497,0	598,0	5,4
100	140,0	168,0	160,0	190,0	779,0	935,0	5,5
Valores Medio Preferidos (A)							
8	11,2	13,5	12,0	14,5	61,0	74,0	5,4
12	17,0	20,5	19,0	2,0	91,0	110,0	5,3
20	28,0	34,0	32,0	39,0	142,0	171,0	5,0
30	42,0	50,0	48,0	58,0	210,0	252,0	5,0
50	70,0	84,0	80,0	97,0	329,0	395,0	4,7
80	112,0	135,0	130,0	156,0	719,0	862,0	6,4
Valores Poco Preferidos (A)							
1	2,0	2,4	-	3,0	-	22,0	-
2	3,4	4,0	-	4,8	-	35,0	-
3	4,0	4,8	-	5,8	-	46,0	-
4	5,6	6,8	-	8,0	-	50,0	-
5	7,0	8,4	-	9,6	-	74,0	-
6	9,8	11,7	11,0	13,8	56,0	74,0	5,7

* Cuando las corrientes nominales de 1, 2 , 3 A no tienen valor, significa que deben coordinarse con los valores de la corriente nominal de 6 A, pero no necesariamente entre ellas.

FUSIBLES TIPO K

Corriente nominal Permanente (A)	Corriente Nominal (300 seg)		Comente Nominal (10 seg)		Corriente Nominal (0,1 seg)		Relación de Velocidad
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
Valores Preferidos (A)							
6	12,0	14,4	13,5	20,5	72,0	86,0	6,0
10	19,5	23,4	22,5	34,0	128,0	154,0	6,6
15	31,0	37,2	37,2	55,0	215,0	258,0	6,9
25	50,0	60,0	60,0	90,0	650,0	420,0	7,0
40	80,0	96,0	96,0	146,0	565,0	680,0	7,1
65	128,0	153,0	159,0	237,0	918,0	1100,0	7,2
100	200,0	240,0	258,0	388,0	1520,0	1820,0	7,6
140	310,0	372,0	430,0	650,0	2470,0	2970,0	8,0
200	480,0	576,0	760,0	1150,0	3880,0	4650,0	8,1
Valores Medio Preferidos (A)							
8	11,0	18,0	18,0	27,0	97,0	116,0	6,5
12	25,0	30,0	29,5	44,0	166,0	328,0	6,6
20	39,0	47,0	48,0	71,0	237,0	399,0	7,0
30	63,0	76,0	77,5	115,0	447,0	546,0	7,1
50	101,0	121,0	126,0	188,0	719,0	862,0	7,1
80	160,0	192,0	205,0	307,0	1180,0	1420,0	7,4
Valores Poco Preferidos (A)							
1	2,0	2,4	-	10,0	-	58,0	-
2	4,0	4,8	-	10,0	-	58,0	-
3	6,0	7,2	-	10,0	-	58,0	-

* Cuando las corrientes nominales de 1, 2, 3 A no tienen valor, significa que deben coordinarse con los valores de la corriente nominal de 6 A, pero no necesariamente entre ellas.

* Para corrientes menores a los 100 A nominales utilizar fusibles de 300 seg y, para corrientes entre los 140 y 200 A nominales utilizar fusibles de 600 seg.

CLASIFICACIÓN Y SELECCIÓN

DE

RECONECTADORES

CLASIFICACIÓN DE LOS RECONECTADORES

(KV)	Corriente de Conducción Continua Máxima (A)	Capacidad de Interrupción a Máximo Voltaje (A)	Tipo de Reconnectores	
			Control Hidráulico	Control Electrónico
Monofásicos				
2.4 - 14.4	50	1250	H	---
	100	2000	4H	---
	200	2000	V4H	---
	280	4000	L	---
	560	8000	D	---
24,9	100	2000	E	---
	280	4000	4E	---
34,5	560	800	DV	---
Trifásicos				
2.4 - 14.4	50	1250	3H	---
	100	2000	6H	---
	200	2000	V6H	---
	400	4000	R	RE
	400	6000	RX	RXE - VSR
	560	10000	V	WE
	560	12000	W	V WE - VSA - VSAT
	560	16000	---	MLE - VSML
	1120	16000	---	ME
24,9	560	8000	W V	W VE
	560	10000	V W V	V W VE
	560	12000	---	MVE
34,5	400	6000	RV	RVE
	560	16000	---	CXE
46	560	10000	---	CVE
69	560	8000	---	CZE

A

N

E

X

O

B

ESQUEMAS DE LOS

ALIMENTADORES PRIMARIOS DEL

SISTEMA ELÉCTRICO TENA

DIAGRAMAS DE BLOQUES DE

POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO

DEL ALIMENTADOR PRIMARIO 1

A

N

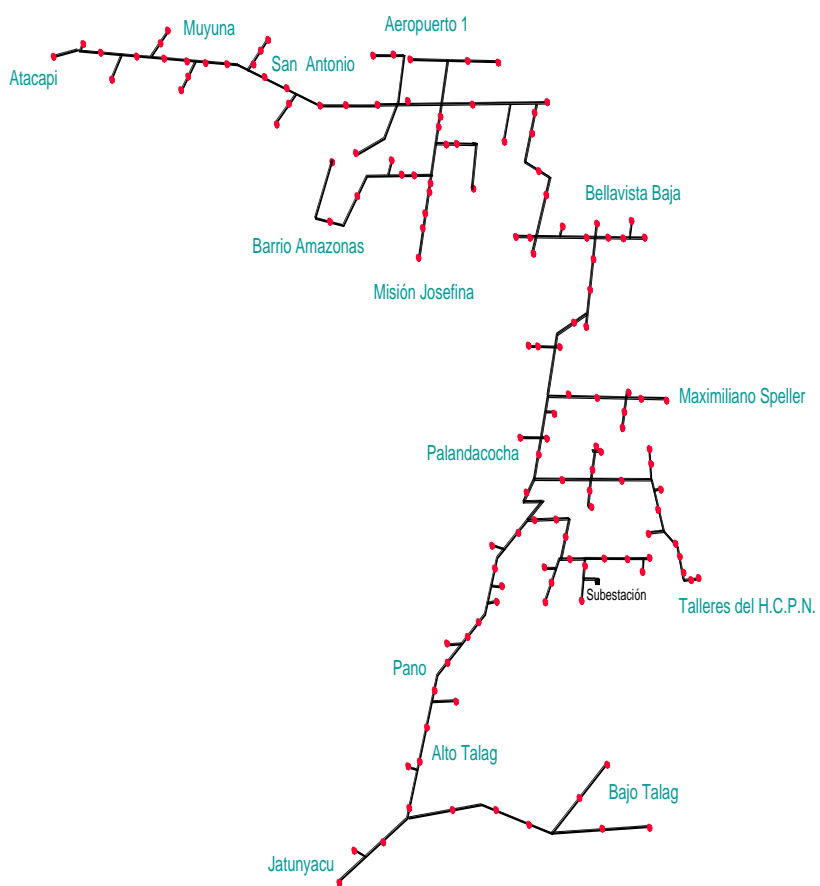
E

X

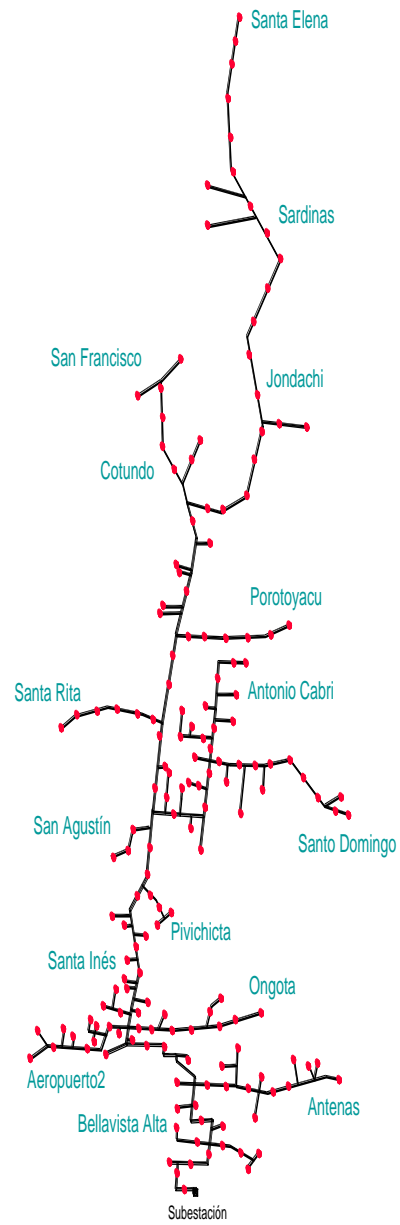
O

C

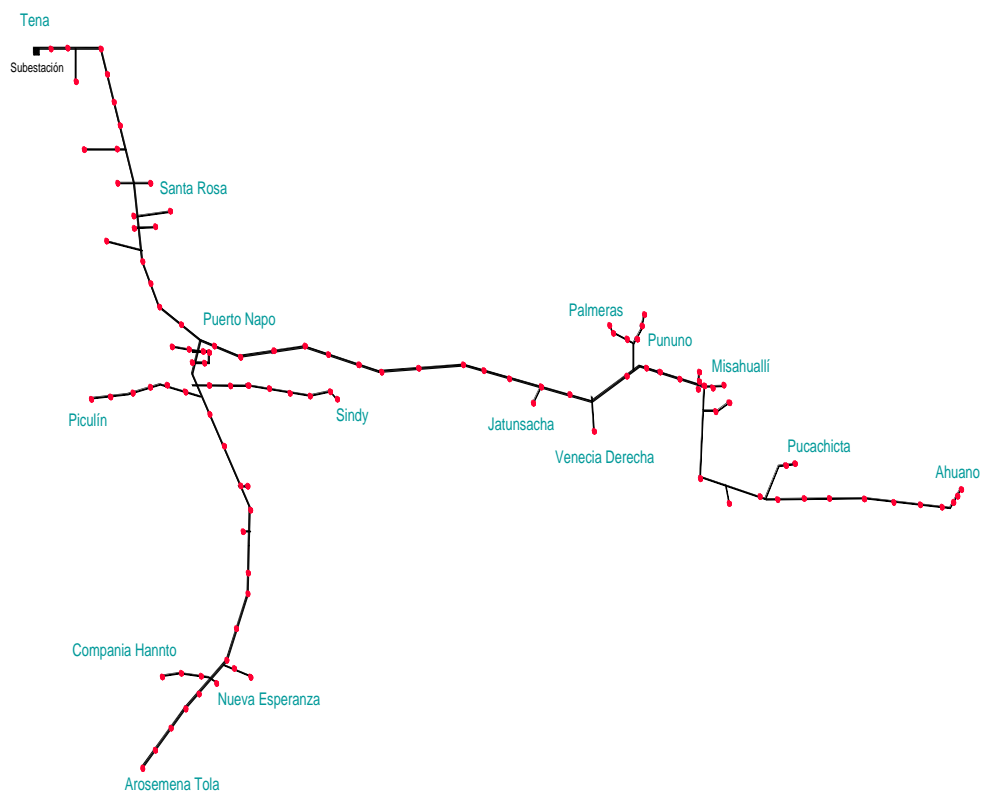
ALIMENTADOR PRIMARIO 1



ALIMENTADOR PRIMARIO 2



ALIMENTADOR PRIMARIO 3



DATOS TÉCNICOS DE LOS

ALIMENTADORES PRIMARIOS DEL

SISTEMA ELÉCTRICO TENA

REGULACIÓN DE VOLTAJE DE LOS

ALIMENTADORES PRIMARIOS DEL

SISTEMA ELÉCTRICO TENA

REGULACIÓN DE VOLTAJE DE LOS

ALIMENTADORES PRIMARIOS CON

EL LÍMITE DE TENSIÓN PERMISIBLE

POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO

DE LOS TRAMOS DE LÍNEA

DEL ALIMENTADOR PRIMARIO 1

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

EN LOS NODOS DE FALLA DEL

ALIMENTADOR PRIMARIO 1

A

N

E

X

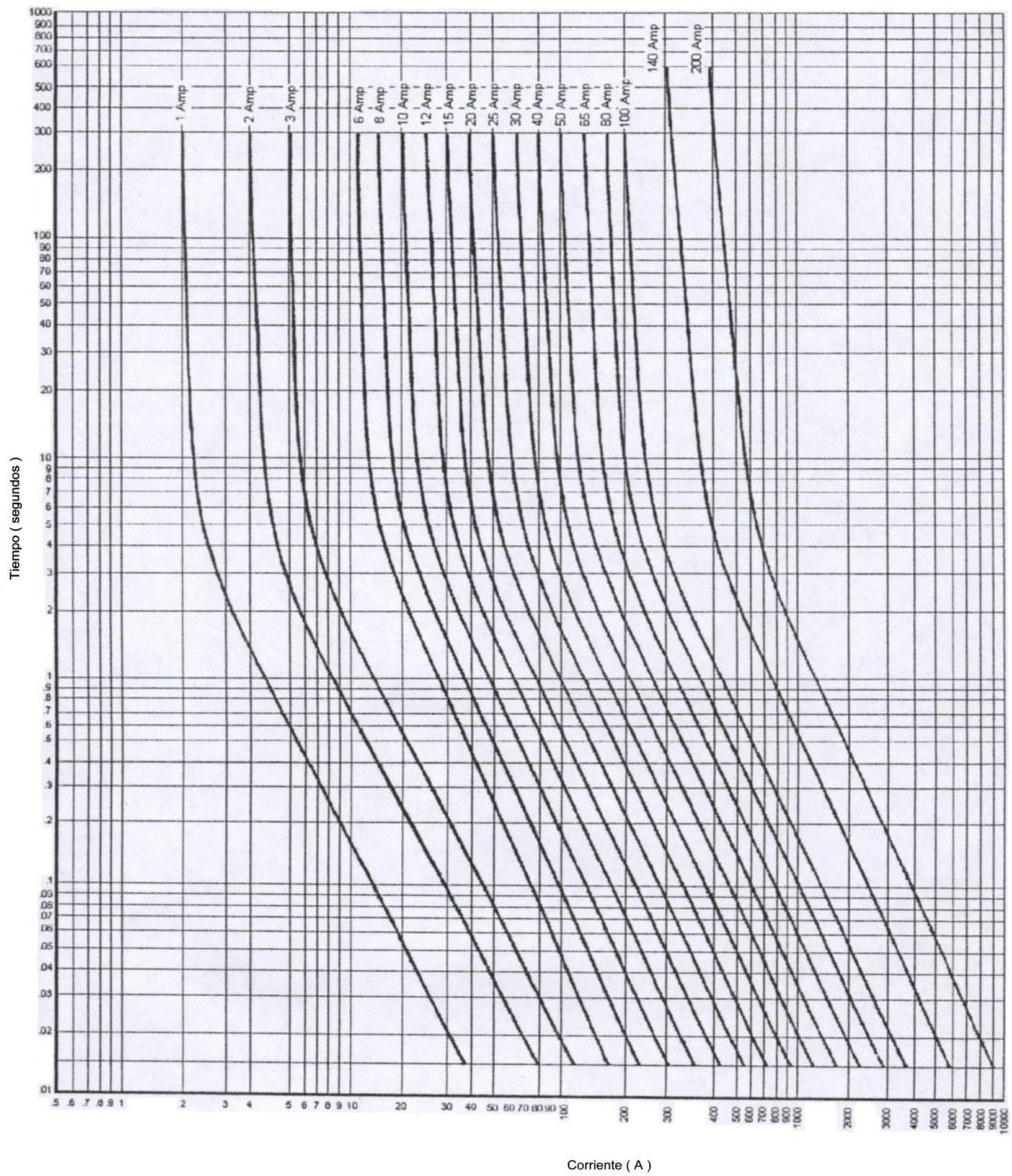
O

D

CURVAS CARACTERÍSTICAS DE

LOS FUSIBLES TIPO H, K, T;

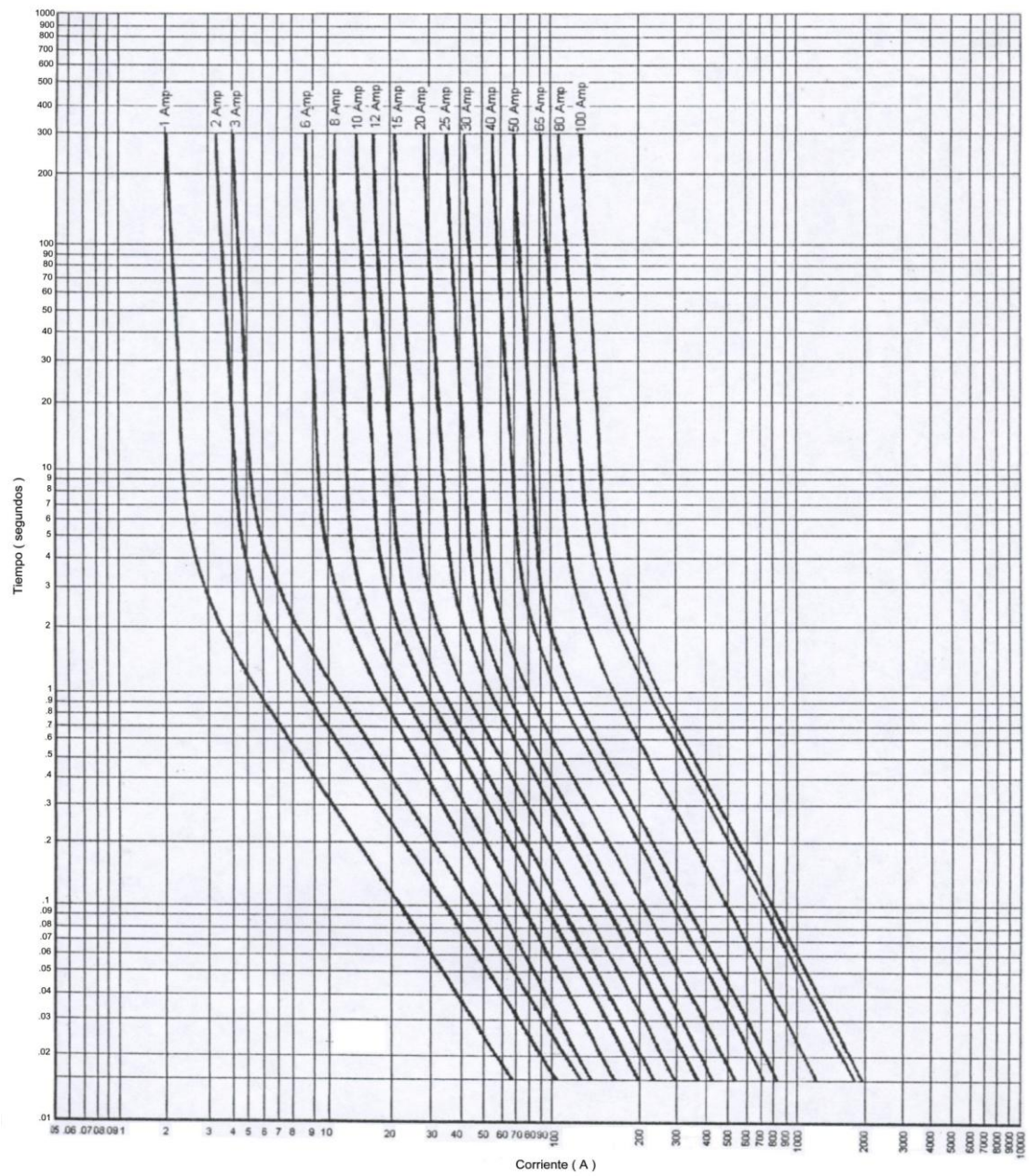
RELÉ 50/51 Y RECONECTADOR



Corriente (A)

Fusibles Tipo K

Curvas de tiempo mínimo de fusión



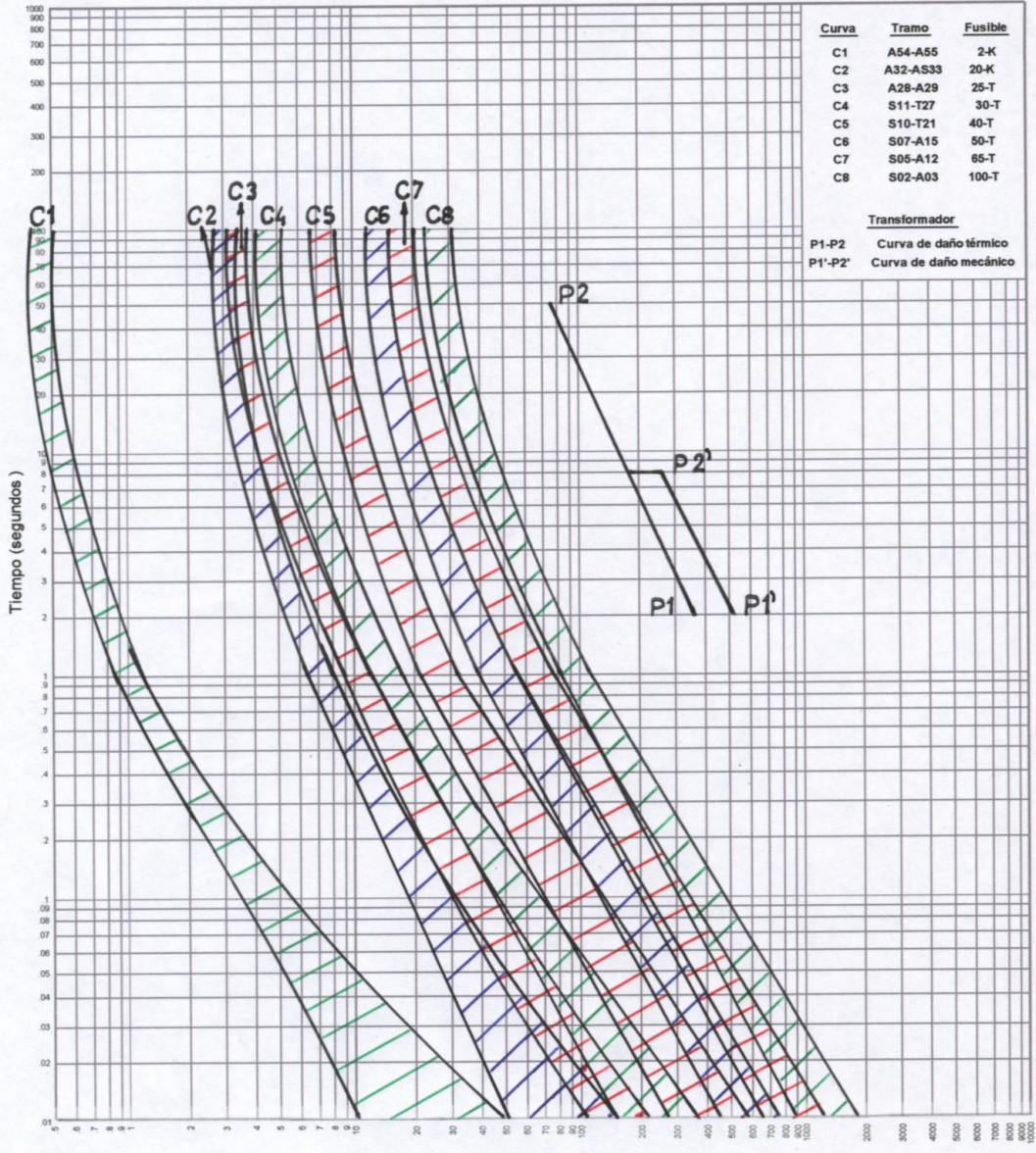
Corriente (A)
 Fusibles Tipo H
 Curvas de tiempo mínimo de fusión

COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE,

FUSIBLE-RECONECTADOR Y

FUSIBLE-RELÉ- DEL

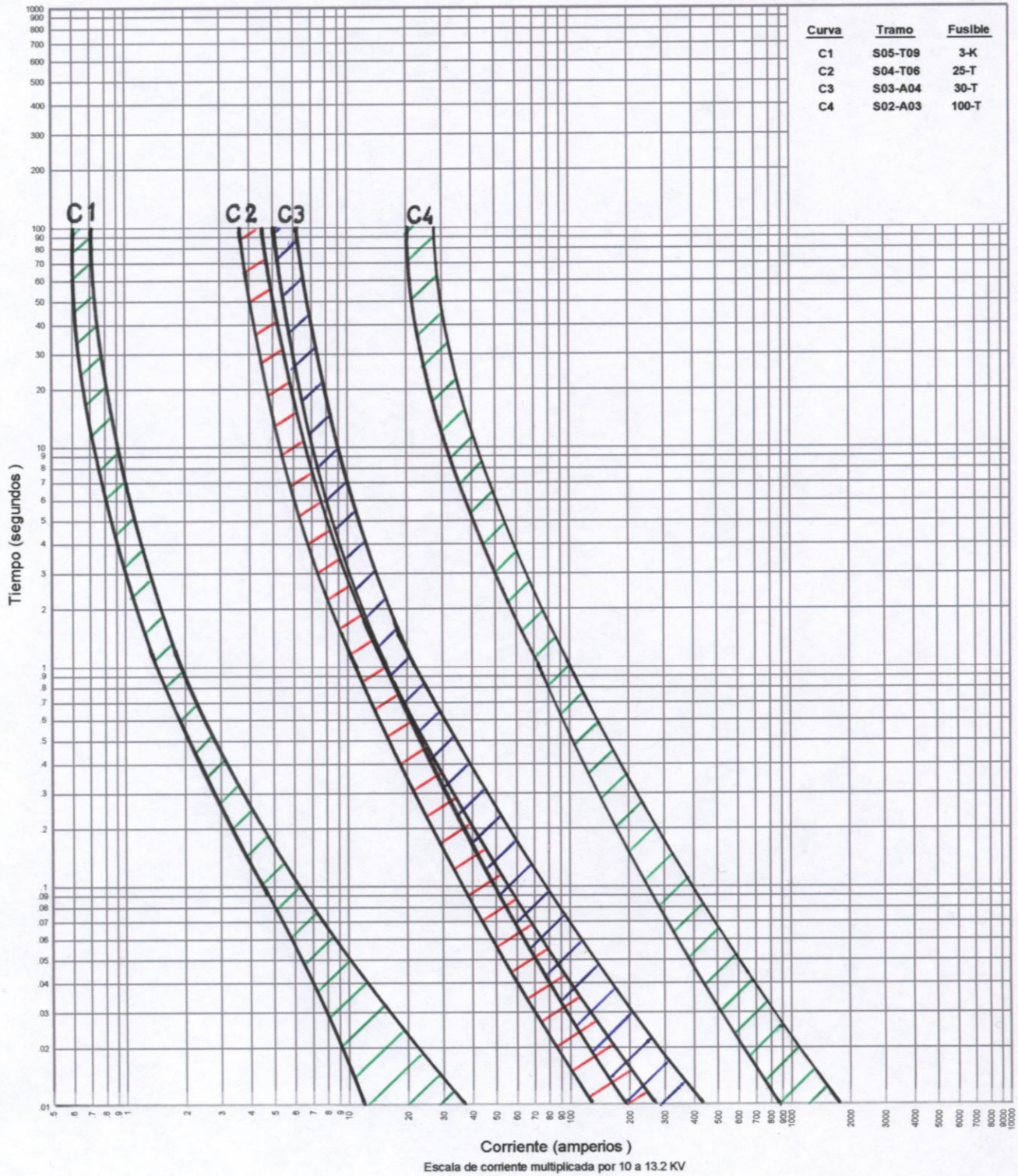
ALIMENTADOR PRIMARIO 1, LÍNEA A



Curva	Tramo	Fusible
C1	A54-A55	2-K
C2	A32-AS33	20-K
C3	A28-A29	25-T
C4	S11-T27	30-T
C5	S10-T21	40-T
C6	S07-A15	50-T
C7	S05-A12	65-T
C8	S02-A03	100-T

Transformador	
P1-P2	Curva de daño térmico
P1'-P2'	Curva de daño mecánico

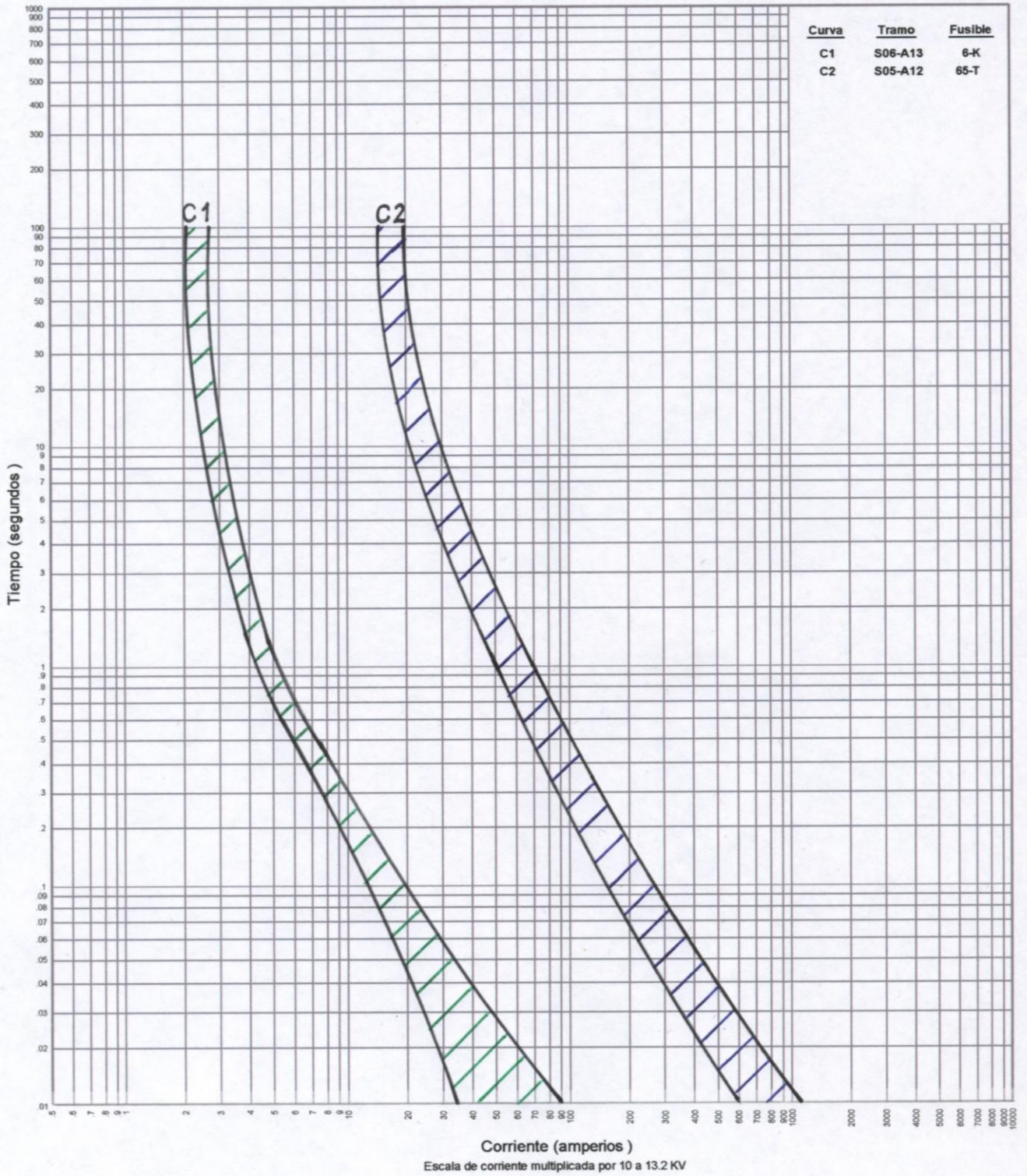
Corriente (amperios)
 Escala de corriente multiplicada por 10 a 13.2 KV
Coordinación Fusible - Fusible



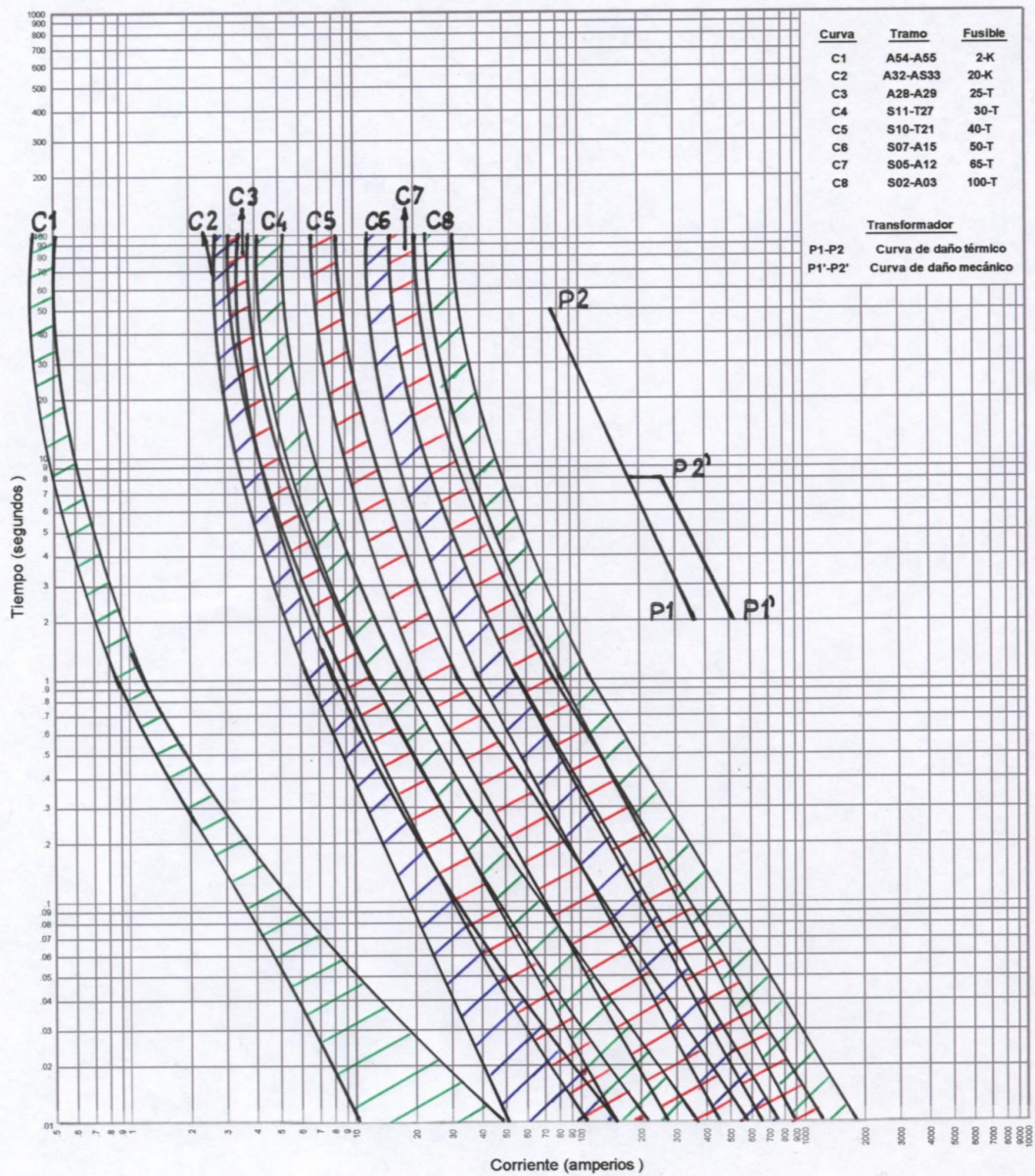
Coordinación Fusible - Fusible

Coordinación Fusible - Reconector

Coordinación Fusible - Relé 50/51



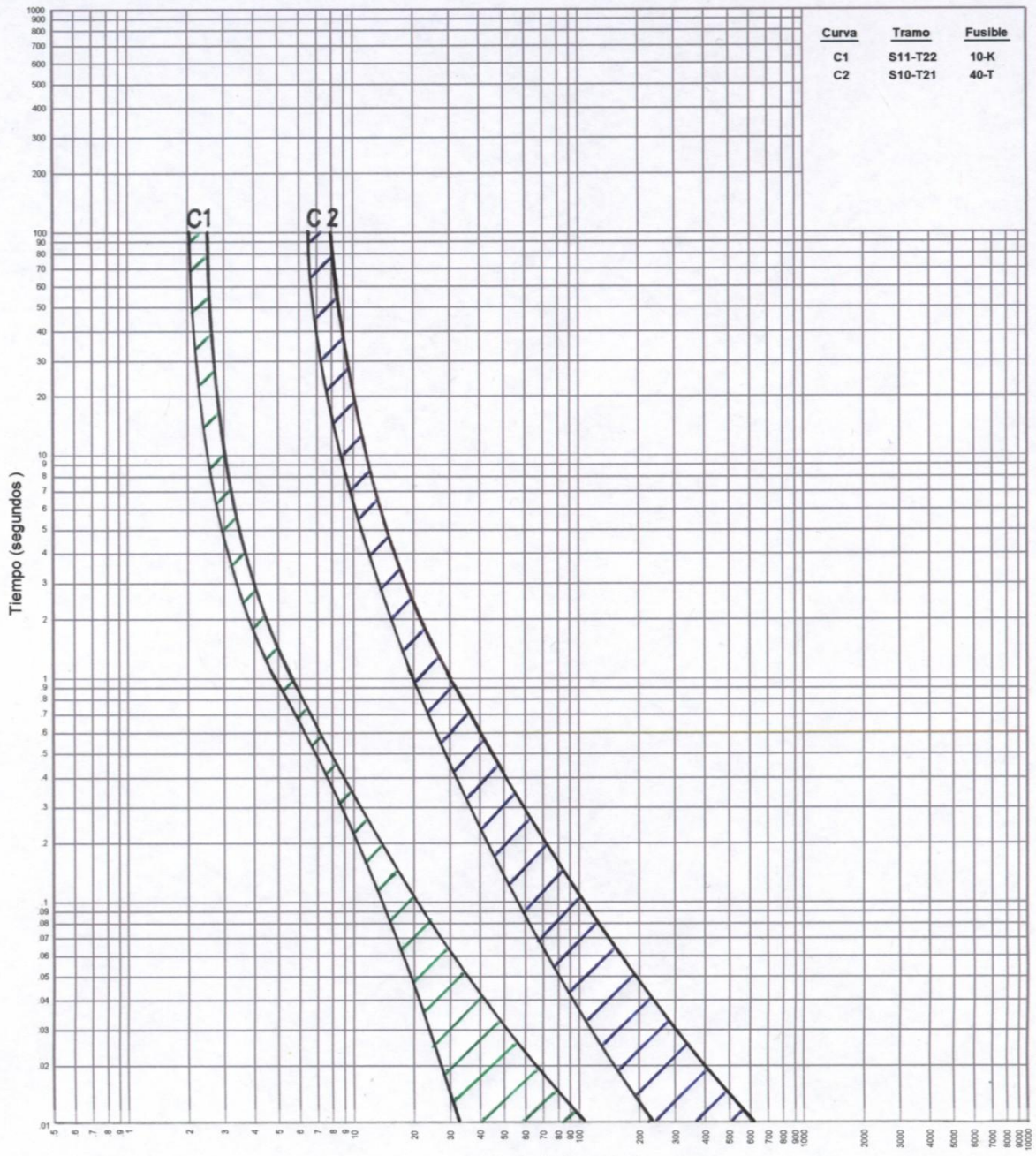
Coordinación Fusible - Fusible



Curva	Tramo	Fusible
C1	A54-A55	2-K
C2	A32-A533	20-K
C3	A28-A29	25-T
C4	S11-T27	30-T
C5	S10-T21	40-T
C6	S07-A15	50-T
C7	S05-A12	65-T
C8	S02-A03	100-T

Transformador
P1-P2 Curva de daño térmico
P1'-P2' Curva de daño mecánico

Corriente (amperios)
Escala de corriente multiplicada por 10 a 13.2 KV
Coordinación Fusible - Fusible



Corriente (amperios)
 Escala de corriente multiplicada por 10 a 13.2 KV
Coordinación Fusible - Fusible

A

N

E

X

O

E

DIVERSOS COMPONENTES DE LA

RED DE DISTRIBUCIÓN DEL

SISTEMA ELÉCTRICO TENA

BARRA DE LA SUBESTACIÓN TENA

A 69 KV



TRANSFORMADOR DE REDUCCIÓN (CENEMESA)

DE 69 KV A 13.8 KV



*TABLERO DE TRANSFERENCIA DE CARGA
DEL ALIMENTADOR 1*



*TABLEROS DE TRANSFERENCIA DE CARGA
DE LOS ALIMENTADORES 2 Y 3*



*SALIDA DE LOS ALIMENTADORES 1, 2 Y 3
A LA RED DE DISTRIBUCIÓN*



*SECCIONADOR PORTAFUSIBLE TRIPOLAR
PARA UN VOLTAJE DE 13.2 KV*



*TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE DISTRIBUCIÓN
DE 15 KVA*



*TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DISTRIBUCIÓN
DE 50 KVA*



*OFICINAS DE RECAUDACIÓN DEL
SISTEMA ELÉCTRICO TENA*



*BODEGAS Y TALLERES DEL
SISTEMA ELÉCTRICO TENA*



Latacunga, Febrero de 2003

Edición y Elaboración:

Wilmer A. Regalado V.

ALUMNO

Ing. Vicente Hallo

**DECANO DE LA FACULTAD
ACADÉMICO**

Dr. Mario Lozada

SECRETARIO