



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1943

Trabajo de Diploma

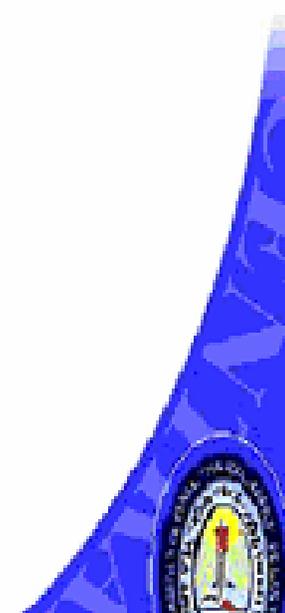
*Facultad de Ingeniería Eléctrica
Centro de Estudios Electroenergéticos*

Título: "Coordinación de la protección de fase y tierra de la subestación rusa 110/13.8 kV SS1."

Autor: Alayn De la Rosa Felipe

*Tutores: Msc. Henry Rivero Quintero
Ing. Elvis Karel Jacomino*

*Santa Clara
"Año 52 de la Revolución"*



"Año 52 de la Revolución"

2010

Trabajo para optar por el título en Ingeniería Eléctrica



Facultad de Ingeniería Eléctrica

Centro de Estudios Electroenergéticos

Título: "Coordinación de la protección de fase y tierra de la subestación rusa 110/13.8kV SS1."

Autor: Alayn De la Rosa Felipe

Tutores: Henry Rivero Quintero

E-mail: henry@elecssp.une.cu

Elvis Karel Jacomino

E-mail: elviskarel@elecssp.une.cu

Facultad de Ingeniería Eléctrica. UCLV

Santa Clara 2010



Hago constar que el presente trabajo fue realizado en la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas como parte de la culminación de estudios de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener.

Firma del Autor

Firma del Jefe de departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

Pensamiento

El aprendizaje no sólo exige escuchar y poner en práctica, sino también olvidar y después volver a recordar.

John Gray

Agradecimiento

A mi familia por comprenderme y apoyarme en todo momento.

A mis tutores Henry y Karel por guiarme en la realización de este trabajo,

A mi esposa y su familia por ayudarme en toda la carrera.

A mis amigos por estar en todo momento a mi lado dándome fuerza para seguir adelante en toda la carrera.

A todos los que han contribuido con la realización de este trabajo.

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi madre, a mi padre, a mi hermano, a mi esposa y en especial a mi hijo.

Tarea técnica

1-Cálculo de las protecciones de fase y de tierra de la subestación 110/13.8 kV Sancti Spíritus 1.

2-Cálculo de los niveles de cortocircuito para diferentes configuraciones de la Subestación de 110/13.8 kV en el programa PSX.

Firma del Autor

Firma del Tutor

Índice:

Introducción	1
Capítulo 1: Revisión bibliográfica	3
1.1 Introducción	3
1.2 Características de los Sistemas Eléctricos de Potencia	3
1.2.1 Generación	3
1.2.2 Transmisión	4
1.2.3 Subtransmisión	6
1.2.4 Distribución	7
1.3 Alimentadores primarios en la distribución	8
1.3.1 Pérdidas de energía en alimentadores	8
1.4 Clasificación de las redes	8
1.4.1 Circuitos radiales	9
1.4.2 Circuitos en lazo	9
1.4.3 Circuitos en malla	9
1.5 Subestaciones de distribución	9
1.6. Aspectos generales y principios fundamentales de aplicación	9
1.6.1 General	9
1.6.2 Función y principios de operación de los relés de protección	11
1.6.3 Instalación	13
1.6.4 Contactos	14
1.7 Requisitos de las protecciones	15
1.7.1 Sensibilidad	15
1.7.2 Rapidez	15
1.7.3 Selectividad	15
1.7.4 Fiabilidad	16
1.8 Principios de aplicación	17
1.8.1 Protecciones primarias	18
1.8.2 Protecciones de respaldo	19
1.8.2.1 Protecciones de respaldo remoto	20
1.8.2.2 Protecciones de respaldo local	21
1.9 Fallas en Sistemas Eléctricos	24
1.9.1 Tipos de fallas	24
1.9.2 Objetivos del Cálculo de Cortocircuitos	25
1.9.3 Algunos antecedentes relativos a la selección de interruptores	25
1.10 Diferentes coordinaciones entre equipos	27
1.10.1 Coordinación Fusible-Fusible	27
1.10.2 Coordinación Restaurador - Fusible	27
1.10.3 Intervalo de coordinación entre el fusible y el restaurador	28
1.10.4 Coordinación Relé – fusible	29
1.10.5 Coordinación Relé – Relé	29
Capítulo # 2 Cálculo de las protecciones	30
2.1 Introducción	30
2.2 Corridas del PSX desde el sistema y generadores	30
2.2.1 Corrida de niveles de cortocircuito (cc) desde el sistema y	

generadores	30
2.2.2 Cálculo de los niveles de cc mínima con solo el sistema	31
2.3 Corridas del PSX solo con plantas	32
2.3.1 Corrida de PSX con 2 plantas Fuel	32
2.3.2 Corrida de PSX con las plantas Fuel trabajando en isla la red de distribución	32
2.4 Protección de fase	33
2.4.1 Cálculo de la corriente de carga máxima	35
2.4.2 Cálculo de la corriente de arranque	36
2.4.3 Chequeo de sensibilidad	40
2.4.4 Cálculo del tiempo de operación	42
2.4.5 Elemento instantáneo	44
2.4.6 Ajuste gráfico de las protecciones	44
2.5 Protección de tierra	45
2.5.1 Cálculo de la corriente de arranque	45
2.5.2 Chequeo de sensibilidad	48
2.5.3 Cálculo del tiempo de operación	50
2.5.4 Elemento instantáneo	52
2.5.5 Ajuste gráfico de las protecciones	52
Conclusiones	53
Recomendaciones	54
ANEXOS	55

INTRODUCCIÓN

La introducción de la Generación Distribuida (GD) en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) modifica la magnitud y dirección de la corriente de cortocircuito, cambiando al mismo tiempo y el modo de operación de la red con la nueva implantación de las subestaciones rusas de 110/13.8 kV, complicando la seguridad, confiabilidad en el suministro y la calidad de la energía entregada a los consumidores. Las magnitudes de las corrientes de cortocircuito desde la GD dependen de la capacidad de las mismas, [1], [2].

Con la presencia de un generador se reduce la impedancia del sistema aumentando los MVA de cortocircuito en las redes. Con varias máquinas, se puede exceder la capacidad de interrupción de los dispositivos de los usuarios y de la red, además provocar daños considerables en caso de fallos. El aumento de los niveles de cortocircuito representa un desafío tremendo para los sistemas de protecciones [3] - [4].

En este trabajo se realiza un estudio de los niveles de cortocircuito y de las protecciones, al producirse la instalación de grupos de baterías generadoras formadas por 5 plantas de Fuel Oil de 4.786 MVA para un total de 18 MVA conectadas a través de 2 transformadores estrella aterrada – delta de 12.5 MVA y de la subestación 110/13.8 kV rusa, provincia Sancti Spíritus.

En primer lugar se introdujeron los datos de la red Eléctrica en PSX [8], software confeccionado por el Centro de Estudios Electroenergéticos de la Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas, con el objetivo de hacer las corridas de los flujos de cargas correspondientes, en las cuales se analizaron los diferentes regímenes de trabajo:

1. Cargas alimentadas solamente a través de las plantas.
2. Cargas alimentadas sólo a través del sistema.
3. Cargas conectadas a través de las plantas y el sistema.

Además se hicieron las corridas correspondientes a los niveles de cortocircuito máximo y mínimo para cada elemento del sistema. La corrida del PSX, con solamente las plantas, se realizaron tres variantes de configuración de la red, alimentando la carga en forma de isla.

Con los resultados anteriores se realizó el cálculo del ajuste de las protecciones de sobrecorriente de fase y de tierra, analizándolas a través de los siguientes criterios:

1. Protección de fase y de tierra vista desde el sistema.
2. Protección de fase y de tierra vista desde las plantas.

Este trabajo demuestra y justifica porque es necesaria la era de los relés programables en los circuitos radiales con GD a partir de los resultados obtenidos en los ajustes de estos para las diferentes condiciones de trabajo de la red con la GD y sin ella. En él se brindan los ajustes para las protecciones de sobrecorriente de los alimentadores, enlaces y totalizadores de la subestación.

El objetivo del trabajo es la selección y coordinación de las protecciones de la subestación SS1.

En el primer capítulo se dan a conocer los tipos de configuración de la red, así como los tipos de coordinación de las protecciones además de los conceptos de distribución y trasmisión.

En el segundo capítulo se exponen los principales resultados obtenidos del ajuste de las protecciones.

Capítulo #1 Revisión bibliográfica

1.1 Introducción.

Sistema eléctrico es un conjunto de dispositivos cuya función es proveer la energía necesaria para el arranque y correcto funcionamiento de todos los componentes que lo conforman. Cuando los expertos diseñan un sistema eléctrico lo hacen pensando en cómo proveer energía aún en las peores condiciones de operación. De ahí la importancia de la electricidad en la actualidad donde juegan un papel importante la continuidad y estabilidad del servicio, es por esto que en este capítulo se presenta el marco teórico que permitirá apropiarse de conocimientos básicos necesarios para la realización del trabajo, facilitando y garantizando al mismo tiempo seguridad y confianza para el buen desempeño de los restantes capítulos. Se abordan los principales temas relacionados con los Sistemas Eléctricos de Potencia, donde se destacan sus características principales, los voltajes utilizados en cada uno de sus niveles, haciendo énfasis en el nivel de distribución, conociendo los calibres más utilizados y su selección, así como la ubicación de subestaciones. También se tienen en cuenta la compensación de potencia reactiva, ubicación de capacitores, la clasificación de las redes y el balanceo de fases como una variante principal en la disminución de pérdidas y por último se hace referencia a las nuevas cargas que aparecen en la distribución.

1.2 Características de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

La estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia puede considerarse formada por los siguientes niveles.

1. Nivel de generación.
2. Nivel de transmisión.
3. Nivel de subtransmisión.
4. Nivel de distribución primaria y secundaria.

1.2.1 Generación

Uno de los pilares en la generación son las centrales eléctricas. Estas instalaciones emplean una fuente de energía para hacer girar una turbina y así producir energía de corriente alterna sinusoidal a voltajes intermedios, entre 6000 y 23000 Volts, cifras superiores a esas no son adecuadas por las dificultades que presenta su aislamiento evitando el riesgo de cortocircuitos y sus consecuencias. En el mundo existen y se desarrollan a diario nuevas tecnologías para la obtención de energía eléctrica, se ha producido en las últimas décadas un creciente uso y desarrollo de las fuentes renovables de energías para la obtención de la electricidad, reduciendo así los costos de generación y la contaminación ambiental.

Cuba tiene una capacidad de generación eléctrica de 2497 MW sobre la base de la generación distribuida representan el 54 %, del cual 1280 MW corresponden a generadores diesel y el resto son motores de fuel oil (540 MW), cogeneración (529 MW) y otras tecnologías energéticas renovables (69 MW). El país también tiene una reserva de más de 6000 pequeños generadores diesel instalados en centros claves de la economía y los servicios a la población, tales como: panaderías, centros comerciales, hospitales, clínicas y centros para la producción de alimentos. La potencia combinada de todos estos generadores alcanza la cifra de 690 MW con el objetivo de reducir la demanda suministrada por las redes en los horarios picos y en caso de averías.

Actualmente Cuba presenta una capacidad instalada 4600 MW de potencia. Los voltajes más altos que se generan en nuestro país son: a 24 kV en la Central Termoeléctrica Antonio Guiteras, 17 y 13.8 kV en la Central Termoeléctrica Carlos Manuel de Céspedes y en la Central Termoeléctrica Lidio Ramón (Felton) a 15.75 kV.

1.2.2 Transmisión

Para transferir la energía, el voltaje se eleva mediante transformadores ubicados en subestaciones cerca de las centrales eléctricas, a tensiones entre 115000 y 765000 voltios pasando después a las líneas de transmisión (a mayor tensión en

la línea, menor es la corriente y menores son las pérdidas, ya que éstas son proporcionales al cuadrado de la intensidad de corriente). Los diferentes niveles de transmisión tienen los límites impuestos por las posibilidades tecnológicas y los costos económicos asociados. El medio que se utiliza para la transmisión de la energía y un uso racional de la electricidad constituyen las líneas de transporte, estas se encuentran interconectadas entre sí con una estructura en forma de malla; dichas líneas son construidas habitualmente sobre grandes torres metálicas y a tensiones que superan los 66000 voltios.

Cuba está enlazada por una red magistral a 220 kV que abarca desde Pinar del Río hasta Santiago de Cuba con estaciones reductoras de 110 kV en todas las provincias del país excepto en Santi Spíritus, Tunas y Guantánamo. Conjuntamente con esta red, se transmite además a 110 kV.

1.2.3 Subtransmisión

La subtransmisión no está dada por un voltaje en específico, sino por la función que realiza. Esta nace en las subestaciones, plantas transformadoras que se encuentran junto a las centrales generadoras y en los alrededores de zonas de consumo de energía eléctrica. El voltaje se transforma en tensiones entre 69000 y 138000 voltios para que sea posible transferir la electricidad al sistema de distribución. En Cuba estos niveles varían desde los 33 kV hasta 110 kV, los cuales son transferidos mediante diferentes estructuras entre ellas; tipo H, Benetty, compactas, etc.

1.2.3.1 Líneas Compactas

Estas estructuras son usadas para la transportación de la energía a voltajes entre los 69 kV y 138 kV. Sus diseños presentan diferentes características, entre ellos se encuentra el de: Estructura en Aisladores Rígidos Disposición Delta, tipo TVS con ángulo entre 0 y 10 grados de pendiente y aproximadamente 55 pies desde el suelo hasta el **shield** en postes de concreto, con profundidad de enterramiento de pies. Sus soportes para conductores espaciados 5 pies entre ellos, comienzan a distribuirse a partir de los 39 pies de altura. De similar diseño existe: la Estructura Sencilla con Doble Encabece, implantada en lugares donde los ángulos sean

extrafuertes, en aquellos lugares que el trazado de la línea requiera de un giro entre los 40 y 90 °C, requiriendo además de 1 o 2 tensores según exija su caso.

Otra especificación dentro de las compactas, constituye: la Estructura de Aisladores Rígidos en Disposición Vertical Tipo TVS-1, con ángulo entre 0 y 10 grados para poste de concreto. La distancia entre sus conductores es de 8 pies alejándose unos 4 pies con 5 pulgadas del poste hacia la línea. Presenta también aisladores rígidos de 115 pulgadas de distancia de fuga y 46-1/2 pulgadas de arco. El período de montaje y puesta en funcionamiento, es algo que acompañado a su bajo costo de inversión, hacen de este un innovador diseño a ser usado en el SEN.

1.2.4 Distribución

En la distribución, la tensión es transformada reiteradamente mediante los transformadores instalados en cada punto. La industria trabaja a tensiones entre 380 y 480 voltios, a diferencia de la pesada que opera a 33 kV. En algunos países las viviendas reciben voltajes de 220 y 240 V, en otros oscilan entre 110 y 125 V. Las redes de distribución son las que se establecen en áreas urbanas y rurales, las mismas pueden ser aéreas o subterráneas y tienen como función proporcionar electricidad a las viviendas para que éstas alimenten sus instalaciones. La distribución primaria recibe la energía de una subestación de distribución y en su recorrido la transferida directamente a los consumidores medianos ya sean: pequeñas industrias talleres de maquinaria ligera, establecimientos comerciales, y a los consumidores pequeños (residenciales), a través de la distribución secundaria. En Cuba los voltajes más usados en la distribución primaria son 2.4/4.16 kV y 7.6/13.2 kV, voltajes de fase y línea respectivamente en los secundarios de las subestaciones, cuyos transformadores están conectados en estrella con el neutro sólidamente aterrado.

Constituye un voltaje preferido por el sistema 13.8 kV, debido a que estos circuitos pueden cubrir zonas más extensas, que los de 4.16 kV, llegando en circuitos rurales, a tener longitudes entre 10 a 15 km y a veces más, además pueden asumir con más facilidad los crecimientos de las cargas y ampliación de las líneas

para cubrir las nuevas necesidades de servicio. Esta forma de distribución es típica de los circuitos urbano-rurales, donde generalmente la subestación está ubicada en las afueras de la ciudad y después de pasar por una zona de la misma se extiende hacia las áreas rurales. Los transformadores de distribución reducen los voltajes de valores primarios a valores de utilización, es aquí donde aparece la distribución secundaria, en el país son muy utilizados los transformadores monofásicos con voltajes por primario de 2.4 kV ó 7.6 kV para ser conectados entre una fase y el neutro o tierra; existen también transformadores con voltaje nominal por primario, igual al voltaje de línea de los circuitos primarios pero son menos comunes.

En Cuba el voltaje por secundario de los transformadores de distribución que brindan servicio a las viviendas tienen valores de 120/240 voltios. Estos circuitos parten desde el transformador o banco y tienen un recorrido que salvo raras ocasiones no llegan a 300 m de longitud, su función es dar servicio directo a los consumidores pequeños.

Uno de los dispositivos a tener en cuenta en los sistemas de distribución constituye sin dudas los interruptores automáticos NULEC, conectados estos en subestaciones y en las líneas como (seccionalizadores), los cuales fueron introducidos en pleno auge de la revolución energética presentando un sinnúmero de aplicaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs).

.1.3 Alimentadores primarios en la distribución.

Estos alimentadores son de calibre grueso, dependiendo del valor de la densidad de la carga. De estos alimentadores primarios parten varios ramales que por lo general pueden tener menor calibre que el tronco, los transformadores de distribución y los servicios particulares suministrados se conectan a este primario ya sea por el tronco o por los ramales. Los alimentadores primarios transportan la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hacia los transformadores de distribución. En caso de que sea una instalación aérea los conductores se encontrarán soportados en postes y en caso de una instalación subterránea irán colocados en conductos.

1.4 Clasificación de las redes

En dependencia de la función que realizan en la interconexión de circuitos, las redes eléctricas son clasificadas en:

- 1. Radiales**
- 2. Lazo**
- 3. Malla**

1.4.1 Circuitos radiales

Como su nombre lo indica, estos circuitos reciben el suministro eléctrico por un solo punto. La mayor parte de los circuitos de distribución son de este tipo, sus ventajas estriban en su bajo costo de instalación y sencillez de su operación. Estos circuitos constan de una línea central o tronco y de gran número de ramales y subramales que parten de aquel para llegar a los lugares más apartados. Las desventajas que presentan los sistemas radiales son su pobre regulación de voltaje y su poca confiabilidad, ya que una falla de carácter permanente puede dejar sin servicio a un gran número de consumidores.

1.4.2 Circuitos en lazo

Estos circuitos operan en lazo teniendo la desventaja de que pueden quedar completamente desenergizado por la apertura de los interruptores de la subestación ante un cortocircuito en cualquier punto, pero presentan como ventajas su buena regulación de voltaje y alta confiabilidad de servicio, es necesario equiparlos con medios de protección adecuados: relevadores direccionales e interruptores en los puntos de toma de las cargas.

1.4.3 Circuitos en malla

Una malla se define como un lazo independiente, es decir en cada lazo que constituye malla existe al menos un elemento que no está incluido en los otros lazos.

1.5 Subestaciones de distribución.

Se le llama subestación de distribución a una subestación que se ubica centralmente dentro del área de carga, estas son la fuente de suministro de energía para la distribución a nivel local. La función principal de la subestación es reducir la tensión del nivel de transmisión o de subtransmisión al nivel distribución. Para alcanzar este objetivo, las subestaciones emplean varios dispositivos de seguridad, de conmutación, de regulación de tensión, y de medida, y pueden ser operadas manual o automáticamente.

Estas subestaciones pueden estar próximas a áreas densamente pobladas. A veces es aconsejable llevar las subestaciones de distribución a las afueras de la zona que se debe atender, para que esto sea posible, el área que se debe cubrir no puede ser muy grande. Las ciudades pequeñas pueden ser atendidas fácilmente con las subestaciones ubicadas en su periferia, lógicamente el crecimiento de la zona urbana lleva a que más tarde queden integradas en el área de la ciudad.

Las subestaciones de distribución frecuentemente deben realizarse con importantes limitaciones de espacio, y entonces este es la base del diseño. Se deben buscar las soluciones compactas, y los esquemas se han ido modernizando más cada día, aprovechando equipos más confiables y que ocupan menos espacio. Al estar en el centro de una zona de carga, el espacio es valioso por lo que debe ser bien aprovechado, muchas veces este espacio es preexistente y ya no puede ser ampliado.

Uno de los principales componentes de las subestaciones son los equipos que tienen la responsabilidad de proteger la red eléctrica. Entre sus propiedades fundamentales está la coordinación, es decir que ante una falla opere primero la protección primaria y en caso de que esta falle opere entonces la de respaldo.

1.6. ASPECTOS GENERALES Y PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE APLICACIÓN.

1.6.1 General

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) modernos están sometidos a notorios condicionantes, ya que en todo momento, día y noche, deben de estar dispuestos para suministrar ininterrumpidamente energía eléctrica a los usuarios.

Los relés de protección, juegan un papel muy importante a la hora de garantizar este servicio continuo. Deben proteger al sistema de las averías que se puedan producir y minimizar así, sus efectos y los de cualquier interrupción en el servicio.

El construir un SEP que dé satisfacción a sus usuarios, con un servicio de calidad y asegurar al máximo el retorno de la gran inversión económica que exige su construcción, nos obliga mantener el sistema completo a pleno rendimiento, pudiendo hacer esto de dos formas. Una de ellas consistiría en diseñar el sistema de manera que las fallas que se produjeran dentro de ella, no eliminasen el funcionamiento de ninguna de las partes del sistema. Esto entrañaría al menos, duplicar las instalaciones para disponer de una serie de apoyos en el suministro, exigiendo unas inversiones prohibitivas.

Como las consideraciones económicas y de rentabilidad van a limitar, como hemos señalado, que el diseño y el mantenimiento preventivo eliminen al máximo las posibilidades de interrupciones del servicio por averías o fallas, será preciso poner en juego una segunda alternativa, para controlar y minimizar los efectos de las fallas, cuando éstas se produzcan. Aquí, dentro de esta segunda alternativa, es donde encajan los Relés de Protección en los SEP, pudiendo señalar que el *relé de protección* es el dispositivo que opera y da la orden de desconexión de la parte del sistema en falla, protegiendo esa parte y el resto del sistema de los daños y de las interrupciones de servicio.

Existen varias causas que producen las fallas y las averías en los SEP. Se pueden producir fallas o cortocircuitos entre fases o entre fase y tierra, tanto en los conductores como en los devanados de las máquinas, generalmente como consecuencia de los defectos o fallos en sus aislamientos. El arco eléctrico que se produce en las fallas, contiene generalmente mucha energía y puede producir daños muy importantes aún en tiempos muy cortos, no solamente poniendo ese elemento fuera de servicio por un instante, sino haciéndolo inservible por un largo período de tiempo. En muchas ocasiones las fallas son debidas a fallos en los

aislamientos, producidos a su vez por fenómenos tales como sobretensiones transitorias, sobrecargas continuadas, con los consiguientes calentamientos excesivos, deteriorando aislamientos, produciendo roturas por dilataciones y contracciones u otras causas externas, no inherentes a los materiales y, aparatos eléctricos que integran estos sistemas.

Un SEP podemos considerarlo en su conjunto como una cadena donde sus eslabones son los Generadores, los Transformadores de Potencia, la Aparamenta, las Líneas de Transporte, los Alimentadores de Distribución y, los Receptores Eléctricos. En la Fig. 1 se ha pretendido mostrar de forma muy simplificada un sistema eléctrico donde figuran los distintos elementos, tales como generadores, transformadores, aparata, líneas de transporte y la distribución, que supondremos los eslabones de una cadena que configuran un sistema eléctrico de potencia.

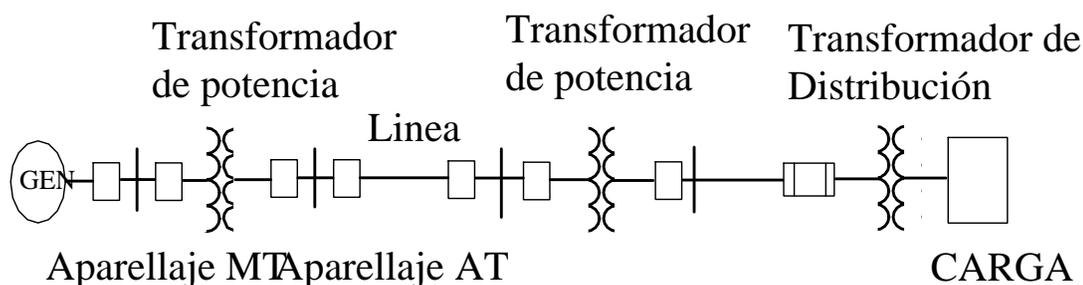


Fig. 1- Esquema simplificado de los eslabones de una cadena en un Sistema Eléctrico de Potencia.

El fallo de un eslabón elimina la capacidad de la cadena, debido a que no realiza el trabajo que se le tenía encomendado. Una forma de conservar la continuidad de la cadena, es abastecerla con otras uniones alternativas. Por ejemplo, las líneas de transporte están sometidas a fenómenos naturales y por lo tanto, mucho más expuestas y vulnerables a fallas que los transformadores y la aparata. Las estadísticas señalan que más del 90% de las fallas que se producen en un

sistema eléctrico son en las líneas aéreas y de ellas, la mayoría son fallas de fase a tierra. Por ello, puede ser económicamente justificable duplicar ciertas líneas de transporte, mientras que no lo será para los transformadores y resto de los materiales y equipo.

Actualmente las redes eléctricas que se extienden por los diversos países, están interconectadas en diferentes puntos con el fin de dar algunas alternativas al suministro de la energía en un punto determinado. Ahora bien, debido a que cada eslabón de la cadena entraña grandes inversiones económicas en equipo, la multiplicación de las alternativas resulta prohibitiva en la mayoría de los casos.

1.6.2 Función y principios de operación de los relés de protección

La instalación de relés de protección en los SEP, tiene como fin reducir al mínimo el número de alternativas y duplicidades de los enlaces.

Un relé o sistema de protección protege al sistema eléctrico de los efectos nocivos que produce una falla sostenida. Una falla en un punto de la red significa en la mayoría de los casos, que se ha producido un cortocircuito, pero en una consideración más general podemos definirla como una condición anormal del sistema eléctrico y que ocurre de forma aleatoria.

Si algún elemento que integra el sistema eléctrico de potencia, tal como un transformador, una línea, las barras, etc. en falla no se aísla rápidamente, puede constituir el preludeo de una inestabilidad ó del colapso del sistema, porque desencadenen la actuación de un mayor número de equipos automáticos de protección. La detección de la falla debe ser rápida y dar la orden de disparo a los interruptores automáticos asociados a la misma, cortando todas las fuentes de corriente de alimentación al aparato ó a la parte de instalación en falla, aislándolo del sistema.

La rápida separación tiene un efecto doble, ya que por un lado minimiza los daños producidos por la falla en el elemento afectado haciendo que se acorten los tiempos de su reparación y puesta en servicio y, por otro lado, reduce la gravedad y la duración de la falla de suministro de energía a las partes no en falla del sistema, permitiendo que éstas continúen en servicio normal. La falla de

suministro de energía o el denominado apagón, además de tener su repercusión en los usuarios por la calidad del suministro, tiene una repercusión económica importante, tanto más importante cuanto mayor es la zona afectada y la duración de la misma.

El objetivo de un sistema de protecciones eléctricas es detectar las fallas o condiciones anormales que se producen en la red. Un relé debe ser capaz de evaluar una gran variedad de parámetros para establecer las acciones correctoras correspondientes. Los parámetros usuales son las corrientes y tensiones que están presentes en la alimentación de los elementos a proteger ó en las zonas donde se producen las perturbaciones. El principal problema en un sistema de potencia es definir las magnitudes que puedan diferenciar las condiciones anormales de las normales, considerando que una condición normal para nosotros, significa que la anomalía se halla fuera de la zona encomendada a las protecciones.

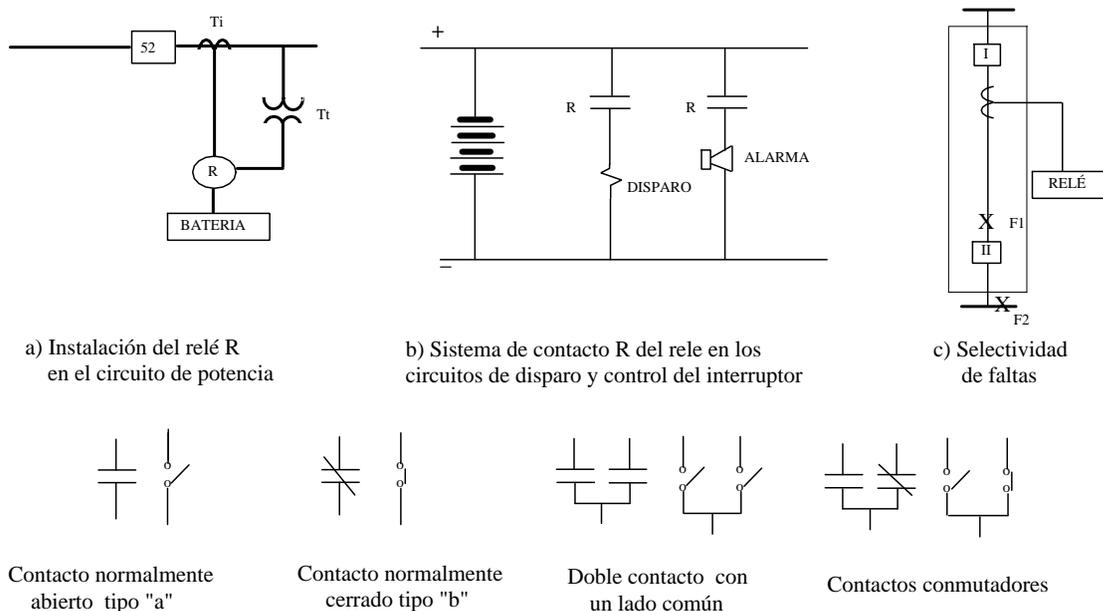


Fig. 2 - Instalación de un relé o función de protección

Cuando se produce una falla, las intensidades generalmente aumentan y las tensiones descienden de valor. Además de estos cambios en las intensidades y tensiones, otros parámetros como la frecuencia, la potencia activa, la reactiva y el contenido de armónicos en las ondas, etc... pueden sufrir también variaciones y, los relés basados en detectar estas variaciones, deben de identificar las perturbaciones, la existencia de una falla ó, una anomalía.

La información necesaria para detectar la falla la recibe el relé en forma de intensidades y tensiones a través de los transformadores de medida instalados en los tramos de instalación a proteger. La información es tratada y, en el caso de actuación, transmitida a través de unos contactos a los circuitos de disparo de los interruptores automáticos. Estos abren los circuitos aislando los equipos y partes de instalación en defecto, cortando toda corriente que fluya a los mismos de todas las posibles fuentes de alimentación.

1.6.3 Instalación

Debe de quedar claro que un relé o una función de protección tienen una parte que va acoplada al circuito de potencia a través de los transformadores de medida y otra parte, a los circuitos auxiliares de disparo y control.

En la Fig. 4 podemos apreciar de una forma muy esquemática, como un relé o función de protección al procesar la información procedente de los T_i y T_t transmite el resultado a través de sus contactos (R) provocando el disparo del interruptor (52) para aislar el elemento en falla, a la vez que puede accionar una alarma a través de otro contacto (R) del relé.

En el apartado c) de la misma Fig. 2, mostramos una falla F_1 dentro de la zona de protección encomendada a un relé y F_2 fuera de la zona. Si vamos a utilizar solamente la magnitud de la intensidad para identificar la falla, no hay duda de que no vamos a poder discriminar entre la falla encomendada al relé, y aquella no encomendada por hallarse fuera de la zona. Entonces será preciso poner en juego diseños que permitan hacer esta selección.

1.6.4 Contactos

Vamos a hacer una breve reseña sobre los contactos de los relés y funciones de protección, señalando primeramente que en un relé electromecánico, el mecanismo de operación hace mover físicamente la estructura del contacto para abrir o cerrar el mismo.

Un relé al operar puede abrir o cerrar sus contactos dependiendo de las condiciones ó circunstancias que concurren en el relé. La mayoría de los relés disponen de un muelle, un espiral ó, utilizan la acción de la gravedad para que el contacto adopte su posición normal de abierto o cerrado cuando el relé se halla totalmente desenergizado. Al contacto abierto en estas condiciones, es decir desenergizado, que denominaremos en estado de reposo, se le define como contacto normalmente abierto y la normativa ANSI utiliza el símbolo **a**. Al contacto cerrado en las condiciones anteriores, se le denomina contacto normalmente cerrado utilizando el símbolo **b**.

Estos mismos conceptos y símbolos se utilizan para los contactos auxiliares de los interruptores automáticos. Un contacto auxiliar del tipo **a** significa que está abierto cuando el interruptor está abierto (en reposo) y uno del tipo **b** estará cerrado cuando el interruptor está abierto, invirtiendo sus posiciones cuando se cierra el interruptor.

En los esquemas de disparo y control de las protecciones, los contactos siempre se reflejan en estado de reposo, haciendo caso omiso de si el relé está o no energizado en el circuito. Un ejemplo clarificador es el caso de una función de mínima tensión que en su estado de reposo, el contacto se representará como normalmente cerrado (del tipo **b**) a pesar de que en su estado normal, con su bobina de operación alimentada con la tensión normal del sistema se halle abierto, cerrando al operar, es decir, cuando la tensión aplicada baje del nivel de operación fijado ó, sea cero. Con esta normativa también se considera en los esquemas, que el interruptor automático está abierto.

En la Fig. 2 mostramos según dos normativas la representación de los contactos incluyendo, así mismo los contactos dobles con un lado común y uno conmutador.

En los contactos, sobre todo en aquellos de los relés auxiliares, es importante definir como mínimo la capacidad de cierre en amperios, las intensidades de paso que soportan en régimen permanente y durante un minuto, así como la tensión máxima de corte en C.C y en C.A.

1.7 Requisitos de las protecciones

El campo de las protecciones tiene una antigüedad del orden de unos 70 años y a lo largo de este periodo ha habido grandes evoluciones con la utilización de distintas tecnologías. Los fenómenos de la red siguen siendo prácticamente los mismos y las fallas de las que proteger también, pero las posibilidades que ofrecen las nuevas tecnologías deben de hacernos replantear todos los fenómenos derivados de las perturbaciones en el sistema eléctrico, para hacer el mejor uso y aplicar nuevas técnicas en la selección y detección de las fallas.

A todo relé o sistema de protección, se le exigen cuatro requisitos fundamentales para que realice su función correctamente. Estos requisitos son:

- Sensibilidad
- Selectividad
- Rapidez
- Fiabilidad

1.7.1 Sensibilidad

El relé debe ser lo suficientemente sensible para operar en las condiciones de falla mínima que se puedan dar en la parte del sistema que tenga encomendada. En cualquier sistema eléctrico, en varias ocasiones en el día y durante las distintas estaciones del año, la carga puede variar entre límites muy amplios. Para cubrir estas exigencias cambiantes de la carga solicitada, es preciso poner diferentes combinaciones en la generación con el fin de atender la demanda de la forma más adecuada. La condición de mínima exigencia de generación es generalmente la que nos va a definir la sensibilidad del relé. En estas condiciones, circulará por la protección la mínima corriente de falla al producirse un cortocircuito y, el relé deberá ser lo suficientemente sensible para detectar esa falla.

1.7.2 Selectividad

La selectividad de un relé de protección es la facultad para reconocer inequívocamente una falla dentro de la zona que tiene encomendada y posteriormente, disparar los interruptores necesarios para despejar la falla. Los relés deben de seleccionar entre aquellas fallas para las que deben de operar por haberse producido en los propios equipos que protegen, de las fallas que se produzcan en otros equipos para las que no deben de operar.

Algunas protecciones son inherentemente selectivas y ello implica el que no se vean afectadas por las fallas que se produzcan fuera de los equipos o de las zonas que tienen bajo su responsabilidad. Un ejemplo de este tipo de esquemas inherentemente selectivo es, el de las protecciones diferenciales. Otro tipo de protecciones, con actuación diferida en fallas fuera de su zona encomendada, son consideradas relativamente selectivas. En estas protecciones generalmente, la selectividad se obtiene a través de diferentes ajustes de los niveles de respuesta y de los tiempos de operación, en coordinación con los que se pretende sean selectivos. En el caso de relés con diferentes características de operación, la selectividad debe de establecerse sobre el campo total comprendido entre los valores mínimo y máximo de la corriente de cortocircuito.

1.7.3 Rapidez

El relé debe de operar con la rapidez adecuada. Por supuesto que la rapidez es esencial en la separación del elemento dañado de la red, para evitar que se produzcan mayores desperfectos debidos a los efectos del cortocircuito y de esta manera, reducir los costes de reparación y el de su permanencia fuera de servicio. La rapidez de operación tiene además, repercusión directa en la estabilidad general del sistema eléctrico. Durante una falla por cortocircuito, el resto de la red transmite menos energía y algunos generadores tienden a perder el sincronismo, pudiendo producirse en ellos la salida de paralelo. Cuanto menor es el tiempo de mantenimiento de la falla, es menos probable que los generadores pierdan el sincronismo y en consecuencia, afectará menos a la estabilidad del sistema.

1.7.4 Fiabilidad

Además de los requisitos anteriores, para que un sistema de protecciones funcione satisfactoriamente, debe de ser fiable. La fiabilidad (*reliability*) es la medida del grado de confianza de que un sistema de protección va a actuar correctamente.

El término fiabilidad engloba dentro de sí dos conceptos. Por un lado, la **obediencia** (*dependability*), que es la cualidad de que una protección opere correctamente cuando es requerido para operar y por otro lado la **seguridad** (*security*), que es la cualidad de no operar ante unas causas extrañas, evitando actuaciones incorrectas. La fiabilidad de un sistema de protecciones depende, en primer lugar, de la fiabilidad de los propios relés y, en segundo lugar, de su aplicación, de su correcta instalación y de su mantenimiento preventivo.

1.8 Principios de aplicación

La filosofía general de aplicación de los relés y equipos de protección es dividir el SEP en zonas que puedan ser protegidas adecuadamente por equipos apropiados. Las zonas deberán ser desconectadas de la red en un tiempo muy corto, causando la mínima anomalía en la parte del sistema que permanezca en servicio. Los equipos de protección que comprenden cada zona podemos dividirlos en dos tipos:

- *Protecciones primarias*
- *Protecciones de respaldo*

Hablando en términos estratégicos, las protecciones primarias las podríamos denominar como las de primera línea de defensa y están diseñadas para desconectar de la red, solamente el elemento en falla cuando esta ocurra. Si la falla no ha sido despejada por la protección primaria deberá actuar la protección de respaldo, pero en casi todos los casos, para aislar la falla, desconectará una mayor parte del sistema.

1.8.1 Protecciones primarias

En los grandes sistemas de generación y transporte de energía, donde la manipulación de ésta es masiva, las protecciones primarias se diseñan para que operen con gran rapidez en cualquier tipo de falla que se produzca. Se podrán

utilizar protecciones primarias más lentas en sistemas de menor importancia, pero en general, en cualquier sistema, las protecciones primarias deberán ser aquellas que den la respuesta más rápida posible compatible con las características del sistema.

En la Fig. 3 hemos pretendido mostrar como se divide un SEP en zonas de protecciones primarias. Las líneas finas separan cada zona de protección enmarcando cada elemento del sistema, tales como generadores, transformadores, barras y líneas de transporte. La zona incluye el elemento del sistema y los interruptores que conectan dicho elemento al sistema. Si ocurre una falla en una zona de protección primaria, los relés de protección provocarán el disparo de todos los interruptores comprendidos dentro de la zona.

Como se muestra en la citada Fig. 3, las zonas de protección primaria están dispuestas de forma que haya un solape alrededor de los interruptores. Esto se hace con el propósito de eliminar la posibilidad de que haya espacios muertos o áreas no protegidas. Una falla dentro de un área solapada, provocará el disparo de todos los interruptores de dos zonas primarias. Este disparo extensivo a dos áreas es necesario porque una falla dentro de una zona solapada es, en efecto, una falla en el interruptor y no existe garantía de que el interruptor involucrado en la falla opere correctamente.

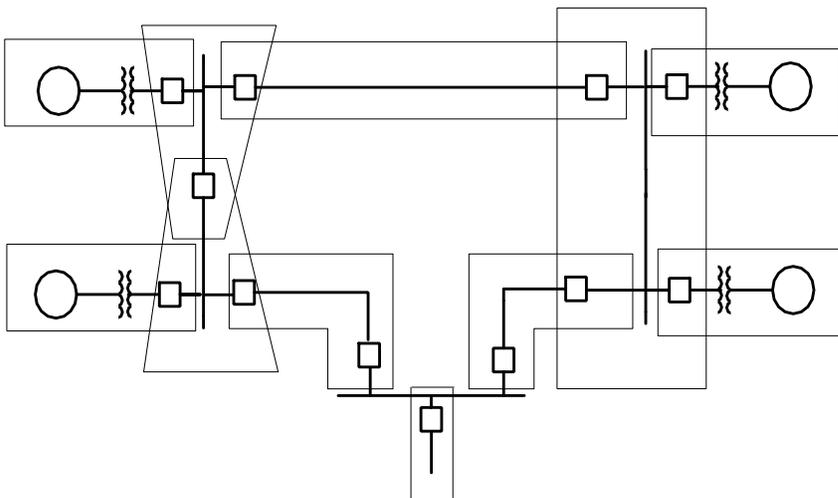


Fig. 3- Esquema unifilar de un sistema dividido en zonas de Protecciones Primarias

1.8.2 Protecciones de respaldo

Las protecciones de respaldo se instalan para cubrir los posibles fallos en los propios equipos de las protecciones primarias y también, de los posibles fallos en el interruptor. Las causas que pueden producir los fallos en los relés son:

- Fallo en los circuitos de alimentación de C.A. por defecto en los transformadores de medida o en sus cables de conexión.
- Fallo en la fuente de alimentación de C.C. de los circuitos de disparo y control.
- Fallo en los dispositivos auxiliares.
- Fallo en el propio relé.

Las causas que pueden contribuir al fallo de un interruptor son:

- Fallo en el circuito de disparo (alimentación C.C).
- Bobina de disparo en cortocircuito ó en circuito abierto.
- Fallo mecánico en el dispositivo de disparo.
- Fallo en los contactos principales del interruptor.

Todo esquema de protección de respaldo, debe de servir de respaldo tanto para el relé propiamente dicho, como para el interruptor ó interruptores que accionan.

La protección de respaldo ideal debe ser instalada de forma que cualquier elemento o dispositivo que produzca en un momento dado un fallo en la protección primaria, no sea motivo también de fallo en la protección de respaldo. Es por lo que en casos muy concretos, se recomienda duplicar los circuitos de disparo y control e incluso en algunos casos, los transformadores de medida.

Una condición básica es que la protección de respaldo no opere hasta que la primaria haya tenido la oportunidad de hacerlo. Por ello, siempre existe una demora asociada a la operación de las protecciones de respaldo. Cuando se produce un cortocircuito arrancan ambas protecciones para operar, pero si la primaria despeja la falla, la de respaldo debe reponerse antes de completar su ciclo de disparo. Si la falla no es despejada por la primaria, al de un tiempo

actuará la protección de respaldo, disparando los interruptores necesarios para despejar la falla y aislar el elemento del sistema.

En los SEP se utilizan dos tipos de protecciones de respaldo, las denominadas de Respaldo Remoto y de Respaldo Local.

1.8.2.1 Protecciones de respaldo remoto

En las protecciones de apoyo remoto, las fallas se despejan desde las subestaciones adyacentes a donde se ha producido la falla. Por ejemplo, consideremos el esquema simplificado de la Fig. 4. En un esquema de protección de apoyo remoto, los relés con demora en A hacen la protección de apoyo de la línea CD (por ej. segunda y tercera zona de los relés de distancia en A). Si se produce un fallo en el interruptor C para una falla en la línea CD, los relés en A dispararán los interruptores asociados aislando la falla. Es decir, los relés y el interruptor A darán la protección de respaldo a los relés y al interruptor C. De forma análoga, los relés y el interruptor D darán respaldo a los relés e interruptor B y, por lo tanto, los relés e interruptores en A y D servirán de respaldo a la subestación S. Si en las protecciones de las líneas que se muestran en la figura anterior se utilizan relés de distancia, el tiempo en despejar la falla por la protección de respaldo para una falla próxima al interruptor C, estará comprendido entre 0,25 y 0,5 s. (segunda zona de los relés en A), mientras que para fallas próximas al interruptor D, podría ser hasta de 3 segundos (tercera zona de los relés en A). Estos tiempos serían aún superiores si la protección de respaldo fuese a base de relés de sobreintensidad de tiempo diferido.

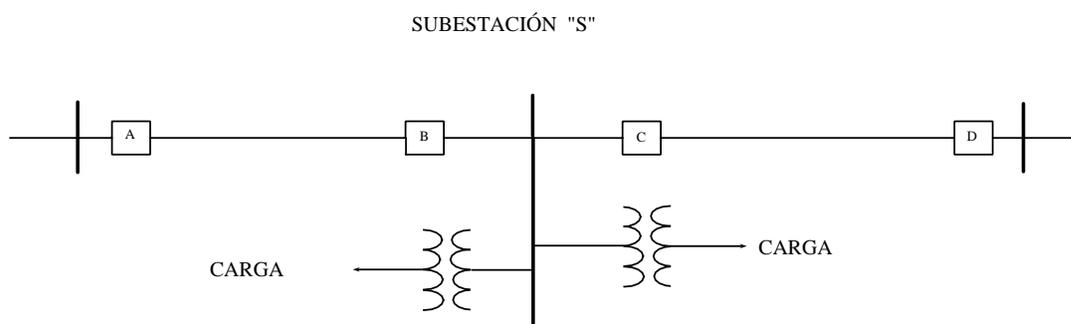


Fig. 4 - Esquema unifilar de una Protección de Respaldo Remoto

En los sistemas actuales, las protecciones de respaldo remoto se utilizan en áreas de no excesiva responsabilidad. Es cierto que por una pequeña cantidad de dinero se pueden añadir a las protecciones primarias las funciones de respaldo remoto y utilizar de esta manera, las protecciones primarias de la línea A-B también como protecciones de respaldo de la línea C-D. Sin embargo, este tipo de protecciones de respaldo remoto tiene dentro de los sistemas actuales muchas limitaciones.

Las protecciones de respaldo remoto son de por sí lentas y además, cuando operan siempre provocan el disparo de más interruptores que los estrictamente necesarios para despejar la falla, dejando una gran parte de la red sin suministro de energía en detrimento de la calidad del servicio y, con el consiguiente perjuicio económico.

Los SEP actuales van incrementando en complejidad debido al gran número de generadores conectados a la red, a la multiplicidad de interconexiones que aportan corrientes a las fallas y también, a que cada vez deben atender mayores cargas. Como resultado de esta expansión, se hace hoy en día difícil instalar protecciones de respaldo en subestaciones adyacentes.

1.8.2.2 Protecciones de respaldo local

Cuando por las limitaciones antes señaladas, las protecciones de respaldo remoto no son aconsejables, se instalan las denominadas de respaldo local. En las protecciones de respaldo local las fallas se despejan a través de los relés ubicados en la misma instalación. Este tipo de protección hace de respaldo del fallo en los relés y también, del fallo en el propio interruptor, tal y como lo podemos apreciar en el esquema unifilar de la Fig. 5. El esquema que se muestra es para una línea conectada a barras y con la utilización de protecciones redundantes en cada terminal de línea.

La protección primaria que figura en el esquema puede ser, por ejemplo, del tipo de distancia con sus extremos comunicados por onda portadora (Carrier), por hilo piloto ó por microondas, configurados en un esquema de comparación de fase,

comparación direccional, ó bien, de sobreintensidad. La protección de respaldo puede ser idéntica a la protección primaria, usualmente de distinta tecnología ó, integrada por equipos con otras funciones. En cualquiera de los casos, lo ideal sería que estuvieran alimentados ambos conjuntos por transformadores de medida distintos. De esta forma, al producirse una falla en el conjunto de los relés que conforman una de las protecciones, la ausencia de corrientes y tensiones en su alimentación, no sería motivo de una eliminación total de las protecciones de esa posición.

Si consideramos que se produce una falla en la línea protegida ambas protecciones operarán y darán orden de disparo al interruptor de línea. La protección de respaldo será de la misma rapidez que la primaria. Al actuar cualquiera de los dos conjuntos de protección dando orden de inicio al ciclo de apertura del interruptor, mandarán al mismo tiempo arrancar el temporizador de la función de respaldo de fallo de interruptor. Si éste, a pesar de recibir la orden no dispara, el relé de línea permanecerá en su posición de operado, permitiendo al temporizador que alcance el final del tiempo, dando este temporizador orden de disparo a los otros interruptores asociados a la barra correspondiente, los necesarios para aislar la falla.

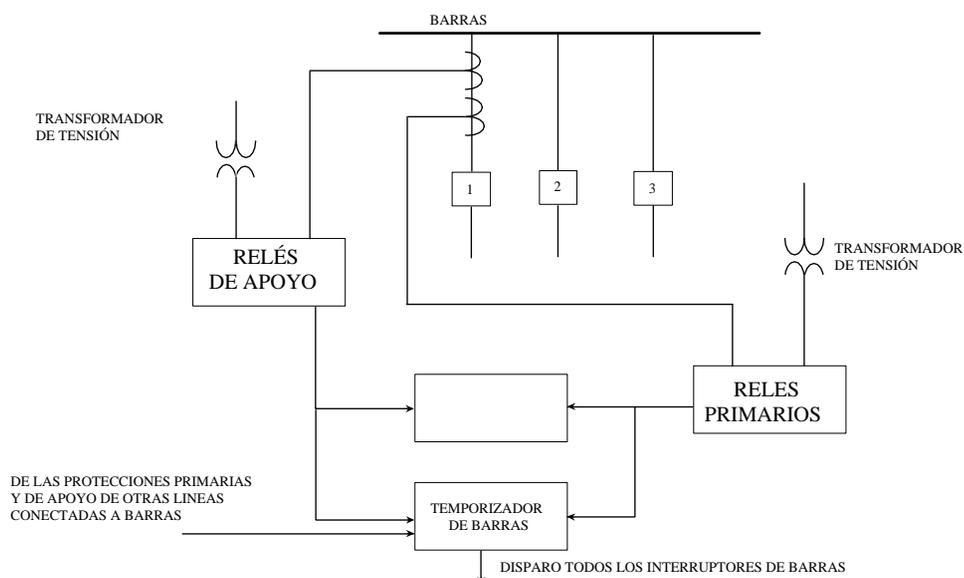


Fig. 5 - Esquema básico de protección de apoyo local

Para evitar que un fallo en la alimentación de C.C. anule las protecciones, es práctica usual duplicar las líneas de alimentación de los circuitos de disparo y control, e incluso, en casos de sistemas de gran responsabilidad, generalmente en sistemas de Muy Alta Tensión, disponer en una misma subestación dos grupos distintos de baterías diseñando la circuitería de disparo y control, de manera que las correspondientes a las protecciones primarias estén aisladas eléctricamente de aquellas de respaldo.

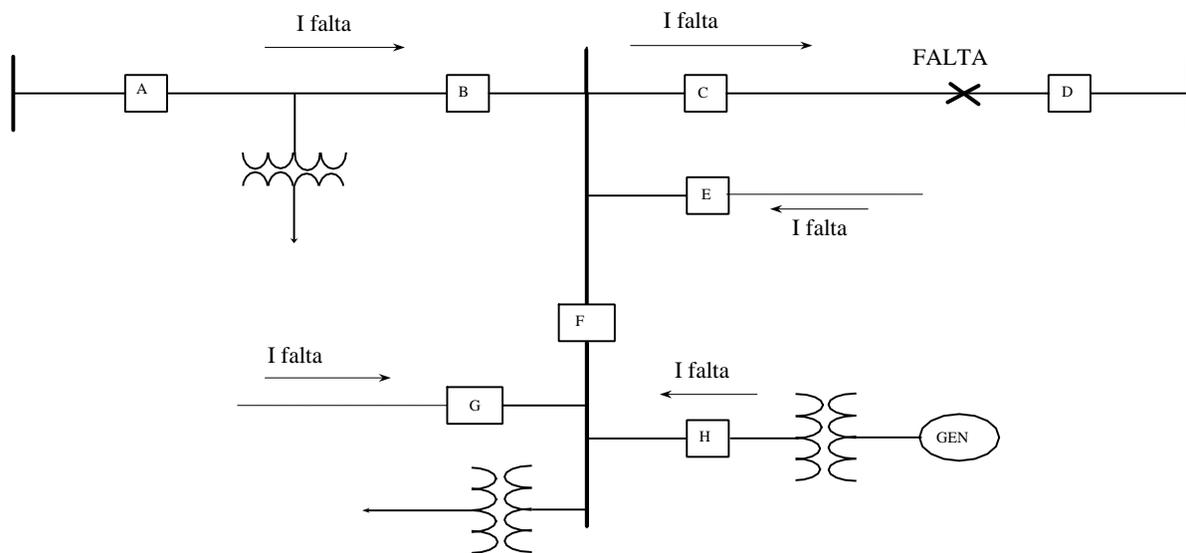


Fig. 6 - Esquema de Protección de Apoyo Local con alimentación intermedia

Para ilustrar la aplicación de una protección de respaldo local nos vamos a referir a la Fig. 6 donde suponemos que en el interruptor C se halla instalada una protección de respaldo local. Si ocurre una falla en la línea C-D próximo al

interruptor C, para despejar esta falla la protección funcionará de forma que si las protecciones primarias y de apoyo en C son de distancia, operarán con gran rapidez para despejar la falla. Ahora bien, en el caso de que fallara el interruptor C y no disparara, el temporizador de barras iniciaría su ciclo que al cabo de su tiempo de ajuste (entre 0,1 - 0,2 seg.) provocaría el disparo de los interruptores B, E y F.

Con la protección de respaldo local, la falla será despejada en un tiempo mucho menor que con el de respaldo remoto y además, no se desconectarán innecesariamente generadores y cargas del sistema.

Actualmente, en instalaciones de gran responsabilidad, la protección de respaldo consiste en duplicar las protecciones primarias, es decir, instalar dos sistemas de protecciones redundantes.

1.9 Fallas en Sistemas Eléctricos.

1.9.1 Tipos de fallas

- **Cortocircuitos:** Trifásico simétrico, aislado o a tierra, bifásico aislado (cortocircuito entre 2 líneas), bifásico a tierra (entre dos líneas y el conjunto a tierra) y monofásico (una línea conectada a tierra).
- **Fases abiertas:** Una fase abierta, dos fases abiertas y tres fases abiertas. La última situación significa que la línea o dispositivo sale completamente de servicio.

Los cortocircuitos trifásicos dan origen a fallas simétricas pues el SEP permanece eléctricamente balanceado, en cambio los cortocircuitos bifásicos aislados y a tierra y el monofásico, así como 1 ó 2 fases abiertas corresponden a fallas asimétricas, ya que el sistema queda eléctricamente desbalanceado en el punto de falla. En el caso de fallas simétricas, el cálculo se realiza en base a una representación monofásica (por fase) de la red del SEP y se aplican las técnicas normales de análisis de circuitos. Para el cálculo de las fallas asimétricas, resulta conveniente utilizar al Método de las Componentes Simétricas.

1.9.2 Objetivos del Cálculo de Cortocircuitos

- Definir la capacidad de ruptura de los interruptores necesarios en las diversas partes de un SEP, para lo que se realiza normalmente un cálculo de cortocircuito

trifásico simétrico, debido a que este tipo de falla produce las corrientes de cortocircuito más elevadas en la mayoría de los casos.

b. - - Ayudar a establecer un sistema adecuado de protección para diversas condiciones de falla, para lo que se debe realizar un cálculo de distribución de corrientes en la red del SEP tanto para cortocircuitos simétricos como asimétricos (usualmente el cortocircuito monofásico).

En general, el Cálculo de Cortocircuitos debe proporcionar los siguientes resultados:

- La corriente en el punto de falla
- La potencia de cortocircuito en el punto de falla
- La distribución de corrientes post-falla en todas las líneas del SEP
- Las tensiones post-falla en todas las barras

1.9.3 Algunos antecedentes relativos a la selección de interruptores

Los valores de corriente suministrados por un cálculo de cortocircuito, corresponden a corrientes simétricas respecto al eje del tiempo y por lo tanto no incluyen la componente de corriente continua. En la selección de interruptores debe tenerse en cuenta la componente de corriente continua, por ello se distinguen dos valores de corriente:

- Corriente instantánea

Es la corriente que debe soportar un interruptor inmediatamente después de ocurrida la falla. Para determinarla, se calcula en primer lugar la corriente simétrica de cortocircuito utilizando las reactancias subtransientes de los generadores, motores sincrónicos y de inducción. Luego, el valor así calculado, se multiplica por un factor que depende de la tensión de operación del interruptor. Los factores usualmente empleados se indican en la Tabla 1.1

Voltaje	Factor
$> 5 \text{ kV}$	1.6
$\leq 5 \text{ kV}$	1.5
$\leq 600 \text{ V}$	1.25

Tabla 1.1- Factores de corrección para la corriente instantánea

- Corriente de interrupción

Es la corriente que un interruptor debe ser capaz de interrumpir en el momento que se abren sus contactos. Para determinar su valor, se procede primero a calcular la corriente simétrica de cortocircuito y luego se aplica un factor que depende de la velocidad de operación del interruptor. La Tabla 1.2 muestra algunos valores típicos.

Interruptores de	Factor
8 ciclos o mas	1.0
5 ciclos	1.1
3 ciclos	1.2
2 ciclos	1.4

Tabla 1.2- Factores de corrección para la corriente de interrupción

Para el cálculo se recomienda emplear las reactancias subtransientes de los generadores, las reactancias transientes de los motores y condensadores síncronos. Los motores de inducción no se consideran.

1.10 Coordinación entre elementos.

Son varios los dispositivos que se utilizan para brindar protección a las redes de distribución, entre ellos se encuentran los fusibles, relés, los restauradores y los seccionalizadores.

- Coordinación Fusible-Fusible.
- Coordinación Restaurador - Fusible.

- Coordinación entre el fusible y el restaurador.
- Coordinación Relé – Fusible.
- Coordinación Relé – Relé.

1.10.1 Coordinación Fusible-Fusible.

Los fusibles tienen dos características de operación fundamental, el denominado tiempo mínimo de fusión (MM) y la de tiempo máximo de limpieza (TC). Las características MM dan el tiempo en que se puede dañar el fusible para un valor dado de cortocircuito. La característica TC da el tiempo de limpieza del fusible para un valor dado de cortocircuito. En este caso, la coordinación de los fusibles no se afectará, siempre que puedan coordinar para las corrientes mayores, teniendo en cuenta solamente la avería en sentido descendente.

1.10.2 Coordinación Restaurador - Fusible.

El restaurador se utiliza mucho como dispositivo de protección en las redes eléctricas aéreas de medio voltaje, garantizando una calidad del suministro aceptable ya que las estadísticas mundiales en este tipo de red demuestran que aproximadamente el 70% de los fallos son transitorios.

En Cuba existe una particularidad pues la utilización de GD puede provocar que el funcionamiento del restaurador no sea exitoso, ya que la GD continúa en operación durante el tiempo en que el restaurador esté abierto, de manera que el voltaje se mantiene y por lo tanto el fallo seguirá alimentado, de manera que puede hacer que el arco no se extinga y por lo tanto el fallo se convertirá en permanente. Esto se traduce en un deterioro de la fiabilidad de la red y un incremento del número de consumidores que han perdido el servicio.

Por otro lado el recierre no exitoso incrementa el daño a los componentes de la red ya que el restaurador cerrará en el momento en que el fallo está presente. Un problema aún mayor que el anterior es el caso que la GD no se separe durante el tiempo de fallo, de manera que los generadores se pueden frenar o acelerar en ese período de manera que el recierre puede ser en el momento en que los voltajes de la red y la parte de la generación esté en oposición de fase, lo cual

puede traer consecuencias severas a los generadores producto de sobrevoltaje, sobrecorrientes y grandes momentos mecánicos que aparecen en los mismos. La literatura recomienda dar un retardo mayor al tiempo de recierre, para que de esta forma pueda aislarse a la GD, así como evitar el recierre por la curva instantánea del restaurador. Además se recomiendan otros tipos de protecciones entre ellas la de prevención de islas (antiislanding)

El restaurador debe coordinar con el fusible para todos los fallos en el ramal. Se utilizan ajustes diferentes para los fallos de fase y de tierra. Las corrientes de falla sobre el ramal serán las mismas en el fusible y en el restaurador si no hay GD. Los dos dispositivos deben coordinar para todos los valores de las corrientes de fallos sobre el alimentador de la carga o detrás. La filosofía aquí es que el fusible se funda primero que el restaurador haga su apertura definitiva para un fallo permanente en la zona del fusible, o línea de carga en este caso. Para fallo transitorio el fusible no debe operar, lo hará el restaurador desconectando el circuito con una operación rápida y así se da la oportunidad de que el fallo pueda ser eliminado. Solo para un fallo permanente el fusible abre. Esto trae la ventaja que para fallas temporales el circuito de la carga no se desconecta. El restaurador además brinda la protección de respaldo al fusible de esta forma. Este arreglo brinda seguridad de operación y disminuye el costo del mantenimiento.

1.10.3 Intervalo de coordinación entre el fusible y el restaurador.

Está claro que la diferencia entre las corrientes fusible y restaurador depende de la GD, de su medida, tipo y localización sobre el alimentador. Si la capacidad de la GD es grande, mayor será la inyección de corriente de fallo, y mientras más cerca está la GD del alimentador de carga, más grande es la diferencia y viceversa. Para un fallo dado la diferencia entre fusible y restaurador es mayor, el intervalo dado de coordinación es menor por lo que el fusible se puede dañar antes que el restaurador opere por su característica rápida, de modo que se pierde la coordinación.

Otro aspecto que hay que tener en cuenta es que después que el restaurador realice su operación la primera vez y su consecuente intervalo sin energía, el

sistema debe energizarse sin la GD, pues de lo contrario hay que garantizar la sincronización, ya que puede entonces representar un daño para la GD.

1.10.4 Coordinación Relé – Fusible.

Esta coordinación es semejante a la del restaurador- fusible

1.10.5 Coordinación Relé – Relé.

La coordinación relé-relé depende del tipo utilizado, si es de tiempo constante no se hace necesario realizarla pues al ajustar el relé ya se garantiza que opere correctamente. En el caso del que el relé sea de tiempo inverso se hace necesario en el ajuste seleccionar una curva de operación que garantice la coordinación con los otros elementos de la red.

Si se conecta la GD en el alimentador, y dependiendo de la colocación de la GD en el alimentador, se presentarán diferentes condiciones, en las cuales puede que no existan problemas en la coordinación, pero habrá casos en los que resulta imposible la misma, lo cual depende de la localización de las fuentes de GD y de su capacidad.

Capítulo # 2 Cálculo de las protecciones.

2.1 Introducción.

En este capítulo se realizan múltiples corridas de PSX, con el objetivo de realizar diferentes ajustes a las protecciones. Estas corridas se realizaron para los diferentes casos a partir del monolineal de la Figura 2.1.

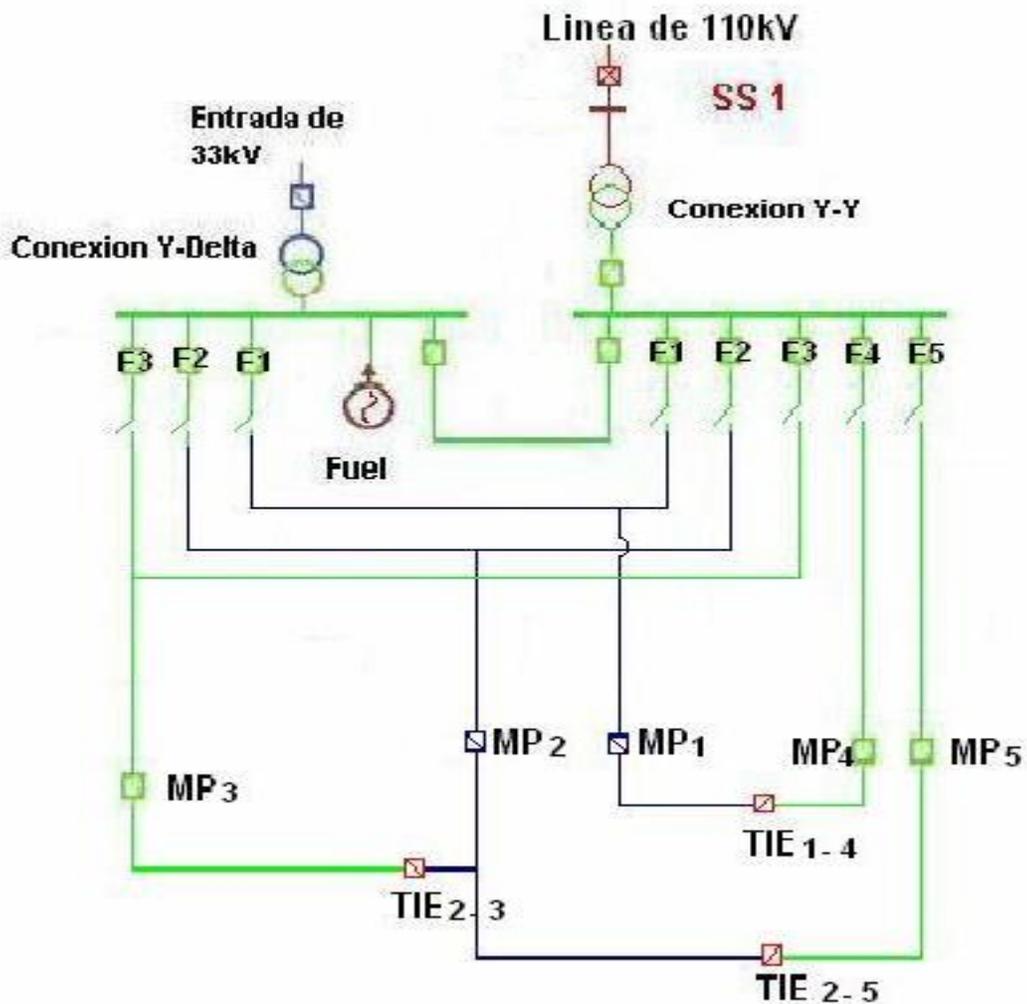


Fig 2.1 Monolineal de 110/13.8 kV.

En el figura 2.1 pueden apreciar el monolineal de la subestación SS1 esta por la parte secundaria correspondiente al nivel de voltaje de 13.8 kV, presenta un interruptor totalizador y seis interruptores para las salidas de los alimentadores. interconectada con la Fuel.

2.2 Corridas del PSX desde el sistema y generadores.

2.2.1 Corrida de niveles de cortocircuito (cc) desde el sistema y generadores.

Para esta corrida, el sistema fue sustituido por generadores en lugar de las líneas que alimentaban la subestación y se tomaron como datos para estos generadores

los MVA de cortocircuito máximo y mínimo de entrada a la subestación. Ver figura 2.2.

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
Fuel	205.17	214.32	213.08	173.65
Salidas	205.18	212.88	210.46	171.48
SS1	328.04	388.62	398.92	333.79
f1	205.17	212.87	210.45	171.48
f2	205.17	212.87	210.45	171.48
f3	205.17	212.86	210.45	171.48
f4	205.17	212.87	210.45	171.48
f5	205.17	212.88	210.45	171.48
mp3	193.41	198.26	196.35	153.37
mp4	183.05	185.77	184.11	138.62
mp5	189.87	194.59	192.12	148.24
mp2	191.78	195.97	194.40	152.55
mp1	184.26	189.66	185.55	142.94
1-2	172.27	172.88	171.67	125.92
3-4	159.66	158.31	157.43	110.04
4-5	166.13	165.99	164.66	118.81

Fig. 2.2 CC Máximo con sistema y las plantas.

Esta corrida se realizó con el sistema y los generadores para dos condiciones de máxima y de mínima con la cual se pudieron determinar los MVA de cc de las diferentes subestaciones.

2.2.2 Cálculo de los niveles de cc mínima con sólo el sistema.

Para este cálculo se realiza la corrida de PSX sólo con el sistema y con los niveles de cortocircuito calculados se puede ver si las protecciones son sensibles.

Para esta corrida en el programa se calcularon la X0, X2 y la X1 con los MVA de cortocircuito mínimo de la subestación. Los resultados de esta corrida se pueden ver en figura 2.3.

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
Tuinucu	179.80	205.12	140.98	194.74
SS1	170.87	197.49	134.64	187.57
Salidas	99.48	108.03	81.48	103.48
F5	99.47	108.03	81.46	103.47
F4	99.47	108.03	81.46	103.47
F3	99.47	108.04	81.47	103.47
F2	99.48	108.04	81.47	103.47
F1	99.48	108.04	81.46	103.47
mp5	93.63	103.79	77.13	99.19
mp4	96.54	105.36	79.19	101.25
mp3	98.51	107.26	80.74	102.74
TIE 5-4	87.64	98.88	72.54	94.63
mp2	94.41	103.76	77.61	99.62
mp1	91.24	101.53	75.29	97.14
TIE 3-2	91.92	101.85	75.75	97.72
TIE 1-2	88.14	99.05	72.94	94.73
barra Fuel	99.48	108.04	81.47	103.47
enlace	99.48	108.04	81.47	103.47

Fig 2.3 Cortocicuito min con solo sistema.

2.3 Corridas del PSX solo con plantas.

En estas corridas solo se hicieron con las plantas para diferentes variantes y acomodando la red para estas variantes.

2.3.1 Corrida de PSX con 2 plantas Fuel.

En esta corrida de PSX se acondiciona la red hasta donde llega la capacidad de los generadores, alimentando ese ramal al máximo de su carga para determinar los niveles de cortocircuito de los diferentes interruptores, esta variante es en caso de que las plantas tengan que alimentar esta parte de la red , sólo se realizó corrida de máxima.

En los resultado de las corrida se puede llegar a la conclusión que aquellas subestaciones que están cerca de las plantas, los MVA de cc monofásico son mayores que los bifásicos a tierra ya que la Z0 es mayor que la Z2.ver figura 2.3 Niveles de cortocircuito.

Aquí se evidencian las conclusiones que se dieron en el caso anterior, que las subestaciones que están próximas a las plantas, los MVA de cc monofásico son mayores que los bifásicos a tierra.

2.3.2 Corrida de PSX con las plantas Fuel trabajando en isla la red de distribución.

Esta corrida en PSX se realiza para condiciones de máxima hasta donde llega la capacidad de las plantas y se determinan los MVA de cc que se muestran en la fig 2.4.

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
Tuinucu	0.00	0.00	0.00	0.00
SS1	0.00	0.00	0.00	0.00
Salidas	112.10	158.85	109.86	172.78
F5	112.08	158.83	109.84	172.76
F4	112.08	158.83	109.84	172.76
F3	112.08	158.84	109.84	172.76
F2	112.10	158.86	109.86	172.78
F1	112.10	158.86	109.86	172.78
mp5	104.64	151.10	101.68	161.07
mp4	108.18	153.66	105.53	166.38
mp3	110.83	157.30	108.45	170.70
TIE 5-4	97.00	142.11	93.43	149.06
mp2	105.50	150.66	102.61	162.02
mp1	101.57	145.99	98.33	155.58
TIE 3-2	102.37	146.93	99.21	156.99
TIE 1-2	97.66	141.29	94.13	149.36
barra Fuel	112.10	158.87	109.87	172.79
enlace	112.10	158.86	109.86	172.78

Fig 2.4 Cortocircuito maximo con plantas

2.4 Protección de fase.

Para el cálculo de las protecciones de fase se tienen en cuenta los alimentadores que están involucrados, sus diferentes configuraciones, así como los niveles de cortocircuito.

Teniendo en cuenta los alimentadores se realizan los cálculos para los siguientes interruptores:

Interruptores
F1-4: Ajuste del alimentador F1 en dirección a F4

MP1-4: Ajuste del alimentador MP1 en dirección a F4
TIE14-4: Ajuste del alimentador TIE14 en dirección a F4
MP4-4: Ajuste del alimentador MP4 en dirección a F4
F4-1: Ajuste del alimentador F4 en dirección a F1
MP4-1: Ajuste del alimentador MP4 en dirección a F4
TIE14-1: Ajuste del alimentador TIE 14 en dirección a F4
MP1-1: Ajuste del alimentador MP1 en dirección a F4
Interruptores
F2-5: Ajuste del alimentador F2 en dirección a F5
MP2-5: Ajuste del alimentador MP2 en dirección a F5
TIE25-5: Ajuste del alimentador TIE25 en dirección a F5
MP5-5: Ajuste del alimentador MP2 en dirección a F5
F5-2: Ajuste del alimentador F5 en dirección a F2
MP5-2: Ajuste del alimentador MP5 en dirección a F2
TIE25-2: Ajuste del alimentador TIE25 en dirección a F2
MP2-2: Ajuste del alimentador MP2 en dirección a F2
Interruptores
F3-5: Ajuste del alimentador F3 en dirección a F5
MP3-5: Ajuste del alimentador MP3 en dirección a F5

TIE23-5: Ajuste del alimentador TIE23 en dirección a F5
TIE 25-5: Ajuste del alimentador TIE25 en dirección a F5
MP5-5: Ajuste del alimentador MP5 en dirección a F5
F5-3: Ajuste del alimentador F5 en dirección a F3
MP5-3: Ajuste del alimentador MP3 en dirección a F5
TIE25-3: Ajuste del alimentador TIE25 en dirección a F3
TIE 23-3: Ajuste del alimentador TIE23 en dirección a F3
MP3-3: Ajuste del alimentador MP3 en dirección a F3

2.4.1 Cálculo de la corriente de carga máxima.

Como primer paso se introdujo la carga estimada que existiría al alimentar desde la nueva SE 110-13,8kV en cada uno de los tramos entre los interruptores que conformarán la red como muestra la tabla 2.1.

Lazo F1-F4	P	Q	S	KV	Ic max
F1-MP1	1,73	0,63	1,840425532	13,8	76,99783886
MP1-TIE14	1,73	0,63	1,840425532	13,8	76,99783886
TIE14-MP4	1,28	0,42	1,34714513	13,8	56,36047849
MP4-F4	1,28	0,42	1,34714513	13,8	56,36047849

Lazo F2-F3-F5	P		S		
F2-MP2	1,49	0,72	1,650340874	13,8	69,04527158
MP2-TIE23-TIE25	1,49	0,72	1,650340874	13,8	69,04527158
TIE23-MP3	1,02	0,62	1,193649865	13,8	49,93870078
MP3-F3	0,5	0,22	0,546260011	13,8	22,853867
TIE 25-MP5	1,53	0,74	1,694444444	13,8	70,8904316
MP5-F5	1,53	0,74	1,694444444	13,8	70,8904316

Tabla 2.1 Cálculo de la I_{cmáx}.

2.4.2 Cálculo de la corriente de arranque.

El cálculo de la corriente de arranque se realiza a través de la siguiente expresión:

$$I_{ar} = 2 I_{cmáx}$$

Donde: I_{ar} : Corriente de arranque de la protección.

$I_{cmáx}$: Corriente de carga máxima.

En la tabla 2.2 se muestra el resultado del calculo de la corriente de arranque en ambos sentidos para cada uno de los alimentadores debido a la carga prevista en cada uno de los tramos considerando los mismos balanceados.

	P	Q	S	KV	Ic máx.	Iar
Interruptores	Lazo F1-F4					
F1-4	6,02	2,0958123	6,37	13,81	266,49	533
MP1-4	4,29	1,4679062	4,53	13,81	189,56	379,1
TIE14-4	2,56	0,84	2,69	13,81	112,64	225,3
MP4-4	1,28	0,42	1,35	13,81	56,32	112,6
F4-1	6,02	2,0958123	6,37	13,81	266,49	533
MP4-1	4,74	1,6758123	5,03	13,81	210,18	420,4
TIE14-1	3,46	1,2558123	3,68	13,81	153,88	307,8
MP1-1	1,73	0,6279062	1,84	13,81	76,942	153,9
Interruptores	Lazo F2-F5					
F2-5	6,02	2,92	6,69	13,81	279,67	559,3
MP2-5	4,03	2,08	4,53	13,81	189,57	379,1
TIE25-5	3,05	1,48	3,39	13,81	141,68	283,4
MP5-5	1,53	0,74	1,69	13,81	70,839	141,7
F5-2	6,02	2,92	6,69	13,81	279,67	559,3
MP5-2	5,37	2,00	5,73	13,81	239,35	478,7

TIE25-2	2,97	1,44	3,3	13,81	137,99	276
MP2-2	1,49	0,72	1,65	13,81	68,995	138
Interruptores	Lazo F3-F5					
F3-5	6,06	3,04	6,77	13,81	283,2	566,4
MP3-5	5,56	2,82	6,23	13,81	260,39	520,8
TIE23-5	4,54	2,20	5,04	13,81	210,67	421,3
TIE 25-5	3,05	1,48	3,39	13,81	141,68	283,4
MP5-5	1,53	0,74	1,69	13,81	70,839	141,7
F5-3	6,055	3,0371824	6,77	13,81	283,2	566,4
MP5-3	4,53	2,30	5,08	13,81	212,37	424,7
TIE25-3	3,01	1,56	3,39	13,81	141,55	283,1
TIE 23-3	1,52	0,84	1,74	13,81	72,604	145,2
MP3-3	1,53	0,74	1,69	13,81	70,839	141,7

Tabla 2.2 Cálculo de la corriente de arranque (Iar.)

El cálculo de la corriente de arranque de los demás interruptores se realizó de la siguiente forma

Interruptor totalizador: Su potencia activa, reactiva, aparente así como su corriente de carga se calculó como la sumatoria de la de todos los alimentadores y su ajuste hacia el sistema se calcula teniendo en cuenta la potencia máxima hacia el sistema desde la FUEL. [6]

Interrupidores por 110kV: Su ajuste esta dado por la corriente de carga de la SE más la de las 2 SE de 110kV restantes que conforman el lazo y en el sentido contrario por la corriente máxima que pudiera circular hacia la línea de 110kV desde la planta con el lazo abierto en la propia Subestación.

Interrupidores de Enlace: En este interruptor debido a la circulación de corriente desde el Sistema y la configuración en la alimentación a través de los interruptores de salida, el desvío o cualquier eventualidad la corriente puede estar circulando en ambos sentidos, por lo que se tuvo en cuenta y se analizó de la siguiente manera:

Enlace 1: Corriente circulando en el interruptor de Enlace desde la SE de 110-13,8kV hacia la FUEL.

Este ajuste fue dado como la sumatoria de las corrientes de arranque de los interruptores situados en la FUEL.

Enlace 2: Corriente circulando en el interruptor de Enlace desde la FUEL hacia la SE de 110-13,8. [7]-[8]

Este ajuste fue dado como la sumatoria de las corrientes de arranque de los interruptores situados en la SE de SS-1.

En el caso de los interruptores de los demás interruptores se mantendrán los ajustes en la tabla 2.3.

Interrupidores	S	<u>kV</u>	Ic	Iar
T1-b	30	<u>13,8</u>	1255,1	2510
T1-s	20	<u>13,8</u>	836,74	1673
E-b	30	<u>13,8</u>	1255,1	2510
E-s	30	<u>13,8</u>	1255,1	2510
I11-t	30	<u>110</u>	157,46	314,9

I11-ss1	90	<u>110</u>	472,38	944,8
I21-ss1	30	<u>119</u>	145,55	291,1
I21-ss2	60	<u>110</u>	314,92	629,8

Tabla 2.3 Cálculo de Iar de los demás interruptores de la Subestación.

Donde:

Interruptores
T1-b Ajuste del totalizador T1 sentido barra.
T1-s Ajuste del totalizador T1 sentido barra.
E-b Ajuste del enlace E sentido barra de la SE.
E-s Ajuste del enlace E sentido barra de la FUEL.
I11-t Ajuste del interruptor #1 de 110kV hacia Tuinucú.
I11-ss1 Ajuste del interruptor #1 de 110kV hacia la SE#1.
I21-ss1 Ajuste del interruptor #2 de 110kV hacia SE#1.
I21-ss2 Ajuste del interruptor #2 de 110kV hacia la SE#2.

2.4.3 Chequeo de sensibilidad

Para el cálculo de la sensibilidad, se realizó bajo condición de generación mínima una corrida de flujo en el PSX alimentando la carga a través de dos plantas y para el interruptor totalizador de la SE de 13,8kV hacia la carga se tomó la condición de mínima desde el sistema, a partir de esta se calcularon los niveles de cc mínimo al final de los lazos de 13,8kV (Ver anexo 5).

De este estudio se escogió el CC bifásico mínimo al final de los lazos 3-4 y se calculó la sensibilidad a través de la expresión siguiente:

$$K_s = I_{cc2 \text{ min}} / I_{ar}$$

Donde:

$I_{cc2 \text{ min}}$: Corriente del cortocircuito bifásico mínimo en condiciones de mínima generación al final del lazo.

I_{ar} : Corriente de arranque del alimentador calculada como 2 veces su corriente de carga máxima, la cual fue calculada suministrando la carga del lazo.

El factor de sensibilidad se tomó como $K_S = 1.5$ para tener en cuenta el posible fallo a través de arco.

La sensibilidad de los demás interruptores de la subestación totalizadores y enlace se calculó para el nivel de cc mínimo a la salida de los alimentadores. Los resultados se encuentran expresados en la tabla 2.4:

Interruptores	MVA 2fmin.	kV	Imin(kA)	ks
F1-4	73,38	13,8	2,65869565	4,98832113
MP1-4	73,38	13,8	2,65869565	7,01283374
TIE14-4	73,38	13,8	2,65869565	11,8018083
MP4-4	73,38	13,8	2,65869565	23,6036165
F4-1	73,38	13,8	2,65869565	4,98832113
MP4-1	73,38	13,8	2,65869565	6,32468963
TIE14-1	73,38	13,8	2,65869565	8,63862636
MP1-1	73,38	13,8	2,65869565	17,2772527

F2-5	73,38	13,8	2,65869565	4,75329427
MP2-5	73,38	13,8	2,65869565	7,01239154
TIE25-5	73,38	13,8	2,65869565	9,38286798
MP5-5	73,38	13,8	2,65869565	18,765736
F5-2	73,38	13,8	2,65869565	4,75329427
MP5-2	73,38	13,8	2,65869565	5,55398131
TIE25-2	73,38	13,8	2,65869565	9,63361495
MP2-2	73,38	13,8	2,65869565	19,2672299
F3-5	73,38	13,8	2,65869565	4,69402855
MP3-5	73,38	13,8	2,65869565	5,1051396
TIE23-5	73,38	13,8	2,65869565	6,30999164
MP5-5	73,38	13,8	2,65869565	18,765736
T1-b	84,42	13,8	3,05869565	1,14786019
T1-s	84,42	13,8	3,05869565	1,72179029
E-b	84,42	13,8	3,05869565	1,14786019
E-s	84,42	13,8	3,05869565	1,14786019

Tabla 2.4 Cálculo de la sensibilidad.

Del análisis de la tabla de sensibilidad podemos concluir que los interruptores de salida son sensibles para cortocircuito cc trifásico mínimo que ocurran a la entrada

de los transformadores de distribución y que estén más alejados de la subestación.

2.4.4 Cálculo del Tiempo de operación.

El tiempo de operación de los interruptores se calculó a partir del tiempo del fuse de mayor capacidad (40) para el cc trifásico máximo en el alimentador. Los cuales se muestran los resultados de la corrida en la figura 2.2.

Luego se entró en la curva de tiempo máximo de limpieza para este nivel de cc en el fusible de 40k donde se calculó top en la tabla 2.5.

Transformador	MVAcc3	KV	lcc3	fusible	top
333kVA	205,18	13,8	8584,110741	40k	0,01

Tabla 2.5 Cálculo del tiempo de operación.

Entonces para todos los interruptores se tomó como curva de tiempo (IEEE Extremely Inverse Time) que coordinaran para el mayor nivel de cc, con un retardo de tiempo de 0.2 segundos superior a la curva de mayor tiempo de operación y corriente de arranque calculada como se explicó anteriormente. Ver tabla 2.6.

Interruptores	MVAcc3	KV	lcc3	top(seg)
F1-4	205,18	13,8	8584,1	1
MP1-4	205,18	13,8	8584,1	0,8
TIE14-4	205,18	13,8	8584,1	0,6
MP4-4	205,18	13,8	8584,1	0,4
F4-b				0,2

F4-1	205,18	13,8	8584,1	1
MP4-1	205,18	13,8	8584,1	0,8
TIE14-1	205,18	13,8	8584,1	0,6
MP1-1	205,18	13,8	8584,1	0,4
F1-b				0,2
F2-5	205,18	13,8	8584,1	1
MP2-5	205,18	13,8	8584,1	0,8
TIE25-5	205,18	13,8	8584,1	0,6
MP5-5	205,18	13,8	8584,1	0,4
F5-b				0,2
F5-2	205,18	13,8	8584,1	1
MP5-2	205,18	13,8	8584,1	0,8
TIE25-2	205,18	13,8	8584,1	0,6
MP2-2	205,18	13,8	8584,1	0,4
F2-b				0,2
F3-5	205,18	13,8	8584,1	1
MP3-5	205,18	13,8	8584,1	0,8
TIE23-5	205,18	13,8	8584,1	0,6
MP5-5	205,18	13,8	8584,1	0,4

F5-b				0,2
T1-b	205,18	13,8	8584,1	1,2
T1-s	205,18	13,8	8584,1	
E-b	205,18	13,8	8584,1	1,2
E-s	205,18	13,8	8584,1	

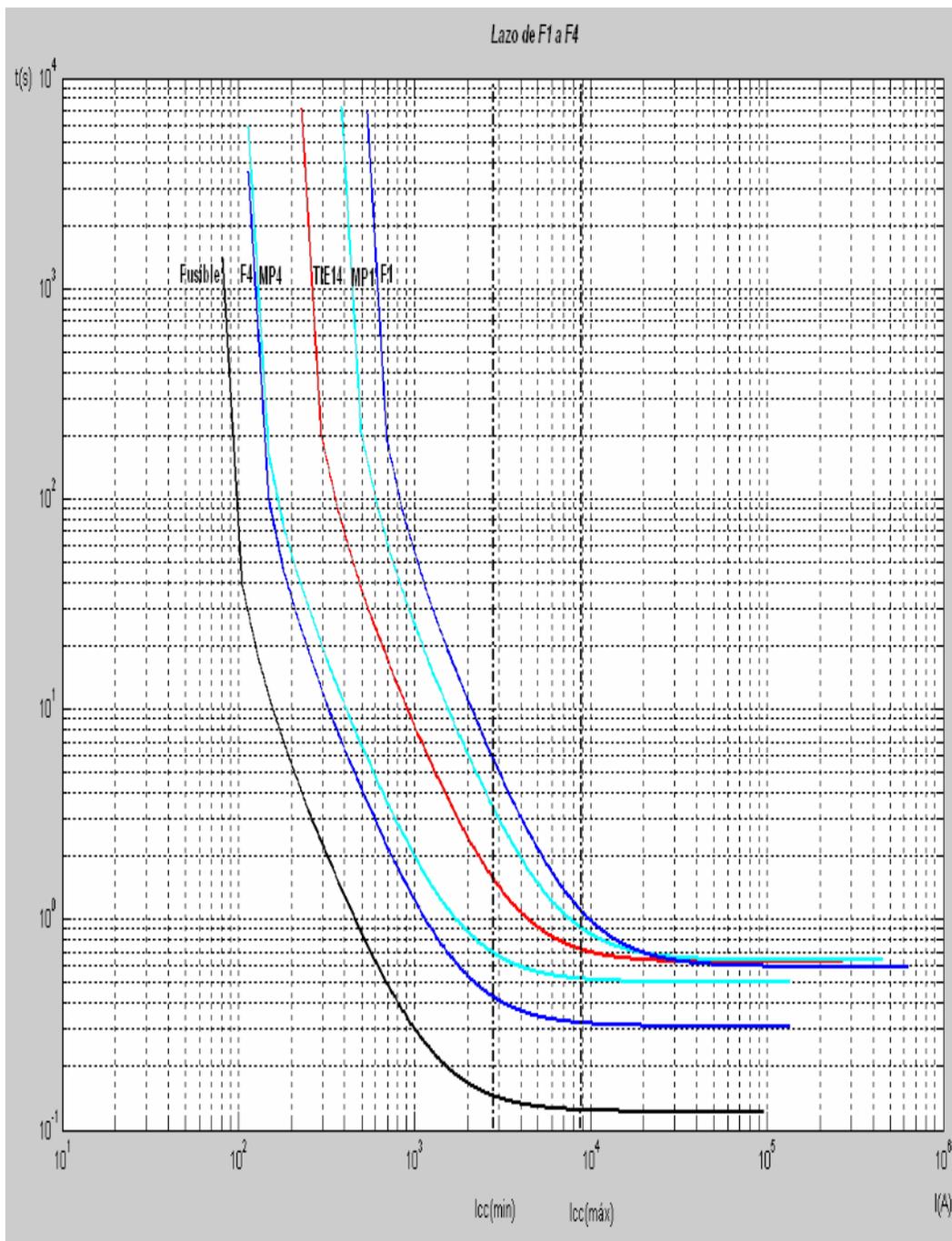
Tabla 2.6 Cálculo del tiempo de operación.

2.4.5 Elemento instantáneo.

Debido a la longitud de la línea, distancias entre bancos de transformadores y condiciones de máximas y mínimas del sistema no es posible ajustar el instantáneo sin provocar disparos incorrectos.

2.4.6 Ajuste gráfico de las protecciones de fase.

La coordinación gráfica se realizó ploteando todas las curvas de los interruptores en el programa Matlab como se puede ver en la gráfica 2.1. (Ver anexo 1y 2).



Gráfica 2.1 Coordinación de la curva del lazo F1 a F4.

2.5 Protección tierra.

En el ajuste de la protección de tierra se tendrá en cuenta los mismos parámetros que en la de fase.

2.5.1 Cálculo de la corriente de arranque.

Para el cálculo de la protección de fase a tierra la corriente de arranque se calculó teniendo en cuenta un 40% de desbalance con respecto a la corriente de fase para la corriente de carga máxima en los alimentadores.

$$I_{ap} = 0.4 I_{c\text{máx}}$$

Donde: I_{ap} : Corriente de arranque de la protección.

$I_{c\text{máx}}$: Corriente de carga máxima.

Los resultados en la siguiente tabla.2.7.

Lazo F1-F4	Ic max	Kd	Iap	
F1-4	266,5	0,4	106,6	
MP1-4	189,6	0,4	75,8	
TIE14-4	112,6	0,4	45,1	
MP4-4	56,3	0,4	22,5	36
F4-1	266,5	0,4	106,6	
MP4-1	210,2	0,4	84,1	
TIE14-1	153,9	0,4	61,6	
MP1-1	76,9	0,4	30,8	36
Lazo F2-F5				
F2-5	279,7	0,4	111,9	
MP2-5	189,6	0,4	75,8	
TIE25-5	141,7	0,4	56,7	

MP5-5	70,8	0,4	28,3	36
F5-2	279,7	0,4	111,9	
MP5-2	239,4	0,4	95,7	
TIE25-2	138,0	0,4	55,2	
MP2-2	69,0	0,4	27,6	36
Lazo F3-F5				
F3-5	283,2	0,4	113,3	
MP3-5	260,4	0,4	104,2	
TIE23-5	210,7	0,4	84,3	
TIE 25-5	141,7	0,4	56,7	
MP5-5	70,8	0,4	28,3	36
F5-3	283,2	0,4	113,3	
MP5-3	212,4	0,4	84,9	
TIE25-3	141,5	0,4	56,6	
TIE 23-3	72,6	0,4	29,0	36
MP3-3	70,8	0,4	28,3	36
Interruptores		0,4		
T1-b	1332,3	0,4	532,9	
T1-s	888,2	0,4	355,3	

E-b	1332,3	0,4	532,9
E-s	1332,3	0,4	532,9
I11-t	157,5	0,4	63,0
I11-ss1	472,4	0,4	189,0
I21-ss1	145,6	0,4	58,2
I21-ss2	314,9	0,4	126,0

Tabla 2.7 Corriente de arranque.

Dado de que los transformadores de corriente de los interruptores de salida de la subestación son de relación 600-5 se tuvo en cuenta que el valor de arranque de la protección no fuera inferior al 6% (36 Amp) de su capacidad con el fin de evitar disparos incorrectos.

2.5.2 Chequeo de sensibilidad.

Para este se calculó los MVA de cc mínimo a partir de la mínima generación con 2 máquinas de la FUEL, resultando muy inferior el cortocircuito monofásico debido a los bancos de tierra presentes en estos emplazamientos. (Ver anexo 5)

Luego se calcula:

$$K_s = I_{cc\text{mín}}/I_{apt}$$

El cálculo en la tabla 2.8.

Lazo F1-F4	Ic max	Iap	MVA 1f mín.	kV	Iccmin(kA)	Ks
F1-4	266,5	106,6	8,9	8,0	0,4	3,75
MP1-4	189,6	75,8	8,9	8,0	0,6	7,4

TIE14-4	112,6	45,1	8,9	8,0	0,6	12,4
MP4-4	56,3	22,5	8,9	8,0	0,6	24,8
F4-1	266,5	106,6	8,9	8,0	0,6	5,2
MP4-1	210,2	84,1	8,9	8,0	0,6	6,6
TIE14-1	153,9	61,6	8,9	8,0	0,6	9,1
MP1-1	76,9	30,8	8,9	8,0	0,6	18,1
Lazo F2-F5			8,9	8,0		
F2-5	279,7	111,9	8,9	8,0	0,6	5,0
MP2-5	189,6	75,8	8,9	8,0	0,6	7,4
TIE25-5	141,7	56,7	8,9	8,0	0,6	9,9
MP5-5	70,8	28,3	8,9	8,0	0,6	19,7
F5-2	279,7	111,9	8,9	8,0	0,6	5,0
MP5-2	239,4	95,7	8,9	8,0	0,6	5,8
TIE25-2	138,0	55,2	8,9	8,0	0,6	10,1
MP2-2	69,0	27,6	8,9	8,0	0,6	20,2
Lazo F3-F5						
F3-5	283,2	113,3	8,9	8,0	0,6	4,9
MP3-5	260,4	104,2	8,9	8,0	0,6	5,4
TIE23-5	210,7	84,3	8,9	8,0	0,6	6,6

MP5-5	70,8	28,3	8,9	8,0	0,6	19,7
Interruptores						
T1-b	1332,3	532,9	8,9	8,0	0,6	1,0
T1-s	888,2	355,3	8,9	8,0	0,6	1,6
E-b	1332,3	532,9	8,9	8,0	0,6	1,0
E-s	1332,3	532,9	8,9	8,0	0,6	1,0

Tabla 2.8 Comprobando sensibilidad.

2.5.3 Tiempo de operación.

El tiempo de operación de los interruptores se calculó a partir del tiempo del fuse de mayor capacidad (40) para el cc máximo a tierra que resultó ser el bifásico. (Ver anexo1 y 3)

Como se muestran en la tabla 2.9

Transformador	MVAcc2-t	KV	Icc2-t	fusible	Top
333kVA	212,9	13,8	7713,8	40k	0,01

Tabla 2.9 Tiempo de operación.

De igual manera que para la protección de fase para todos los interruptores se tomó como curva de tiempo (IEEE Extremely Inverse Time) que coordinaran para el mayor nivel de cc , con un retardo de tiempo de 0.2 segundos superior a la curva de mayor tiempo de operación y corriente de arranque calculada .Ver tabla 2.10

Lazo F1-F4	MVAcc2-t	KV	lcc2-t	top(seg)
F1-4	212,9	13,8	7713,8	1
MP1-4	212,9	13,8	7713,8	0,8
TIE14-4	212,9	13,8	7713,8	0,6
MP4-4	212,9	13,8	7713,8	0,4
F4-b				0,2
F4-1	212,9	13,8	7713,8	1
MP4-1	212,9	13,8	7713,8	0,8
TIE14-1	212,9	13,8	7713,8	0,6
MP1-1	212,9	13,8	7713,8	0,4
F1-b	212,9	13,8	7713,8	0,2
F2-5	212,9	13,8	7713,8	1
MP2-5	212,9	13,8	7713,8	0,8
TIE25-5	212,9	13,8	7713,8	0,6
MP5-5	212,9	13,8	7713,8	0,4
F5-2	212,9	13,8	7713,8	1
MP5-2	212,9	13,8	7713,8	0,8
TIE25-2	212,9	13,8	7713,8	0,6
MP2-2	212,9	13,8	7713,8	0,4

F2-b	212,9	13,8	7713,8	0,2
F3-5	212,9	13,8	7713,8	1
MP3-5	212,9	13,8	7713,8	0,8
TIE23-5	212,9	13,8	7713,8	0,6
MP5-5	212,9	13,8	7713,8	0,4
F5-b	212,9	13,8	7713,8	0,2
T1-b	212,9	13,8	7713,8	1,2
T1-s	212,9	13,8	7713,8	
E-b	212,9	13,8	7713,8	1,2
E-s	212,9	13,8	7713,8	

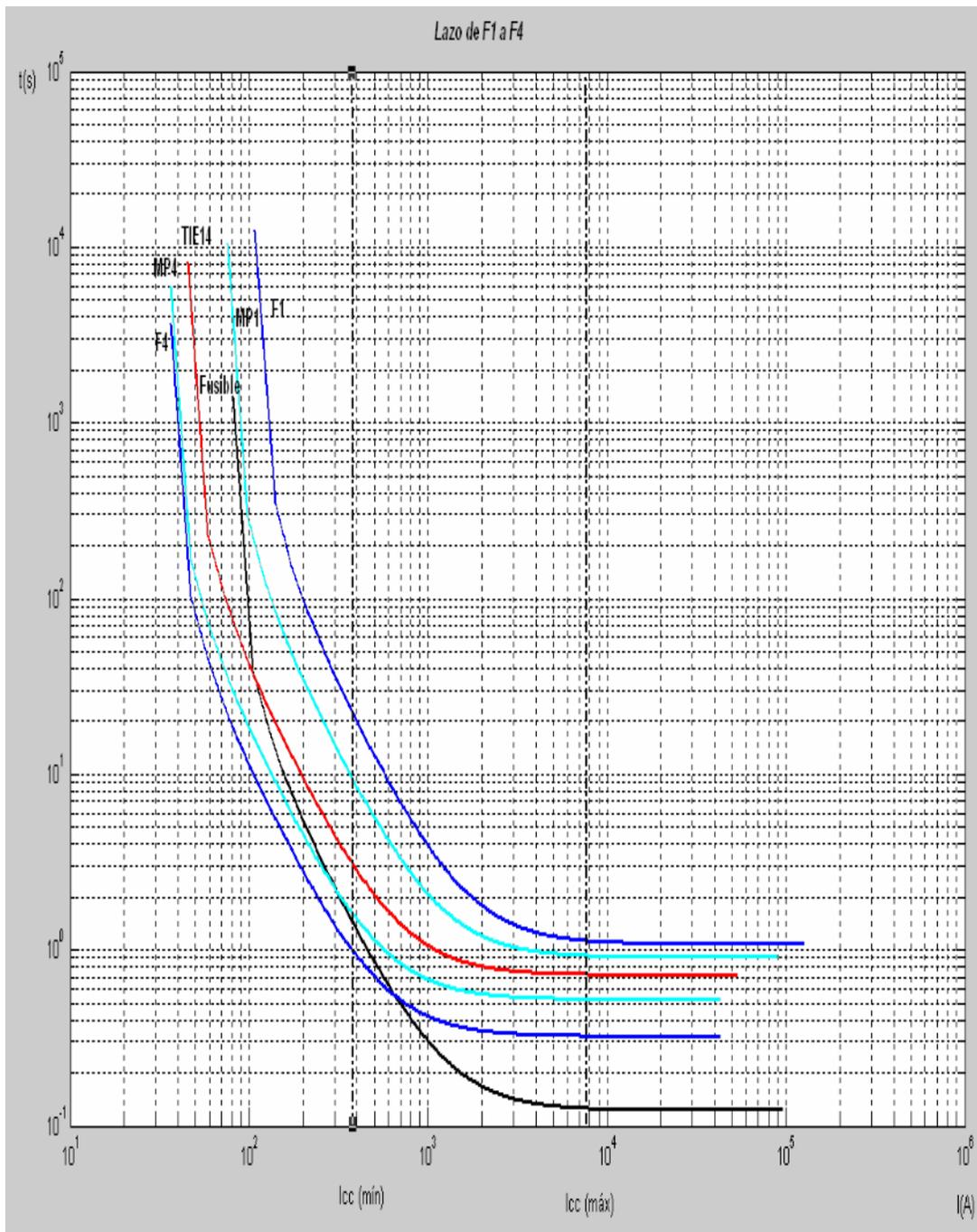
Tabla 2.10 Calculo del tiempo de operación

2.5.4 Elemento instantáneo

Debido a la longitud de la línea, distancias entre bancos de transformadores y condiciones de máximas y mínimas del sistema no es posible ajustar el instantáneo sin provocar disparos incorrectos.

2.5.5 Ajuste gráfico de las protecciones de tierra.

La coordinación gráfica se realizó ploteando todas las curvas de los interruptores en el programa Matlab. (Ver anexo 1 y 3).



Gráfica 2.1 Coordinación de la curva del lazo F1 a F4.

Conclusiones

1. No se debe usar el elemento instantáneo en redes de distribución debido a que este provoca disparos incorrectos.
2. Los bancos de tierra en los emplazamientos MAN limitan en gran medida las corrientes de cortocircuitos a tierra.
3. En la automatización de la distribución se debe trabajar la red en lazo debido a que disminuye la corriente de cortocircuito por cada alimentador y mejora la regulación del voltaje.
4. Se debe tener presente en la coordinación de las protecciones de tierra la existencia de bancos monofásicos de 333 kVA y mayores.

Recomendaciones

1. Recalcular los calibres de las líneas y aterramientos para los nuevos niveles de carga y cortocircuitos por alimentadores .(Ver anexo 4)
2. Utilizar el MATLAB como herramienta de cálculo de los multiplicadores de tiempo de las curvas de los reles y gráficos de coordinación. (ver anexo 1,2,3)
3. Continuar el estudio para una red en malla con la incorporación de más de una subestación.

Referencia Bibliográfica

- [1] Fernández, L. “*Generación distribuida: ¿La generación del futuro?*”. Energía. Septiembre – Octubre 2001 pp. 144 – 148.
- [2] EPRI. “*Integrating Distributed Generation Into the Electric Distribution System*” Technical Update. EPRI White Paper. December 2001, 6 pp.
- [3] Girgis, A., Brahma S. “*Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System*” IEEE 2001. pp 115 – 119.
- [4] Bagous, Y. “*Voltage Regulation and Overcurrent Protection Issues in Distribution Feeders with Distributed Generation – A Case Study*” Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences – 2005. 7 pp.
- [5] García, Z., González – Cueto, J. “*Manual para las Aplicaciones docentes del PSX*”. Universidad Central Las Villas. 2002.
- [6] Comité de operación económica del Sistema Interconectado Nacional “*Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*” diciembre 2005. 80 pp.
- [7] ABB Power T & D Company. “*Protective Relaying Theory and Applications* 1994, 351 pp.
- [8] Blackburn, J. “*Protective Relaying. Principles and Applications*. 1987. 591 pp.

Anexo 1

Resumen de los ajustes de la protección de sobrecorrientes de fase y tierra.

1.1-Interruptor alimentador 1 (F1)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador F1 en sentido F4.

Protección de fase

Sentido: F1-4

Iar = 533A

Iop = 8584A

Top =1s

Multiplicador =4,8864

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador F1 en sentido barra.

Sentido: F1-b

Iar = 154A

Iop = 8584A

Top =0,2s

Multiplicador =2,4666

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador F1 en sentido F4.

Protección de tierra.

Sentido: F1-4

Iar = 106,6A

Iop = 7714A

Top = 1s

Multiplicador = 8,8328

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador F1 en sentido barra.

Sentido: F1-b

Iar = 36A

Iop = 7714A

Top = 0,2s

Multiplicador = 2,6363

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.2-Interruptor alimentador 2 (F2)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador F2 en sentido F5.

Protección de fase**Sentido: F2-5**

Iar = 559,3

Iop = 8584

Top = 1s

Multiplicador = 4,662

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador F2 en sentido barra.

Sentido: F2-b

Iar = 138A

Iop = 8584A

Top = 0,2s

Multiplicador = 2,5001

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador F2 en sentido F5.

Protección de tierra.

Sentido: F2-5

Iar = 112A

Iop = 7714A

Top = 1s

Multiplicador = 8,7952

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador F2 en sentido barra.

Sentido: F2-b

Iar = 36A

Iop = 7714A

Top = 0,2s

Multiplicador = 2,6363

Int= No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.3-Interruptor alimentador 3 (F3)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador F3 en sentido F5.

Protección de fase.

Sentido: F3-5

Iar = 556,4A

Iop = 8584A

Top = 1s

Multiplicador =5,4299

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador F3 en sentido barra.

Sentido: F3-b

Iar = 141,67A

Iop = 8584A

Top = 0,2s

Multiplicador =2,4920

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador F3 en sentido F5.

Protección de tierra.

Sentido: F3-5

Iar = 113,3A

Iop = 7714A

Top = 1s

Multiplicador = 10,3501

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador F3 en sentido barra.

Sentido: F3-b

Iar = 36A

Iop = 7714A

Top = 0,2s

Multiplicador = 2,6363

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.4-Interruptor alimentador 4 (F4)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador F4 en sentido F1.

Protección de fase**Sentido: F4-1**

Iar = 532,3A

Iop = 8584A

Top = 1s

Multiplicador = 4,8864

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador F4 en sentido barra.

Sentido: F4-b

Iar = 112,63A

Iop = 8584A

Top = 0,2s

Multiplicador = 2,5472

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador F4 en sentido F1.

Protección de tierra.

Sentido: F4-1

Iar = 106,6A

Iop = 7714A

Top = 1s

Multiplicador = 8,8328

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador F4 en sentido barra.

Sentido: F4-b

Iar = 36A

Iop = 7714A

Top = 0,2s

Multiplicador = 2,6363

Int= No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.5-Interruptor alimentador 5 (F5)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador F5 en sentido F2.

Protección de fase

Sentido: F5-2

Iar = 566,4A

Iop = 8584A

Top = 1s

Multiplicador =4,6662

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador F5 en sentido barra.

Sentido: F5-b

Iar = 141,67A

Iop = 8584A

Top = 0,2s

Multiplicador =2,4941

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador F5 en sentido F2.

Protección de tierra.

Sentido: F5-2

Iar = 112 A

Iop = 7714A

Top = 1s

Multiplicador = 8,7952

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador F5 en sentido barra.

Sentido: F5-b

Iar = 36A

Iop = 7714A

Top = 0,2s

Multiplicador = 2,6363

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.6-Interruptor de lazo (MP1)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador MP1 en sentido F4.

Protección de fase**Sentido: MP1-4**

Iar = 379,1

Iop = 8584A

Top = 0,8s

Multiplicador = 5,2346

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador MP1 en sentido FI.

Sentido: MP1-1

Iar = 153,8A

Iop = 8584A

Top = 0,4s

Multiplicador = 3,9972

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador MP1 en sentido F4.

Protección de tierra.

Sentido: MP1-4

Iar = 75,8A

Iop = 7714A

Top = 0,8s

Multiplicador = 7,4175

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador MP1 en sentido F1

Sentido: MP1-1

Iar = 36A

Iop = 7714A

Top = 0,4A

Multiplicador = 4,2715

Int= No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.8-Interruptor de lazo (MP4)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador MP4 en sentido FI.

Protección de fase

Sentido: MP4-1

Iar = 420,4A

Iop = 8584A

Top = 0,8s

Multiplicador = 4,889

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador MP4 en sentido F4.

Sentido: MP4-4

Iar = 112,63A

Iop = 8584A

Top = 0,4s

Multiplicador =4,1277

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador MP4 en sentido FI.

Protección de tierra.

Sentido: MP4-1

Iar = 84,1A

Iop = 7714A

Top = 0,8A

Multiplicador = 7,3774

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador MP4 en sentido F4.

Sentido: MP4-4

Iar = 36A

Iop = 7714A

TOP = 0,4A

Multiplicador = 4,2715

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.9-Interruptor de lazo (MP2)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador MP2 en sentido F5.

Protección de fase

Sentido: MP2-5

Iar = 379,1A

Iop = 8584A

Top = 0,8s

Multiplicador = 5,2346

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador MP2 en sentido F2.

Sentido: MP2-2

Iar = 138A

Iop = 8584A

Top = 0,4s

Multiplicador =4,052

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador MP2 en sentido F5.

Protección de tierra.

Sentido: MP2-5

Iar = 75,8A

Iop = 7714A

Top = 0,8s

Multiplicador =7.4141

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador MP2 en sentido F2.

Sentido: MP2-2

Iar = 36A

Iop = 7714A

Top = 0,4s

Multiplicador =4.2715

Int= No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.10-Interruptor de lazo (MP5)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador MP5 en sentido F2.

Protección de fase

Sentido: MP5-2

Iar = 478,7A

Iop = 8584A

Top = 0,8s

Multiplicador =4,424

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador MP5 en sentido F5.

Sentido: MP5-5

Iar = 141,7A

Iop = 8584A

Top = 0,4s

Multiplicador =4,0417

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador MP5 en sentido F2.

Protección de tierra.

Sentido: MP5-2

Iar = 95,7A

Iop = 7714A

Top = 0,8s

Multiplicador = 7.3189

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador MP5 en sentido F5.

Sentido: MP5-5

Iar = 36A

Iop = 7714A

Top = 0,4s

Multiplicador = 2.6363

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.13-Interruptor de lazo (MP3)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador MP3 en sentido F5.

Protección de fase

Sentido: MP3-5

Iar = 520,8A

Iop = 8584A

Top = 0,8s

Multiplicador = 5,0001

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador MP3 en sentido F3.

Sentido: MP3-3

Iar = 141,7A

Iop = 8584A

Top = 0,4s

Multiplicador = 4,0383

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador MP3 en sentido F5.

Protección de tierra.

Sentido: MP3-5

Iar = 104,2A

Iop = 7714A

Top = 0,8s

Multiplicador = 8,8499

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador MP3 en sentido F3.

Sentido: MP3-3

Iar = 36A

Iop = 7714A

Top = 0,4s

Multiplicador = 4,2715

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse

1.7-Interruptor de lazo (TIE14)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador TIE 14 en sentido F4.

Protección de fase

Sentido: TIE14-4

Iar = 225,27A

Iop = 8584A

Top = 0,6s

Multiplicador = 5,1270

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador TIE 14 en sentido F1.

Sentido: TIE14-1

Iar = 307,76A

Iop = 8584A

Top = 0,6s

Multiplicador = 4,5813

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador TIE 14 en sentido F4.

Protección de tierra.

Sentido: TIE14-4

Iar = 45,1A

Iop = 7714A

Top = 0,6A

Multiplicador = 5,89

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador TIE 14 en sentido F1.

Sentido: TIE14-1

Iar = 61,6A

Iop = 7714A

Top = 0,6A

Multiplicador = 5,8517

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.11-Interruptor de lazo (TIE25)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador TIE 25 en sentido F5.

Protección de fase**Sentido: TIE25-5**

Iar = 283,35A

Iop = 8584A

Top = 0,6s

Multiplicador = 4,7502

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador TIE 25 en sentido F2.

Sentido: TIE25-2

Iar = 275,98A

Iop = 8584A

Top = 0,6s

Multiplicador = 4,8037

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador TIE 25 en sentido F5.

Protección de tierra.

Sentido: TIE25-5

Iar = 56,7A

Iop = 7714A

Top = 0,6A

Multiplicador = 5.8631

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador TIE 25 en sentido F2.

Sentido: TIE25-2

Iar = 55,2A

Iop = 7714A

Top = 0,6s

Multiplicador = 5.8669

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.12-Interruptor de lazo (TIE23)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador TIE 23 en sentido F3.

Protección de fase

Sentido: TIE23-3

Iar = 145,2A

Iop = 8584A

Top = 0,6s

Multiplicador =5,9066

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador TIE 23 en sentido F5.

Sentido: TIE23-5

Iar = 421,34A

Iop = 8584A

Top = 0,6s

Multiplicador =4,7502

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador TIE 23 en sentido F3.

Protección de tierra.

Sentido: TIE23-3

Iar = 36A

Iop = 7714A

Top = 0,6A

Multiplicador = 5,9066

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador TIE 23 en sentido F5.

Sentido: TIE23-5

Iar = 84,3A

Iop = 7714A

Top = 0,6A

Multiplicador = 5,8632

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.14-Interruptor Totalizador (T1)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador T1 en sentido barra.

Protección de fase

Sentido: T1-b

Iar = 2664A

Iop = 8584A

Top = 1,2s

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador T1 en sentido barra.

Protección de tierra.

Sentido: T1-b

Iar = 532,9A

Iop = 7714A

Top = 1,2s

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

1.15-Interruptor de enlace (E)

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador E en sentido barra.

Protección de fase

Sentido: E-b

Iar = 2664A

Iop = 8584A

Top = 1,2s

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador T1 en sentido sistema.

Sentido: E-s

Iar = 2664A

Iop = 8584A

Top = 1,2s

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de tierra del alimentador E en sentido barra.

Protección de tierra.

Sentido: E-b

Iar = 532,9A

Iop = 7714A

Top = 1,2s

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

A continuación se muestra el ajuste de la protección de fase del alimentador E en sentido sistema.

Sentido: E-s

Iar = 532,9A

Iop = 7714A

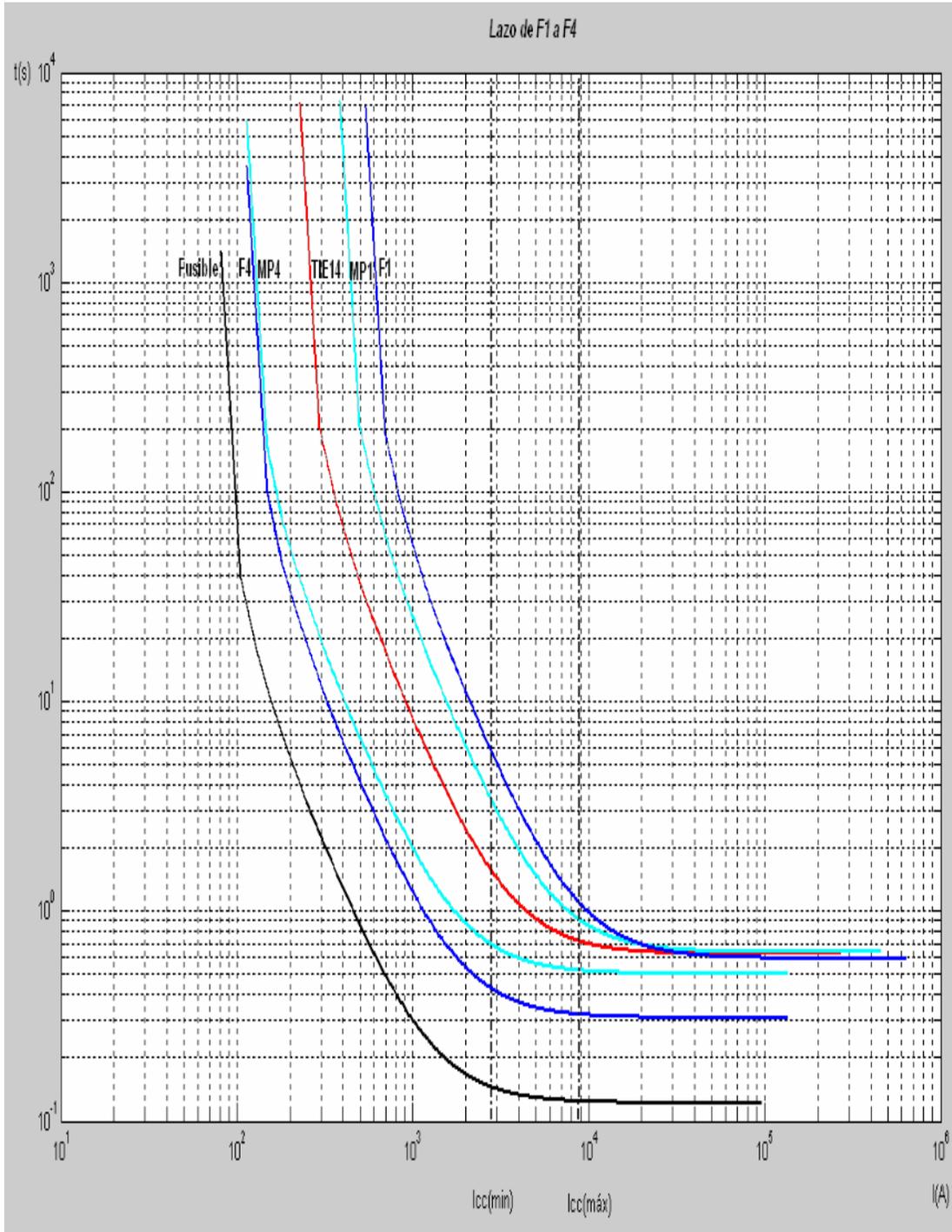
Top = 1,2s

Int = No

Tipo de curva: IEEE Std Extremely Inverse.

Anexo 2

En las gráficas siguientes se muestran las curvas de los diferentes lazos en la protección de fase y sus multiplicadores correspondiente.



Gráfica Lazo de F1 a F4

Mfn =

2.5472

Mmpn =

4.1277

Mtie =

5.1270

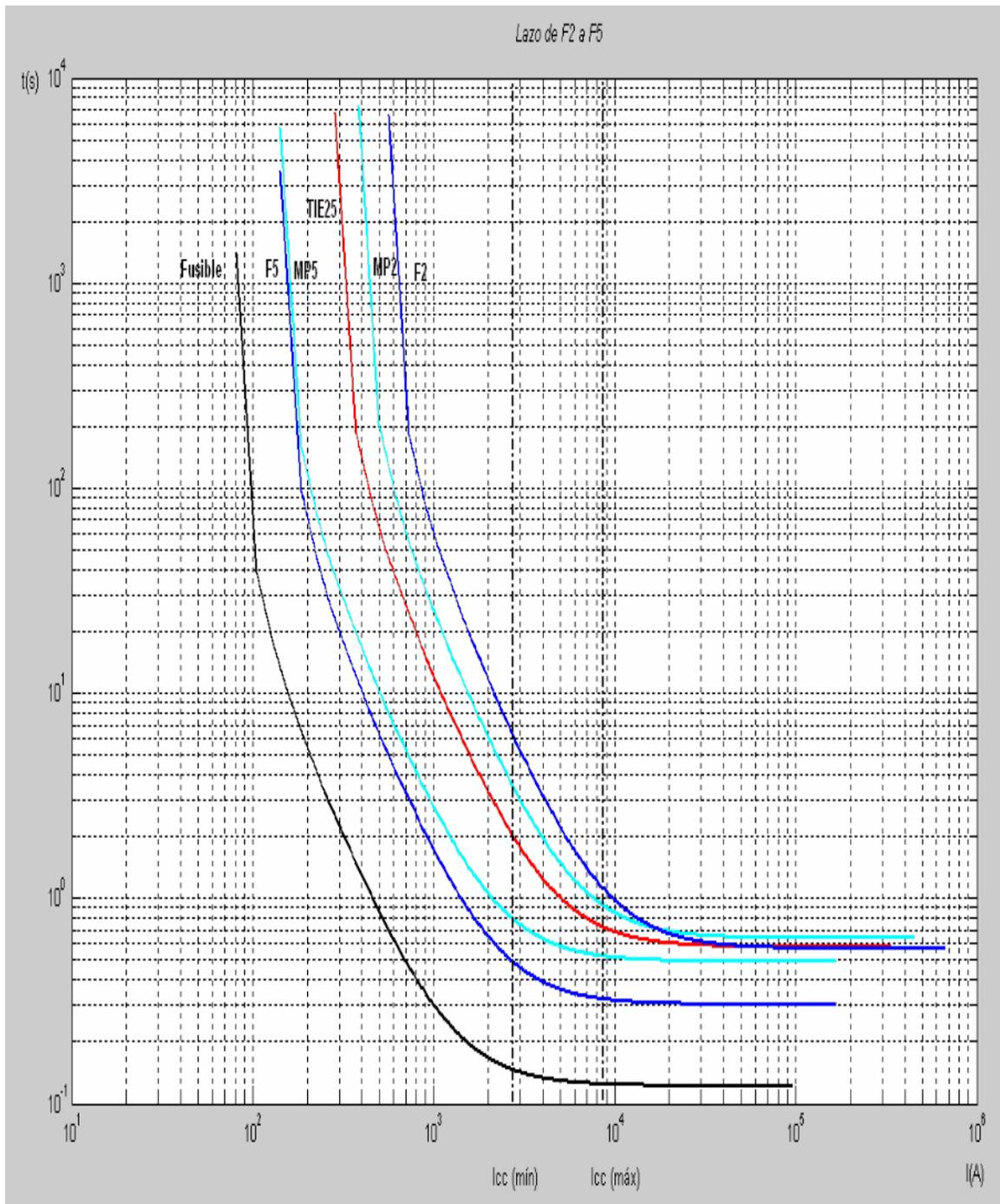
Mmp1 =

5.2346

Mf1 =

4.8864

Multiplicadores del lazo de F1 a F4



Gráfica del lazo F2 a F5

Mfn =

2.4941

Mmpn =

4.0417

Mtie =

4.7502

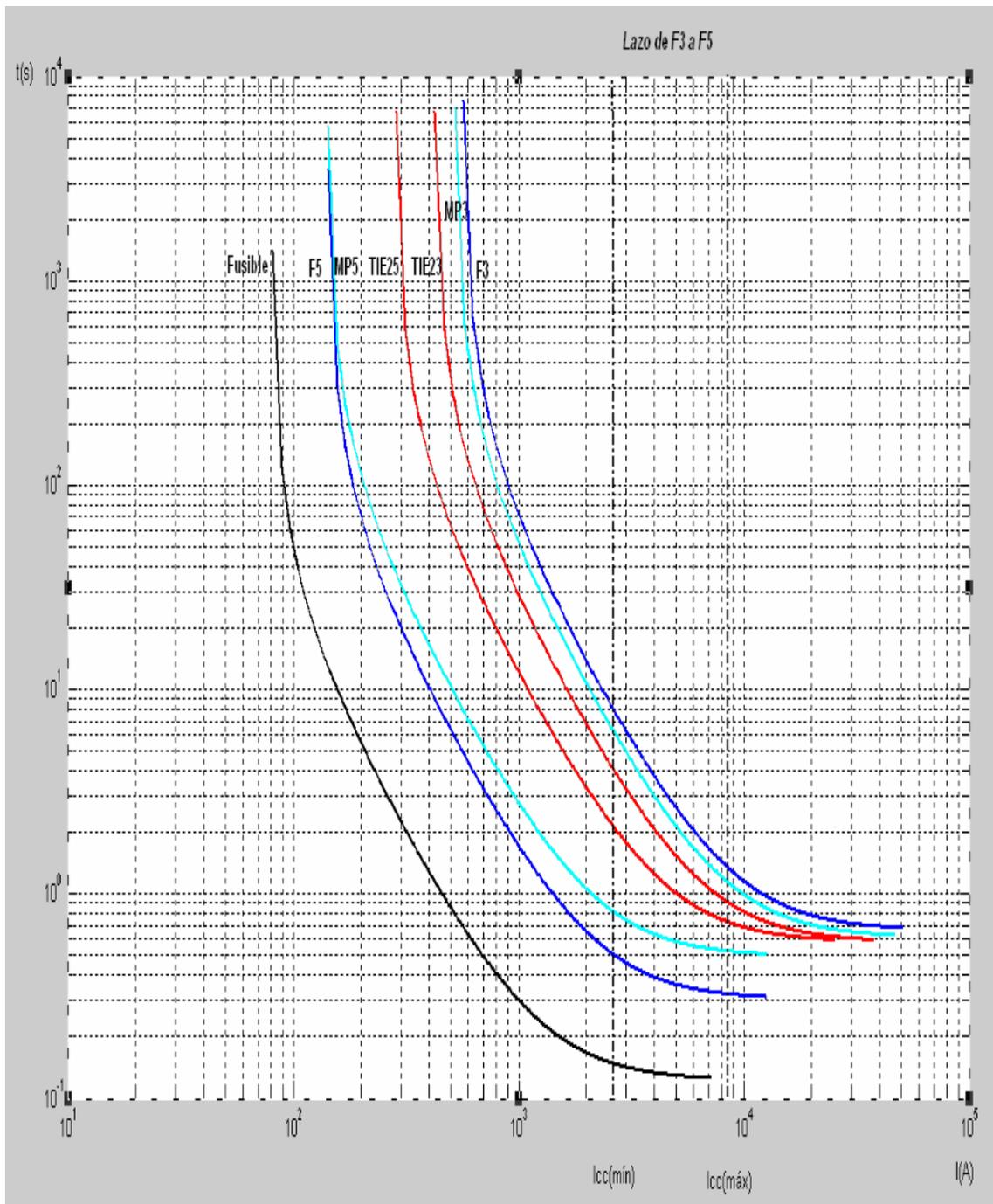
Mmpl =

5.2346

Mfl =

4.6662

Multiplicadores del lazo F2 a F5



Gráfica del lazo F3 a F5

Mfn =
2.4941

Mmpn =
4.0417

Mtie =
4.7502

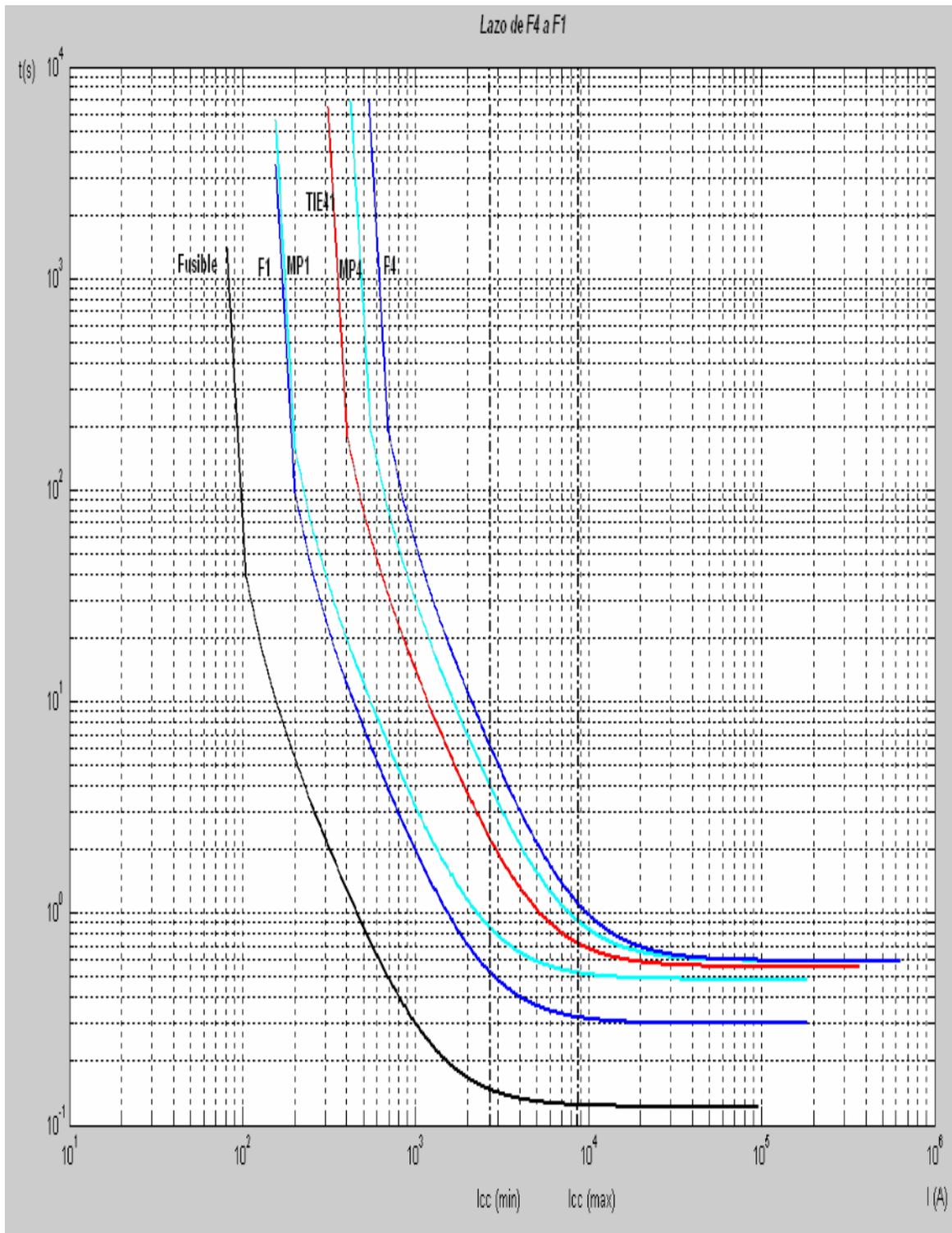
Mtiel =
4.7502

Mmpl =
5.0001

Mfl =
5.4299

ans =
5.4299

Multiplicadores del lazo F3 a F5



Gráfica del lazo F4 a F1

Mfn =

2.4666

Mmpn =

3.9972

Mtie =

4.5813

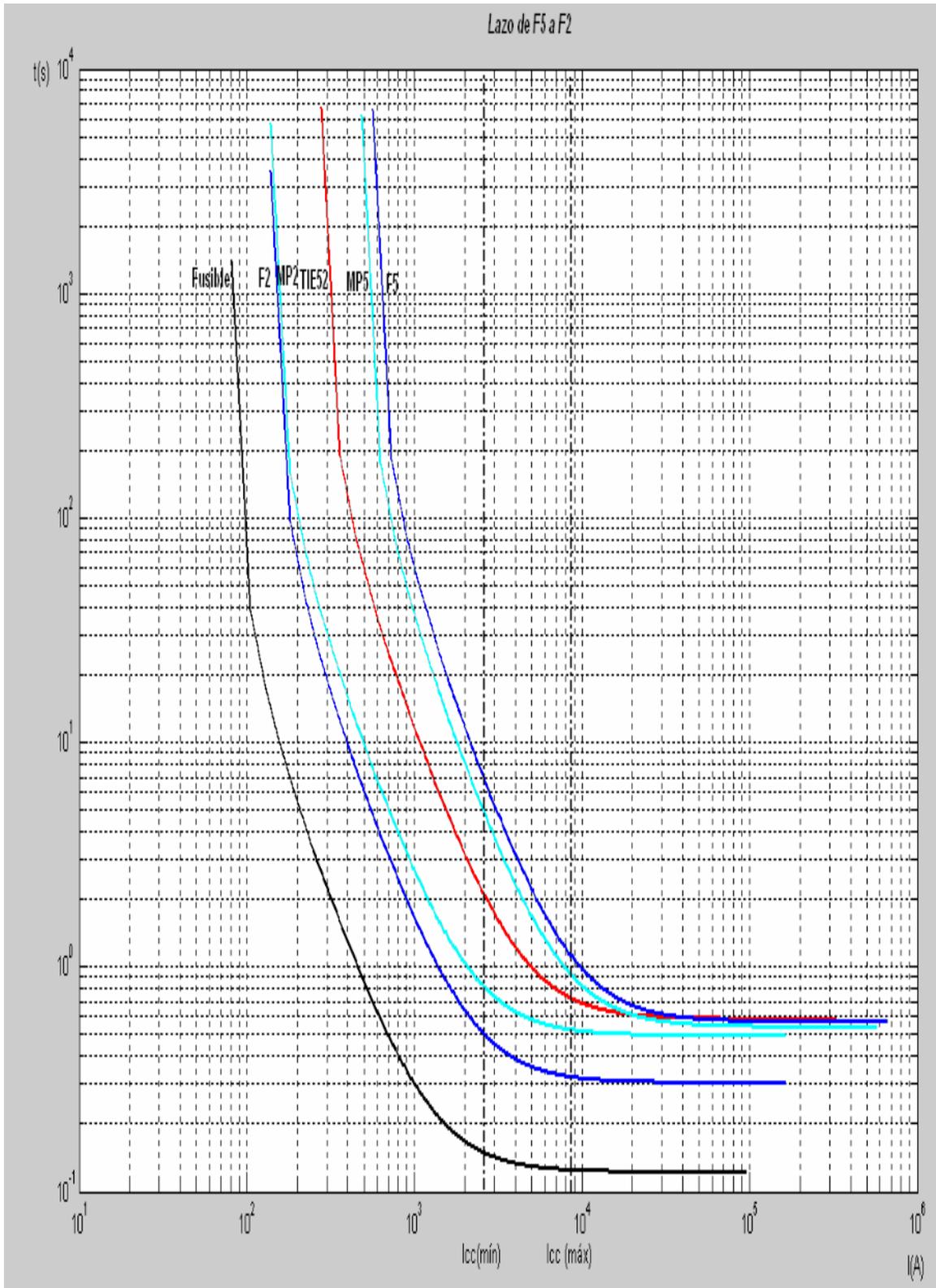
Mmp1 =

4.8890

Mf1 =

4.8864

Multiplicadores del lazo F4 a F1



Gráfica del lazo F5 a F2

Mfn =

2.5004

Mmpn =

4.0520

Mtie =

4.8037

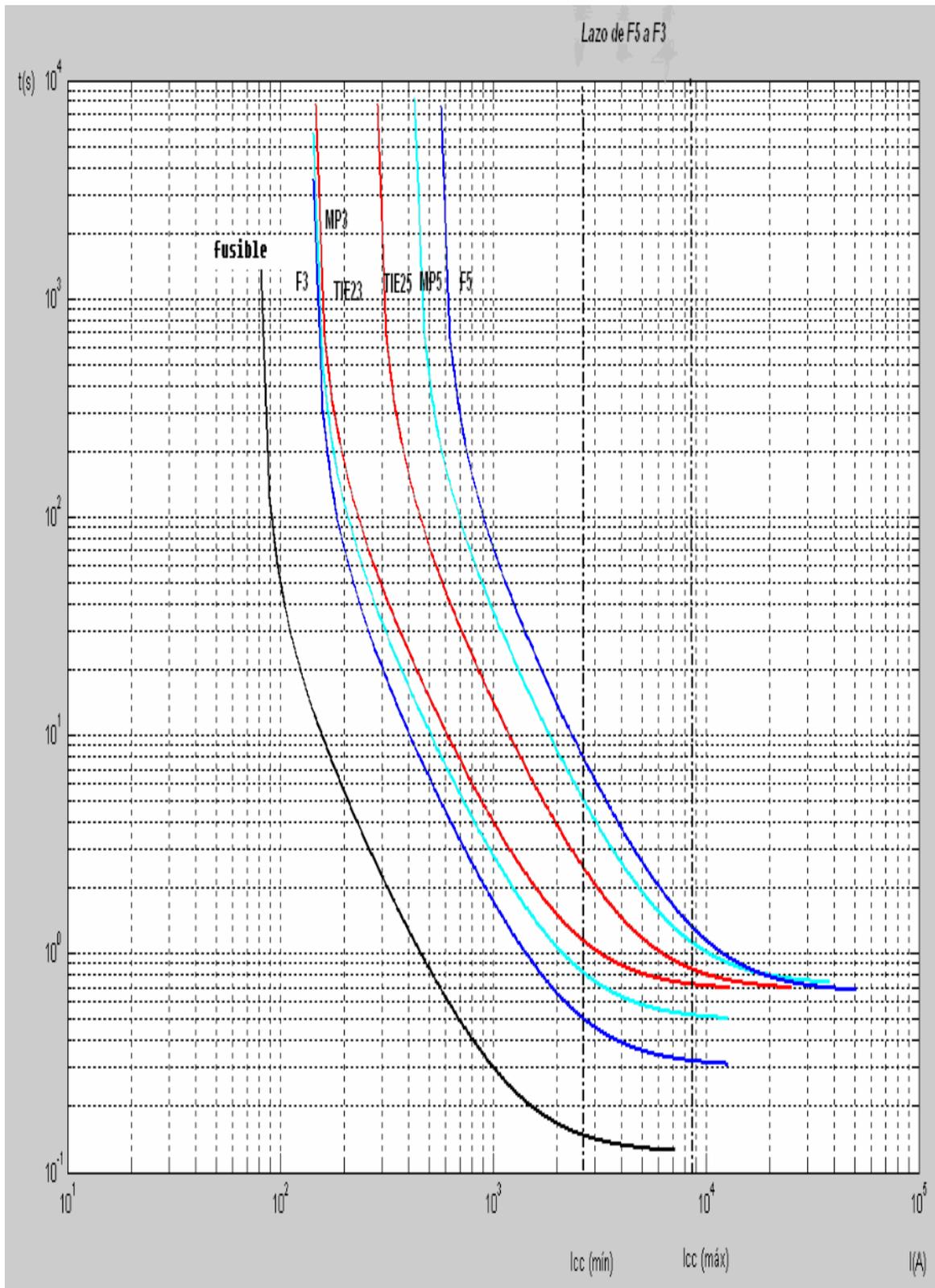
Mmpl =

4.4240

Mfl =

4.6662

Multiplicadores del lazo F5 a F2



Gráfica del lazo F5 a F3

Mfn =

2.5004

Mmpn =

4.0520

Mtie =

4.8037

Mmpl =

4.4240

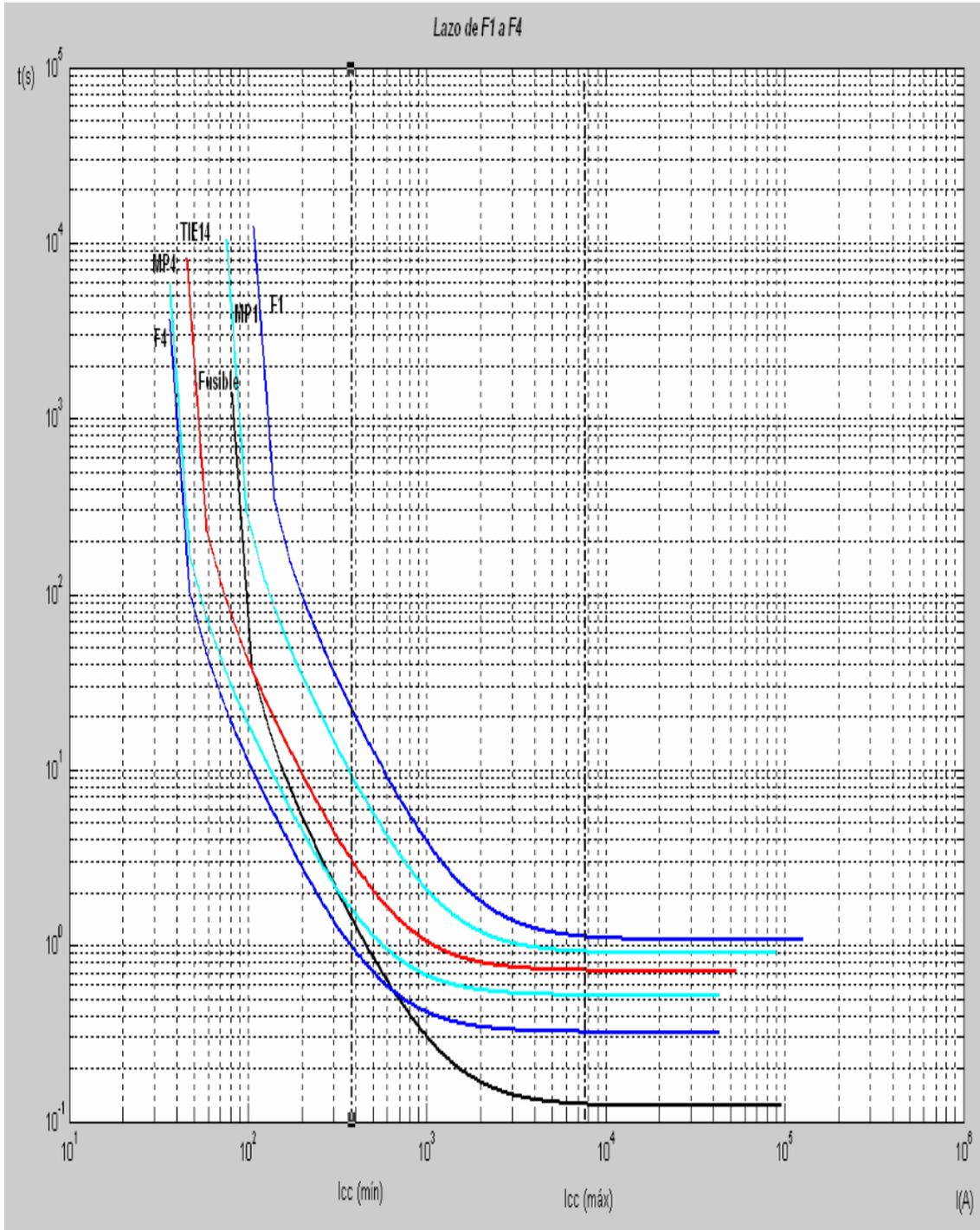
Mfl =

4.6662

Multiplicadores del lazo F5 a F3

Anexo 3

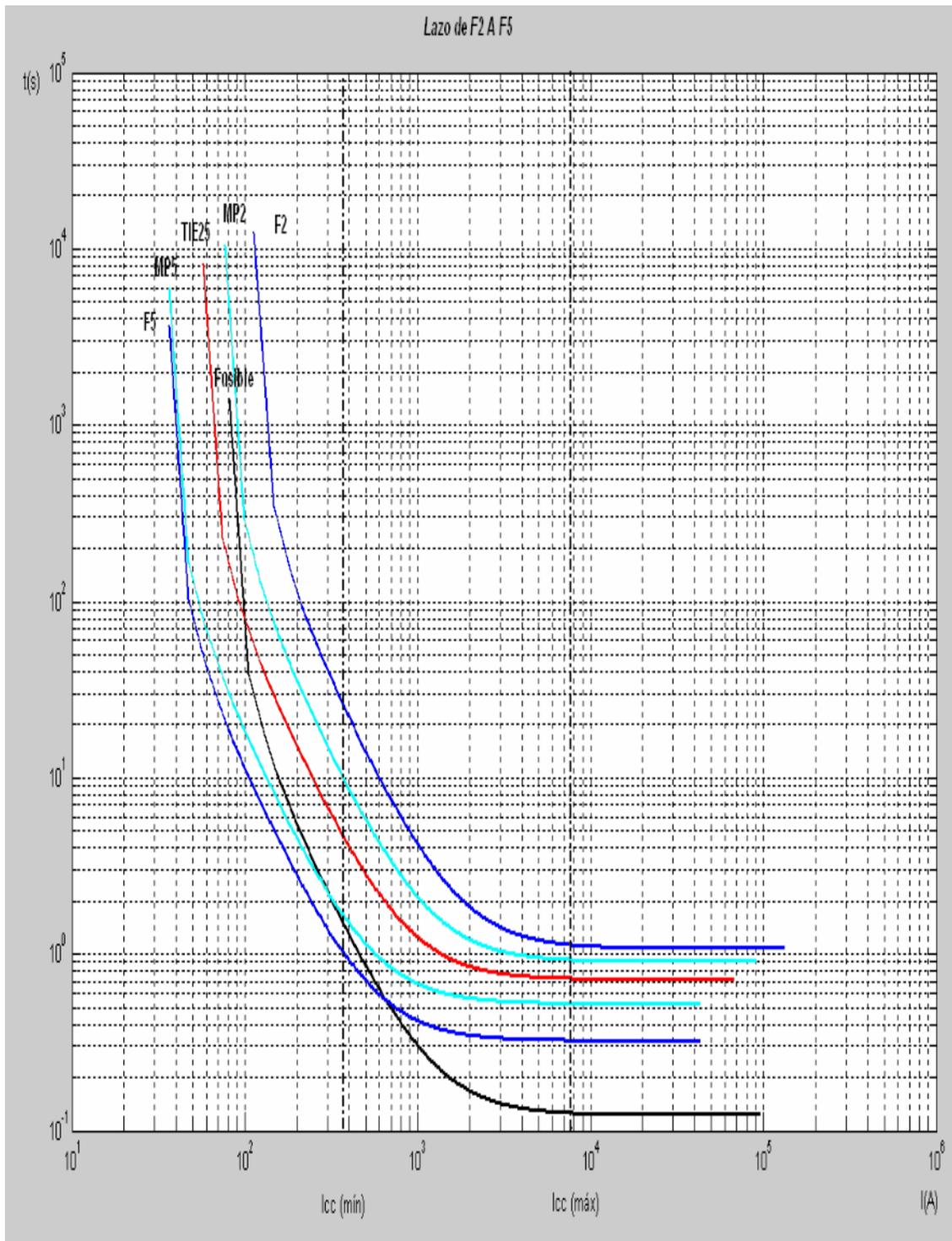
En las gráficas siguientes se muestran las curvas de los diferentes lazos en la protección de tierra y sus multiplicadores correspondiente.



Gráfica del lazo F1 a F4

```
ans =  
  
    5.4299  
  
>> ajuste(40,7720,36,36,45,75,106.6)  
  
Mfn =  
  
    2.6363  
  
Mmpn =  
  
    4.2715  
  
Mtie =  
  
    5.8900  
  
Mmpl =  
  
    7.4175  
  
Mfl =  
  
    8.8328
```

Multiplicadores del lazo F1 a F4



Gráfica del lazo F2 a F5

```
>> ajuste(40,7720,36,36,56.7,75.8,111.86)
```

```
Mfn =
```

```
2.6363
```

```
Mmpn =
```

```
4.2715
```

```
Mtie =
```

```
5.8631
```

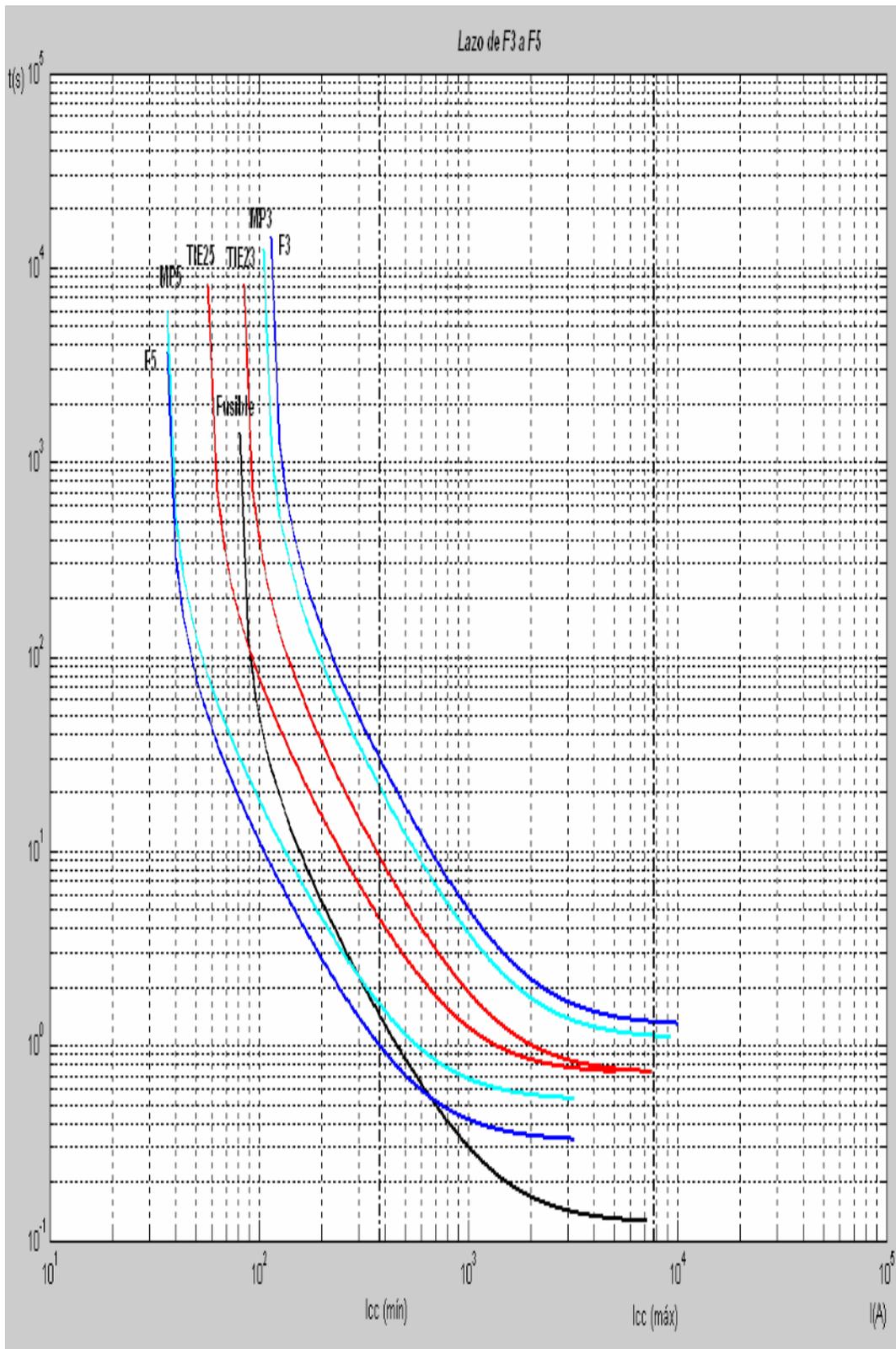
```
Mmpl =
```

```
7.4141
```

```
Mf1 =
```

```
8.7952
```

Multiplicadores del lazo F2 a F5



Gráfica del lazo F3 a F5

Mfn =

2.6363

Mmpn =

4.2715

Mtie =

5.8632

Mtiel =

5.8632

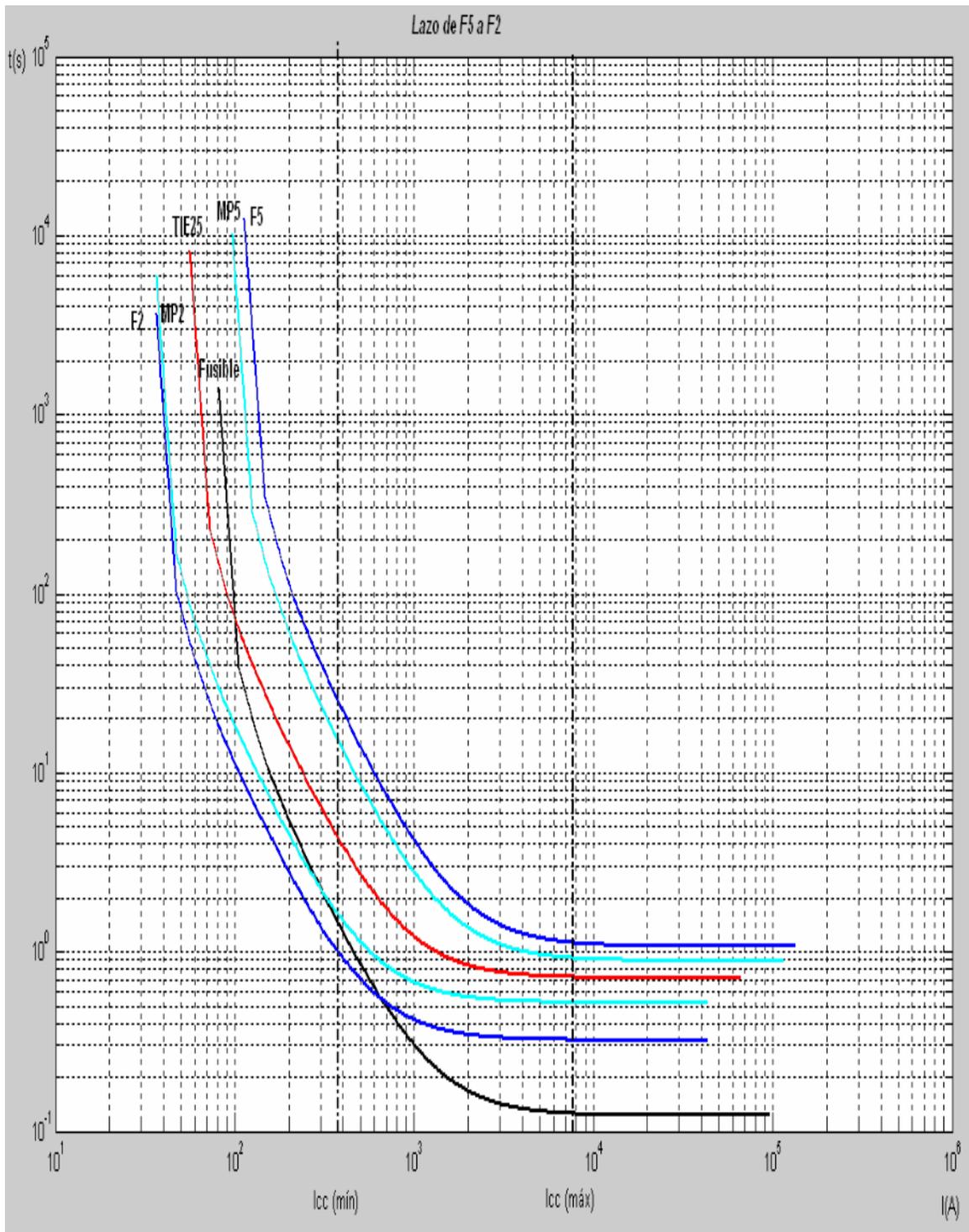
Mmpl =

8.8498

Mfl =

10.3501

Multiplicadores del lazo F3 a F5



Gráfica del lazo F5 a F2

Mfn =

2.6363

Mmpn =

4.2715

Mtie =

5.8669

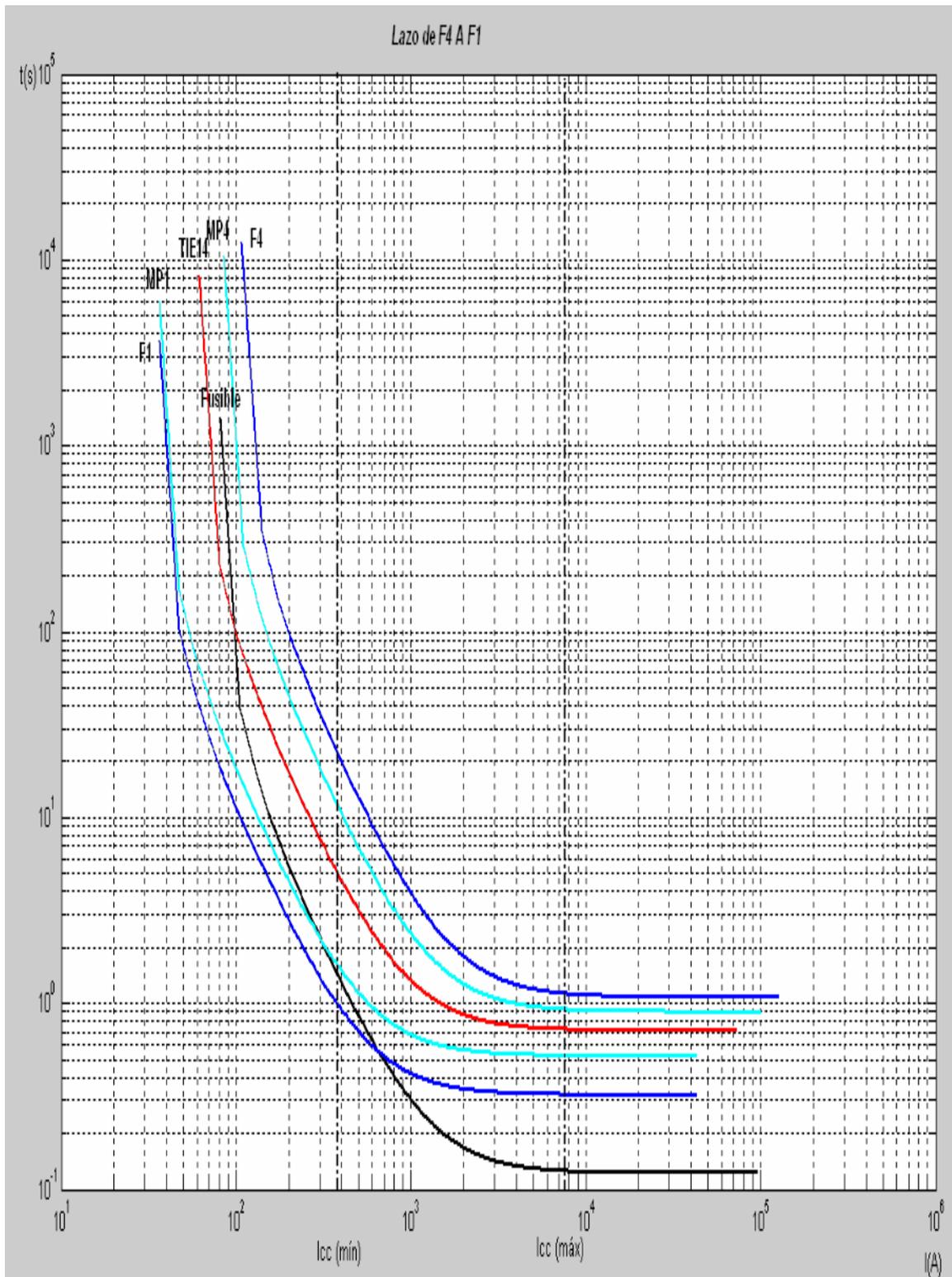
Mmpl =

7.3189

Mfl =

8.7952

Multiplicadores del lazo F5 a F2



Gráfica del lazo F4 a F1

Mfn =

2.6363

Mmpn =

4.2715

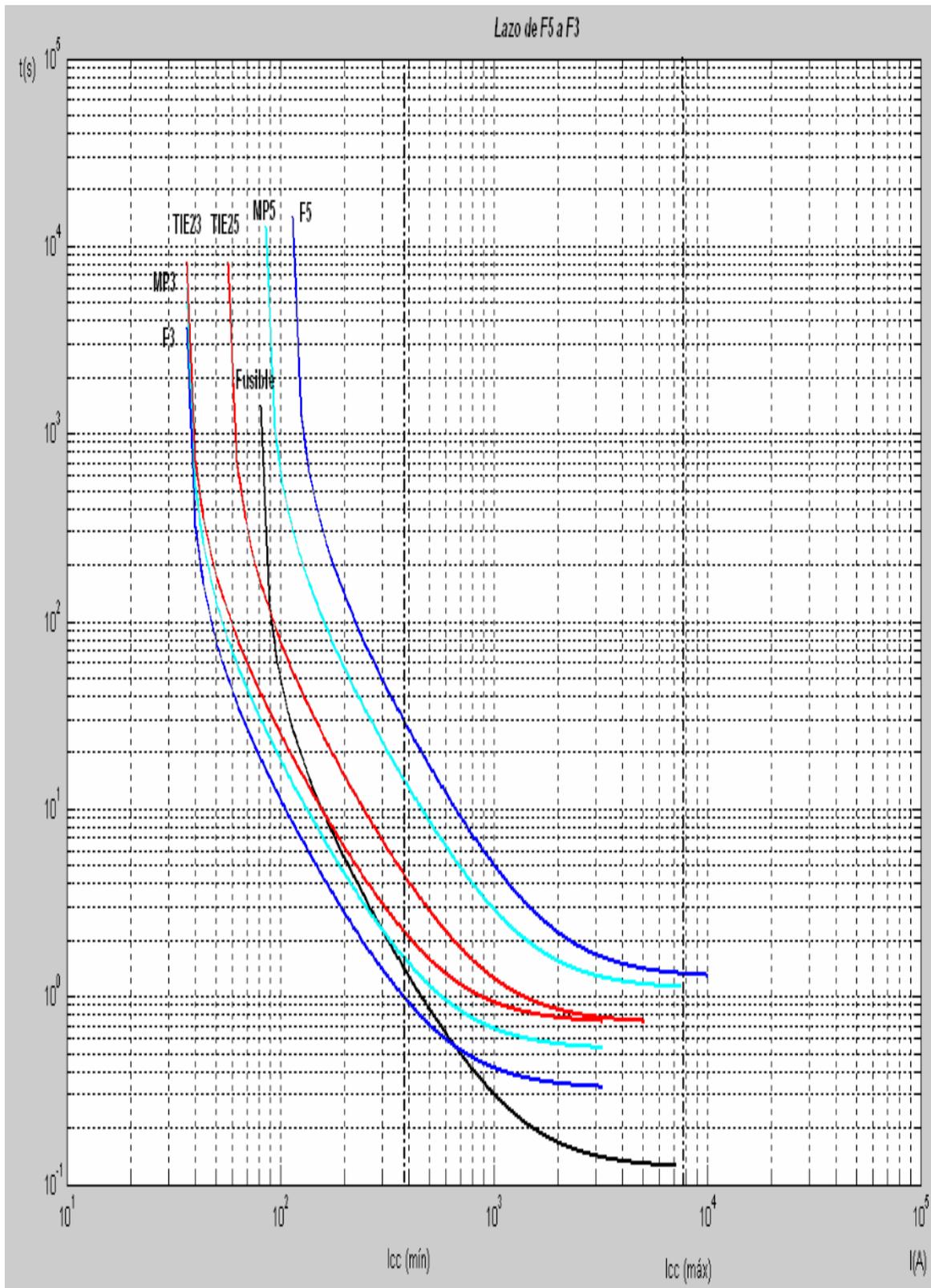
Mtie =

5.8517

Mmpl =

7.3774

Multiplicadores del lazo f4 a f1



Gráfica del lazo F5 a F3

Mfn =

2.6363

Mmpn =

4.2715

Mtie =

5.9066

Mtiel =

5.9066

Mmpl =

8.9715

Mf1 =

10.3501

Multiplicadores del lazo F5 a F3

Anexo 4

Calibres de conductores:

- Selección del calibre del conductor de fase para las líneas que conforman el lazo.

Primeramente se calcula la corriente que circularía por una salida en caso de encontrarse la SE trabajando a capacidad nominal y todas sus salidas llevando la misma carga.

$$I_{cp} = 25\text{MVA} / 5 \cdot 1,73 \cdot 13,8\text{kV} = 209,4\text{A}$$

Luego se calcula la corriente para el conductor como el doble de una de las salidas teniendo en cuenta que está llevando toda la carga del lazo o un alimentador de una SE vecina similar.

$$I_c = I_{cp} \cdot 2 = 418,9\text{ A}$$

Para dicha corriente de carga máxima se calcula el calibre del conductor según la norma UNE-EN-50341-1=Líneas AT tabla 5.2.1

Para conductor de Aluminio

$$2,7\text{ A /mm}^2 \cdot 160\text{mm}^2 = 432\text{Amp}$$

Para aleación de aluminio

$$2,5\text{ A /mm}^2 \cdot 160\text{mm}^2 = 400\text{Amp}$$

Por lo que se debe utilizar en este caso el inmediato superior

$$2,3\text{ A /mm}^2 \cdot 200\text{mm}^2 = 460\text{ Amp.}$$

Para conductor de Cobre

$$3,7\text{ A /mm}^2 \cdot 125\text{mm}^2 = 462,5\text{ Amp.}$$

Comprobación del calibre teniendo en cuenta los niveles de cc.

La corriente de cc máxima en el lazo esta dada por el cc trifásico siendo de 8590Amp a la salida de la SE y de 6600Amp al final del lazo de mayor longitud, por lo que entrando en la tabla # 1 y conociendo el tiempo de operación para los interruptores alimentadores la cual es de 1 seg tenemos que:

Para el Aluminio su calibre tendrá que ser igual o mayor a 4/0 por lo que se mantienen los calibres anteriores de 160mm² para el aluminio y el de 200mm² para la aleación de aluminio.

Para el caso del Cu este tendrá que ser igual o mayor al 2/0 por lo que se mantiene el 125mm² calculado por capacidad que es superior.

Conductor de neutro y aterramientos.

Debido a que por estos en condiciones balanceadas de operación sus corrientes son insignificantes con respecto a las de fase, solo tomamos en cuenta para la determinación de su calibre la corriente de cc máx. a tierra la cual es debido a cc bifásico a tierra siendo de 7710 A al inicio del lazo y de 5720 A al final de este, por lo que entrando a la tabla #1 tenemos que los calibres de estos conductores no deben ser menores que 1/0 para el Cu y 3/0 para el aluminio.

Table 1 — Grounding Cable Capacities*

Cable size AWG	Fault Time Cycles	rms Amperes	
		Copper	Aluminum
2	15	10 500	6500
	30	7500	4600
	60	5300	3200
1/0	15	16 500	10 500
	30	11 500	7500
	60	8000	5300
2/0	15	21 000	13 000
	30	15 000	9000
	60	10 000	6500
3/0	15	26 500	16 500
	30	18 500	11 500
	60	13 000	8000

4/0	15	30 000	21 000
	30	21 000	15 000
	60	15 000	10 000
250 kcmil	15	35 000	25 000
	30	25 000	17 500

*Based on 30 °C ambient and a total temperature of 175 °C established by ICEA for short circuit characteristic calculations for power cables. Values are approximately 57.5% of fusing current for nominal lengths (<30 ft, 10 m). Higher values may be used based on tests. Cables should be regularly inspected. See 5.5 .

Tabla 5.2.1/ES.1
Densidad de corriente en los conductores

Sección nominal mm ²	Densidad de corriente Amperios / mm ²		
	Cobre	Aluminio	Aleación de Aluminio
10	8,75	–	–
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

Anexo 5

Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
Fuel	81.12	85.09	85.68	11.38
Salidas	81.12	86.03	84.42	9.09
SS1	0.00	0.00	0.00	0.00
f1	81.12	86.04	84.42	9.10
f2	81.12	86.03	84.42	9.13
f3	81.12	86.03	84.42	9.08
f4	81.12	86.02	84.42	9.06
f5	81.12	86.02	84.42	9.04
mp3	78.96	83.37	81.77	8.97
mp4	76.98	80.95	79.36	8.93
mp5	78.30	82.57	80.97	9.01
mp2	78.70	83.03	81.43	8.99
mp1	77.19	81.22	79.62	8.99
1-2	74.79	78.30	76.70	8.94
3-4	71.98	75.00	73.38	8.91
4-5	73.44	76.72	75.10	8.99

Tabla 2 niveles de cc mínimo al final de los lazos de 13,8kV