

PROGRAMA DIGITAL DE COORDINACION DE PROTECCIONES
DE SOBRECORRIENTE

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO

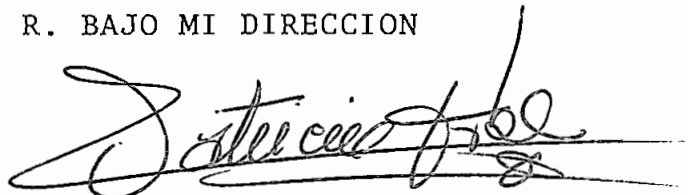
RAUL A. RUIZ RUIZ

QUITO, NOVIEMBRE DE 1.981

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO
FUE ELABORADO POR EL SR. RAUL A.
RUIZ R. BAJO MI DIRECCION

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Patricio Orbe G.', written over a horizontal line.

Ing. PATRICIO ORBE G.
DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO

A todos quienes hicieron posible que este trabajo llegue a su culminación. En especial al Ing. Patricio Orbe G., por sus inapreciables consejos, al Sr. Tng. Marcelo Puebla del Centro de Cómputo de la EPN por su desinteresada ayuda. Al Sr. Tng. Mario Flores y Srta. Patricia Cárdenas de la Empresa Eléctrica "QUITO" S.A. , por su colaboración.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'RAUL A. RUIZ RUIZ', written over a horizontal line.

RAUL A. RUIZ RUIZ

I N D I C E

	CAPITULO I	PAG
1.	Introducción	1
	CAPITULO II	
	LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN UN SISTEMA ELECTRICO	9
1.	Importancia de las protecciones en un sistema eléctrico.	9
1.1.	Características generales de un sistema de protecciones.	10
1.2.	Clasificación de las fallas y perturbaciones que ocurren en los sistemas eléctricos.	11
2.	Componentes de un sistema de protección de sobrecorriente.	12
3.1.	Tiempo de operación y forma de las curvas características de los relés de sobrecorriente.	14
3.2	Fusibles	19
3.3.	Reconectores	23
4	Protecciones de sobrecorriente	26
4.1.	Modelos básicos de sistemas eléctricos y su protección.	27
4.2.	Distribución radial.	28
4.3	Distribución en anillo.	32
4.4.	Protección de líneas contra fallas monofásicas (residuales).	33
5.	Protección de respaldo	35
5.1.	Respaldo remoto	36
5.2.	Respaldo local	37
6.	Especificación de ajustes de los elementos de un sistema de protección.	38
6.1.	Relés de sobrecorriente de tiempo inverso	39
6.1.1.	Selección del mínimo de operación	39
6.1.1.1.	Relés de fase	39
6.1.1.2.	Relés residuales	42

CAPITULO II (Continuación)		PAG.
6.1.2.	Selección de la curva de operación	43
7.	Coordinación entre relé y reconectador	46
8.	Protección de líneas de distribución	50
8.1.	Componentes de la corriente	50
9.	Coordinación de las protecciones de un sistema de distribución.	51
9.1.	Coordinación entre reconectores	51
9.2.	Coordinación entre reconectador y fusible	53
9.3.	Coordinación entre fusibles	56

CAPITULO III

PROGRAMA DIGITAL PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE		58
1.	Panorama general del programa y diagrama de flujo	58
1.1.	Determinación de la secuencia de cálculos	63
1.2.	Breve descripción de las subrutinas que se emplean en el programa	64
2.	Información de entrada	66
2.1.	Matriz de configuración del circuito	67
2.2.	Características de los dispositivos de protección de sobrecorriente	68
2.3.	Corrientes de cortocircuito y corriente máxima de carga.	70
3.	Resultados finales	74
4.	Solución a problemas específicos mediante lógica a aplicar en la programación.	75
4.1.	Forma de guardar los datos de entrada	75
4.2.	Creación de vectores auxiliares	76
4.3.	Almacenamiento de los tiempos para coordinación	79
4.4.	Coordinación para falla mínima.	80
4.5.	Coordinación de un fusible con un elemento ubicado aguas abajo.	81

CAPITULO IV		PAG.
DESCRIPCION DEL EJEMPLO DE APLICACION		83
1.	Datos de entrada.	83
2.	UNIT. 1. Creación de los vectores auxiliares	90
3.	UNIT. 2	90
3.1.	Comprobación de los límites térmicos de los transformadores de corriente.	90
3.2.	Selección de los taps correspondientes a los relés	91
3.3.	Selección de las curvas para los fusibles y reconectadores	91
4.	TERCERA ETAPA	91
4.1.	Cálculos referentes a las cargas y elementos que dan protección a la primera zona	91
5.	CUARTA ETAPA	95
5.1.	Cálculos referentes a los elementos que dan respaldo remoto'	95
6.	Cuadro de los resultados finales	99
CAPITULO V		
1.	Conclusiones	100
APENDICES		
A.	Manual de uso del programa.	102
B.	Obtención de la matriz MAG y de los vectores auxiliares que permiten definir la configuración de un sistema de potencia.	110
C.	Determinación del índice lineal a partir de la matriz MAG.	115
REFERENCIAS		116.

CAPITULO I

INTRODUCCION

La industria eléctrica es quizá uno de los más grandes e importantes usuarios de las computadoras digitales. En efecto, esta industria utiliza la computadora como una herramienta básica en el análisis de problemas de ingeniería. Buena parte de la producción actual de programas se dedica al análisis de sistemas de potencia, programas que consideran problemas sofisticados en el diseño y operación de un sistema, incluyendo el Control de Generación, Despacho Económico, Flujos de Potencia, Cortocircuitos, Estabilidad del Sistema, etc.

El uso de la computadora digital en problemas inherentes a la protección del equipo de un sistema de potencia, es una idea reciente y se espera para el futuro un amplio desarrollo en este campo.

La aplicación y el ajuste de los relés y de otros aparatos de protección, tales como fusibles y reconectores, en un sistema de potencia es un arte que requiere de apreciable experiencia e ingenio debido al infinito número de variaciones de los parámetros y de las condiciones que se deben tomar en cuenta dentro de un estudio de protecciones, pero una vez adquirida la experiencia y el conocimiento suficiente del funcionamiento de las protecciones de un sistema en particular, este arte de la protección tiene en parte una rutina repetitiva. Por ejemplo, para un sistema dado se ha decidido que relés de sobreco -

rriente den protección de respaldo a los fusibles que protegen a los alimentadores, entonces su aplicación constituiría una rutina, puesto que se ha tratado de normalizar esta forma de protección de los alimentadores para este sistema en particular. El problema radica en la obtención de los ajustes para lograr una apropiada coordinación de los tiempos de despeje de fallas de los dispositivos utilizados.

El uso de la computadora como una poderosa herramienta de ayuda ha posibilitado el estudio de formas y procedimientos para reemplazar ciertos aspectos rutinarios que forman parte del arte de las portecciones.

Un primer esfuerzo, lo realizó G.E. RADKE², quien realiza un estudio del manejo de técnicas digitales para el uso de datos empíricos de una familia de curvas que describen el comportamiento del relé de sobrecorrientes en el cálculo del ajuste del dial de tiempo de los relés. "Un cierto tratamiento matemático de ajuste del dial de tiempo es posible si se parte de ciertas consideraciones de simplificación basadas en las propiedades de los relés"², estas consideraciones, válidas dentro del grado de precisión requerido para el uso de los relés, son las bases para el uso de las "templates" o plantillas en la determinación gráfica del ajuste de los relés. G.E. RADKE, presenta primeramente el método de las "templates" y luego incluye el concepto del atrazo del tiempo para lograr una mejor precisión. Cualquier método anterior puede ser adaptado a programación por computadora para representar las características de operación del relé de sobrecorriente y calcular los ajustes requeridos.

Hace algunos años, la CONSUMERS POWER COMPANY y la WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, conformaron el DIGITAL COMPUTER

PROTECTIVE DEVICE CO-ORDINATION PROGRAM (DCP²) TASK FORCE¹, un grupo de trabajo para investigar en que medida una computadora digital podría reemplazar los aspectos rutinarios y repetitivos del arte de las protecciones.

Producto de esta investigación resultó un programa para computadora digital que demuestra el ahorro económico que se logra al usarse en el cálculo de los ajustes para la coordinación de las protecciones. El objetivo que persigue el mencionado programa es el siguiente: para una configuración dada del sistema eléctrico, realiza los cálculos necesarios y las decisiones lógicas requeridas para aplicar, ajustar y verificar todo el sistema de protección por relés y otros elementos de protección asociados.

La meta del DCP² TASK FORCE es desarrollar un programa que partiendo de la configuración del sistema, junto al tipo y ajuste de los elementos ya existentes en el sistema, hace los cálculos de falla necesarios para seleccionar los elementos de protección y sus transformadores de corriente y de potencial asociados. Entonces al programa calcula los ajustes para todos los dispositivos y verifica sus tiempos de operación de manera que resulte una operación selectiva para cualquier tipo de falla en el sistema. Este programa tiene la posibilidad de trabajar con algunos tipos de relés, como son de sobrecorriente, de sobrecorriente direccionales, de distancia, así como también de fusibles y reconectores. Es capaz de seleccionar los nuevos elementos para un sistema, también dado el dispositivo y su ajuste determinar su tiempo de operación de manera que resulte selectivo ante las condiciones de falla, o alguna de las combinaciones de las anteriores condiciones.

Por lo tanto, el programa aplica, ajusta y verifica los relés de sobrecorriente y direccionales de sobrecorriente de

fase, fusibles y reconectores. El programa ajusta y verifica, pero no aplica los relés de distancia y no se incluye el estudio de la protección a tierra. Las decisiones lógicas que realiza el programa abarcan o incluyen la mayoría de los posibles puntos de falla y de las diversas condiciones de operación. Mientras más situaciones deben ser cubiertas por el programa, éste se vuelve más complicado, de manera que resulta antieconómico cubrir todas las condiciones, de las cuales ciertas condiciones especiales son mejor manejadas manualmente.

En la actualidad este programa está disponible en forma de "paquete tecnológico", es decir, que se pone al alcance de las empresas eléctricas para la compra o arrendamiento del programa como una caja negra con todo su contenido secreto. Solamente un resumen y una ligera descripción de este programa esta al alcance del público en general y consta en el paper "Programa digital", por R.E. ALBRECHT, M.J. NISJA, W.E. FEERO, G.D. ROCKEFELLER, C.L.WAGNER.¹ De todas maneras este paper constituye el punto de partida para la realización del estudio objeto de la presente tesis.

Al mismo tiempo en que se desarrollaba el programa anterior, otros investigadores también comenzaron a considerar el tema de la protección basada en programas de la computadora digital. En el paper del Profesor MORRISON,²² se desarrollan algoritmos para la protección de líneas de transmisión con la computadora digital. Este problema de la protección de líneas de transmisión ante varias fallas que pueden ocurrir en ellas fue solucionado mediante una rutina de clasificación de fallas. Las técnicas presentadas en este paper pueden ser acomodadas en minicomputadoras de control de procesos, que es el último avance en el campo de las protecciones.

De todos los temas de la protección por computadora, la protección de líneas de transmisión atrae un mayor número de investigadores, por varias razones. La protección de líneas de transmisión es más compleja y esto significa una prueba a la capacidad del programador, aún más, el alto costo de los relés convencionales que protegen líneas de transmisión hace que este problema sea atractivo. Una variación importante en el algoritmo de protección de líneas de transmisión fue propuesto conjuntamente por el Profesor MORRISON y por M. PONCELET.²³ Esta variación incluye las tentativas para resolver las ecuaciones diferenciales de un circuito falloso. Una técnica similar fue implementada recientemente por la GENERAL ELECTRIC COMPANY y la PHILADELPHIA ELECTRIC COMPANY¹² en un proyecto importante que incluye los relés de distancia controlados por minicomputadoras para dos terminales de una línea de transmisión de 550 KV. Además la mayoría de los principales fabricantes de equipos eléctricos los Estados Unidos, Europa y Japón tienen proyectos de relés que se basan en computadoras digitales.

Aunque especialistas en protecciones consideraron el uso del minicomputador para que realice todas las funciones dentro de una subestación, el punto de vista actual está dirigido al uso de microcomputadoras dedicadas hacia propósitos individuales de protección. Estas microcomputadoras deben intercambiar datos fácilmente de manera que se consideran mallas de microcomputadoras. Con este concepto, se considera como principal ventaja de un sistema simple de computadoras el desarrollar la protección sin tener el inconveniente de necesitar una computadora central que controle todo el proceso de la protección.

* A continuación se describe brevemente el programa objeto de la presente tesis.

El programa desarrollado parte del conocimiento de la con

figuración del sistema, de la ubicación de los dispositivos que conforman el sistema de protecciones, de las corrientes de cortocircuito y nominales y de la representación matemática de las curvas características de cada dispositivo. En base a estos datos de entrada, el programa es capaz de calcular y entregar los ajustes de los relés, las calibraciones de los reconectores y la elección del fusible más adecuado.

En lo referente a los diversos tipos de relés en este programa se consideran los siguientes: relés de sobrecorriente inversos, muy inversos y extremadamente inversos y además los relés direccionales de sobrecorriente.

Este estudio no considera la protección mediante relés de distancia ni el problema de la protección a tierra.

Una característica importante del programa es la detección de errores de diseño del sistema de protección, lo que está al alcance del usuario gracias a la presentación de los resultados parciales y finales que entrega el computador. Además dentro de los resultados parciales constan los tiempos que se utilizan en el cálculo y especificación de los ajustes finales y los tiempos usados en las etapas intermedias de coordinación.

✧ Es posible continuar el desarrollo del programa, tendiendo a alcanzar la participación de cualquier tipo de protección convencional ahora existente, sea esta de sobrecorriente, direccional de sobrecorriente, así como también, de la protección de distancia.

La siguiente etapa sería la especificación de las reglas de operación de los relés de distancia dentro del programa.

También puede expandirse el estudio del programa, como una próxima etapa, en lo concerniente a la protección a tierra, que constituiría el complemento del estudio de las protecciones de fase aquí realizado.

De esta manera, se lograría una aplicación general del programa y cualquier sistema eléctrico podría ser analizado y estudiado los ajustes de todas sus protecciones en conjunto, con lo cual se dispondría de una herramienta básica para lograr un diagnóstico completo del sistema de protecciones.

Cabe enfatizar que aunque este u otro programa contengan las decisiones lógicas aparentemente necesarias para abarcar cualquier contingencia que pueda ocurrir en un sistema de potencia, no representa la última y definitiva palabra en el análisis de las protecciones, pero en todo caso los resultados logrados con el programa pueden ser utilizados por el ingeniero especialista en protecciones como una poderosa herramienta de ayuda.

El capítulo II describe las bases teóricas para el desarrollo del programa y es preciso recalcar la necesidad de un estudio detallado de todo lo referente al área de las protecciones de sobrecorriente de un sistema de potencia.

No se trata de hacer un manual de protecciones sino de dar los enfoques teóricos en los cuales se basa el desarrollo del programa digital objeto de la presente tesis. Aunque este capítulo se presenta voluminoso, de todas maneras, contiene el conjunto de procedimientos tales como: la forma de coordinación de los diferentes dispositivos de protección, el cálculo de tiempo de operación y uso de las curvas características, la manera de brindar respaldo remoto o local, etc.

El algoritmo seguido en la elaboración del programa es una traducción o traslado a la computadora de los procedimientos rutinarios que se siguen en forma manual para el cálculo de los ajustes, de esta manera se logra un gran ahorro de tiempo y, por lo tanto, ahorro económico en las especificaciones de los valores de taps y curvas de operación con los cuales se calibran a los relés, de las curvas de operación escogidas en el caso de reconectores y fusibles.

El Capítulo III contiene la descripción del programa elaborado y de las subrutinas que se utilizan a lo largo de todo el proceso. Incluye además la forma de entrada de los datos necesarios y de salida de los resultados parciales decimales.

Como un complemento al capítulo III se tiene el análisis y seguimiento del ejemplo de aplicación del programa, que se incluye dentro del capítulo IV.

CAPITULO II

LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN

UN SISTEMA ELECTRICO

1. IMPORTANCIA DE LAS PROTECCIONES EN UN SISTEMA ELECTRICO

Al planificar el crecimiento de un sistema de potencia moderno o al hacer un estudio racional de sus normas de operación se debe consultar básicamente dos aspectos principales:

- Operación en condiciones normales.
- Operación en condiciones anormales.

La operación bajo condiciones normales supone que el sistema cumple con los requisitos necesarios para servir la demanda del consumo de acuerdo a una cierta calidad prefijada del servicio suministrado. Así, por ejemplo, el sistema deberá poseer la capacidad de reserva necesaria para abastecer los aumentos de demanda, mantendrá los niveles de voltaje adecuados, regulará su frecuencia, las cargas se repartirán entre las diferentes centrales conforme a la distribución más económica, etc.

La operación normal de un sistema no considera la ocurrencia de fallas en el equipo, ni de fenómenos incontrolables como tormentas o descargas atmosféricas, ni tampoco errores cometidos por los operadores. Cuando el sistema está bajo el efecto de uno de estos factores se dice que está operando bajo condiciones anormales, y en este caso pueden ocurrir dos fenómenos de importancia:

a) Cierta número de equipos pueden sufrir daños de consideración si la intensidad y la duración de la perturbación excede magnitudes determinadas.

b) La calidad del servicio suministrado se ve afectada gravemente.

Los sistemas de protecciones eléctricas constituyen el equipo más importante que se incluye en un sistema eléctrico de potencia con el fin de reducir al mínimo los efectos de las fallas sobre el equipo protegido (desenergizándolo rápidamente) y mejorar la calidad del servicio al eliminar o aislar aquellos elementos que por su operación defectuosa pueden producir perturbaciones.

1.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE UN SISTEMA DE PROTECCION

El cumplimiento de ciertos requerimientos es necesario para el correcto funcionamiento del equipo de protección. Estos son: selectividad, rapidez, sensibilidad y confiabilidad.

SELECTIVIDAD.- Es la capacidad del sistema de protecciones de distinguir entre las condiciones que requieren acción inmediata y aquellas para las cuales no se requiere su acción o en su caso se requiere retardo de tiempo en la operación. El equipo de protecciones debe ser capaz de reconocer fallas en su propio equipo protegido e ignorar en ciertos casos las fallas producidas fuera de su área de protección. Este es el propósito de selectividad, en caso que para una falla dada, el número de los elementos en operación y que deben ser aislados sea el mínimo y por lo tanto, sea menor el número de abonados que se queda sin servicio.

RAPIDEZ.- Un sistema de protecciones debe operar en un tiempo mínimo posible luego de la ocurrencia de una falla. Frecuentemente este factor es ajustable y su valor depende de la selectividad. La operación debe ser rápida para disminuir el daño en el equipo protegido, mejorar la estabilidad del sistema y acortar el tiempo de variación del voltaje.

SENSIBILIDAD.- Un sistema de protecciones debe estar constantemente alerta, verificando si las condiciones de operación que se le ha encomendado controlar, se mantiene dentro de los límites normales prefijados. Tan pronto como ocurra una desviación de estas condiciones de operación respecto a las normales, el sistema de protecciones debe operar.

CONFIABILIDAD.- Un requerimiento básico en los equipos de protección es su confiabilidad o su capacidad de funcionamiento correcto de manera que garantiza la operación en todos los casos en que sean requeridos. Por ejemplo, la aplicación apropiada del equipo de relés incluye la selección correcta no solo del equipo mismo de protección, sino también de los aparatos asociados, como transformadores de corriente, de potencial, fuentes para energizar el relé, etc.

1.2. CLASIFICACION DE LAS FALLAS Y PERTURBACIONES QUE OCURREN EN SISTEMAS ELECTRICOS

Desde el punto de vista de los sistemas de protecciones, es posible distinguir dos situaciones que pueden ocurrir durante la operación con características anormales de un sistema eléctrico. La primera se denomina falla, implica la ocurrencia de condiciones tales que impiden continuar la operación del sistema y requiere una pronta acción de los relés que mediante los correspondientes disyuntores aíslan y desenergizan la parte afectada.

-

La otra condición que es necesario considerar corresponde a lo que puede calificarse como perturbaciones, las que constituyen aquellas situaciones que ocurren en la operación normal de un sistema y que, aunque permiten continuar el servicio, pueden dañar a cierto equipo si se prolongan más de un determinado tiempo.

Entre las fallas de origen eléctrico la más importante es el cortocircuito. Entre las perturbaciones puede mencionarse fundamentalmente a las sobrecargas, oscilaciones de máquinas síncronas, pérdidas de sincronismo, etc.

2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELECTRICAS

En primer lugar, un sistema de protecciones eléctricas debe disponer de los elementos y circuitos necesarios que detecten en forma constante y segura las condiciones de operación del equipo protegido. Esta información debe recibirse a través de la medida de ciertas magnitudes eléctricas, térmicas, mecánicas, etc., según sea el tipo de protección que se desee proporcionar.

Esta información se entrega luego a un elemento discriminador denominado relé, verdadero cerebro del sistema de protecciones. El relé, compara constantemente las condiciones reales de operación con aquellas consideradas como normales.

Cuando esa operación se desprende que algo anormal ocurre en el equipo protegido, el relé opera, actuando sobre aquellos dispositivos que permitirán eliminar la causa de la operación defectuosa.

En el caso más frecuente de sistema eléctrico de potencia,

un sistema de protecciones eléctricas está constituido por:

- a) Transformadores de potencial y de corriente, que reciben la información sobre las condiciones de operación del sistema en forma de voltajes y corrientes, respectivamente;
- b) Relés, que hacen uso de la información proporcionada por los transformadores de potencial y de corriente, para discriminar la ocurrencia de una falla;
- c) Interruptores o disyuntores, que son comandados por los relés y cuya finalidad es la de aislar al equipo protegido.

Un diagrama de los componentes del sistema de protecciones consta en la figura 2.1. a continuación:

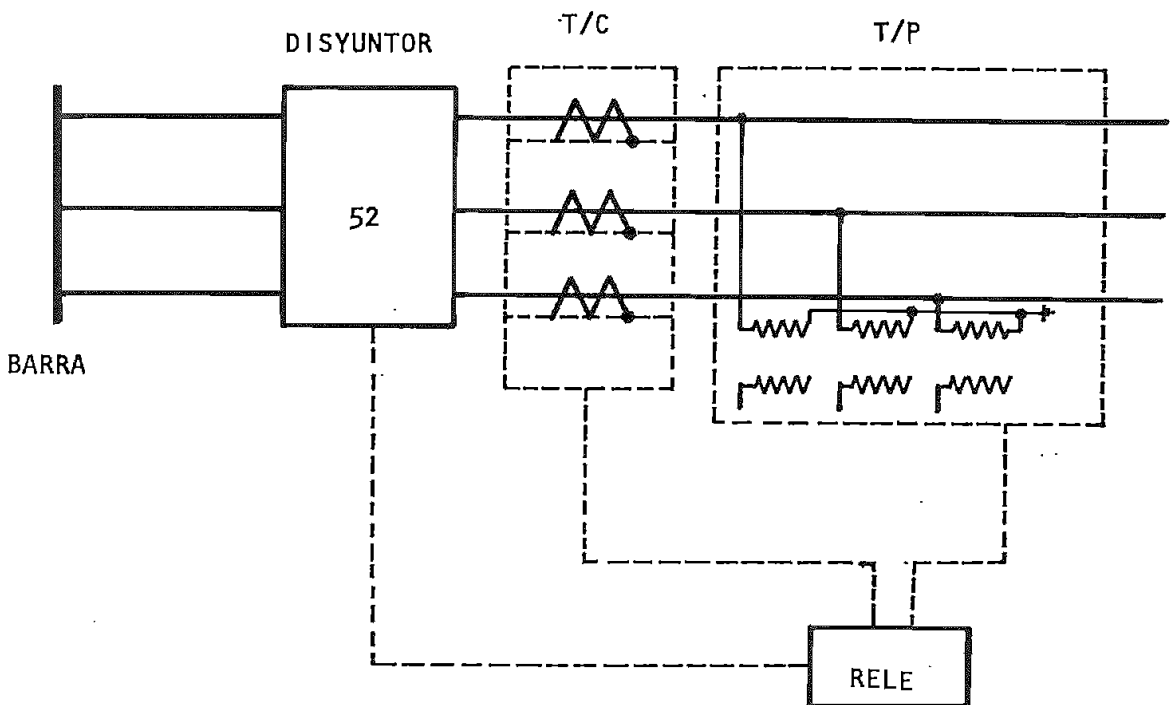


Fig. 2.1.

3.1. TIEMPO DE OPERACION Y FORMA DE LAS CURVAS CARACTERISTICAS DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE

La corriente de falla puede ser usada como una base para lograr selectividad solo donde haya una gran diferencia entre su magnitud para una falla dentro del área protegida y una falla fuera, y estas magnitudes sean casi constantes. La selectividad se obtiene mediante la utilización de las curvas características de los relés de sobrecorriente.

El relé de sobrecorriente es un tipo simple de relé de protección. Como su nombre lo indica, es diseñado para operar cuando una predeterminada cantidad de corriente fluye por una porción particular del sistema de potencia. Hay dos formas básicas de relés de sobrecorriente: el tipo instantáneo y el tipo de retardo de tiempo.

El relé instantáneo de sobrecorriente es diseñado para operar con un tiempo de retardo cuando la corriente excede el ajuste del relé. El tiempo de operación de este relé puede variar significativamente. Así es tan bajo como 0.016 seg. y tan alto como 0.1 seg. La característica de operación de este relé está ilustrada en la fig. 2.2. bajo el nombre de curva instantánea.

El relé de sobrecorriente tiene una característica de operación tal que sus tiempos de operación varían inversamente con la corriente que fluye por el relé. Este tipo de característica también está indicada en la Fig. 2.2. El diagrama muestra las tres más comunmente usadas: inversa, muy inversa y extremadamente inversa. Estas curvas difieren en la proporción por la cual el tiempo de operación decrece cuando aumenta la corriente.

Ambos tipos de relés de sobrecorriente son inherentemente

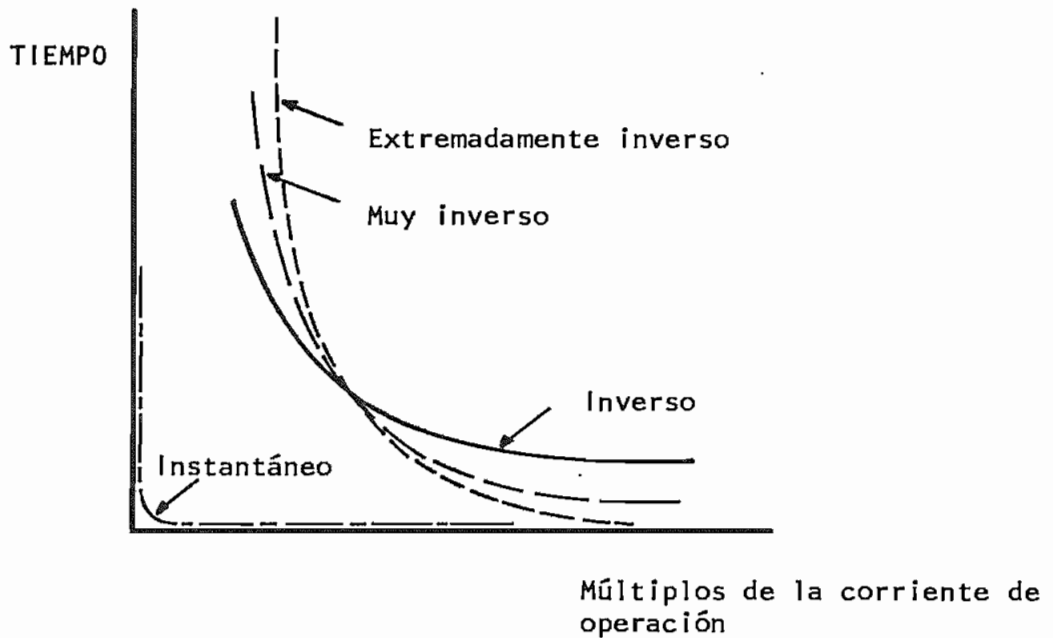


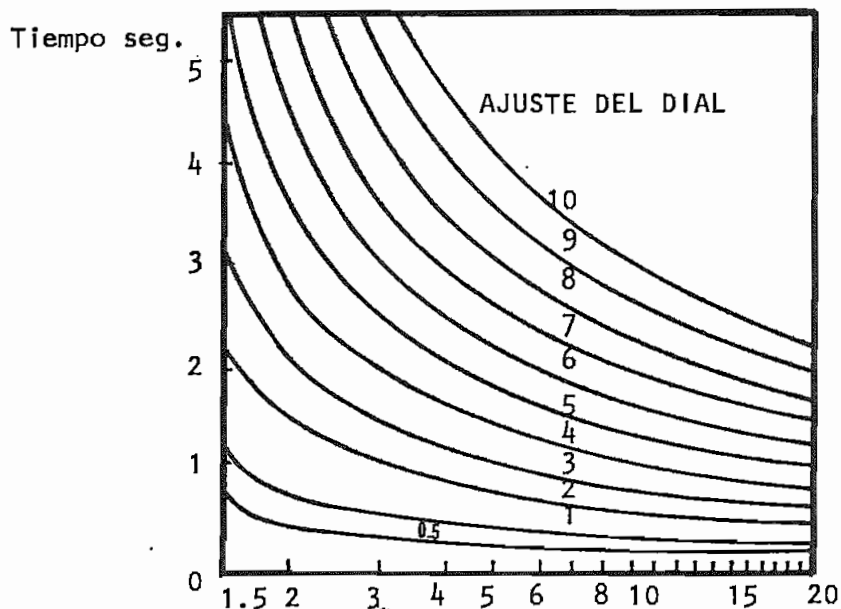
Fig. 2.2.¹⁰ Características tiempo-corriente de los relés de sobrecorriente.

no selectivos en el sentido de que pueden detectar condiciones de cortocircuito no solo en su equipo protegido sino también en el equipo adyacente. Sin embargo, en la práctica la selectividad entre los diferentes elementos del sistema puede ser obtenida en base a la sensibilidad del tiempo de operación o la sensibilidad de la magnitud de la corriente o a la combinación de ambos, dependiendo de las características tiempo-corriente del relé incluido.

La aplicación de los relés de sobrecorriente es generalmente más difícil y menos permanente que la de otro tipo de protección. Esto es debido a que la operación de los relés de sobrecorriente es afectada por las variaciones en las magnitudes de corriente de cortocircuito causada por cambios en la operación del sistema y en su configuración. La protección de sobrecorriente es una forma usada para la protección de todos los componentes de un sistema. Es usada debido a su bajo costo, que es un factor muy im-

portante.

La fig. 2.3. muestra una familia de curvas de tiempo inverso, se tiene una curva para cada ajuste en la escala del tiempo.



Múltiplos de la corriente de operación
Fig. 2.3.¹⁰

Cualquier curva intermedia puede ser obtenida por interpolación. Las curvas de la figura 2.3. son dibujadas en términos de múltiplos del valor de operación y las mismas curvas son usadas para cualquier valor de corriente de operación. Esto es posible en los relés del tipo de inducción donde la corriente de operación es ajustada mediante los taps, debido a que los amperios-vuelta para cada tap son los mismos ante la corriente de operación, pero también cuanto puede girar el disco hacia la posición de contactos cerrados en un intervalo de tiempo. Por ejemplo : asumiendo que se usa el dial de tiempo N°5 y el múltiplo de la corriente de operación es 3, tomará al relé 2.45 seg. para cerrar sus contactos. Veamos que se tardaría 1.45 seg. si se usa el ajuste del dial N°3.

En otras palabras en 1.45 seg. el disco gira una distancia correspondiente a tres divisiones del dial del tiempo, o $3/5$ de la distancia total para cerrar sus contactos.

Para el uso más efectivo del relé de tiempo inverso su corriente de operación debe ser escogida de tal manera que el relé operará en la parte más inversa de su curva de tiempo sobre el rango de valores de corriente para el cual el relé debe operar. En otras palabras el mínimo valor de corriente para el cual el relé debe operar debe ser al menos 1.5 veces la corriente de operación, pero no mucho más.

La fig. 2.4. muestra la aplicación de relés de sobrecorriente en un circuito radial y las características de tiempo total de disparo para fallas en cualquier sitio a lo largo del circuito. La fig. muestra el incremento del mínimo tiempo de disparo cuando las fallas ocurren cerca de la subestación de distribución. Obviamente, mientras más líneas haya en serie, el tiempo de disparo es mayor para una falla en el terminal. No es usual que este tiempo sea mayor a 2 o 3 seg. Este no es un tiempo muy largo de acuerdo a algunos estándares, pero podría ser intolerable para mantener la estabilidad del sistema. Para sitios en donde los relés de sobrecorriente de tiempo inverso deben ser mutuamente selectivos, es una buena política usar relés cuyas curvas tiempo-corriente tengan el mismo grado de inversidad.

Relés de sobrecorriente instantáneos o sin retardo de tiempo son usados para protección de respaldo como suplemento de la protección con relés de tiempo inverso. Pueden ser usados solo cuando la corriente de cortocircuito es mucho más grande que bajo cualquier otra posible condición. Por ejemplo la corriente momentánea que acompaña la energización de ciertos componentes del sistema. La zona de protección de los relés de sobrecorriente instantáneos es establecida

por el ajuste de la sensibilidad. Por ejemplo, el relé instantáneo de sobrecorriente es usualmente colocado de manera que su corriente de operación es 25 % más alta que la máxima corriente que el relé podría ver para una falla trifásica en el final de la línea. Con este ajuste el relé dará protección para un 80 % de la línea protegida.

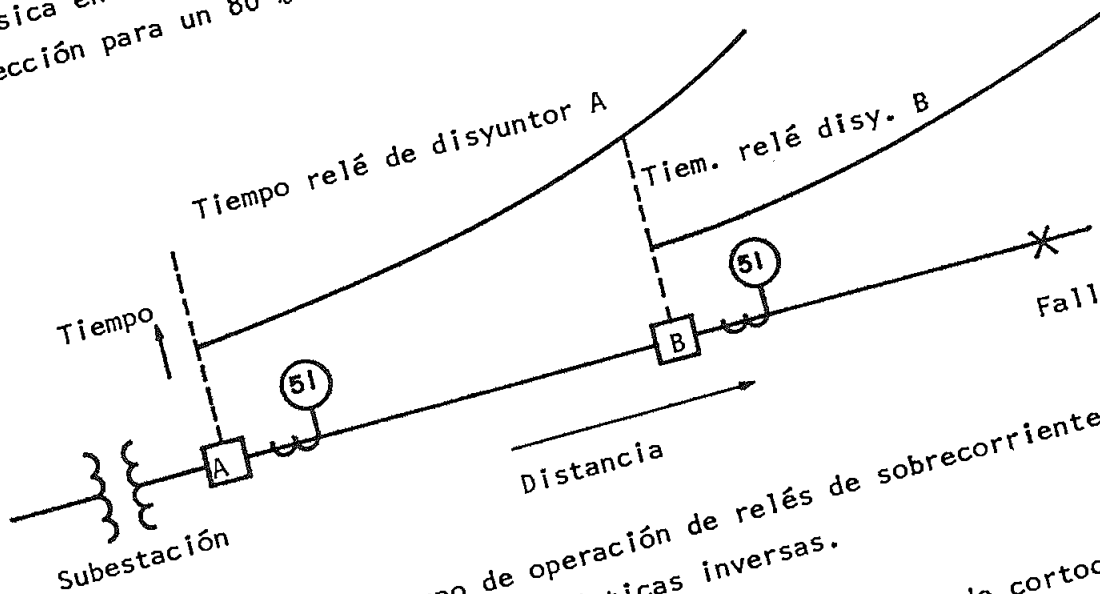


Fig. 2.4.¹⁰ Tiempo de operación de relés de sobrecorriente con características inversas.

En sistemas donde la magnitud de la corriente de cortocuito a través de un relé dado depende de la ubicación de la y solo ligeramente o nada de la generación, un despeje rápido ser obtenido con los relés de tiempo muy inverso. En los sistemas que la corriente de cortocircuito es dependiente de la capacidad de generación del sistema se pueden observar mejores resultados con características de operación de tiempo inverso.

Sin embargo, hacia los terminales del circuito de protección primaria, son usados los fusibles en lugar de relés de corriente e interruptores.

En la región de transición, frecuentemente es necesario usar relés de sobrecorriente con características extremadamente inversas para coordinar con las características del fusible.

La característica extremadamente inversa a resultado útil, bajo ciertas condiciones, para permitir al alimentador retornar al servicio después de una salida prolongada. La corriente de inrush total también referida a una puesta en trabajo sin carga, debe ser aproximadamente 4 veces la corriente normal de carga. La corriente inrush decae suavemente y será 1.5 veces después de 3 o 4 seg. Solo la característica extremadamente inversa provee selectividad entre esta corriente inrush y la corriente de cortocircuito.

En los relés de tiempo definido, el tiempo de operación se mantiene fijo una vez sobrepasada la corriente mínima de operación. Este relé es de uso común en Europa debido a que su tiempo no depende del valor de la corriente, y porque el relé de tipo síncrono comúnmente usado, es más seguro que la unidad de disco de inducción que se emplea en los relés de tiempo inverso. Se usan preferentemente en sistemas aislados y para respaldo de relés diferenciales y de distancia.

3.2. FUSIBLES

El fusible es el dispositivo más sencillo con que se dispone para interrumpir la corriente de cortocircuito. Un elemento fusible es fabricado de manera que el calentamiento producido por la corriente nominal del circuito en el que se encuentra intercalado, no sea suficientemente alto como para producir una variación sustancial de las propiedades conductoras del metal. Pero en cambio, el elemento fusible debe fundirse e interrumpir el circuito cuando la corriente excede un valor predeterminado.

La corriente nominal de un fusible I_N , es la que puede soportar indefinidamente sin que el calentamiento de sus diversas partes exceda los valores prefijados por las normas.

La relación entre la corriente mínima de fusión y la corriente nominal I_F/I_N , es una característica importante del fusible, pues mide la sensibilidad de la protección contra sobrecargas lentas. Con los relés esta expresión se puede hacer cercana a la unidad. En los fusibles esta razón no puede ser inferior a un cierto número que aumenta al disminuir el valor de la corriente nominal (de 6 a 10 A. $I_F/I_N = 1.9$).

La capacidad de ruptura de un fusible, y en general, de cualquier dispositivo de protección, es el valor máximo de la corriente de cortocircuito que puede interrumpir bajo una tensión dada, que salvo indicación contraria, es el voltaje nominal del fusible. La capacidad de ruptura se especifica en KVA y en A. (Amperios), y para corriente alterna depende del factor de potencia.

Los fusibles de alta tensión se emplean en protección de transformadores de potencia, transformadores de distribución o de potencias reducidas, bancos de condensadores y alimentadores.

Los fusibles de poder son utilizados en aquellas instalaciones donde no se justifique económicamente instalar interruptores con sus dispositivos de apertura correspondientes y donde no importe una interrupción prolongada del servicio.

Al elegir un fusible de poder para transformadores de potencia, es necesario tener presente que debe ser capaz de interrumpir todo cortocircuito, y no debe operar por efecto de la corriente inrush o de magnetización. Para satisfacer la primera condición es necesario tener un fusible con una capacidad de ruptura al menos igual

a la corriente máxima de cortocircuito. Para cumplir la segunda condición debe conocerse la cantidad de calor desarrollado en el fusible por la corriente de magnetización, que es un dato proporcionado por los fabricantes.

Normalmente las características tiempo-corriente para fusibles de poder presentan 3 conjuntos de curvas. Las primeras son las curvas mínimas de fusión, las que son suplementadas por las curvas de mínimo tiempo y por las de tiempo total de despeje o aclaramiento. Las curvas de tiempo mínimo o de daño, muestran el valor máximo y la duración de la corriente que puede pasar a través del fusible sin dañarlo o cambiar las características del elemento fusible.

Las curvas tiempo-corriente del despeje total muestran el tiempo máximo de despeje y son ampliamente usadas en la coordinación con otros dispositivos de protección.

Las curvas de fusión muestran el tiempo mínimo requerido para fundir el elemento fusible partiendo de una temperatura ambiente de 25°C sin carga previa. En estas curvas no se incluye el tiempo de arco.

Al seleccionar un fusible como es necesario conocer todos los factores que afectan a la instalación : corriente de carga, corriente de magnetización, se debe también estudiar las coordinaciones con las otras protecciones del sistema.

Las características del fusible que deben especificarse son : corriente nominal, voltaje nominal, frecuencia nominal y capacidad de ruptura.

La corriente nominal debe ser mayor o a lo sumo igual a la corriente de carga máxima a la cual puede quedar sometido el fusi-

ble. Sobrecargas que tengan una duración cercana al tiempo de fusión correspondiente pueden dañar el elemento fusible alterando sus características de fusión. Es necesario entonces, adoptar un cierto factor de seguridad. Un criterio generalmente aceptado es elegir un fusible cuya corriente nominal sea igual o superior a la sobrecarga máxima de duración estimada en cinco segundos, y tal que para sobrecargas de menor duración, estas no sean superiores al 75 % del valor de la corriente de fusión correspondiente.

En protección de alimentadores, cuando las cargas no se conectan en forma simultánea, no es necesario tomar en cuenta la corriente de magnetización. Cuando todas las cargas se conectan en forma simultánea, los fusibles deben ser capaces de soportar 20 veces la corriente máxima de carga durante 0.1 seg.

Los KVA de ruptura de los fusibles para proteger sistemas trifásicos se especifican en base a la corriente de cortocircuito simétrico multiplicado por 1.6 para tener en cuenta la asimetría producida por las componentes transitorias.

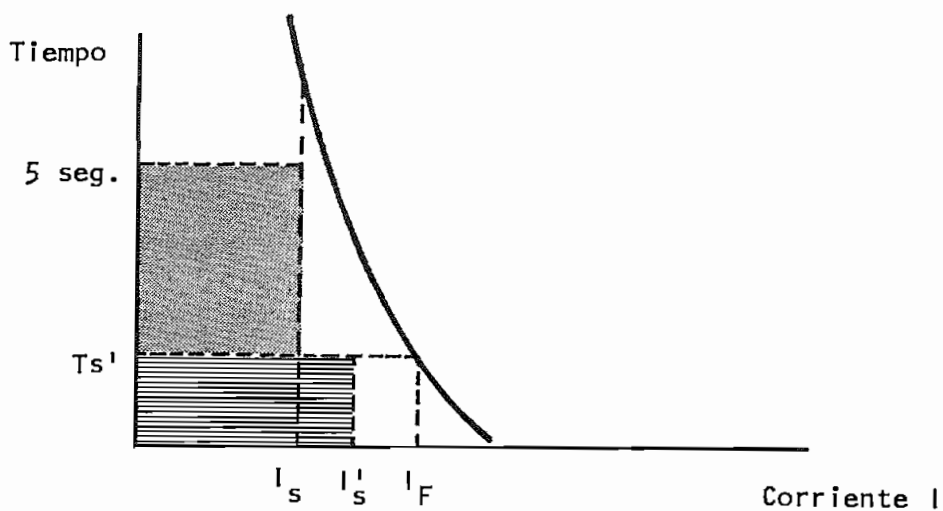


Fig. 2.5. Criterio para la elección de un fusible.

I_N = corriente máxima de carga

I_N = corriente nominal

I_S = corriente de sobrecarga por 5 seg.

I'_S = $0.75 I_F$: corriente de sobrecarga por menos de 5 seg.

I_F = corriente de fusión por igual tiempo que la sobrecarga I'_S

3.3. RECONECTADORES

Puesto que las fallas temporales, como son : transitorios, descargas atmosféricas, descargas a través de aisladores, etc., comprenden aproximadamente el 95 % del total de las fallas que ocurren en un sistema, conviene volverlo a conectar debido a que es probable que haya desaparecido la razón de la perturbación. Si la falla persiste los interruptores volverán a operar abriendo nuevamente el circuito.

Esta operación de poner en servicio otra vez al sistema, puede ser efectuada por dispositivos especiales, los que pueden reconectar hasta 4 veces, dependiendo del aparato. Estos son los reconectores automáticos que se usan generalmente para proteger líneas radiales, ya que, debido a la forma inversa de sus características de operación, es posible coordinar su operación con otros elementos de protección, como son : otros reconectores, seccionadores o fusibles.

Cuando ocurre una falla permanente, la selección de dispositivos de reconexión adecuados saca de servicio a pequeñas secciones de las líneas, lo que simplifica en gran medida la localización de la falla, consiguiéndose una disminución apreciable del tiempo en que la línea permanece fuera de servicio.

La "Inteligencia" que habilita al reconectador de manera de ser sensible a las sobrecorrientes, de seleccionar el tiempo de operación, el tiempo de disparo, las funciones de reconexión, y la apertura final está prevista por el control que básicamente es de uno de los siguientes tipos: control hidráulico que forma parte integral del mismo aparato y control electrónico que está ubicado en un gabinete separado.

Para una justa aplicación de los reconectores automáticos, se debe considerar seis factores:

1. El voltaje del sistema.
2. La máxima corriente de falla en la ubicación del reconectador.
3. La máxima corriente de carga.
4. La mínima corriente de falla dentro de la zona protegida por el reconectador.
5. La coordinación con otros dispositivos de protección ubicados sea al lado de la fuente o de las cargas.
6. Sensibilidad a las fallas a tierra.

El voltaje del sistema debe ser conocido y el reconectador debe tener un rango de voltaje igual o mayor que el voltaje del sistema.

La máxima corriente de falla debe conocerse o calcularse. La capacidad de interrupción del reconectador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de falla.

La máxima corriente permanente del reconectador debe ser igual o mayor que la carga del circuito. En reconectores con control hidráulico, la corriente permanente de la bobina serie debe ser igual o menor que la máxima corriente permanente del reconectador. El valor mínimo de disparo es nominalmente el do-

ble de la corriente permanente por la bobina y debe ser al menos el doble de la corriente de carga pico. En los reconectores con control electrónico la corriente mínima de disparo es seleccionada independientemente de la máxima corriente permanente, aunque es normal no exceder al doble de este valor.

La mínima corriente de falla en el extremo de la línea debe chequearse para determinar si el reconector sentirá e interrumpirá esta corriente.

Es de vital importancia la coordinación con los demás aparatos de protección, y generalmente las características tiempo-corriente y secuencia de operación de un reconector se seleccionan para coordinar con otros aparatos ubicados al lado de la fuente.

En la figura 2.6. se puede apreciar la magnitud de la corriente nominal, la corriente de falla y los tiempos para cada secuencia de operación del reconector.

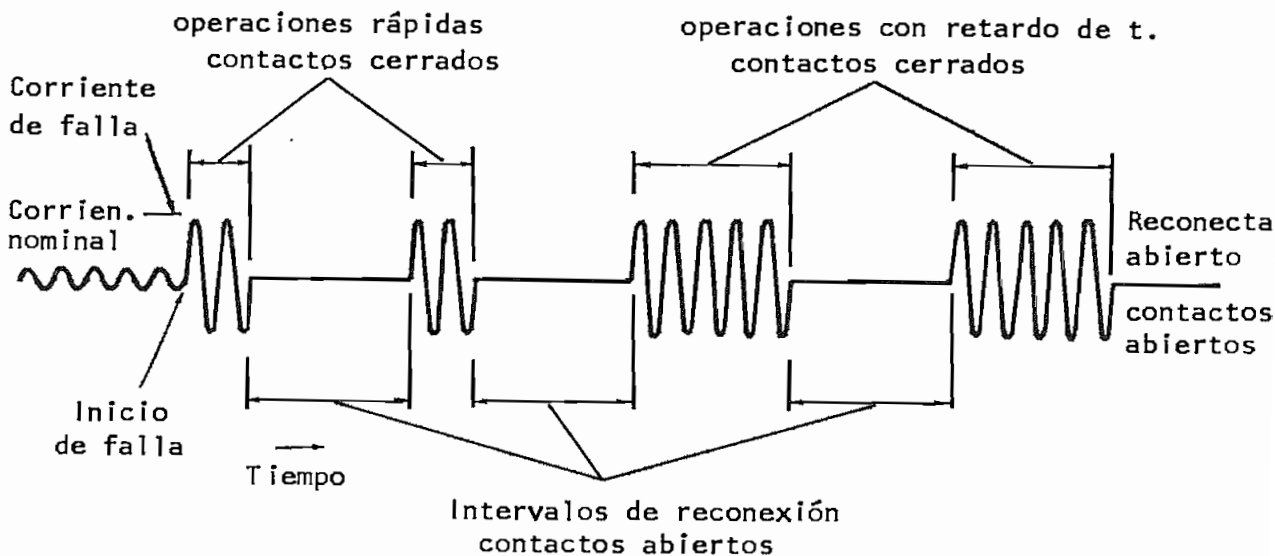


Fig. 2.6.¹⁸ Secuencia de operación del reconector

4. LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

Uno de los fenómenos que ocurren durante las anomalías y en especial durante los cortocircuitos, es el aumento de sobrecorriente que, en la mayoría de los casos sobrepasa los valores normales de operación y se elevan por sobre el valor nominal de los equipos afectados por la falla. Esta propiedad permite desarrollar el sistema de protección conocido con el nombre de "protección de sobrecorriente", siendo el más sencillo y uno de los primeros que se utilizó.

Las corrientes de falla pueden ser usadas como bases para lograr selectividad solamente donde hay una diferencia marcada entre la magnitud para una falla dentro de una zona protegida y una falla fuera de ella, y estas magnitudes sean más o menos constantes. Donde esto ocurre, se puede usar un dispositivo que funcione en base a magnitudes de corrientes tales como fusibles, relés, reconectadores, etc. La protección de sobrecorriente también puede ser de tipo residual dentro del cual se incluye la secuencia cero que aparece en cortocircuitos monofásicos o fase-fase a tierra.

Básicamente los relés usados en este tipo de protecciones, deben dejar pasar la corriente máxima de carga y deben detectar la mínima corriente de falla. Estas dos condiciones no siempre pueden conciliarse, tal es el caso de las horas de mínima demanda en que la mínima corriente de falla puede ser inferior a la máxima de carga.

De todos modos, la protección de sobrecorriente no es sino una de las posibilidades que hay que considerar en un problema específico.

4.1. MODELOS BASICOS DE SISTEMAS ELECTRICOS Y SU PROTECCION

Para seleccionar una protección de sobrecorriente en forma adecuada, se deben examinar ciertas consideraciones básicas, de manera de cumplir con las propiedades de selectividad y rapidez, para todos los casos que se consideren.

El caso más elemental que puede considerarse es el de un generador que alimenta a una carga a través de un interruptor destinado a proteger la máquina contra las fallas en la carga.

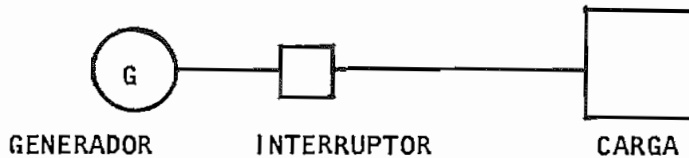


Fig. 2.7. Circuito elemental de protección de sobrecorriente

Para este caso, la protección más sencilla y barata es un relé de sobrecorriente de operación instantánea cuyo único ajuste sea variar la corriente mínima de operación. Es evidente que en este caso no se pueda hablar de selectividad, pues la carga es única y solo debe preocupar la rapidez de la desconexión con el objeto de aislar la falla.

En el caso de tener dos generadores en paralelo alimentando una carga a través de un solo interruptor en la Fig. 2.8. es necesario considerar la variación de la corriente de cortocircuito al estar conectadas 1 ó 2 máquinas (mínima y máxima generación).

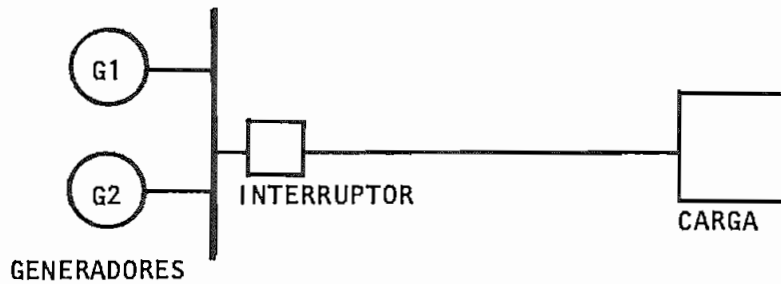


Fig. 2.8¹. Circuito de carga única y dos generadores

La condición para una buena operación de la protección es que la corriente mínima de cortocircuito sea superior a la corriente mínima de operación del relé, y que esta a su vez, sea superior a la corriente máxima de carga. En caso de que la corriente máxima de carga fuese superior a la corriente mínima de cortocircuito, la protección de sobrecorriente quedaría excluida.

Se considera, a continuación, el caso en que existen varias cargas y se desea proyectar una protección de sobrecorriente que sea selectiva. Para esto, se analizarán los casos más importantes que se presentan en la práctica para la disposición de los alimentadores: distribución radial y distribución en anillo.

4.2. DISTRIBUCION RADIAL

Un sistema radial consiste en una central generadora desde la cual divergen líneas de transmisión hacia los centros de consumo.

En el sistema de la Fig. 2.9, que consta de una sola línea de transmisión, los interruptores 1, 2 y 3 son los encargados de

despejar un cortocircuito en forma selectiva.

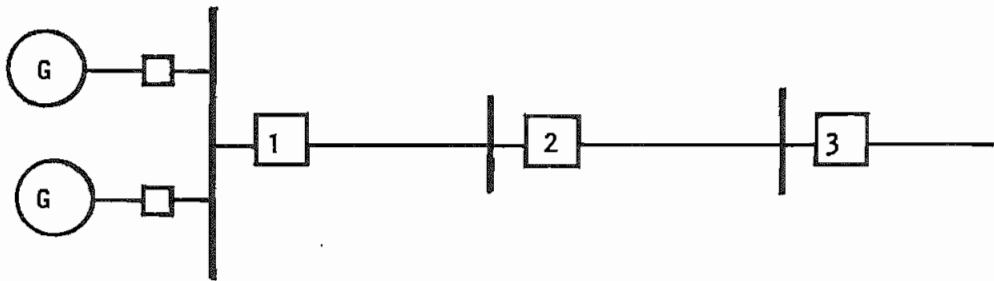


Fig. 2.9.¹ Sistema de distribución radial

Una protección selectiva con relés de operación instantánea no es posible en este caso debido a que la corriente de falla circula por todos los interruptores ubicados entre la generación y el punto de falla. Sin embargo, de acuerdo a la figura 2.10. si los relés pudieran operar con un retardo de tiempo prefijado, será posible obtener selectividad. El relé que opera el interruptor 3 podría ser del tipo instantáneo, y al relé del interruptor 2 se le podría dar un retardo de tiempo con el fin de asegurar que previamente opere el interruptor 3. El tiempo de operación del relé 1 deberá asegurar la operación previa de los interruptores 2 y 3.

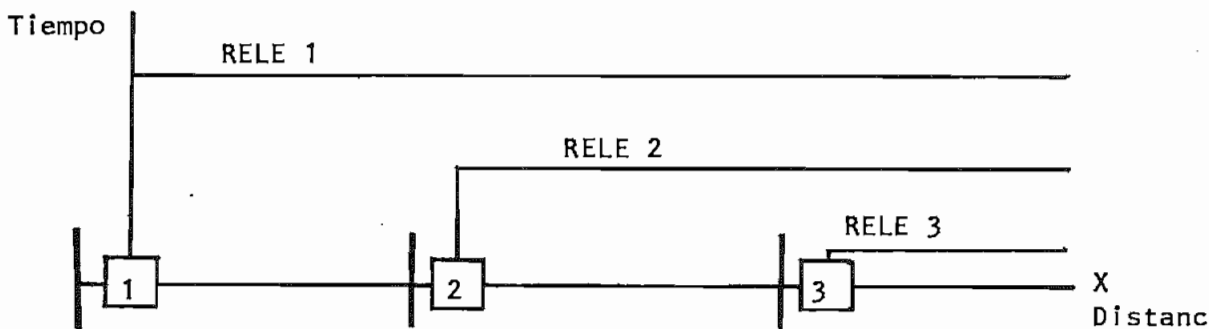


Fig. 2.10.¹ Gráfico de tiempo de operación en función de la distancia de un sistema radial con protección de sobrecorriente de tiempo definido.

Si bien este sistema de protección con relés de tiempo definidos selectivo, no cumple con la condición de rapidez, puesto que los interruptores más cercanos a la generación tienen un retardo de tiempo innecesario en sus operaciones.

Este inconveniente puede disminuirse con el uso de relés de inducción con características de tiempo inverso, en los cuales el tiempo de operación disminuye al aumentar la corriente, como se puede ver en la fig. 2.11.

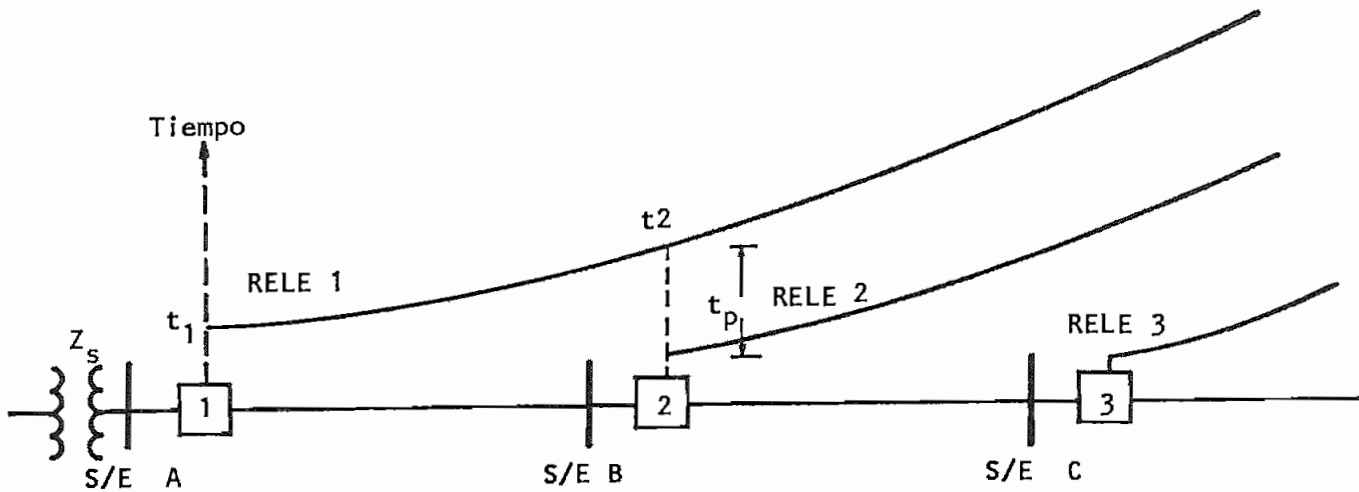


Fig. 2.11.⁷ Gráfico de tiempo de operación en función de la distancia de un sistema radial con protección de sobrecorriente de tiempo inverso.

El ajuste del tiempo de operación de cada relé depende de su posición, puesto que el valor de la corriente de cortocircuito varía con la ubicación del punto de falla. Así, por ejemplo, para una falla ocurrida a la derecha de 3 conviene que el tiempo de operación del relé 3 sea lo más corto posible, y el tiempo de operación del relé 1 para esta misma falla sea tal que asegure una coordinación correcta en la operación de los interruptores.

Las protecciones de tiempo inverso se usan cuando la impedancia entre la protección y la fuente de generación es pequeña comparada con la impedancia de la sección de la línea por proteger, es decir, hay una apreciable diferencia entre la corriente de falla al final de la línea $I = \frac{E}{Z_S + Z_L}$ y la corriente para fallas próximas al extremo cercano.

$$I = \frac{E}{Z_S}$$

Como los relés que se usan tienen una característica inversa de la forma de operación de la protección, $I.t = k.$, resulta que la razón entre el tiempo t_1 al comienzo del tramo de línea y al final t_2 es:

$$\frac{t_1}{t_2} = \frac{Z_S}{Z_S + Z_L}$$

Cuando es difícil obtener un tiempo de paso suficiente debido al bajo valor de la impedancia de línea, se hace necesario aplicar relés muy inversos de características $I^2.t = k.$ Este tipo de relé es aconsejable para proteger contra sobrecargas de aparatos.

El hecho de que la protección saque de servicio solo una mínima parte del sistema comprometido constituye su selectividad. La posibilidad de operación progresiva aguas arriba del sistema ante la ausencia de operación de un relé constituye el respaldo de las protecciones.

La diferencia de tiempo t_p (tiempo de paso) entre relés instalados sucesivamente comprende la suma de los tiempos parciales involucrados en la operación completa del interruptor ubicado inmediatamente aguas abajo.

Estos tiempos parciales son: el tiempo necesario para que el interruptor opere, más un tiempo que es una tolerancia razonable para tomar en cuenta el error inherente del relé. La suma de estos tiempos constituye el tiempo de paso o paso de coordinación.

Para asegurar la operación selectiva de la protección, los relés en los posible deberán tener curvas iguales, pues de otra manera, las curvas podrían interceptarse y se podrían producir operaciones incorrectas. Esta propiedad constituye la coordinación de las características de los relés.

4.3. DISTRIBUCION EN ANILLO

Un sistema en anillo consiste de una central generadora y líneas de transmisión. Estas forman un circuito cerrado de tal manera que cualquier subestación tiene dos vías de alimentación y el servicio puede mantenerse cuando ocurre una falla en cualquier línea de transmisión.

Para el caso de distribuciones en anillo como las indicadas en la fig. 2.12. es fácil deducir que no es posible obtener un sistema de protección selectiva para el caso de los interruptores 2 y 4 cuando ocurren fallas en las líneas A-B y A-C. En efecto, para una falla tal como en "P" las corrientes que pasan por 1 y 2 son diferentes (siendo mayor la de 1). Es posible conseguir que el relé en 1 opere primero que el relé en 2. Luego de producida esta operación abre el interruptor 1 y toda la corriente fluye por los interruptores 3 y 2 que es preciso coordinar en la forma explicada para el caso de distribución radial. Pero, es necesario coordinar con 4 dando al relé de 4 un tiempo mayor que el de 2. Sin embargo, esta coordinación correcta para la falla en "P" es inadecuada para la falla en "R", puesto que en este caso por la

simetría del sistema, las corrientes de falla tendrían los mismos valores y el interruptor 2 abriría primero que el de 4. Veremos más adelante que en estos casos es preciso proveer de un control direccional a los relés de sobrecorriente, para obtener una coordinación adecuada.

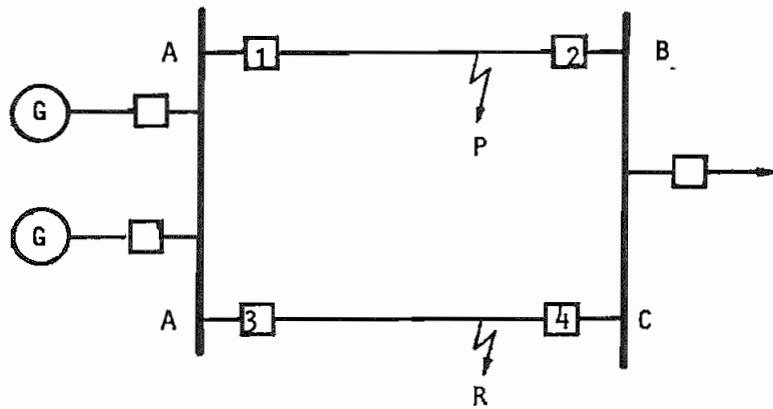


Fig. 2.12.⁷ Distribución de anillo

4.4. PROTECCION DE LINEAS CONTRA FALLAS MONOFASICAS

Al calibrar una protección de sobrecorriente es necesario elevar el ajuste de la corriente mínima de operación de los relés por sobre la corriente máxima nominal para ponerse a salvo de una falsa operación durante una posible sobrecarga.

Las estadísticas indican que un 65 a 70 % de las fallas son cortocircuitos monofásicos. Es frecuente que las fallas monofásicas a tierra se produzcan a través de impedancias elevadas, por ejemplo a través de ramas de árboles, y por consiguiente que la corriente de falla sea relativamente baja. En tales casos, dado el elevado ajuste de la corriente mínima de operación de los

relés de sobrecorriente, no se tendría protección contra fallas a tierra, además de los tres relés de fases, un cuarto relé conectado en la forma indicada en la figura 2.13.

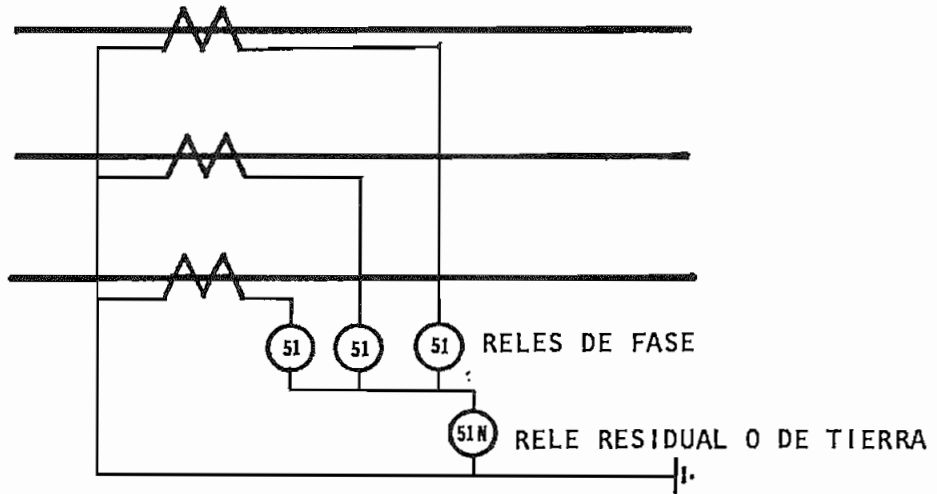


Fig. 2.13.⁷ Conexión de un relé residual o de tierra de sobrecorriente

Bajo condiciones normales o de cortocircuitos trifásicos o bifásicos que no incluyen tierra, la suma de las tres corrientes es cero y por lo tanto no pasará corriente por el 4º relé. En cambio durante una falla bifásica o monofásica a tierra la suma de las corrientes no será nula y la corriente residual o componente de secuencia cero pasará por el 4º relé. Esta protección recibe, entonces el nombre de protección residual de sobrecorriente. Los relés en ella empleados son simples relés de sobrecorriente con un rango de ajuste inferior al de los relés de fases.

Desde el punto de vista de la estabilidad, las fallas a tierra son menos severas que las fallas trifásicas y por consiguiente la protección residual no requiere ser tan rápida como la protección de fase.

Para sistemas aislados de tierra y de poca capacidad, no se produce un aumento anormal de la corriente en la fase fallada, pero se produce un desequilibrio de los voltajes, sometiendo a sobrevoltajes a la fase no dañada. Para sistemas de alta capacidad se produce una corriente de carga apreciable que circula a tierra.

En los sistemas conectados a tierra, la corriente monofásica tiene un valor mucho mayor que en los aislados, por lo tanto los problemas son más graves, y si la falla no se despeja en un tiempo prudencial, puede dañar los equipos y comprometer la estabilidad del sistema.

5. LA PROTECCION DE RESPALDO

La función de los relés de protección es operar en respuesta a una falla en un sistema de potencia, con el objeto de minimizar tanto el daño del equipo como la interrupción del servicio, abriendo solo aquellos interruptores que aíslan el circuito fallado de la fuente de potencia.

Pueden presentarse circunstancias que impidan al relé funcionar en forma normal, como por ejemplo: debido a la existencia de una falla en cualquiera de los componentes del circuito al cual está conectado, del mecanismo de accionamiento del interruptor, cableado o fuente de polarización del relé. Por lo tanto, con el objeto de despejar la falla es necesario ya sea proporcionar relés con unas características tales que los ubicados en un punto respalden a aquellos que, encontrándose en otra ubicación, tengan impedimentos para operar o duplicar localmente una parte o todos los equipos.

La primera solución, llamada respaldo remoto puede ser en

ciertos casos suficiente. La segunda solución, llamada respaldo local, lleva consigo tanto complicaciones como gastos extras.

Luego, la mejor solución será tomar precauciones que reduzcan el riesgo de fallas en los diversos elementos del sistema de protección a un mínimo, y entonces, emplear respaldo local o remoto en una extensión justificada por la importancia del circuito.

5.1. RESPALDO REMOTO

En esta solución los relés de sobrecorriente, fusibles, re-conectores automáticos, etc., de una subestación, pueden proporcionar protección de respaldo para el interruptor, relé y todos sus equipos asociados, fusibles, reconectores automáticos, etc. ubicados en la subestación vecina.

Este sistema es muy efectivo debido a que ninguno de los equipos es usado en común, y por consiguiente el respaldo no puede fallar por las mismas razones de la primera línea de defensa.

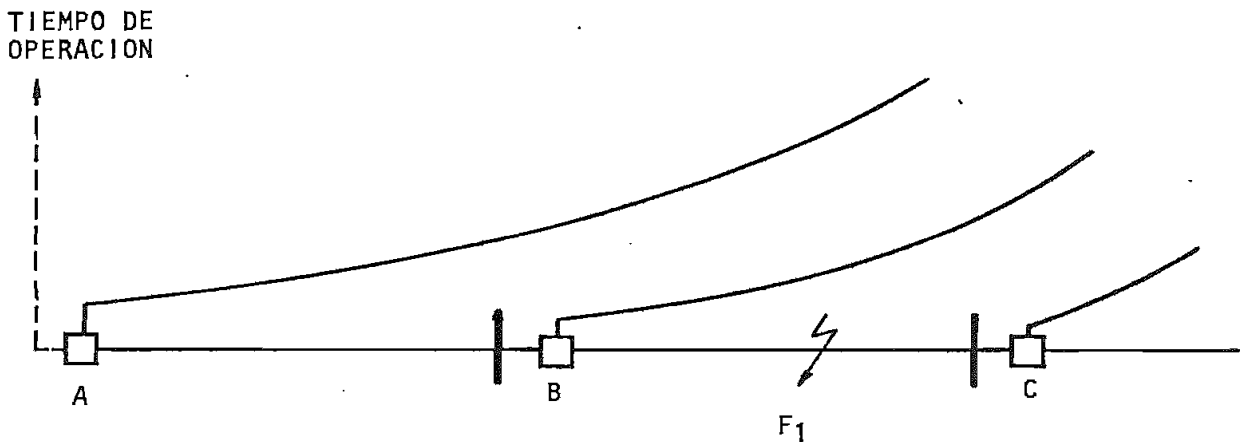


Fig. 2.14. Para una falla F_1 en el interruptor A da respaldo a los relés e interruptores en B .

Hasta hace poco tiempo las conexiones de los sistemas eran tan simples que la protección de respaldo era proporcionada efectivamente por los relés de la subestación más próxima hacia la fuente, con el suficiente retardo de tiempo como para permitir que el relé en el circuito falloso, en el caso que estuviese operando, despejara primero la falla. En los años recientes, el aumento del número de interconexiones y de los puntos de alimentación, ha reducido las corrientes de falla en los circuitos, de modo que la operación por respaldo remoto aumenta en dificultad, mientras que al mismo tiempo las cargas están llegando a ser más importantes, por lo que es necesario asegurar una mejor continuidad de servicio.

5.2. RESPALDO LOCAL

Donde no es posible el respaldo remoto, el respaldo local de relé e interruptor puede asegurar un despeje selectivo de la falla.

Obviamente, esta solución trae consigo complicaciones y gastos extras, por lo tanto, la determinación de duplicar cada componente dependerá de su posibilidad de falla.

Un orden de probabilidad, en sentido decreciente, aceptado comunmente por los especialistas, es el siguiente:

- | | |
|---------------------------------|----------------------------------|
| 1. Relés | 2. Interruptores de circuito. |
| 3. Cableado | |
| 5. Transformadores de potencial | 4. Transformadores de corriente. |
| 6. Batería. | |

Los menores problemas se han experimentado con circuitos de polarización de corriente continua. El relé de respaldo más aconsejable es el de sobrecorriente.

De lo anteriormente expuesto se puede concluir lo siguiente acerca de la protección de respaldo y su utilidad.

1. La protección de respaldo consiste en proporcionar una segunda línea de defensa al accionamiento de todos los interruptores de circuito en torno de la zona fallosa, para el caso que hubiese una anomalía en cualquier elemento del sistema de protección principal.
2. La reserva de protección de respaldo debe existir aún en los casos en que se haya comprobado que su operación es estadísticamente rara. En efecto, en ciertas circunstancias su omisión causaría consecuencias económicamente serias sobre la consideración del riesgo de quemar longitudes sustanciales de conductores de líneas, transformadores de medida, etc.
3. La protección de respaldo debe tener un grado de selectividad, si es posible tan efectivo como el requerido para la protección principal.
6. ESPECIFICACION DE AJUSTES DE LOS ELEMENTOS DE

UN SISTEMA DE PROTECCION

Se dice que los elementos de protección de un sistema eléctrico de potencia están coordinados cuando, para una determinada condición de falla, el elemento de protección que se encuentra más próximo del punto de falla opera antes que los otros.

Para proceder al estudio de la coordinación de los elementos de protección es necesario hacer uso de sus curvas caracterís-

ticas de operación tiempo-corriente, convenientemente consideradas.

Los ajustes de un relé de sobrecorriente están relacionados con la elección del mínimo de operación y de su curva de operación, en orden de asegurar una característica de operación deseada.

A continuación se analizan los diversos factores y criterios que deben tenerse en cuenta para proceder a elegir los ajustes de los relés de sobrecorriente, de modo de asegurar una operación y coordinación adecuada, entre sí o con otros elementos de protección.

6.1. RELES DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO

La especificación de ajustes de un relé de sobrecorriente de tiempo inverso consiste en la selección del mínimo de operación y de la curva de operación.

6.1.1. SELECCION DEL MINIMO DE OPERACION (M.O.)

6.1.1.1. RELES DE FASE

Para elegir el mínimo de operación se deben tener en cuenta los siguientes factores :

1. El relé debe dejar pasar la máxima corriente de carga I_N sin operar. Una relación adecuada es $M.O. \cong 1,5 I_N$ asegurándose que con traspaso máximo de carga no opere el relé, salvo que esté controlado por bajo voltaje.
2. Debe actuar en período de falla, para lo cual se busca la corriente mínima de falla dentro de la sección protegida,

con mínima generación conectada.

3. Debe ser protección de respaldo, por lo que también debe operar con la corriente que circula por él para la condición de falla mínima en la sección a la cual proporciona respaldo remoto, con mínima generación conectada.

En ciertos casos se pueden presentar dificultades en el cumplimiento simultáneo de estas condiciones, como ser que la corriente mínima sea menor que la condición $1.5 I_N$, en cuyo caso habría que considerar la posibilidad que el relé deje de ser respaldo para la sección siguiente.

En respaldo se debe cumplir que el M.O. sea menor o a lo sumo igual a la corriente de falla mínima. Un criterio normalmente adoptado es imponer al relé la condición de recibir una magnitud de operación igual o por lo menos 1.5 a 2 veces el M.O. (de preferencia se escoge 2), para la falla más alejada que deben despejar, y con la condición de menores niveles de corriente (mínima generación).

Luego, el problema surge cuando no es posible que el M.O. cumpla las 2 condiciones siguientes :

- a) Corriente mínima de operación igual a 1/2 corriente de falla mínima de respaldo.
- b) Corriente mínima de operación mayor a 1.5 veces la corriente máxima de carga.

Las complicaciones pueden aumentar si se considera que en las horas de mínima demanda la corriente de falla puede ser menor que el valor máximo de carga. Una forma de solucionar esto es me-

díante el uso de relés de sobre-corriente con retención de voltaje, los que operan con voltajes bajos, circunstancia común en caso de falla.

CALCULO PARA FALLA MINIMA

En el cálculo de la falla mínima, hay que tener en cuenta los siguientes factores :

1. Hay que ubicar el punto en que ocurre la falla mínima, que en este caso es el punto más remoto del respaldo.
2. Hay que considerar el caso de mínima generación.
3. Hay que tener en cuenta el tipo de falla. Para el caso en que la resistencia de falla sea nula y la reactancia de secuencia positiva sea igual a la de secuencia negativa, se tiene que la corriente de falla bifásica es inferior que la de falla trifásica. Pero en este caso no es suficiente considerar nula la resistencia de falla puesto que al menos incluye la resistencia del arco, para lo cual hay valores típicos determinados experimentalmente.
4. Elección de la reactancias para las máquinas. En general se tienen : la sincrónica, la transitoria, y la subtransitoria. La tercera es la menor y dá las corrientes más altas, pero no se usa en relés de sobrecorriente ya que el tiempo de operación es mucho mayor que el tiempo subtransitorio.

Si el tiempo de operación es menor a 1 seg. se usa la reactancia transitoria. En los otros casos se usa la reactancia sincrónica.

De todos modos la impedancia de las máquinas es pequeña fren-

te a la impedancia de línea, por lo que se utiliza en aquellos casos en que realmente influye en la impedancia total.

6.1.1.2. RELES RESIDUALES O DE TIERRA

La especificación de ajustes de los relés residuales o de tierra es mucho más fácil que de los relés de fase debido a que son comandados con corrientes residuales, las que bajo condiciones normales son nulas.

Para elegir el margen de ajuste de la corriente de operación deben tenerse en cuenta dos aspectos :

1. Para el caso de falla mínima, el relé debe recibir una corriente por lo menos igual a 2 veces la corriente de ajuste.
2. Al producirse la corriente residual máxima, no se debe exceder el límite térmico.

El segundo factor debe aplicarse siempre, debido a que los relés de sobrecorriente residuales tienen límites térmicos inferiores a los de fase. Esto se debe a que en este tipo de relés, especialmente en los de gran sensibilidad, es necesario utilizar bobinas de gran número de vueltas, a fin de mantener niveles de torque adecuados, aún con corrientes pequeñas. Con el objeto de no aumentar mucho las dimensiones de los circuitos magnéticos, las bobinas se fabrican con alambres delgados, con lo que se baja el límite térmico y se aumenta la resistencia interna de los relés.

Todos los relés inversos que existen comercialmente pueden soportar, durante su tiempo de operación ajustada en su curva de operación máxima, más el tiempo de operación del interruptor, co-

rrientes del orden de 20 veces la corriente de ajuste. Luego, será necesario tomar para el valor máximo de la corriente residual permisible, una cifra que sea igual solo a una fracción de las 20 veces la máxima corriente de ajuste del relé.

En muchas aplicaciones esto no es posible, ya que la máxima corriente residual es varias decenas de veces mayor que la mínima. En tales casos pueden instalarse transformadores de corriente auxiliares, saturables en el valor de la corriente que puede soportar el relé.

Para un relé dado, la falla que producirá la mayor corriente será la que ocurra inmediatamente después del interruptor y sin resistencia de falla. En esta ubicación, no siempre será la falla monofásica la que produzca la corriente residual máxima. Dependiendo de la relación entre la reactancia de secuencias cero y la positiva X_0/X_1 , la corriente residual producida por un cortocircuito monofásico será mayor o menor que la producida en un cortocircuito bifásico a tierra. Para X_0/X_1 , mayor que 1 debe considerarse la falla monofásica como de mayor magnitud.

Si los ajustes son muy sensibles, pueden presentarse problemas con la circulación de corrientes de terceras armónicas y con el comportamiento desigual de los transformadores de corriente durante fallas trifásicas máximas. Adicionalmente, suelen presentarse falsas operaciones debido a la no simultaneidad de la operación de cierre de los contactos de los interruptores.

6.1.2. SELECCION DE LA CURVA DE OPERACION (C.O.)

La curva de operación, identificada por un número que se le conoce como "lever" o "dial", debe ser escogida de tal modo de po-

der dar el menor tiempo de operación posible a los relés en los extremos más remotos de las fuentes de generación; pero la distancia entre los contactos de cierre del relé no debe ser tan pequeña como para permitir una operación accidental debido a choques mecánicos. En las secciones de línea siguientes, la curva debe elegirse de modo de dar el intervalo en los tiempos de operación (paso de coordinación) con los otros relés para cualquier condición de falla. El ajuste de la curva de operación debe considerar no solo el tiempo de apertura del interruptor próximo, sino también el sobrerrecorrido y los errores de los relés.

En la fig. 2.15. se muestran dos secciones de línea y se grafica el tiempo de operación del relé en función del punto de la línea en que ocurre la falla

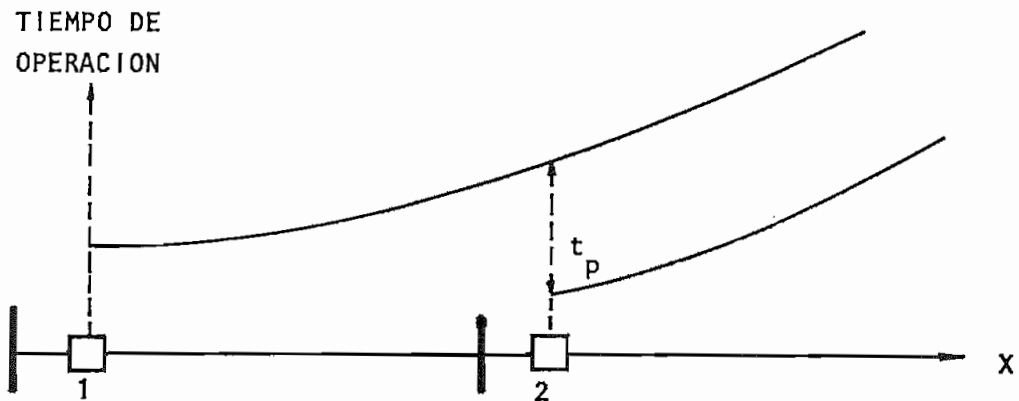


Fig. 2.15. Gráfico que muestra el tiempo de operación en función de la ubicación de la falla para relés de tiempo inverso.

Al fijar la curva de operación de los relés se adopta un valor para la diferencia de tiempo entre la operación de un relé y de su respaldo, llamado "tiempo de paso" o "paso de coordinación" y que en el caso de la fig. 2.15. es "t_p".

El paso de coordinación debe ser tal que asegure, primero la operación del relé principal y luego el de respaldo. Para tal efecto deben considerarse las tolerancias de las curvas, el sobre corrido (debido a la inercia del disco, hace que éste siga moviéndose aún después de interrumpirse la corriente), y el tiempo de operación de los interruptores.

Luego, el tiempo de operación del relé debe ser mayor o a lo sumo igual al término de la derecha de la expresión 1:

$$T_1 \geq T_2 + O_2 + S_1 + F \quad 1.$$

como: $t_p = T_1 - T_2 \quad 2.$

luego: $t_p = O_2 + S_1 + F \quad 3.$

En que: t_p , paso de coordinación

T_2 , tiempo de operación del relé

O_2 , tiempo de operación del interruptor 2

S_1 , tiempo de sobrecorrido del relé 1

F. factor de seguridad que toma en cuenta la tolerancia de las curvas y otros ajustes.

Las ordenes de las factores son los siguientes:

O, tiempo de operación del interruptor, varía entre 3,5 a 8 ciclos, que para 50 c.p.s. significan 0,07 seg. a 0.16 seg.

S, tiempo de sobrecorrido, está comprendido entre 0.05 seg. y 0.10 seg.

El valor de t_p que se toma en la práctica fluctúa entre -

0.3 y 0.4 seg., por lo que F varía entre 0.18 y 0.14 seg. Lo normal es que en operación rápida se tome un paso de coordinación de 0.3 seg.

Si las curvas características de los relés son similares, basta coordinar para un punto tal como 2 en la Fig. 2.16 quedando también coordinado para puntos más a la derecha de la ubicación 2, debido a que para corrientes mayores las curvas están más próximas.

Si las curvas características de operación de los relés son distintas se puede presentar un caso como el ilustrado en la Fig. 2.16 para la cual no hay coordinación en la zona rayada.

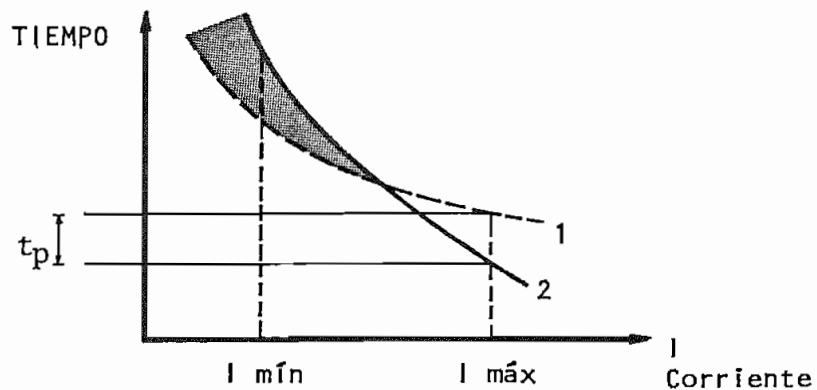


Fig. 2.16: Ejemplo de descoordinación de relés de distintas características.

En este caso habrá que considerar las corrientes mínimas de falla de ajustar los mínimos de operación y las curvas de operación de modo que los relés funcionen en el orden adecuado.

7. COORDINACION ENTRE RELE Y RECONECTADOR

En subestaciones donde se dispone de corrientes de corto-

círculo en el alimentador de distribución de más de 250 MVA, el circuito de alimentación está equipado con interruptores y relés de sobrecorriente extremadamente inversos. Los relés de cada alimentador deben ser ajustados de manera de proteger al circuito en un punto más alejado del primer reconectador ubicado en el alimentador principal, pero con suficiente retardo de tiempo para ser selectivo durante alguna o todas las operaciones del ciclo completo del reconectador. Para obtener esta selectividad es factor primordial el tiempo de reposición de los relés de sobrecorriente. Si habiendo comenzado a operar cuando ocurra una falla en un punto más alejado del reconectador, un relé de sobrecorriente no tiene tiempo para completar la reposición después de los disparos del reconectador y antes del recierre, el relé podría llegar poco a poco a disparar durante las operaciones sucesivas del reconectador.

Hay una regla que hace posible determinar la falta de selectividad si el tiempo de operación del relés para cualquier corriente es menor que 2 características con retardo de tiempo del reconectador. Primero debemos saber como usar los datos disponibles para calcular las respuestas del relé bajo condiciones de un reajuste incompleto. La velocidad angular del rotor del relé de tiempo inverso para un múltiplo de la corriente de operación dado es generalmente constante a través del giro de la reposición (contactos abiertos) hacia la posición de contactos cerrados. Entonces si esto es conocido (de las curvas de tiempo-corriente), el tiempo que toma al relé en cerrar sus contactos para un múltiplo de la corriente de operación, y con un ajuste del dial, puede ser estimado como la porción del viaje total hacia la posición de cerrar los contactos. De igual manera la velocidad de reposición del rotor del relé es constante. Si conocemos el tiempo de reposición desde la posición de contactos cerrados para un ajuste del dial del tiempo, se puede determinar el tiempo para una parte del

Por lo tanto el relé se repone completamente mientras se abre el reconectador.

<u>OPERACION DEL RECONECTADOR</u>	<u>PORCENTAJE DEL GIRO TOTAL DEL RELE</u>
Primer disparo con retardo	$(0.25/0.65) \times 100 = + 38.5$
Apertura para 1 seg.	$(1/6) \times 100 = - 16.7$
Segundo disparo con retardo	$(0.25/0.65) \times 100 = + 38.5$

De esto se tiene que el relé girará un 60.3 % hacia la posición de contactos cerrados. Por lo tanto para completar el giro falta un 40 % ($0.4 \times 0.65 = 0.24$ seg) y la protección es selectiva. Un margen de 0.15 a 0.20 seg. se considera deseable para evitar errores.

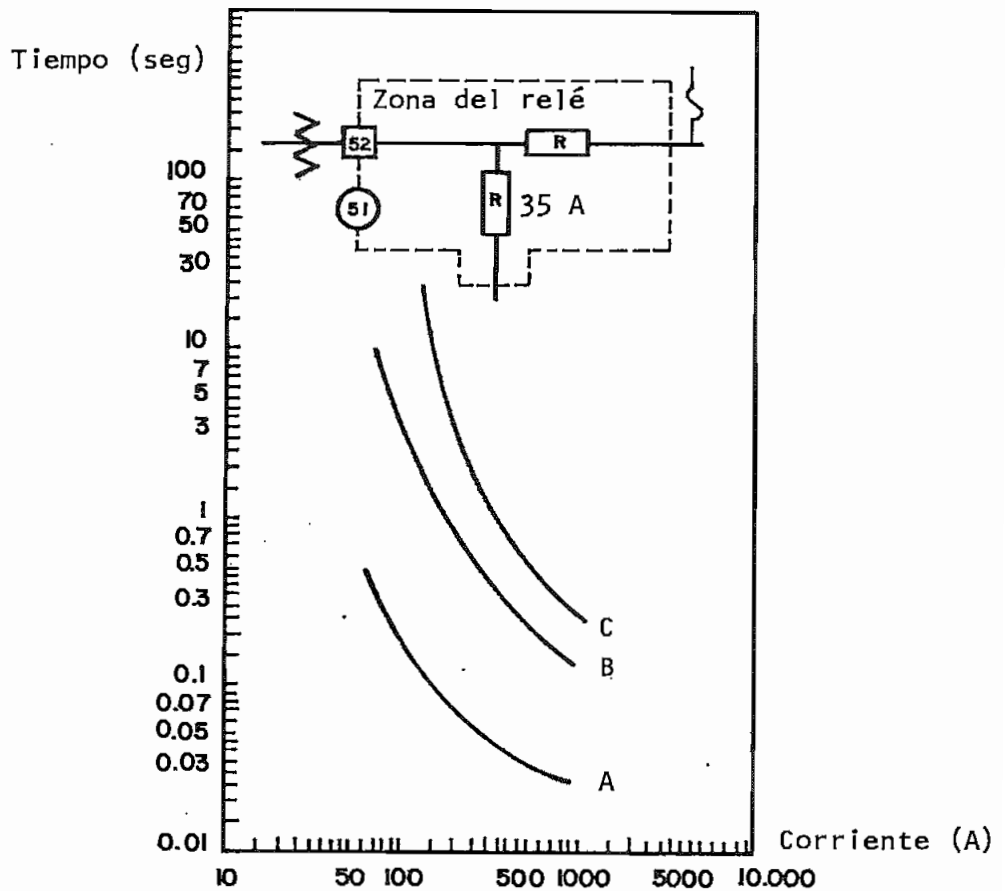


Fig. 2.17.¹⁰

8. PROTECCION DE LINEAS DE DISTRIBUCION

El caso más frecuente de fallas en las líneas de distribución es el cortocircuito, que hace circular altas corrientes que impiden la operación normal del sistema.

Aunque el cortocircuito monofásico es la falla más común en líneas de distribución, el cortocircuito trifásico es el que trae consigo mayores problemas debido a las altas corrientes y descensos de voltaje, los que producen problemas en lo que se refiere al servicio suministrado y a la estabilidad del sistema, por lo que impone la pronta interrupción de la falla.

El sistema de distribución típico está constituido por un transformador de bajada y un línea de distribución a la que se conectan los diversos transformadores de distribución.

8.1. COMPONENTES DE LA CORRIENTE

Los valores de las corrientes de cortocircuito calculados por el método de las componentes simétricas corresponden a las "corrientes simétricas" de cortocircuito o valores permanentes. Al valor de la corriente simétrica, generalmente debe agregarse una componente transitoria con una constante de tiempo que es función del cociente entre la reactancia y resistencia hasta el punto de falla (X/R). La suma de esta componente unidireccional con la corriente simétrica de cortocircuito da la corriente asimétrica de cortocircuito.

$$I_{\text{asim}}^2 = I_{\text{trans}}^2 + I_{\text{sim}}^2 \quad 6.$$

Un método más simple que aplicar la expresión 6 es calcular en el punto de falla la razón X/R y mediante una tabla pre-

determinada se obtiene el valor de K_{asim} , que es el factor de simetría definido por la relación 7.

$$K_{asim} = \frac{I_{asimétrico}}{I_{simétrico}} \quad 7.$$

Tabla	X / R	$K_{asimétrico}$
	1	1,00
	2	1,03
	3	1,10
	4	1,19
	8	1,40
	20	1,57
	80	1,70

9. COORDINACION DE LAS PROTECCIONES EN UN SISTEMA DE

DISTRIBUCION

9.1. COORDINACION ENTRE RECONECTADORES

La coordinación entre reconectadores primeramente es llevada a cabo seleccionando los diferentes valores nominales de disparo de la bobina serie en los reconectadores con control hidráulico, y los diferentes valores de la mínima corriente de disparo en los reconectadores con control electrónico. La selec-ción de estos de determina después del estudio de las características tiempo-corriente de los reconectadores, que generalmente en los reconectadores hidráulicos tienen la forma inversa. Si los reconectadores aplicados tienen similares mecanismos de medida de tiempo, no son similares sus características tiempo-corriente, pero son esencialmente paralelas. Esto tiende a simplificar la coordinación.

Los reconectadores electrónicamente controlados ofrecen una variedad de formas de curvas tiempo-corriente. La localiza-ción izquierda -derecha a una curva en particular es influenciada por la corriente mínima de disparo programada en el control

electrónico. Con la variedad de curvas, las características de un reconectador electrónicamente controlado pueden ser acomodadas para cumplir el requerimiento de coordinación deseado.

Las curvas tiempo-corriente pueden ser seleccionadas de manera de mejorar el doble uso de la temporización, ya que todos los reconectores pueden programarse para tener las primeras operaciones con curvas tiempo - corriente rápidas seguidas de operaciones con curvas con retardo de tiempo (operación lenta). La Fig. 2.18 ilustra un conjunto de curvas tiempo - corriente para un reconectador hidráulico, donde A es la curva rápida, B es la curva con retardo y C es la curva con retardo extra de tiempo. Algunos reconectores ofrecen tres o cuatro curvas con retardo en adición a la curva rápida.

Un requerimiento importante cuando se coordina entre reconectores es el tiempo entre las curvas de dos reconectores para determinado valor de corriente. Diferentes tipos de reconectores requieren mínimos tiempos entre curvas para prevenir operaciones simultáneas.

Cuando dos reconectores hidráulicos están en serie, si la separación entre las curvas tiempo - corriente con retardo de tiempo (operación lenta) es menor a dos ciclos resultará siempre una operación simultánea; una separación de dos a doce ciclos podría resultar una operación sumultánea, y; una separación de más de doce ciclos no permitirá la operación simultánea.

En reconectores electrónicos, si el reconectador del lado de la carga despeja la falla más rápido que el tiempo de respuesta del reconectador del lado de la fuente, la coordinación está asegurada.

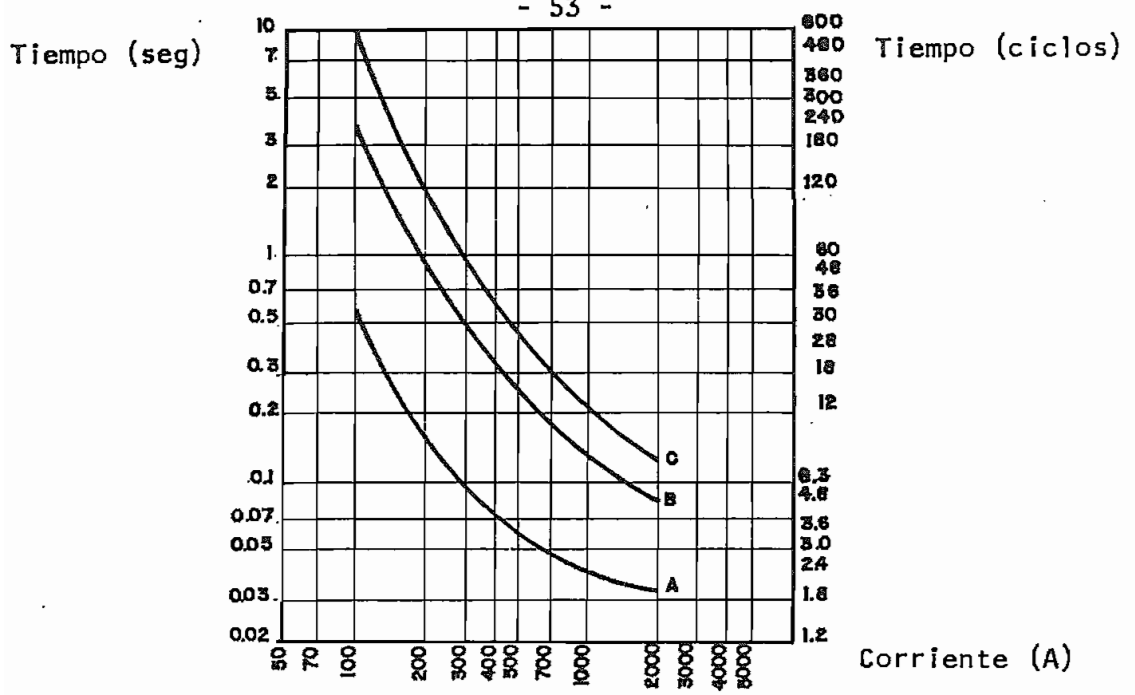


Fig. 2.18¹⁸ Curvas A,B,C, para su reconector de 50 A. monofásico.

9.2.- COORDINACION ENTRE RECONECTADORES Y FUSIBLE.

La Figura 2,19 muestra las curvas características de un re - conector, en estas curvas se superponen la curva tiempo - co - rriente del fusible C. Se notará que la curva C tiene dos par - tes: la de arriba (rango de baja corriente) que representa la curva de despeje y la porción de abajo (rango de alta corriente) que representa la curva de fusión. Los puntos de intersección - de esta curva con las curvas A y B del reconector definen los límites dentro de los cuales se tiene coordinación. Es necesario, sin embargo, que las curvas del reconector y del fusible sean trasladadas o modificadas para tomar en cuenta las etapas de calor y frío en el elemento fusible mientras el reconector trabaja en su secuencia de operaciones.

La Fig. 2.20 indica que ocurre cuando la corriente a tra - vés del fusible es interrumpida periódicamente. El oscilograma muestra la operación del reconector, la primera vez abre y cie - rra debida a la falla o sobrecarga, la acción es instantánea y requiere solo dos ciclos. La segunda acción también es de dos

ciclos, mientras que la tercera es retardada a 20 ciclos al igual que la cuarta, entonces el reconector abre el circuito.

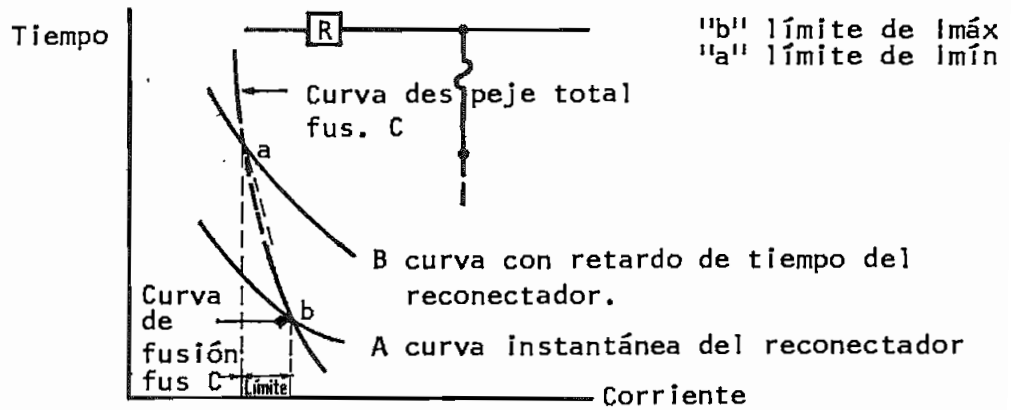


Fig. 2.19¹⁸ Curvas características del reconector superpuestas en la característica C del fusible.

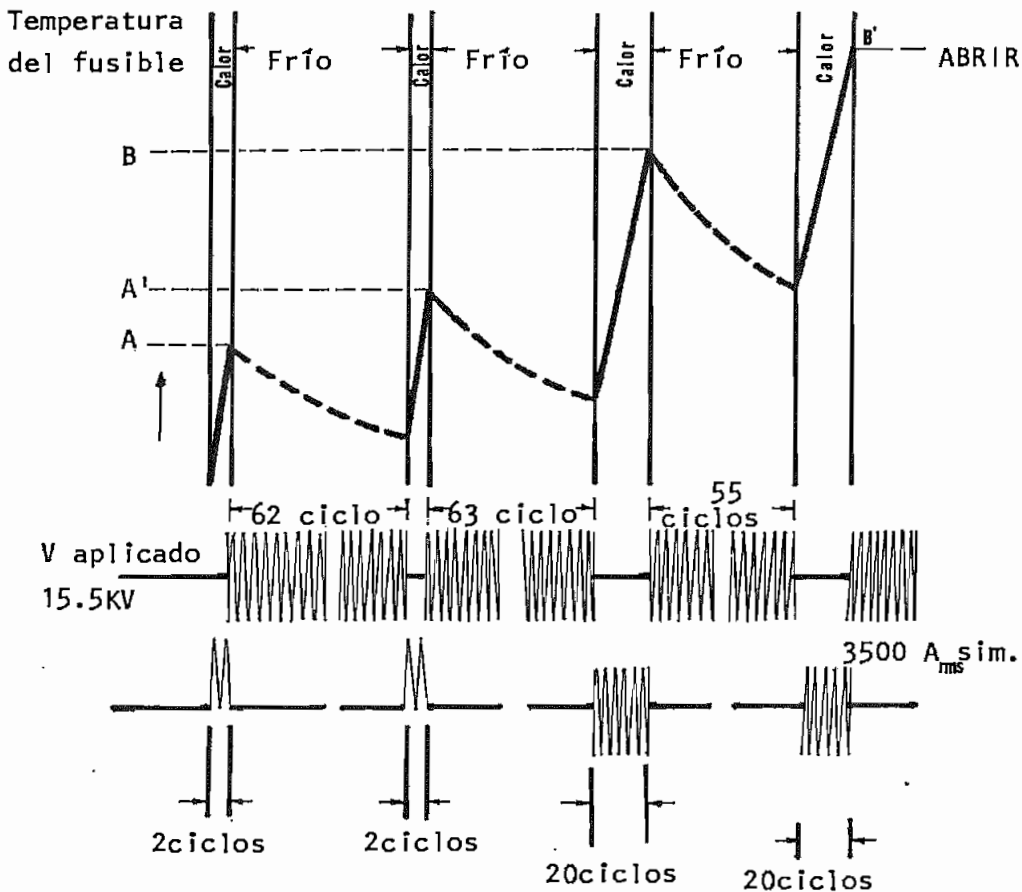


Fig. 2.20¹⁰ Calentamiento y enfriamiento del fusible.

Por ejemplo si el fusible está protegido por dos aperturas instantáneas, es necesario comparar el calor recibido por el fusible durante estas dos operaciones. La coordinación reconector fusible debe ser tal que durante la operación instantánea el fusible no se ha dañado.

La curva A' de la Fig. 2.21, es la suma de dos aperturas instantáneas y se compara con la curva de daño del fusible que es el 75% de la curva de fusión. Esto establece el límite superior de la alta corriente y se indica el punto de coordinación por la intersección b' . Para establecer el límite de baja corriente el calor total absorbido por el fusible está representado por la curva B' (que es igual a la suma de dos instantáneas A más dos curvas con retardo de tiempo B) que comparada con la curva de despeje del fusible se tiene la intersección A' .

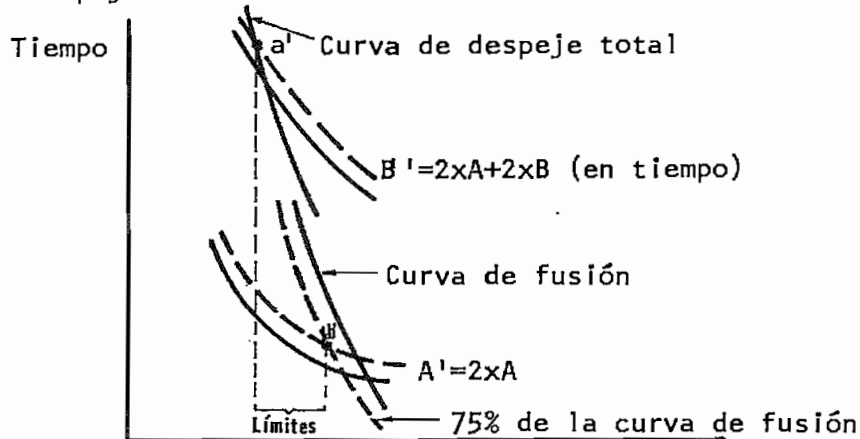


Fig. 2.21¹⁰ Coordinación fusible - reconector. Corriente

Por ejemplo para establecer como se lleva a cabo la coordinación entre los límites A' y B' , referidas a la figura anterior, se asume que el fusible ubicado aguas abajo del reconector debe ser protegido contra la fusión o algún daño durante dos operaciones instantáneas del reconector para una falla en X . Si la máxima corriente de cortocircuito calculada en la ubicación del fusible no excede la magnitud indicada por B' el fusible está

protegido durante el transitorio de la falla. Para alguna magnitud de corriente menor que B' y mayor que A' el reconfigurador disparará con su característica instantánea una o dos veces para despejar la falla antes que se produzca la fusión del fusible. Sin embargo, si la falla es permanente el fusible debe quemarse antes de que abra el reconfigurador. Si la mínima corriente de cortocircuito en el extremo del alimentador es mayor que la corriente indicada por A' , el fusible podría quemarse antes de llegar a la característica de retardo de tiempo del reconfigurador.

9.3.- COORDINACION ENTRE FUSIBLES.

La coordinación puede lograrse mediante el uso de las curvas tiempo - corriente, de las tablas de coordinación o de reglas convenientemente establecidas por la industria.

Un estudio de coordinación usando las curvas tiempo - corriente se muestra en la figura 2.22 donde un sistema con un fusible A para el alimentador principal y fusibles B y C para los ramales. Se conoce la máxima corriente simétrica de falla y la corriente normal de carga que constan en cada punto de coordinación.

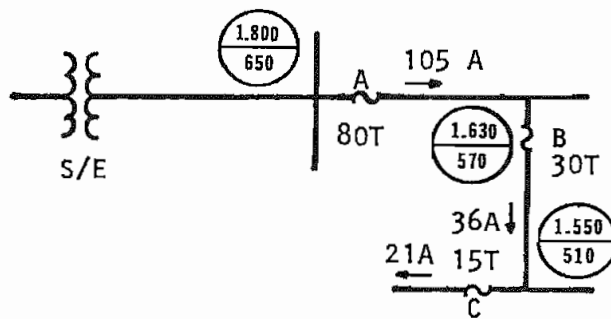


fig. 2.22¹⁸ Ejemplo de coordinación de fusibles.

La figura 2.23 muestra las curvas de máximo tiempo de despeje y mínimo tiempo de fusión para los fusibles usados en los puntos A, B, y C. El 15t tiene una corriente nominal de 23 A., permitirá el paso de la corriente de carga de 21 A., y dará un

tiempo de despeje de 0.021 seg. para 1550 A. para el punto C, el tiempo mínimo de fusión no es un factor crítico en este caso en que no se coordinan otros fusibles aguas abajo.

El próximo fusible deberá permitir el paso de 36 A., interrumpir 1630 A, en el punto B, y coordinar con el 15 T. El 20T lleva 38 A. y su tiempo mínimo de fusión a 1550 A. es 0.016 seg. Debido a que el fusible 25T se fusiona antes que despeje la falla el 15T, la combinación es indeseable. El mínimo tiempo de fusión del 30T a 1550 A. es 0.31 seg. La relación entre el máximo tiempo de despeje y el mínimo tiempo de fusión CT/MT para la combinación 30T - 15T es $0.021/0.31$ o 68%. El porcentaje máximo para una coordinación aceptable es 75%.

Un fusible 80T interrumpe 1800 A. en el punto A. permite el paso continuo de 105A. y coordina con el 30T en el punto B. La relación CT/MT para esta combinación 80T-30T es $0.51/0.16$ o 32%, por lo tanto, esta correcto.

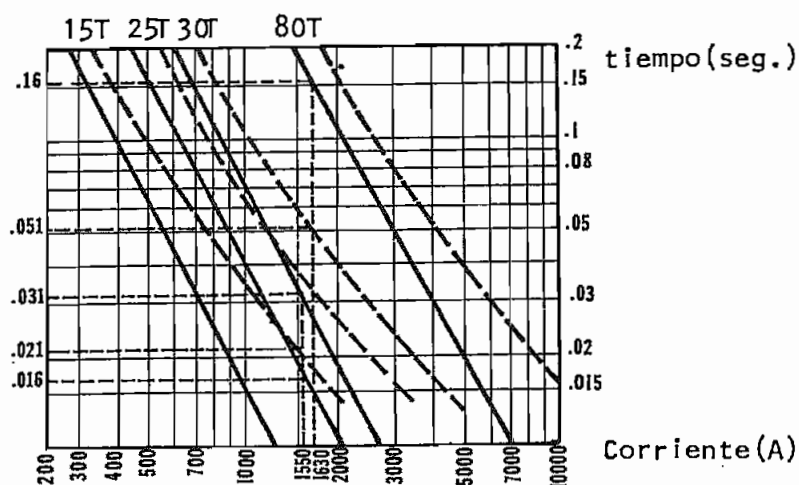


Fig. 2.23. Curvas tiempo corriente para coordinación entre fusibles. Curvas mínimas de fusión son sólidas y curvas máximas de despeje son cortadas..

CAPITULO III

PROGRAMA DIGITAL PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

1. PANORAMA GENERAL DEL PROGRAMA Y DIAGRAMA DE FLUJO

El programa principal es el comando central que controla la operación y desenvolvimiento de la serie de cálculos a realizarse. En primer lugar tenemos la lectura y escritura del conjunto de datos que se deben introducir al programa como información de entrada. Luego se llama a la subrutina UNIT 1 en la cual se calculan los vectores auxiliares LCIRC, LCMOD, GEN, CLOD, y TLINE. El proceso de cálculo seguido se explicará con detenimiento más adelante.

Luego de terminado el proceso de la subrutina UNIT 1 se regresa al programa principal que enseguida llama a la subrutina UNIT 2, en la cual se sigue el siguiente proceso: se realizan los direccionamientos de las corrientes mediante la asignación de los subíndices correspondientes y se llama a la subrutina UBIC 5 que permite obtener la ubicación del elemento de protección mediante su correspondiente índice del vector DISPRO. Por lo tanto, si el elemento de protección es un relé se realiza la verificación del límite térmico de su transformador de corriente y el cálculo del tap, para lo cual se utiliza la subrutina UBIC3 que selecciona el índice de las corrientes de falla mínima y máxima totales por el punto de falla, y también la subrutina COE - FRE que se encarga de direccionar al correspondiente elemento en .

el vector TAP, que se encarga de guardar el valor del tap escogido para el ajuste del respectivo relé. En el caso de fusibles y reconectores se realiza la selección de la mínima curva que cumple las condiciones de permitir el flujo de la corriente nominal y soportar el nivel de capacidad por ruptura, cuyos valores vienen especificados dentro del vector TAPREL. El valor de la curva escogida se guarda en el vector CLEVER.

A la TERCERA ETAPA corresponde los cálculos específicos para alimentadores y relés de sobrecorriente direccionales que dan protección a la primera zona. En esta etapa la secuencia de cálculos es controlada por el vector CLOAD (1). En primer lugar se realiza la selección del dispositivo de protección de acuerdo al vector DISPRO y mediante la subrutina UBIC se selecciona el índice que corresponde a los valores de las corrientes y de la naturaleza del dispositivo en función de la ubicación en que se encuentra el elemento y la del extremo de la rama protegida, luego mediante la subrutina UBIC3 se selecciona el índice de las corrientes de falla máximas y mínimas totales por el punto de falla. Con los diferentes valores de corriente por cada elemento se realiza en la subrutina LIMIT la verificación del cumplimiento de los límites de validez de las curvas correspondientes a cada uno de los dispositivos. Entonces, se llama a la subrutina POLIN que selecciona los coeficientes polinómicos de la curva del respectivo dispositivo, con los cuales se crea la matriz BCURVA y enseguida se llama a la subrutina GENER para verificar la presencia de generación conectada a la barra a la que está conectado el elemento de protección considerado. En el caso de presencia afirmativa se termina el cálculo del ajuste para ese determinado elemento de protección, de lo contrario se continúa el proceso con la bifurcación de acuerdo con la naturaleza del dispositivo de protección.

Si se trata de relé, primero se comprueba su direccionalidad

(en caso de ser relés de sobrecorrientes direccionales), luego mediante la subrutina COEFRE se recobra el valor de la curva previa y se calculan dentro de la subrutina TEMPO los tiempos de operación del relé para corrientes de falla máxima, mínima y menor. A estos tiempos se añade el valor del paso de coordinación y se los almacena dentro de los vectores TRSPRI, TRSREM, y TRSMEN, respectivamente, que luego van a ser usados para encontrar la curva del elemento que brinda respaldo. Este valor lo encontramos gracias a la participación de la subrutina CCURVA la cual dentro de su ejecución llama a la subrutina POLRT. De esta manera se obtiene el valor de la curva que brinda el respaldo y su valor queda almacenado en el vector TAP.

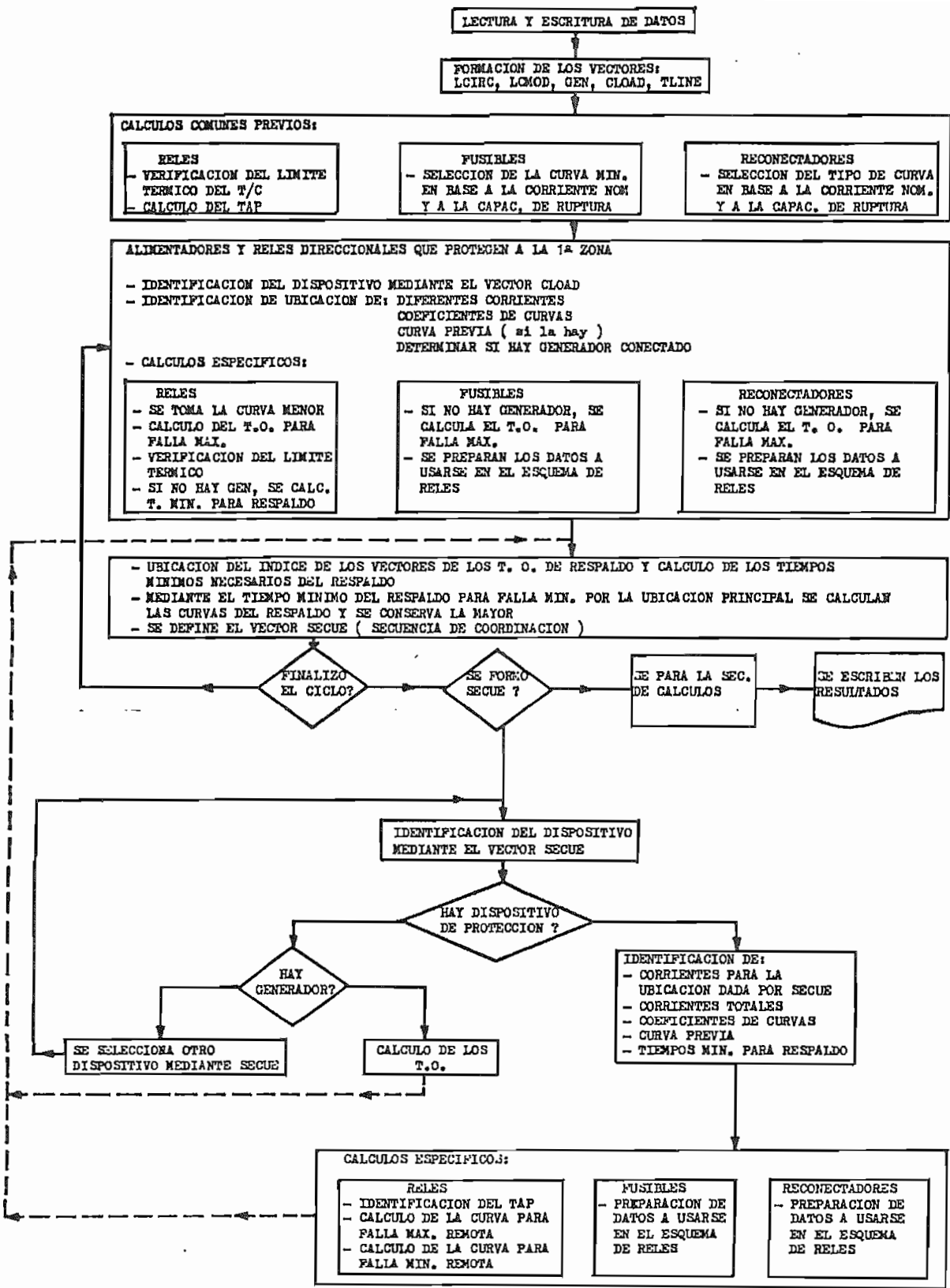
La corriente de falla menor corresponde a la corriente de falla mínima en el extremo de la línea. Los vectores TRSPRI, TRSREM y TRSMEN son los vectores de tiempo que se utilizan en el proceso del programa que tienen las siguientes definiciones:

- TRSPRI (n) : tiempo de operación mínimo necesario del respaldo para falla máxima en la ubicación del elemento que proporciona protección principal.
- TRSREM (n) : tiempo de operación mínimo necesario del respaldo para falla mínima en la ubicación del elemento que proporciona protección principal.
- TRSMEN (n) : Tiempo de operación mínima necesario del respaldo para falla mínima en el extremo de la línea que parte de la ubicación del elemento que proporciona protección principal.

En el caso de fusibles y reconectores se calcula, mediante la subrutina TEMPO, el tiempo de operación para falla máxima y se preparan los datos con los cuales se incresa en la subrutina CCURVA para obtener el valor de la curva perteneciente a la protección que brinda respaldo. Este último proceso es el mismo que se sigue para el caso de los relés.

Mediante el vector SECUE, se determina la secuencia de coordinación que se debe seguir dentro de la CUARTA ETAPA en la que se realizan los cálculos específicos para aquellos dispositivos que dan respaldo remoto. Para el cálculo del índice de los valores de los tiempos mínimos necesarios para que se cumpla coordinación en función de la ubicación que proporciona respaldo remoto se utiliza la subrutina UBIC 4, y para seleccionar de la lista LCREM la corriente por el elemento que proporciona protección de respaldo para falla mínima en el extremo de la línea protegida por el elemento de protección principal se utiliza la subrutina CTEMIN. Con éstos valores de corrientes y dentro de un ciclo controlado por el vector SECUE, previamente identificado como el vector TRAYEC, se sigue un proceso de cálculo similar al de la tercera etapa para obtener los últimos valores de las curvas que cumplen con las condiciones de coordinación, las cuales son almacenadas dentro de los vectores TAP (en el caso de los relés) o CLEVER (en el caso de fusibles y reconectores) que luego se van a presentar como resultados finales.

Todo este proceso se puede visualizar mejor con la ayuda del diagrama de flujo que consta en la figura 3.4.



UNIT 1

UNIT 2

TERCER

CUARTA

FIG. 3.4 DIAGRAMA DE FLUJO

1.1. DETERMINACION DE LA SECUENCIA DE LOS CALCULOS

La secuencia que debe seguirse en los cálculos para proceder a coordinar la operación de los elementos de protección, está gobernada dentro del programa principalmente por el vector SECUE creado internamente para este efecto, y que permite fijar un orden adecuado al considerar los diferentes puntos del sistema

Dentro de la codificación pueden distinguirse las siguientes etapas relacionadas con la formación del vector SECUE (i):

- El programa comienza con la determinación de los ajustes de las protecciones de los alimentadores y de las ubicaciones que disponen de relés que dan protección solo a la primera zona. Fundamentalmente este ciclo es controlado por el vector CLOAD.(1).

- En forma simultánea y en un orden determinado por la ubicación de las barras dentro de la matriz MAG (i, j), se van creando los elementos del vector SECUE (i) que son de la forma M.N, en que M es la barra que da respaldo a N. Para la formación de estos elementos es condición que no haya generador conectado a la barra N.

- Terminada la determinación de los ajustes de los elementos que protegen las cargas, y de los relés direccionales, se comienza un nuevo ciclo de cálculos, ahora controlado por el vector SECUE (i), previamente identificado por el vector TRAYEC (i), de manera de permitir la creación del nuevo vector SECUE (j) a lo largo del nuevo ciclo.

- Una vez terminado el lazo controlado por el vector TRAYEC (i) se pone fin a la formación del nuevo vector SECUE (J), y se vuelve a comenzar en la etapa indicada en el punto anterior.

- El proceso se interrumpe cuando no es posible formar ningún elemento del vector SECUE (1), en cuyo caso se pone fin al procedimiento del programa con la escritura de los resultados finales.

1.2.- BREVE DESCRIPCION DE LAS SUBROUTINAS QUE SE EMPLEAN EN EL PROGRAMA.

UBIC 2, permite seleccionar los índices de los vectores que guardan los tiempos mínimos necesarios para que se cumpla la coordinación, en función de la ubicación que proporciona protección principal. Además, forma el vector SECUE (i), que fija el orden en que se deben seleccionar los dispositivos para que se coordinen entre sí.

En esta misma subrutina se definen dos vectores auxiliares LE2 (L) y NE2 (N), que permiten la formación parcial del vector SECUE (i).

TEMPO, calcula el tiempo de operación del dispositivo, dados los siguientes datos: el número de veces el mínimo de operación o la corriente de operación, la identificación de curva, y los coeficientes que representan a la familia de curvas del dispositivo.

Si el tiempo de operación calculado es mayor que el límite de validez de las curvas, entrega el número 1111.111, y si el número de veces el mínimo de operación o la corriente de operación se sale de la zona de validez de las curvas se imprime - 1.0.

UBIC, se selecciona el índice que corresponde a los vectores de corrientes y de la naturaleza del dispositivo, en función de la ubicación en que se encuentra el elemento y la del extremo de la rama protegida.

TRECON, esta subrutina permite calcular el tiempo de operación de los reconectores, para lo cual hace uso de la combinación de las curvas que está guardada en la parte decimal en el elemento correspondiente del vector DISPRO (j). Esta parte decimal consta de tres dígitos con el siguiente significado: 3. MNP en que M es el número de veces la curva A (curva rápida), N el número de veces la curva B (curva lenta), y P es el número de veces la curva C.

GENER, mediante la creación de una marca adecuada, esta subrutina permite identificar si existe generación conectada a la barra en la que está conectado el elemento de protección que se está considerando. Si existe generación se selecciona el número 1111, en caso contrario, se tendrá un número distinto del anteriormente mencionado.

LIMIT, es la subrutina que selecciona los límites de validez de las curvas correspondientes a un determinado dispositivo de protección, del listado general contenido en el vector CURLIM, transfiere estos valores al vector GRADO en el mismo orden en que aparecen en el vector CURLIM.

POLIN, selecciona los coeficientes de las curvas de un dispositivo particular, de la lista contenida en el vector BPOL, con 10 espacios para cada familia de curvas, y los transfiere a la matriz BCURVA. Los dos primeros valores corresponden a MS y MV, que dan el orden del polinomio que representa las curvas.

UBIC 3, selecciona el índice de las corrientes de falla máxima y mínima totales por el punto de falla.

UBIC 4, calcula el índice de los vectores de tiempos mínimos necesarios para que se cumpla coordinación, en función de la ubicación que proporciona protección de respaldo, y que es la que va a utilizar estos valores.

COEFRE, determina el índice propio de los relés, y que sirve para direccionar un elemento en el vector TAP, que guarda los valores de los taps escogidos para cada tipo de relé existentes en el sistema.

UBIC 5, permite obtener la ubicación de un elemento de protección dentro del sistema de potencia mediante el índice del vector DISPRO.

CCURVA, esta subrutina calcula la curva menor que cumple coordinación con aguas abajo. Para esto hace uso de la subrutina POLRT.

POLRT, esta subrutina calcula las raíces de un polinomio de grado n. Los coeficientes del polinomio que representa la curva característica viene desde la subrutina CCURVA. Esta subrutina trabaja siguiendo el método de Newton Raphson y fue proporcionada por el Centro de Computo de la E.P.N., puesto que es una aplicación suministrada por la IBM.

CTEMIN, esta subrutina permite seleccionar de la lista LCREM la corriente por el elemento que proporciona protección de respaldo para falla mínima en el extremo de la línea protegida por el elemento de protección principal. Cada elemento de esta lista tiene desplazado el valor de la corriente en siete cifras hacia la izquierda, de las cuales seis corresponden a la identificación del respaldo y del extremo de la línea (EXTR) con la siguiente configuración $RESP \times 1000 + EXTR$, en donde RESP es la identificación del respaldo, y de manera que cada elemento del vector es de la forma $CORR \times 10'000.000 + RESP \times 1000 + EXTR$ en donde CORR es la corriente que se quiere obtener.

2.- INFORMACION DE ENTRADA

El conjunto de datos que se le debe proporcionar a la -

computadora para la utilización de este programa, se clasifica en tres grupos:

1. Matriz que define la configuración del circuito.
2. Características de operación de los diferentes dispositivos de protección de sobrecorriente.
3. Corrientes de cortocircuito y corrientes máximas de carga.

A continuación se presenta un análisis de la forma de preparar esta información.

2.1. MATRIZ DE CONFIGURACION DEL CIRCUITO

La configuración del circuito se define a través de la "Matriz de Adyacencia del Gráfico", (MAG) que es la matriz del diagrama unifilar del sistema, en orden $n \times n$ en que n es el número de nodos y cuyos términos de la diagonal son iguales a 1; los otros $MAG(i,j)$ para $i \neq j$, son iguales a 2 si el nodo i y el nodo j son adyacentes (están unidos por una rama) y se ubica un dispositivo de protección en el nodo i , e iguales a 0 si no se ubica algún dispositivo de protección en el nodo i , y; son iguales a 1 si los nodos i y j no son adyacentes.

Para la formación de la Matriz de Adyacencia del Gráfico se consideran como nodos a las barras, los transformadores de paso, los alimentadores, y todos los puntos terminales como generadores o cargas.

Esta forma de representación permite fijar una convención de signos para las corrientes en términos de los elementos de esta matriz, de importancia al tomar en cuenta la direccionalidad de los dispositivos de protección. En caso de circuitos paralelos se des-dobla uno de los terminales, dando origen a un nuevo nodo que, junto con los anteriores forman un triángulo, lo que sirve exclusivamente para la adecuada presentación de la matriz.

2.2. CARACTERISTICAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.

La identificación de cada dispositivo de protección, así como su ubicación dentro del sistema se realiza mediante el vector DISPRO (j), el que tiene incorporado una serie de marcas convencionales que permiten identificar el tipo de dispositivo de acuerdo al siguiente código:

IDENTIFICACION	CODIGO
Relé de sobrecorriente inverso	1,1
Relé de S.C. muy inverso	1,2
Relé de S.C. extremadamente inverso	1,3
Relé de S.C. direccional	1,6L
Relé de S.C. direccional que da protección . solo a la primera zona	1,7L
Fusible	2.0
Reconectador	3.MNP

En que: L = 1 elemento direccional orientado saliendo de la barra.

L = 2 elemento direccional orientado entrando a la barra.

M = número de veces la curva A.

N = número de veces la curva B

P = número de veces la curva C.

La forma de hacer uso de las características de los dispositivos de protección de sobrecorriente, que relacionan la co-

riente de operación, es representándolas analíticamente, para lo cual es necesario encontrar una función algebraica que represente a los gráficos proporcionados por los fabricantes.

La función analítica escogida para propósitos de esta tesis es la representación polinómica de las curvas características de los dispositivos. Los coeficientes polinómicos se obtienen mediante la utilización del programa de regresión polinómica por el método de los mínimos cuadrados, y con ellos se conforma el vector BPOL que constituye un dato de entrada.

Los coeficientes polinómicos que representan las curvas de los dispositivos de protección existentes en el programa se guardan en el vector BPOL (i), ordenados en 10 espacios para cada elemento en forma creciente de acuerdo al código de identificación que se especifica mediante el vector DISPRO.

Los límites de validez de las familias de curvas correspondientes a relés fusibles y reconectores, se almacenan dentro del vector CURLIM (i), con 5 espacios para cada tipo y de acuerdo al siguiente orden:

Primer espacio: mínimo de la corriente, o del número de veces el mínimo de operación.

Segundo espacio: Máximo de la corriente, o del número de veces el mínimo de operación.

Tercer espacio: Tiempo mínimo de operación.

Cuarto espacio: Tiempo máximo de operación.

Quinto espacio: Límite térmico del relé dado por la siguiente relación:

$$\text{CORTEM} = (I_f)^2 T_f$$

donde I_f y T_f son datos previos.

- En caso de fusibles y reconectores este valor es 0.

Los valores de los taps de los relés, de la corriente nominal y capacidad de ruptura de fusibles y reconectores se guardan en el vector TAPREL (i), que contiene en el caso de los relés 9 espacios para cada tipo:

El primer espacio corresponde a la razón del transformador de corriente expresado en términos del módulo de la corriente nominal del primario. Los 8 espacios siguientes corresponden a los valores de los taps más usuales para cada tipo de relé.

A continuación guarda la corriente nominal de las curvas de los fusibles, valores que permiten su identificación. Posteriormente a cada conjunto de curvas que corresponda, se intercala en el sentido creciente de los valores la capacidad de ruptura de las curvas anteriores con signo negativo para facilitar su identificación.

Después de los datos de los fusibles se guarda la identificación de las familias de curvas de los reconectores con sus correspondientes valores de capacidad de ruptura ordenados en forma similar a la de los fusibles.

2.3.- CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO Y CORRIENTE MÁXIMA DE CARGA.

En la elección de los ajustes de los dispositivos de protección de un sistema eléctrico de potencia son necesarios los valores de la carga máxima, corrientes de corto circuito máximo y mínimo para diferentes tipos de falla y configuraciones del sis

tema, en cada una de las ramas a proteger. En caso que estos valores sean proporcionados matricialmente se requiere un gran espacio de memoria, puesto que cada conjunto de datos debe estar representado por N matrices, en que N es el número de elementos de la matriz MAG que son iguales a 2, lo que puede estar por encima de la capacidad del computador.

Debido a esto, solo se consideran los niveles de corriente cercanos al punto en que se produce la falla, con lo cual cada falla da origen a un número bien limitado de valores, y no a una matriz con los niveles de falla de todo el sistema.

Para los efectos de este estudio, se considera que las corrientes de falla son consideradas como datos previos, las que pueden obtenerse de los cálculos de cortocircuito realizados manualmente, mediante un analizador de redes o mediante un programa digital por medio del computador.

Para cada ubicación particular en que se encuentra un dispositivo de protección, interesa conocer:

- La corriente de falla máxima en barra.
- La corriente de falla mínima en barra.
- La corriente por el elemento para falla mínima en el extremo de la línea.
- La corriente por el elemento para falla mínima en el extremo de la rama a la cual da protección de respaldo remoto.
- La corriente de carga máxima.

Cada tipo de corriente da origen a un vector cuyo índice coincide con el que da la identificación del dispositivo, siendo posible calcularlo a partir de los índices de la matriz MAG .

Dentro de cada vector, las corrientes están definidas con

sus respectivos signos, lo que cumple con la convención que se detalla a continuación:

- Signo positivo corresponde a la corriente entrando a la barra.
- Signo negativo corresponde a la corriente saliendo de la barra.

Si se analizan con más detalle las corrientes que pueden hacer operar la protección, se tendrán los siguientes casos analizados en la figura:

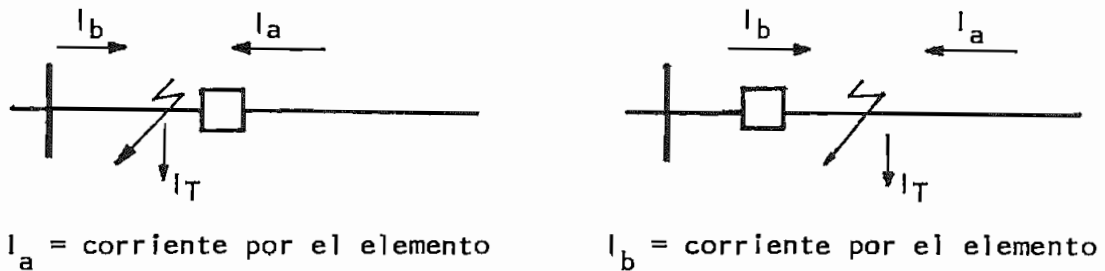


Fig. 3.2. Situaciones a considerar para seleccionar la corriente adecuada que hace operar la protección.

En la Fig. 3.2. se tiene;

- I_T = corriente total por el punto de falla.
- I_b = corriente de falla que fluye desde la barra.
- I_a = corriente de falla que fluye desde es extremo de la línea, la que puede ser nula en el caso que no haya contribución desde ese punto.

De lo anterior, puede observarse que el dispositivo puede ser operado por dos tipos de corriente, de direcciones opuestas, dependiendo de la ubicación de la falla en torno al dispositivo. Luego es necesario conocer una magnitud que permita determinar I_a para todas

las líneas que salen de la barra, la que por economía de espacio de memoria, conviene que sea la corriente total que fluye por el punto de la falla.

Los valores de corriente totales que se necesitan son para las condiciones de falla máxima y mínima en barras, las que se guardan en los vectores que contienen las corrientes de falla máxima y mínima que fluyen por las líneas.

Estas corrientes están ordenadas dentro de los vectores a partir del elemento de orden MP, en que MP es el número de dispositivos existentes en el sistema, y de acuerdo a la posición relativa de la barra dentro de la matriz MAG, sin contar con generadores ni con las cargas. Los vectores son los siguientes:

1. CCMAX (j), vector que contiene el valor de la corriente de cortocircuito máximo por el dispositivo de protección de orden j.

Desde el elemento de orden MP + 1 hasta MPR (orden de este vector), se guardan las corrientes totales que fluyen por el punto para falla máxima en barras.

2. CCMEN (j), vector que contiene el valor de la corriente de cortocircuito mínimo que pasa por la ubicación del dispositivo de orden j.

Desde el elemento de orden MP + 1 hasta MPR se guardan las corrientes totales que fluyen por el punto para falla mínima en cada una de las barras.

3. CRMAX (j), vector que contiene el valor de la corriente que fluye por el dispositivo de orden j, para falla

máxima en el extremo de la rama que protege este elemento.

4. CCMIN (j), vector que contiene el valor de la corriente que fluye por el dispositivo de orden j para falla mínima en el extremo de la rama que protege este elemento.
5. CORNOM (j), vector que contiene el valor de la corriente de carga máxima que fluye por el dispositivo de orden j.
6. LCREM (j), este vector contiene la corriente que fluye por un elemento de protección ante una falla mínima en la ubicación del dispositivo al que proporciona respaldo remoto.

Además cuenta con 7 cifras con el siguiente orden de dcha a izquierda: las 3 primeras corresponden a la identificación del extremo en que se produce la falla mínima, las 3 siguientes corresponden a la posición del dispositivo que proporciona respaldo remoto, y la última corresponde a la primera cifra decimal de la corriente mínima.

3. RESULTADOS FINALES

El programa está diseñado para entregar los siguientes tipos de resultado:

1. RESULTADOS FINALES DE COORDINACION.- En los que se incluyen la impresión de los valores correspondientes a los ajustes finales de todos los elementos que forman el sistema de protección de sobrecorriente, y que son entregados en una lista ordenada de acuerdo al índice del vector

adecuadamente, y da información relacionada con la naturaleza de los elementos presentes en el sistema de potencia.

Posteriormente, a partir, de $LCMOD(i)$ pueden formarse los vectores $GEN(k) = \alpha \cdot \beta$, $CLOAD(l) = \beta \cdot \gamma$ y $TLINE(m) = \beta \cdot \beta'$, en que α es la identificación del nodo de generación, β de las barras y alimentadores y γ de las cargas.

Estos vectores tienen las siguientes propiedades: $GEN(k)$ identifica la generación con la barra del sistema a la que conecta, $CLOAD(l)$ asocia las cargas con sus alimentadores, y $TLINE(m)$ - permite conocer la interconexión de las barras entre sí.

Las reglas para formar $LCMOD(i)$ a partir de $LCIRC(i)$ y $MAG(i, j)$ son las siguientes:

- a) $LCIRC(i)$ se aumenta en 1 para formar $LCMOD(i)$, cuando se cumple simultáneamente: $MAG(i, j) = 0$, $LCIRC(i) > 0$ y $LCIRC(j) > 0$.
- b) Si $LCIRC(i) = 1$ se efectúa la identidad: $LCMOD(i) = -1$, y si $LCIRC(i) = 0$ se efectúa la identidad: $LCMOD(i) = LCIRC(i)$.
- c) Si $LCIRC(i) = 0$ se buscan los j que hacen que $MAG(i, j) = 0$ y a continuación se analiza el valor de $MAG(j, i)$:
 - Si $MAG(j, i) > 1$, $LCMOD(j)$ se disminuye en una unidad.
 - Si $MAG(j, i) < 1$ (no puede ser 1), se observa el

valor que guarda un contador previamente definido, que cuenta el número de veces que aparece 0 en la fila i (solo cuenta cuando $LCIRC (i) = 0$); si marca mayor que 1 se trata de una barra de paso sin elemento de protección, o de un nodo ficticio (en el caso que sea = 2) definido para analizar un circuito paralelo, en cuyo caso se efectúa la identidad $LCMOD (i) = CUENTA$. Si el contador marca 1, el nodo i es un punto de generación sin elemento de protección, en cuyo caso se efectúa la identidad $LCMOD (i) = -1$.

Las modificaciones anteriores deben ser efectuadas en el orden anotado, barriendo todo el vector antes de efectuar la siguiente regla.

El vector $LCMOD (i)$ permite identificar la naturaleza del punto i dentro del circuito, de acuerdo al siguiente esquema:

$LCMOD (i) = -1$ el nodo i es un punto de generación.

$LCMOD (i) = 0$ el nodo i es un punto de carga.

$LCMOD (i) = 1$ el nodo i es un alimentador.

$LCMOD (i) > 1$ el nodo i es una barra a la que llegan dos o más líneas.

En el planteamiento anterior se supone que las cargas tienen elemento de protección en la ubicación del alimentador.

DETERMINACION DE α , β y γ A PARTIR DE $MAG (i, j)$ y $LCMOD (i)$.

Se leen las filas de la matriz $MAG (i, j)$ en orden creciente

te y a partir de la primera fila que cumple la siguiente condición:

$$\text{LCMOD} (i) > 0 ;$$

En la fila i se lee $\text{MAG} (i, j) \neq 1$

y si $\text{LCMOD} (j) = -1$ se tiene $\text{GEN} (k) = j . i$

y si $\text{LCMOD} (j) = 0$ se tiene $\text{CLOAD} (l) = i . j$

y si $\text{LCMOD} (j) > 0$ y además $j \geq i + 1$ se tiene:

$$\text{TLINE} (m) = i . j , \text{ o si } j < i + 1$$

se sigue con el análisis del siguiente elemento.

En el APENDICE B se exponen varios ejemplos que ilustran la forma de obtener la matriz $\text{MAG} (i, j)$ y los vectores anteriormente mencionados a partir de la configuración del diagrama unifilas del sistema.

4.3. ALMACENAMIENTO DE LOS TIEMPOS PARA COORDINACION

Para guardar los tiempos mínimos que son necesarios para imponer operación coordinada entre los elementos constitutivos de un sistema de protección, se toma como base el vector $\text{TLINE} (k)$ con el objeto de generar los índices de los vectores de tiempo, y se puede observar que para cada uno de los elementos del vector existen dos direcciones teóricas de coordinación posibles. Debido a esto, los vectores que guardan los tiempos a imponer en los respaldos son de 2 KM elementos, en que KM es el orden del vector $\text{TLINE} (k)$.

La primera dirección dada por un elemento de $\text{TLINE} (k) = \text{M.N}$ tiene el sentido de coordinación indicado por las barras o alimentadores representados en este elemento, es decir, que M da respaldo a N . La segunda dirección representa el sentido de coordinación en que N da

respaldo a M.

El procedimiento para seleccionar los tiempos de los vectores es el siguiente: se identifica la barra o alimentador con alguna de las partes (M ó N) de uno de los elementos del vector TLINE (k). Si la identificación se realiza mediante el valor de M, se utiliza la primera dirección, y el índice de los vectores será 2K; si la identificación corresponde al valor de N se utiliza la segunda dirección, y el índice de los vectores será en este caso $2K - 1$.

Los vectores de tiempo que se utilizan durante el proceso del programa son los siguientes : TRSPRI (n), TRSREM (n).y TRSMEN (n) cuyas definiciones constan en el numeral 1. del presente capítulo.

4.4. COORDINACION PARA FALLA MINIMA

Suponiendo que el esquema de la Fig. 3.3. en la cual se quiere determinar la operación coordinada entre el elemento de protección α con los dispositivos β que protegen las líneas BC que parten desde la barra B, para fallas mínimas en los puntos C.

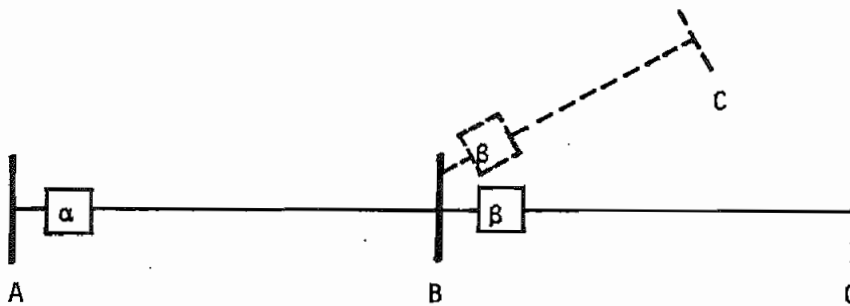


Fig. 3.3. Esquema de coordinación para falla mínima

Para cada una de las fallas en los diferentes extremos C - puede seleccionarse una curva en α para que se cumpla coordinación con el elemento β correspondiente. Luego, en α debe tomarse aquella curva que comprenda todas las otras, es decir la mayor, y guardarla en el vector CLEVER (j), que contiene las curvas de los dispositivos existentes en el sistema y seleccionados previamente.

Por lo expuesto, es necesario conocer las corrientes por el elemento α para fallas mínimas en los extremos de las líneas BC, da tos que son proporcionados por el computador mediante un vector de corrientes por β para falla mínima en los extremos C.

4.5. COORDINACION DE UN FUSIBLE CON UN ELEMENTO UBICADO AGUAS ABAJO

Para proceder a coordinar un fusible con un elemento de protección ubicado aguas abajo de él, debe actuarse en una forma distinta a la lógica planteada en el programa y que en general corresponde a la que se utiliza para los relés.

Tomando en cuenta las normas y los datos que se disponen dentro de la etapa del programa en que se presenta este problema, puede crearse una fórmula que exprese el tiempo de operación del fusible, y cuya deducción se hace a continuación, utilizando para esto la Fig 3.4.

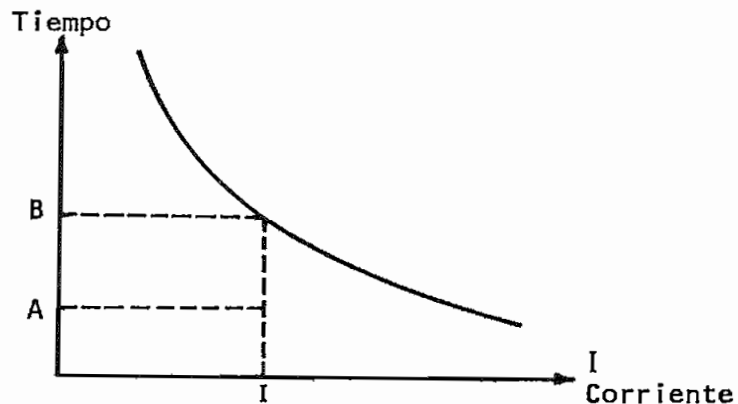


Fig. 3.4. Curva de operación de un fusible

En donde : A es el tiempo de operación del elemento ubicado aguas abajo.

B es el tiempo de operación del fusible.

TRSI es el tiempo mínimo necesario para que el fusible coordine con el elemento ubicado aguas abajo, dado por la lógica general y que se debe adecuar.

Además se tiene que: DLETAT (intervalo de coordinación según esquema general).

$$\text{Luego: } A = \text{TRSI} - \text{DLETAT}$$

$$\text{Según normas : } \text{DEL} = 0.25 B + \text{T0INT}$$

en que T0INT es el tiempo de operación del interruptor, y DEL es el nuevo intervalo de coordinación.

$$\text{Luego: } B = A + \text{DEL} = A + 0.25 B + \text{T0INT}$$

Despejando B se llega a la siguiente expresión :

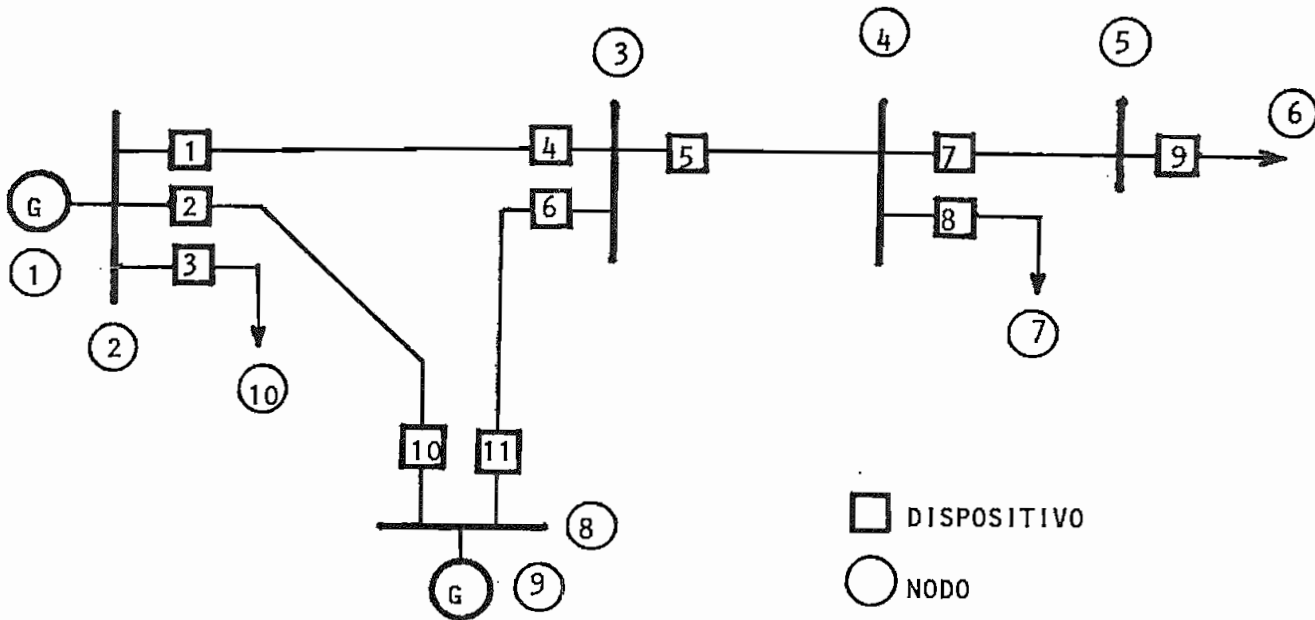
$$B = (\text{TRSI} - \text{DLETAT} + \text{T0INT}) 1.333$$

CAPITULO IV

DESCRIPCION DEL EJEMPLO DE APLICACION

1. DATOS DE ENTRADA

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA



NN = 10 Número de nodos del sistema.

MP = 11 Número de elementos de protección utilizados.

MPS = 160 Número total de coeficientes polinómicos del vector BPOL.

MPT = 60 Número total de datos del vector CURLIM

MPU = 90 Número total de datos del vector TAPREL.

MPR = MP + NUM1 = 16 Número de protecciones más número de barras.

M10 = 7 Número de elementos que dan respaldo al extremo de la segunda zona.

NUM1 = 5 Número de barras del sistema.

NUM2 = NUM1 / 2 = 3 Número de barras dividido por dos.

MV y MS = 4 Grado del polinomio que representa las curvas características.

MM = 3 Número de cargas del sistema.

KM = 2 Número de líneas del sistema.

LM = 5 Número de generaciones del sistema.

MATRIZ MAG= matriz que define la configuración del sistema.

NODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	1	2	1	1	1	1	2	1	2
3	1	2	1	2	1	1	1	2	1	1
4	1	1	0	1	2	1	2	1	1	1
5	1	1	1	0	1	2	1	1	1	1
6	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1
7	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
8	1	2	2	1	1	1	1	1	0	1
9	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
10	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1

Los nodos: 1, 9 corresponden a generadores.

2, 3, 4, 5, 8 corresponden a barras.

6, 7, 10 corresponden a cargas.

VECTOR DISPRO: Define los elementos de protección, ya que contiene la identificación de los diferentes elementos existentes en el sistema de protección, de acuerdo al Código de finido en el CAPITULO III, numeral 1.2.

El orden de cada elemento dentro de la lista se obtiene de acuerdo a su ubicación relativa en la matriz MAG, dentro de cada representación del elemento en el diagrama unifilar del sistema.

Entonces:

$$\text{DISPRO (j)} = \begin{bmatrix} 1.61 \\ 1.61 \\ 1.1 \\ 1.71 \\ 1.3 \\ 1.71 \\ 2.0 \\ 2.0 \\ 3.22 \\ 1.1 \\ 1.1 \end{bmatrix}$$

VECTOR BPOL: contiene los coeficientes de los polinomios que representan las curvas características, los cuales están ordenados en forma creciente de acuerdo al código de identificación.

COEFICIENTES

CODIGO	1.1	1.2	1.3	1.6	1.7	2.0	3.22
	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
	45.0	22.0	0.0	45.0	20.0	0.0	0.0
	22.5	24.0	26.0	22.5	40.0	23.0	12.0
	-11.25	-5.5	0.0	-11.25	-15.0	0.0	0.0
	1.8	-1.0	-3.0	1.8	10.0	-0.27	-0.198

El vector BPOL tiene dimensionados 160 espacios, por lo tanto los restantes espacios deben llenarse con 0.0.

VECTOR CURLIM: contiene los datos relacionados con los límites de validez de las curvas características y los límites térmicos de los relés.

CODIGO	1.1	1.2	1.3	1.6	1.7
Imín nImín op.	1.33	1.15	1.0	1.33	1.0
Imáx nImáx op.	17.5	13.2	9.0	17.5	12.0
tiempo mín op	0.1	4.0	10.0	0.1	1.0
tiempo máx op	150.0	130.0	110.0	150.0	100.0
Límite tér mico relé	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

CODIGO	2.0	3.22		
Imín nImín op.	10.0	1.0	2.0	3.0
Imáx nImáx op.	68.0	30.0	60.0	90.0
tiempo mín op.	1.0	1.0	1.0	1.0
tiempo máx op.	100.0	70.0	70.0	70.0
límite tér mico relé.	0.0	0.0	0.0	0.0

Nota: los reconectores tienen tres curvas característi-

cas, cada una de las cuales tiene su propio conjunto de datos de límites de validez

El vector CURLIM tiene asignados 60 espacios, por lo tanto los restantes deben guardar 0.0.

VECTOR TAPREL: contiene los datos referentes a los transformadores de corriente (razón de transformación identificada por medio de la corriente nominal del primario), taps de los relés, corrientes nominales y capacidades de ruptura de fusibles y reconectores.

RELES

CODIGO	1.1	1.2	1.3	1.6	1.7
Razón del T/C	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Taps	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	4.5	4.5	5.0	4.5	5.0
	6.0	6.0	7.0	6.0	7.0
	7.5	7.5	8.0	7.5	8.0
	9.0	9.0	10.0	9.0	9.0
	10.0	10.0	11.0	10.0	10.0
	11.0	11.0	12.0	11.0	11.0

FUSIBLES Y RECONECTADORES: los valores de corriente nominal son positivos y los valores de capacidad de ruptura van precedidas del signo menos.

CODIGO	2.0	3.22
Cont.	2.5	1.5

Cont.		
Corriente	3.0	1.5
nominal	4.0	1.5
	4.5	
Cap de ruptura	-50.0	-20.0
	5.0	3.0
Corriente	5.5	3.0
nominal	6.0	3.0
	6.5	
Cap. de ruptura	-70.0	-60.0
		4.5
Corriente		4.5
nominal		4.5
		-90.0

El vector TAPREL tiene dimensionados 90 espacios, entonces los espacios no ocupados deben llenarse con 0.0.

VALORES DE LAS CORRIENTES

CCMAX: vector que guarda la $I_{m\acute{a}x}$ de cortocircuito por el elemento j .

CRMAY: vector que guarda la $I_{m\acute{a}x}$ de cc en el extremo de la rama.

CCMEN: vector que guarda la $I_{m\acute{i}n}$ de cc que para por el elemento j .

CCMIN: vector que guarda la $I_{m\acute{i}n}$ de cc en el extremo de la rama.

CORNOM: vector que guarda la $I_{m\acute{a}x}$ de carga.

LCREM: vector que guarda la $I_{m\acute{i}n}$ de cc por el elemento al que da respaldo remoto.

Los vectores CCMAX y CCMEN incluyen las corrientes totales para cortocircuitos en las barras.

Los valores de las corrientes tienen dimensionamientos diferentes, de manera que se debe verificar si el dimensionamiento para cada vector de corrientes es suficiente en cada ejemplo a calcularse mediante el programa.

ELEMENTO	CCMAX	CRMAX	CCMEN	CCMIN	CORNON
1	87.0	75.0	68.7	15.0	2.5
2	100.0	20.0	50.0	15.0	-0.5
3	120.0	30.0	60.0	15.0	2.5
4	-50.0	12.0	-25.0	10.0	-3.0
5	80.0	70.0	40.0	20.0	5.0
6	-30.0	10.0	-15.0	6.66	-2.0
7	55.0	25.0	35.0	15.0	2.5
8	55.0	20.0	35.0	15.0	2.5
9	50.0	15.0	25.0	12.0	2.5
10	80.0	20.0	40.0	12.0	0.5
11	70.0	50.0	35.0	12.0	2.0

INDICE PROPIO

12	120.0	70.0
13	80.0	40.0
14	70.0	35.0
15	50.0	25.0
16	100.0	50.0

VECTOR LCREM: de derecha a izquierda: las tres primeras cifras identifican al extremo donde se produce la falla mínima, las tres siguientes identifican la posición que da respaldo remoto, la siguiente corresponde a la primera cifra decimal de la corriente mínima y las últimas a las cifras enteras de la corriente mínima.

INDICE PROPIO

LCREM

1	10 0 002 004
2	8 0 002 008
3	25 0 003 005
4	25 0 003 007
5	12 0 004 006
6	8 0 008 002

Cont.

cont.
INDICE PROPIO

LCREM

7

10 0 008 004

2. UNIT1 . CREACION DE LOS VECTORES AUXILIARES

$$LCIRC = \begin{bmatrix} 0 & 3 & 3 & 2 & 1 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$LCMOD A = \begin{bmatrix} 0 & 3 & 3 & 3 & 2 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$LCMOD B = \begin{bmatrix} 0 & 3 & 3 & 3 & 2 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$LCMOD C = \begin{bmatrix} -1 & 2 & 3 & 2 & 1 & 0 & 0 & 2 & -1 & 0 \end{bmatrix}$$

UBICACION DE GENERADORES: GEN = $\begin{bmatrix} 2.1 & 8.9 \end{bmatrix}$

UBICACION DE CARGAS: CLOAD = $\begin{bmatrix} 2.10 & 4.7 & 5.6 \end{bmatrix}$

UBICACION DE LINEAS: TLINE = $\begin{bmatrix} 2.3 & 2.8 & 3.4 & 3.8 & 4.5 \end{bmatrix}$

3. UNIT2

3.1. COMPROBACION DE LOS LIMITES TERMICOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

ELEMENTO	CONOM Inom del T/C	80 x CONOM	CORMAX Imáx	80 x CONOM = Imáx ?
1	5.0	400.0	87.5	sí
2	5.0	400.0	100.0	sí
3	5.0	400.0	120.0	sí
4	5.0	400.0	50.0	sí
5	5.0	400.0	80.0	sí
6	5.0	400.0	50.0	sí
10	5.0	400.0	80.0	sí
11	5.0	400.0	70.0	sí

3.2. SELECCION DE LOS TAPS CORRESPONDIENTES A LOS RELES

ELEMENTO	CORMIN I _{mín}	CORMIN/2	TAP ESCOGIDO
1	15.0	7.5	7.5
2	15.0	7.5	7.5
3	15.0	7.5	7.5
4	10.0	5.0	5.0
5	20.0	10.0	10.0
6	6.66	3.33	5.0
10	12.0	6.0	6.0
11	12.0	6.0	6.0

3.3 SELECCION DE LAS CURVAS PARA FUSIBLES Y RECONECTADORES

ELEMENTO	CONOM I _{nom}	CORMAX I _{máx}	CURVA QUE CUMPLE CONOM	CURVA QUE CUMPLI CAP. DE RUPTURA
7	2.5	55.0	2.5	5.0
8	2.5	55.0	2.5	5.0
9	2.5	50.0	3.0	3.0

4. TERCERA ETAPA

4.1. CALCULOS REFERENTES A LAS CARGAS Y ELEMENTOS QUE DAN PROTECCION A LA PRIMERA ZONA.

CARGAS:

- DISPRO (3) = 1.1 Relé de sobrecorriente inversa.
CLOAD = 2.10

Este elemento no da protección de respaldo por estar conectado a una barra de entrada de generación.

Entonces, se toma la menor de las curvas:

$$\text{DIAL (3)} = 1.0$$

- DISPRO (8) = 2.0 fusible

$$\text{CLOAD} = 4.7$$

$$\text{CURVA (8)} = 5.0 \text{ curva previamente escogida}$$

TIEMPOS DE OPERACION

Para corriente máxima:

$$\text{CORR} = 1.2 \times \text{CORMAX} = 66.0$$

$$t = 25.9$$

Para corriente mínima:

$$\text{DIAL (3)} = 1.0$$

$$2. \text{ DISPRO (8)} = 2.0 \text{ fusible}$$

$$\text{CLOAD} = 4.7$$

$$\text{CURVA (8)} = 5.0 \text{ curva previamente escogida}$$

! TIEMPOS DE OPERACION

Para corriente máxima:

$$\text{CORR} = 1.2 \times \text{CORMAX} = 66.0$$

$$t = 25.9$$

Para corriente mínima:

$$\text{CORR} = 1.2 \times \text{CORMIN} = 18.0$$

$$t = 90.7$$

Para corriente menor (falla mínima en el extremo de la
rama).

$$\text{CORR} = 1.2 \times \text{CORMEN} = 42.0$$

$$t = 58.3$$

Añadiendo 0.3 seg. que corresponde al paso de coordinación,
tenemos los tiempos que deben cumplir los respaldos, que son:

$$\text{TRSPRI} = 26.2$$

$$\text{TRSREM} = 91.0$$

$$\text{TRSMEN} = 58.6$$

El vector SECUE nos indica que el dispositivo DISPRO (5)
da respaldo, por lo tanto calculamos la curva correspondiente a
este relé que cumple TRSREM:

$\text{COR} = (\text{CTMIN} \times \text{RZ}) / (5 \times \text{TAP})$ donde, CTMIN es la co-
rriente por DISPRO (5) para falla mínima en DISPRO (8). RZ es
la Imín del primario del T/C.

$$\text{COR} = (25.0 \times 5) / (5 \times 10) = 2.5$$

$$\text{CURVA} = 4.92$$

Aproximando a la curva superior :

$$\text{DIAL (5)} = 5.0$$

3. DISPRO (9) = 3.22 Reconectador
CLOAD = 5.6
CURVA (9) = 3.0 Curva previamente elegida.

TIEMPOS DE OPERACION

Para corriente máxima:

$$N1 = 2 \quad N2 = 2 \quad N3 = 0$$

$$\text{Entonces, COMB} = N1 + N2 \times 2 + N3 \times 3 = 6$$

$$t = 12.6$$

Para corriente mínima:

$$\text{CORR} = \text{CORMIN} = 12$$

$$t = 57.8$$

Para corriente menor:

$$\text{CORR} = \text{CORMEN} = 25$$

$$t = 42.3$$

Entonces, los tiempos que debe cumplir el respaldo son:

$$\text{TRSPRI} = (12.6 - 0.015) 1.333 = 16.65$$

$$\text{TRSREM} = (57.8 - 0.015) 1.333 = 77.1$$

$$\text{TRSMEN} = (42.3 - 0.015) 1.333 = 56.5$$

Donde, 0.015 es el tiempo de arco.

De acuerdo a SECUE, DISPRO (7) da respaldo, por lo tanto calculamos la curva que cumple TRSREM:

$$\text{COR} = \text{CTMIN} = 12.0$$

$$\text{CURVA} = 3.91$$

Esta curva es menor a la previamente escogida, por lo tanto, se conserva la curva anterior:

$$\text{DIAL (7)} = 5.0$$

ELEMENTOS QUE DAN PROTECCION A LA PRIMERA ZONA

1. DISPRO (4) = 1.71 Relé direccional
Se toma la curva menor CURVA (4) = 1.0

TIEMPO DE OPERACION

Para corriente máxima:

$CORR = 80 - CORMAX = 30.0$ (corriente saliendo de la barra)

$COR = (CORR \times RZ) / (5 \times TAP)$ $RZ = 5.0$ $TAP = 5.0$

$t = 30.0$

Para corriente mínima:

$CORR = CORMIN = 10.0$ $COR = 2.0$

$t = 50.0$

Para corriente menor:

$CORR = CORMEN = 15.0$ $COR = 3.0$

$t = 45.0$

Entonces, los tiempos que debe cumplir el respaldo son:

$TRSPRI = 30.3$ $TRSREM = 50.3$ $TR&MEN = 45.3$

El respaldo proporciona DISPRO (11), entonces calculamos la curva que cumple TRSREM.

$COR = (CTMIN \times RZ) / (5 \times TAP)$

$CTMIN = 8.0$ $RZ = 5.0$ $TAP = 6.0$

$COR = 1.333$

$CURVA = 0.815$

Entonces, se aproxima la curva superior:

$DIAL (11) = 1.0$

2. DISPRO (6) = 1.71 Relé direccional.

Se toma la curva menor $CURVA (6) = 1.0$

TIEMPOS DE OPERACION

Para corriente máxima:

$CORR = 80 - CORMAX = 50$ (corriente saliendo de la barra)

$COR = (CORR \times RZ) / (5 \times TAP)$ $RZ = 5$ $TAP = 5$

$COR = 10.0$

$$t = 10.0$$

Para corriente mínima :

$$\text{CORR} = \text{CORMIN} = 6.66 \quad \text{COR} = 1.333$$

$$t = 53.34$$

Para corriente menor:

$$\text{CORR} = 40 - \text{CORMEN} = 25 \quad \text{COR} = 5$$

$$t = 35.0$$

Luego los tiempos que deben cumplir los respaldos son:

$$\text{TRSPRI} = 10.3$$

$$\text{TRSREM} = 53.64$$

$$\text{TRSMEN} = 35.3$$

El respaldo lo proporciona DISPRO (1), y calculamos la curva que cumple TRSREM.

$$\text{COR} = (\text{CTMIN} \times \text{RZ}) / (5 \times \text{TAP})$$

$$\text{CTMIN} = 8.0 \quad \text{RZ} = 5 \quad \text{TAP} = 7.5$$

$$\text{COR} = 1.066$$

$$\text{CURVA} = 0.845$$

Entonces, se aproxima la curva superior :

$$\text{DIAL} (1) = 1.0$$

5. CUARTA ETAPA

5.1. CALCULO REFERENTES A LOS ELEMENTOS QUE DAN RESPALDO REMOTO.

1. $\text{DISPRO} (7) = 2.0$ fusible

$\text{DISPRO} (7)$ Brinda respaldo remoto a $\text{DISPRO} (9)$, Entonces calculamos la curva de $\text{DISPRO} (7)$ que cumple TRSPRI, y que corresponde a la corriente por el elemento para falla máxima en el extremo de la línea.

$$\text{COR} = \text{CRMAX} = 25.0$$

$$\text{CURVA} = 1.025$$

Este valor de la curva es menor, que la curva previa, por lo tanto, conservamos el valor anterior;

$$\text{DIAL (7)} = 5.0$$

Calculamos la curva que cumple TRSMEN, es la corriente por el elemento para falla mínima en el extremo de la línea.

$$\text{COR} = \text{CORMIN} = 15.0$$

$$\text{CURVA} = 2.98$$

Luego, se conserva la curva anterior:

$$\text{DIAL (7)} = 5.0$$

TIEMPOS DE OPERACION

Para corriente máxima:

$$\text{CORR} = 1.2 \times \text{CORMAX} = 66.0$$

$$t = 25.9$$

Para corriente mínima:

$$\text{CORR} = 1.2 \times \text{CORMIN} = 18.0$$

$$t = 90.7$$

Para corriente menor:

$$\text{CORR} = 1.2 \times \text{CORMEN} = 42.0$$

$$t = 58.3$$

Añadiendo 0.3 seg. correspondientes al paso de coordinación los tiempos que deben cumplir los respaldos son:

$$\text{TRSPRI} = 26.2 \quad \text{TRSREM} = 91 \quad \text{TRSMEN} = 58.6$$

Estos tiempos son similares en el caso de DISPRO (8).

Por lo tanto el respaldo común DISPRO (5) funciona de igual manera en ambos casos.

$$\text{DISPRO (5)} = 1.3 \quad \text{Relé extremadamente inverso}$$

Brinda respaldo remoto a DISPRO (7) Y DISPRO (8), por lo tanto, debe cumplir las siguientes condiciones;

CURVA que cumple TRSPRI

$$\text{CORR} = \text{CRMAX} = 70.0$$

$$\text{COR} = (\text{CRMAX} \times \text{RZ}) / (5 \times \text{TAP}) \quad \text{RZ} = 5.0 \quad \text{TAP} = 10.0$$

COR = 7.0

CURVA = 4.24

Luego, se conserva la curva anterior :

DIAL (5) = 5.0

CURVA que cumple TRSMEN

CORR = CORMIN = 20.0 COR = 2.0

CURVA = 2.93

Luego, se conserva la curva anterior:

DIAL (5) = 5.0

TIEMPOS DE OPERACION

Para corriente máxima:

CORR = CORMAX = 80.0

$COR = (CORMAX \times RZ) / (5 \times TAP) = 8.0$

t = 10.0

Para corriente mínima:

CORR = CORMIN = 20.0 COR = 2.0

t = 100.0

Para corriente menor:

CORR = CORMEN = 40.0 COR = 4.0

t = 70.0

Luego los tiempos que deben cumplir los respaldos son:

TRSPRI = 10.3 TRSREM = 100.3 TRSMEN = 70.3

Mediante SECUE, sabemos que DISPRO (1) brinda el respaldo remoto entonces calculamos la curva o el DIAL adecuado.

Cálculo de la curva en DISPRO (1) cumple TRSREM.

CURVA (1) = 1.0 Curva previamente escogida

$COR = (CTMIN \times RZ) / (5 \times TAP) = 1.33$

RZ = 5.0 TAP = 7.5 CTMIN = 10.0

CURVA = 2.82

Aproximamos a la curva superior y reemplazamos al valor anterior:

$$\text{DIAL (1)} = 3.0$$

Cálculo de la curva que en DISPRO (11) cumple TRSREM.

$$\text{CURVA (11)} = 1.0 \text{ curva previa}$$

$$\text{COR} = (\text{CTMIN} \times \text{RZ}) / (5 \times \text{TAP}) = 1.66$$

$$\text{CTMIN} = 10.0 \quad \text{RZ} = 5.0 \quad \text{TAP} = 6.0$$

$$\text{CURVA} = 2.92$$

Aproximamos a la curva superior e igualmente reemplazamos al valor de la curva previa:

$$\text{DIAL (11)} = 3.0$$

$$\text{DISPRO (1)} = 1.61 \quad \text{Relé direccional}$$

Respalda a DISPRO (5) y DISPRO (6).

$$\text{CURVA (1)} = 3.0 \quad \text{Curva previa calculada anteriormente}$$

CURVA que cumple TRSPRI.

$$\text{CORR} = \text{CRMAX} = 75.0$$

$$\text{COR} = (\text{CORR} \times \text{RZ}) / (5 \times \text{TAP}) \quad \text{RZ} = 5.0 \quad \text{TAP} = 7.5$$

$$\text{CURVA} = 1.92$$

Luego, se conserva la anterior:

$$\text{DIAL (1)} = 3.0$$

CURVA que cumple TRSMEN

$$\text{CORR} = \text{CORMIN} = 15.0 \quad \text{COR} = 2.0$$

$$\text{CURVA} = 1.83$$

Luego, se conserva la anterior:

$$\text{DIAL (1)} = 3.0$$

TIEMPOS DE OPERACION

Para corriente máxima :

$$\text{CORR} = \text{CORMAX} = 87.0 \quad \text{COR} = 11.6$$

t = 44.6

Para corriente mínima:

CORR= CORMIN= 15.0 COR = 2.0

t = 100.8

Para corriente menor:

CORR = CORMEN = 68.7 COR = 9.13

t = 59.0

DISPRO (11) = 1.1 Relé de sobrecorriente

Brinda respaldo remoto a DISPRO (5) y DISPRO (4).

CURVA (11) = 3.0 Curva previamente calculada

CURVA que cumple TRSPRI

CORR = CRMAX = 50.0

COR = (CORR X RZ) / (5 X TAP) = 8.33 RZ =5.0 TAP =6.0

CURVA = 2.11

Luego, se conserva la anterior:

DIAL (11) = 3.0

TIEMPOS DE OPERACION

Para corriente máxima:

CORR = CORMAX = 70.0 COR = 11.66

t = 44.5

Para corriente mínima

CORR = CORMIN = 12.0 COR = 2.0

t = 110.8

Para corriente menor :

CORR = CORMEN = 35.0 COR = 5.166

t = 78.3

6. CUADRO DE LOS RESULTADOS FINALES

Para llegar a este cuadro se toman en cuenta los últimos valores de las curvas o DIALES encontrados y de los taps correspondientes a los valores hallados en UNIT 2 , para lograr una

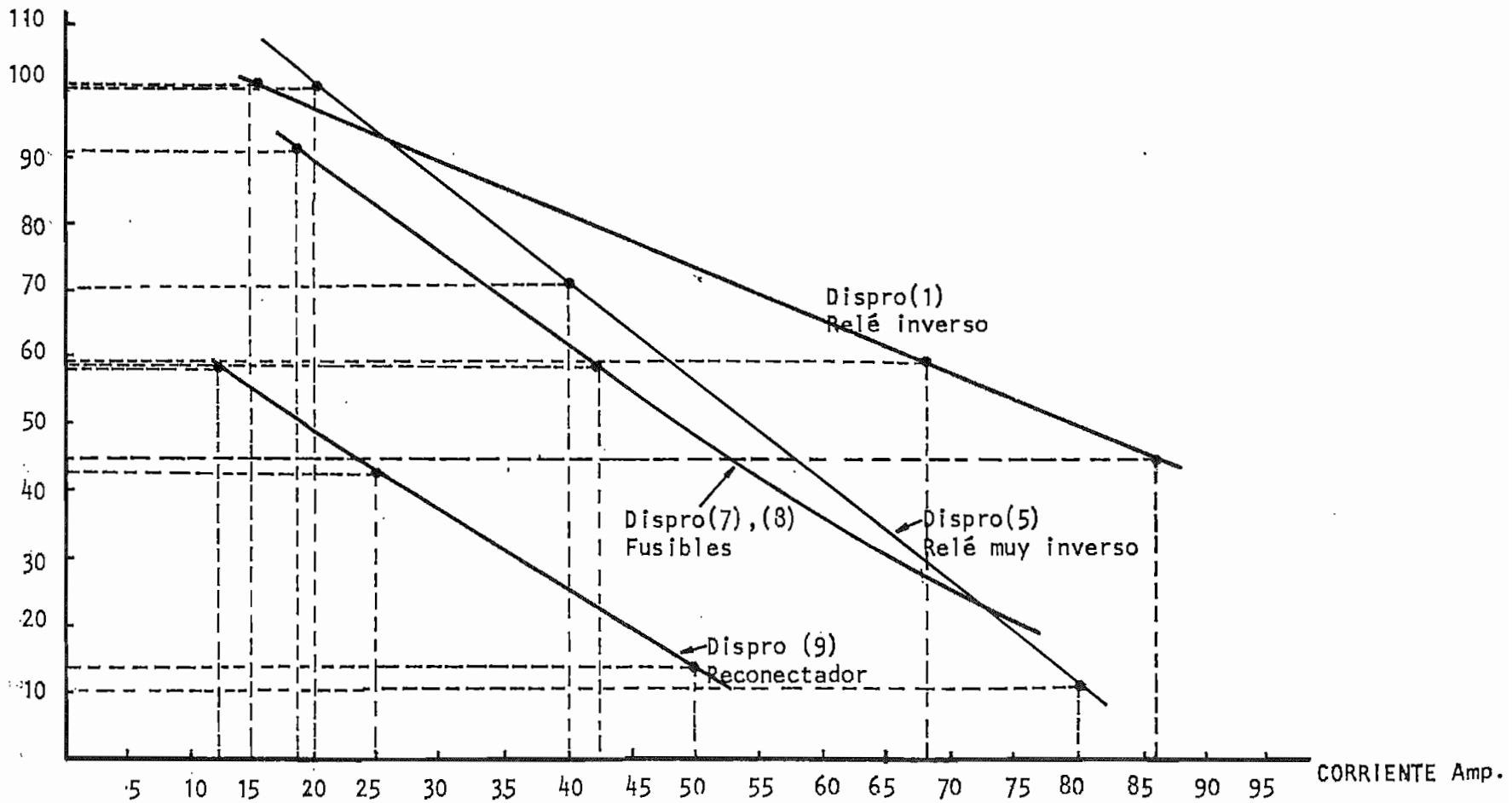
coordinación adecuada de los diversos dispositivos de protección.

A continuación se presenta una copia del cuadro final de los resultados que muestra la computadora:

NODO DE SALIDA	NODO DE ENTRADA	ELEMENTO	TAP	LEVER O DIAL
2	3	RELE	7.500	3.000
2	8	RELE	7.500	1.000
2	10	RELE	7.500	1.000
3	2	RELE	5.000	1.000
3	4	RELE	10.000	5.000
3	8	RELE	5.000	1.000
4	5	FUSIBLE		5.000
4	7	FUSIBLE		5.000
5	6	RECONECTADOR		3.000
8	2	RELE	6.000	1.000
8	3	RELE	6.000	3.000

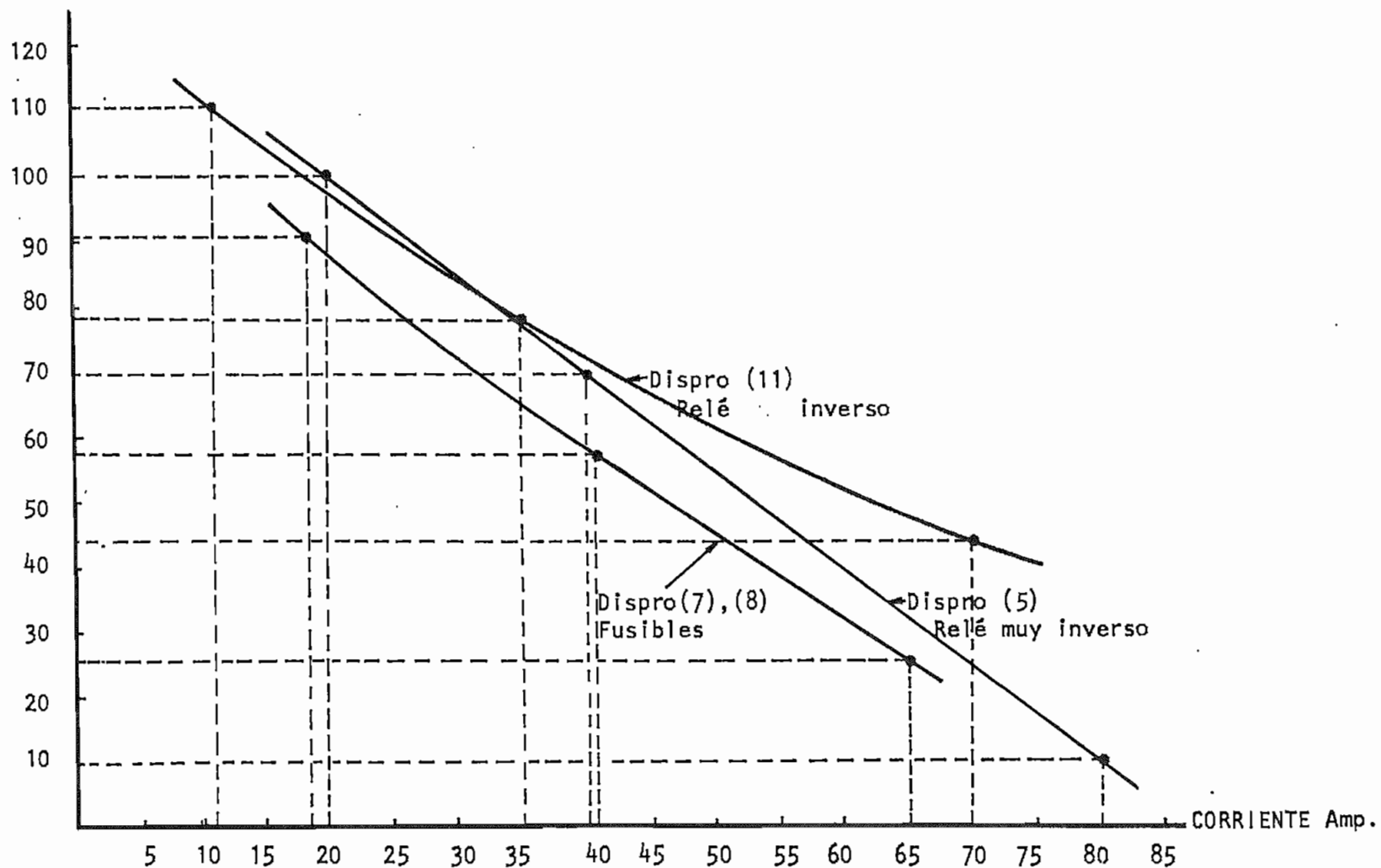
CURVAS DE COORDINACION

Tiempo (seg)



CURVAS DE COORDINACION
- 2 -

TIEMPO (SEG)



CAPITULO V

1. CONCLUSIONES

El programa tal como está concebido y realizado constituye una herramienta valiosa que va en ayuda del ingeniero en protecciones, y puede ser el punto de partida para un análisis profundo y completo de las protecciones del sistema eléctrico propuesto.

Tanto los métodos como las fórmulas empleadas en el programa son generalizados al máximo, la ordenación de datos y la escritura de resultados son lo más sencillo posible. De esta manera, a excepción de la matriz MAG, todos los otros datos de entrada son entregados en forma de listas de un solo índice (vectores), lo que significa un gran ahorro de espacio de memoria de la computadora. Sin embargo, en sistemas con gran número de nodos, la matriz MAG puede guardarse en el computador en forma de un vector, realizando pequeños cambios de manera que cada fila de la matriz estará constituida por los elementos correspondientes de este vector.

El tiempo que se demora el computador 370 / 125 IBM de la ESCUELA POLITECNICA NACIONAL E.P.N., para cada pasada del programa se puede dividir en dos períodos:

1. Tiempo de compilación del programa 203.75 seg.
 2. Tiempo de ejecución del programa 12.84 seg.
- TOTAL 216.59 seg.

El programa está codificado utilizando el lenguaje de

rogramación FORTRAN IV , y para disponer de mayor espacio de memoria se utiliza la partición BG.

Es preciso recalcar que al ser el programa compilado y almacenado en disco o cinta, el tiempo que se demora para cada pasada es solo el tiempo de ejecución con lo que se logra un gran ahorro económico con su utilización por la rapidez con que se realizan los cálculos.

La utilización del programa ' COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE', conlleva el manejo de una nueva metodología en el estudio de las protecciones de un sistema eléctrico. Esta técnica tiene las siguientes características especiales:

1. Sistematiza el estudio de la especificación de ajustes de los elementos constitutivos de un sistema de protección de sobrecorriente.
2. Permite la incorporación de situaciones, que normalmente no podrían tomarse en cuenta, debido a la gran cantidad de datos que el computador digital puede manejar en forma simultánea.
3. Permite una mayor rapidez en las decisiones, debido a que los tiempos de proceso dentro del computador son muy pequeños, como demuestran los resultados de tiempo antes calculados, comparados con los tiempos necesarios para que un ingeniero realice los mismos cálculos en forma manual.

Además este estudio abre la perspectiva para próximos trabajos, de manera de completar el programa con la utilización de la mayoría o todos los dispositivos de protección convencionales ahora existentes.

APENDICE A

MANUAL DE USO DEL PROGRAMA

1. DIMENSIONAMIENTO: en lo que se refiere a este problema, se debe verificar la dimensión correspondiente a la matriz MAG (nn,nn) donde nn es el número de nodos del sistema, para lo cual es necesario chequear la tarjeta de dimensionamiento de las matrices BCURVA y MAG, que figura al comienzo del programa principal, para verificar si este es suficiente.

2. TARJETAS DE ENTRADA DE DATOS

UBICACION DE LAS TARJETAS	FORMATOS	COLUMNAS	USO
1ª	13	1 - 3	NN: número de nodos del sistema.
1ª	13	4 - 6	MP: número de elementos de protección.
1ª	13	7 - 9	MPS = 160 número total de coeficientes polinómicos del vector BPOL.
1ª	13	10-12	MPT = 60 número total de datos del vector CURLIM
1ª	13	13-15	MPU = 90 Número total de datos del vector TAPREL.
1ª	13	16-18	MPR = MP + NUM1 número de protecciones más número de barras.
1ª	13	19-21	M10: número de elementos que dan respaldo al extremo de la segunda zona.

Cont.

cont.

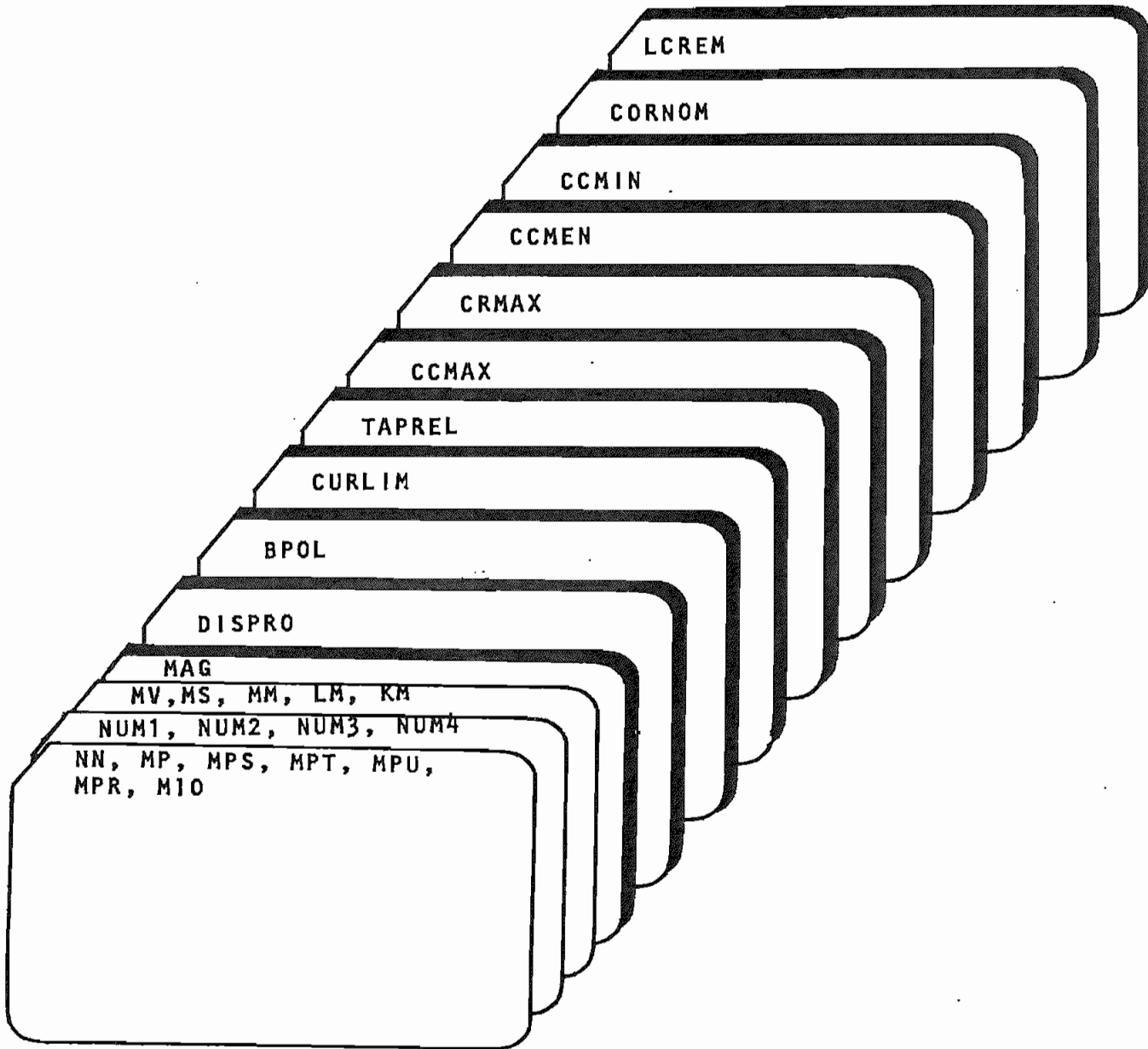
UBICACION DE LAS TARJETAS	FORMATOS	COLUMNAS	USO
2º	I3	1 - 3	NUM1: número de barras del sistema.
2º	I3	4 - 6	NUM2 = NUM1/2 número de barras dividido por dos.
2º	I3	7 - 9	NUM3 = 160
2º	I3	10-12	NUM4 = NUM1 x 2 número de barras multiplicado por dos.
3º	I3	1 - 3	MV = 4 grado del polinomio de representación de las características de las curvas
3º	I3	4 - 6	MS = 4grado del polin. de representación de las caracter.
3º	I3	7 - 9	MM: número de cargas del sistema.
3º	I3	10-12	LM: número de generaciones del sistema.
3º	I3	13-15	KM: número de líneas del sistema.
4º	I1	1 -80..	MAG: matriz que define la configuración del sistema.
5º	F5.0	1-5,6-10..	DISPRO: vector de identificación de los dispositivos de protección.
6º	F8.0	1-8,9-16..	BPOL: vector que guarda los coeficientes polinómicos de las curvas características.
7º	F8.0	1-8,9-16..	CURLIM: Vector que guarda los límites de validez de las curvas características.
8º	F5.0	1-5,6-10..	TAPREL: vector que guarda los taps de los relés, corriente nominal y cap. de ruptura de fusibles y reconectores.
9º	F8.0	1-8,9-16..	CCMAX: vector que guarda la Imáx de cc por el elemento j.
10º	F8.0	1-8,9-16..	CRMAX: vector que guarda la Imáx de cc en el extremo de la rama.

Cont.

cont.

UBICACION DE LAS TARJETAS	FORMATOS	COLUMNAS	USO
11ª	F8.0	1-8,9-16..	CCMEN: vector que guarda la lmín de cc por el elem. j.
12ª	F8.0	1-8,9-16..	CCMIN: vector que guarda la lmín de cc en el extremo de la rama.
13ª	F8.0	1-8,9-16..	CORNOM: vector que guarda la lmáx de carga por el elem. j.
14ª	I12	1-12,13-24..	LCREM: vector que guarda la lmín de cc por el elemento al que da respaldo remoto.

3. CONJUNTO DE TARJETAS



— UNA TARJETA

— DOS O MAS TARJETAS

4. LISTA DE MENSAJES PARCIALES

En la siguiente lista detallamos todos los mensajes parciales con que cuenta el programa y que en cierta medida constituyen una verificación de la calidad del diseño del sistema de protección.

En esta lista: MSJ significa el mensaje que entrega el comtador dentro de los resultados parciales

EXP es la aplicación del mensaje anterior.

RES es la respuesta o acción que debe dar o aplicar el programador ante el mensaje dado.

- MSJ transformador inadecuado en j.
EXP el transformador de corriente utilizado por el relé de orden j no cumple la condición de límite térmico.
RES elimina el dispositivo j, pero permite formar secuencia para continuar el ciclo de coordinación.

- MSJ razón del transformador inadecuado en j.
EXP la corriente secundaria correspondiente a la corriente de carga nominal del circuito primario es mayor que todos los taps con que dispone el relé.
RES elimina el dispositivo j, pero permite formar secuencia de coordinación entre los elementos aguas arriba y aguas abajo de la ubicación en que se encuentra el dispositivo j.

- MSJ no es posible fijar el mínimo de operación en j.
EXP la corriente mínima de operación es menor que dos veces la corriente secundaria que corresponde a la corriente nominal en la ubicación del dispositivo j.
RES elimina el dispositivo j, pero permite formar secuencia de coordinación.

- MSJ relé mal direccionado en j.

- EXP la corriente que corresponde a la direccionalidad del relé es nula.
- RES elimina el dispositivo j. Si se trata de un relé que tenía que coordinar con otro elemento de protección se transfieren los tiempos mínimos necesarios para que se cumpla coordinación, a los elementos ubicados aguas arriba. Si se trata de un elemento que solo da protección hasta el extremo de la línea, sin proporcionar respaldo remoto, lo elimina completamente.
- MSJ fusible mal escogido en j.
- EXP la carga nominales mayor que la corriente permanente que puede pasar por los fusibles identificados en j, o también la corriente de cortocircuito máximo es mayor que la capacidad de ruptura.
- RES elimina el dispositivo j, pero permite formar secuencia de coordinación.
- MSJ se sale del límite de validez de las curvas en j.
- EXP al comparar las corrientes de cortocircuito o los resultados de cálculo del tiempo de operación con los límites de validez de las curvas características de operación del dispositivo j se comprueba que no los cumple.
- RES en el caso de corrientes, lo elimina permitiendo continuar la coordinación. En el caso de los tiempos si es por defecto guarda -1 , y si es por exceso guarda 1111.111 .
- MSJ relé no cumple límite térmico en j.
- EXP el tiempo de operación y la correspondiente corriente de cortocircuito máximo no satisfacen el límite térmico del relé j.

- RES para la ubicación correspondiente a j se guardan - tiempos iguales a 0.0 .
- MSJ no hay protección para falla menor en j .
EXP el tiempo de operación para falla mínima en el punto en que se encuentra j , se sale del límite de validez de las curvas.
RES se guarda un tiempo igual a 0.0 , por lo que no habrá respaldo para esta falla.
- MSJ No hay protección para falla mínima en j .
EXP el tiempo de operación para falla mínima en el extremo de la línea a la cual da protección j , se sale del límite de validez de las curvas.
RES se guarda un tiempo igual a 0.0 , por lo que no habrá respaldo remoto a j para la falla mínima que ocurre en el extremo de la línea que parte desde la ubicación de j .
- MSJ ubicación A no da respaldo a cortocircuito mínimo po B.
EXP al calcularse la curva de operación correspondiente al dispositivo en A que da respaldo al elemento que protege hasta la ubicación B, y para la condición de falla mínima en B, esta no corresponde a los valores entregados para identificar a las curvas.
RES en la ubicación no se guarda ninguna curva previa. Por lo tanto, al calcularse la curva de operación en una etapa posterior, no tomará en cuenta la condición de respaldo para falla mínima en B.
- MSJ no hay coordinación con aguas abajo en j .
EXP no es posible determinar las curvas que corresponden a los tiempos mínimos de operación necesarios para que j de respaldo a los elementos ubicados aguas abajo.

RES se elige la curva mínima para el dispositivo j.

- MSJ no hay coordinación para falla menor remota a j.

EXP no es posible determinar una curva que de protección para falla mínima en el extremo de la línea a la que el dispositivo j proporciona protección de respaldo remoto.

RES no considera este tipo de falla.

Donde:

- Presencia de rama, con elemento de protección ..2
- Presencia de rama, sin elemento de protección ..0
- Ausencia de rama.....1

OBTENCION DE LOS VECTORES AUXILIARES

R E G L A

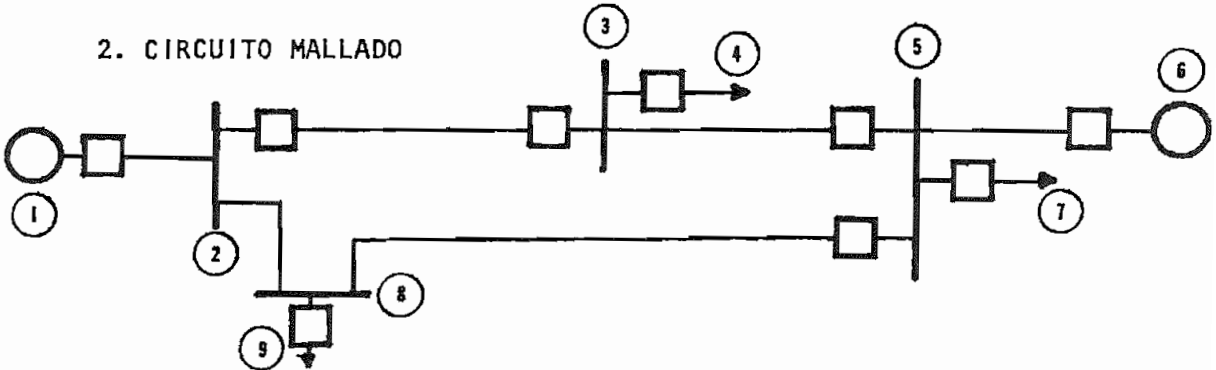
LCIRC	a LCMOD	b LCMOD	c LCMOD
0	0	0	-1
2	2	2	1
3	4	4	3
1	2	2	1
0	0	0	0
0	0	0	0
2	3	3	1
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	0

OBTENCION DE LOS VECTORES GEN, CLOAD Y TLINE

$$\text{GEN (i)} = \begin{array}{|c|} \hline 2.1 \\ \hline \end{array}$$
$$\text{CLOAD (i)} = \begin{array}{|c|} \hline 2.10 \\ \hline 3.6 \\ \hline 4.5 \\ \hline 7.8 \\ \hline 7.9 \\ \hline \end{array}$$
$$\text{TLINE (i)} = \begin{array}{|c|} \hline 2.3 \\ \hline 3.4 \\ \hline 3.7 \\ \hline \end{array}$$

En los vectores GEN, CLOAD y TLINE se indica con un solo número los nodos que identifican la ubicación del dispositivo. El número a la izquierda del punto indica el nodo de salida y - el número a la derecha indica el nodo de entrada.

2. CIRCUITO MALLADO



MATRIZ DE ADYACENCIA DEL GRAFICO MAG.

NODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
2	0	1	2	1	1	1	1	0	1
3	1	2	1	2	0	1	1	1	1
4	1	1	0	1	1	1	1	1	1
5	1	1	2	1	1	0	2	2	1
6	1	1	1	1	2	1	1	1	1
7	1	1	1	1	0	1	1	1	1
8	1	0	1	1	0	1	1	1	2
9	1	1	1	1	1	1	1	0	1

Donde: ;

- Presencia de rama, con protección ..2
- Presencia de rama, sin protección ..0
- Ausencia de rama.....1

OBTENCION DE LOS VECTORES AUXILIARES

LCIRC	R E G L A		
	a	b	c
LCMOD	LCMOD	LCMOD	LCMOD
1	1	-1	-1
1	3	3	3
2	3	3	2
0	0	0	0
3	4	4	3

Cont.	a	b	b
LCIRC	LCMOD	LCMOD	LCMOD
1	1	-1	-1
0	0	0	0
1	3	3	2
0	0	0	0

OBTENCION DE LOS VECTORES GEN, CLOAD Y TLINE

$$\text{GEN (i)} = \begin{vmatrix} 2.1 \\ 5.6 \end{vmatrix} \quad \text{CLOAD (i)} = \begin{vmatrix} 3.4 \\ 5.7 \\ 8.9 \end{vmatrix} \quad \text{TLINE (i)} = \begin{vmatrix} 2.3 \\ 2.8 \\ 3.5 \\ 5.8 \end{vmatrix}$$

GEN indica ubicación de generadores

CLOAD indica ubicación de cargas

TLINE indica ubicación de líneas

A P E N D I C E C

DETERMINACION DEL INDICE LINEAL A PARTIR DE LA MATRIZ MAG

La relación se deriva de la ordenación asignada a los elementos de protección existentes en el sistema, y que está dada por su posición relativa dentro de la matriz MAG (m,n).

La expresión analítica es la siguiente:

$$J = \sum_{m=1}^{i-1} \sum_{n=1}^{NN} F [MAG (m, n)] + \sum_{n=1}^k F [MAG (i, n)] \quad C.1$$

en que NN es el número de nodos del sistema.

$$F [MAG (m, n)] = 1 \text{ cuando } MAG (m, n) = 2 \\ \text{y } F [MAG (m, n)] = 0 \text{ cuando } MAG (m, n) \neq 2$$

Además, por definición del vector LCIRC, se tiene:

$$LCIRC (m) = \sum_{n=1}^{NN} F [MAG (m, n)] \quad C.2$$

Reemplazando la fórmula C.2 en la C.1, finalmente se llega a la siguiente expresión:

$$J = \sum_{m=1}^{i-1} LCIRC (m) + \sum_{n=1}^k F [MAG (i, n)] \quad C.3$$

REFERENCIAS

1. R. E. Albrecht, M. J. Nisja, W.E. Feero, G. D. Rockefeller, C. L. Wagner, 'Digital Computer Protective Device Co-ordination Program I General Program Description, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, April 1964, pg 402-410.
2. G. E. Radke, 'A method for calculating time-overcurrent relay setting by digital computer', IEEE Paper N^o 63-919, 1963, pg 189-205
3. C. R. Mason, 'The Art and Science of Protective Relaying', Jhon Wiley and Sons, 1956.
4. General Electric, 'The Art of Protective Relaying', Introduction Bulletin.
5. General Electric, 'The Art of Protective Relaying', Transmission and Subtransmission Lines, Bulletin.
6. Mc Graw-Edison Company, 'Distribution Switchgear', Catalog. N^o 77021, 1977.
7. Endesa, 'Protecciones de sobrecorriente', Boletín, Febrero 1972.
8. A. R. Van C. Warrington, 'Protective Relays their theory and practice', Chapman and Hall LTD.
9. Endesa, 'Protecciones de líneas de distribución', Boletín, Febrero 1972.
10. General Electric, 'Distribution System Feeder Overcurrent Protection', Bulletin.

11. J. Jurado, 'Apuntes de Protecciones', Escuela Politécnica Nacional, 1977.
12. A. G. Padke, 'Computer Relaying', IEEE Tutorial Course, 1979, -79EH0418-7-PWR.
13. Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), 'Protección de Sistemas Eléctricos', 1975.
14. W. D. Stevenson, Jr, 'Elementos de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia', Mc Graw-Hill Book Co. 1968
15. Westinghouse Electric Corporation, 'Applied Protective Relaying', 1976.
16. Westinghouse Electric Corporation, 'Electrical Transmission and Distribution, Reference Book', 1964.
17. Moon H. Yuen, ' Short Circuit ABC', IEEE Transactions on Industry Applications, Vol IA-10, N° 2, Marzo-Abril 1974, pag 261-272.
18. Mac Graw-Edison Company, 'Distribution System Protection Manual'.
19. Westinghouse Electric Corporation, 'Instructions: Type CO (Hi-Low) Overcurrent Relay', IL 41-100D, December 1976.
20. GEC Measurements, 'Type CDD', Publication R-5089B.
21. Stagg - El abiad, Computer method's in Power Sistem Analysis. Mc Graw Hill, 1968
22. B.J.Mann and I.F. Morrison. "Digitae Calculation of Impedance for Transmission Line Protecction" Trans IEEE, Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, No. 1. January/February 1971,pp 270-279.
23. R. Poncelet. "The Use of Digital Computers for Network Protection". CIGRE Paper 32-08, August 1972.